

PROSPECTO DE EMISOR FRECUENTE



YPF SOCIEDAD ANÓNIMA
(constituida conforme a las leyes de la República Argentina)

YPF Sociedad Anónima, inscrita en el Registro de Emisor Frecuente N° 4, con sede social en Macacha Güemes 515, (C1106BKK) Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina, CUIT N°30-54668997-9, número de teléfono general: (5411) 5441-2000, número de fax: (5411) 5441-0232, correo electrónico: inversoresypf@ypf.com, sitio web: www.ypf.com.

Describiremos los términos y condiciones específicos de cada clase o serie de obligaciones negociables a ser emitidas por la Sociedad bajo el Régimen Simplificado de Emisor Frecuente establecido en la Sección VIII, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV (el "Régimen de Emisor Frecuente"), en un Suplemento de Precio (el "Suplemento de Precio").

Registro de Emisor Frecuente N°4 otorgado por la Resolución N° RESFC-2018-19961-APN-DIR#CNV de fecha 28 de diciembre de 2018 del Directorio de la Comisión Nacional de Valores. La ratificación de la condición de emisor frecuente de la Emisora y la actualización de este prospecto fue resuelta por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2019-30-APN-GE#CNV de fecha 9 de abril de 2019 por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2020-21-APN-GE#CNV de fecha 3 de abril de 2020 y por Resolución N° RESFC-2021-21106-APN-DIR#CNV de fecha 29 de abril de 2021 del Directorio de la Comisión Nacional de Valores. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La Comisión Nacional de Valores no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el prospecto. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente prospecto es exclusiva responsabilidad del órgano de administración y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N°26.831. El órgano de administración de la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Emisora y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

La Sociedad se encuentra registrada como emisor frecuente de la CNV bajo el N° 4 otorgado por la Resolución N° RESFC-2018-19961-APN-DIR#CNV de fecha 28 de diciembre de 2018. La ratificación de la condición de emisor frecuente de la Sociedad fue resuelta por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2019-30-APN-GE#CNV de fecha 9 de abril de 2019, y por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2020-21-APN-GE#CNV de fecha 3 de abril de 2020 por Resolución N° RESFC-2021-21106-APN-DIR#CNV de fecha 29 de abril de 2021 del Directorio de la Comisión Nacional de Valores.

YPF cuenta con una calificación de emisora en moneda local A+.ar, según el informe de fecha 9 de abril de 2021 de la calificadora de riesgos Moodys Local AR Agente de Calificación de Riesgo S.A., el cual se encuentra disponible en el sitio web www.moodyslocal.com/country/ar/ratings/corp.

La inversión en obligaciones negociables implica riesgos significativos. Para más información, véase "Información Clave sobre la Emisora - Factores de Riesgo" del presente prospecto. El respectivo Suplemento de Precio de cualquier clase o serie de obligaciones negociables podrá detallar otros riesgos que deberán ser considerados al realizar una inversión en obligaciones negociables de la Emisora.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 119 de la Ley N° 26.831 y sus modificatorias (la "Ley de Mercado de Capitales"), los emisores de valores negociables, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores negociables con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores negociables con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. Según lo previsto en el artículo 120 de la Ley de Mercado de Capitales, las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores, o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores negociables deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos y suplementos de prospecto de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.

La solicitud de ingreso al Régimen de Emisor Frecuente fue resuelta por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 29 de junio de 2018. La actualización del prospecto, la ratificación de la condición de emisor frecuente de la Sociedad y las facultades de los funcionarios autorizados por el Directorio de la Compañía fueron aprobadas en su reunión de fecha 29 de marzo de 2021. La emisión de obligaciones negociables por el monto de hasta US\$ 6.500.000.000 (Dólares Estadounidenses seis mil quinientos millones) o su equivalente en otras monedas, en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente, fue aprobada por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 7 de enero de 2021 y su oferta pública se encuentra comprendida dentro de la Resolución de Directorio de la CNV N° RESFC-2021-20939-APN-DIR#CNV de fecha 27 de enero de 2021.

La Sociedad, sus beneficiarios finales, y las personas físicas o jurídicas que poseen como mínimo el 20% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre la misma, no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y no figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

La fecha de este prospecto es 6 de mayo de 2021

ALEJANDRO L. W.

ALBERTO - CFO

ÍNDICE

	<i>Página</i>
INTRODUCCIÓN	5
DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN.....	7
RESUMEN.....	16
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA	20
RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA	167
DIRECTORES, GERENCIA DE LA PRIMERA LÍNEA Y EMPLEADOS	198
ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	209
INFORMACIÓN CONTABLE	211
INFORMACIÓN DEL MERCADO	212
DIVIDENDOS.....	214
INFORMACIÓN ADICIONAL	216

YPF Sociedad Anónima (CUIT N° 30-54668997-9) es una sociedad anónima constituida según las leyes de la República Argentina ("Argentina"). En el presente prospecto, las referencias a "YPF", "la Compañía", "la Sociedad", "nosotros" y "nuestro" equivalen a YPF Sociedad Anónima y a sus sociedades controladas, si el contexto lo requiere, sus sociedades antecesoras. "YPF Sociedad Anónima" o "YPF S.A." se refiere únicamente a YPF Sociedad Anónima. Llevamos nuestros libros y publicamos nuestros estados financieros en pesos argentinos. En el presente prospecto, las referencias a "pesos", "Ps." o "\$" lo son a pesos argentinos, y las referencias a "dólares", "dólares estadounidenses" o "US\$" lo son a dólares de los Estados Unidos.

Los inversores deben basarse únicamente en la información contenida en este prospecto, el respectivo Suplemento de Precio u otros suplementos. Ni nosotros ni los colocadores, de existir, hemos autorizado a ninguna persona a suministrar información diferente a la información contenida en este prospecto y cualquier Suplemento de Precio u otros suplementos y ni nosotros ni los colocadores, de existir, incurriremos en responsabilidad alguna por cualquier información que difiera de la misma. La información contenida en este prospecto es nuestra única responsabilidad y se basa en información provista por nosotros y otras fuentes que creemos que son confiables, y es exacta únicamente a la fecha del presente prospecto, sin considerar el momento de su distribución ni de la venta de las obligaciones negociables.

Al adoptar la decisión de invertir en las obligaciones negociables, los inversores deben basarse en su propio examen acerca de nuestra Compañía y de los términos de la oferta, incluidos los méritos y riesgos que implica realizar la operación. No deben interpretar el contenido de este prospecto como un asesoramiento legal, comercial o impositivo. Deben consultar con sus propios apoderados, asesores comerciales o impositivos.

La distribución de este prospecto o de cualquiera de sus partes, incluido cualquier Suplemento de Precio, y la oferta, venta y entrega de las obligaciones negociables pueden estar limitadas por ley en ciertas jurisdicciones. Junto a los colocadores requerimos que las personas en cuyo poder se encuentre el presente prospecto tomen conocimiento y cumplan con tales restricciones. Este prospecto no constituye una oferta de venta ni una invitación a presentar ofertas para comprar obligaciones negociables en ninguna jurisdicción a ninguna persona a quien fuera ilícito realizar la oferta o invitación, ni constituye una invitación ni una recomendación a suscribir o comprar obligaciones negociables por parte de la Compañía ni de los colocadores.

Las obligaciones negociables no llevan la recomendación de ninguna comisión de títulos valores ni ente regulador federal o de los estados de Estados Unidos. Asimismo, las mencionadas autoridades no han confirmado la exactitud ni determinado la suficiencia de este documento. Cualquier declaración en contrario constituye un delito penal.

De conformidad con lo dispuesto por la Ley N° 24.587, vigente a partir del 22 de noviembre de 1995 y el Decreto N° 259/1996, las sociedades argentinas no pueden emitir títulos valores al portador o en forma nominativa endosable. Conforme a ello, y en la medida en que dicha ley esté vigente, sólo emitiremos obligaciones negociables nominativas no endosables.

Las obligaciones negociables emitidas en el marco de este Prospecto revestirán el carácter de "obligaciones negociables simples no convertibles en acciones" según la Ley N° 23.576 y sus modificatorias (la "Ley de Obligaciones Negociables") y tendrán derecho a los beneficios establecidos en dicha ley y estarán sujetas a sus requisitos de procedimiento. Las obligaciones negociables colocadas a través de una oferta pública en Argentina se ajustarán a las disposiciones de la Ley de Mercado de Capitales y a las normas de la Comisión Nacional de Valores (según T.O. por la Resolución General N° 622/2013 y sus modificatorias y complementarias) (las "Normas de la CNV").

La solicitud de ingreso al Régimen de Emisor Frecuente fue resuelta por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 29 de junio de 2018. La actualización del prospecto, la ratificación de la condición de emisor frecuente de la Sociedad y las facultades de los funcionarios autorizados por el Directorio de la Compañía fueron aprobadas en su reunión de fecha 29 de marzo de 2021. La emisión de obligaciones negociables por el monto de hasta US\$1.000.000.000 (Dólares Estadounidenses mil millones) o su equivalente en otras monedas, en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente, fue aprobada por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 5 de abril de 2019, y su oferta pública fue autorizada por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2019-30-APN-GE#CNV de fecha 9 de abril de 2019, mientras que la emisión de obligaciones negociables por el monto US\$1.500.000.000 (Dólares Estadounidenses mil quinientos millones) o su equivalente en otras monedas, en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente, fue aprobada por el Directorio de la Sociedad en sus reuniones de fecha 8 de agosto de 2019 y 4 de diciembre de 2019, y su oferta pública fue autorizada por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2020-12-APN-GE#CNV de fecha 20 de febrero de 2020. La emisión de obligaciones negociables por el monto de hasta US\$ 6.500.000.000 (Dólares Estadounidenses seis mil quinientos millones) o su equivalente en otras monedas, en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente, fue aprobada por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 7 de enero de 2021, y su oferta pública se encuentra comprendida dentro de la Resolución de Directorio de la CNV N° RESFC-2021-20939-APN-DIR#CNV de fecha 27 de enero de 2021.

INTRODUCCIÓN

El presente prospecto contiene los factores de riesgo relacionados con una inversión en las obligaciones negociables, información sobre nuestro negocio, bienes, resultados de las operaciones y situación patrimonial y financiera, un análisis de la dirección sobre nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones, nuestros estados financieros consolidados y demás información contable y de otra naturaleza relacionada con nosotros. Oportunamente actualizaremos, modificaremos o complementaremos este prospecto, actualizaciones, modificaciones o suplementos que podrán ser incluidos en un Suplemento de Precio o en otros suplementos del presente. Si hubiera diferencias entre la información aquí contenida y la contenida en un suplemento, deberán basarse en el suplemento, que se considerará reemplaza a la información de este prospecto.

Antes de invertir en las obligaciones negociables, deberán leer cuidadosamente este prospecto, junto con el respectivo Suplemento de Precio y cualquier otro suplemento o modificación del presente.

Excepto que se determinara lo contrario en este prospecto, las referencias a “US\$” y “dólares” equivalen a dólares de los Estados Unidos de América y las referencias a “Ps.” y “pesos”, a pesos argentinos.

Información disponible

El presente prospecto podrá contener resúmenes de ciertos acuerdos que podremos celebrar en relación con esta oferta. Las descripciones contenidas en el presente y en tales acuerdos no pretenden ser completas y se encuentran sujetas o condicionadas en su totalidad por referencia a los contratos definitivos. Podrán obtenerse copias de los contratos definitivos solicitándolas sin cargo en la siguiente dirección: Macacha Güemes 515, C1106BKK Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, (5411) 5441-5531.

Presentamos estados financieros y demás informes en forma periódica a la CNV, sita en 25 de mayo 175, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Se podrá consultar los estados financieros de la Compañía, incluidos por referencia al presente prospecto, así como también el presente prospecto en sí y cualquier suplemento correspondiente incluyendo el Suplemento de Precio relacionado con una serie a ser emitida en virtud del mismo en el sitio web de la CNV (www.cnv.gov.ar) en el ítem “Empresas” y en el sitio web institucional de la Compañía (www.ypf.com). Asimismo, aquellos inversores que lo deseen podrán solicitar en soporte papel ejemplares del presente prospecto y los estados financieros que lo integran en la dirección indicada en el párrafo anterior.

Manifestaciones sobre el futuro

El presente prospecto, inclusive cualquier documentación incorporada por referencia al mismo, contiene manifestaciones que creemos constituyen manifestaciones sobre el futuro. Dichas manifestaciones hacia el futuro pueden incluir manifestaciones referidas a nuestra intención, entendimiento o expectativas actuales y a las de nuestra Dirección, e inclusive manifestaciones con respecto a tendencias que afectan la situación financiera, precios, ratios financieros, resultados de operaciones, negocio, estrategia, concentración geográfica, reservas, volumen futuro de producción de hidrocarburos y la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus compromisos de venta a partir del futuro suministro de hidrocarburos disponible para la Sociedad, nuestra capacidad para pagar dividendos en el futuro y para cancelar nuestras deudas, fechas y períodos en los cuales la producción se estima podrá extraerse, como también nuestros planes con respecto a nuestros gastos y erogaciones de capital, estrategia de negocio, concentración geográfica, ahorro de costos, inversiones y política sobre dividendos. Dichas manifestaciones no garantizan el rendimiento futuro y están sujetas a riesgos e incertidumbres significativas, cambios y otros factores que pueden escapar a nuestro control y ser difíciles de predecir. En consecuencia, la situación financiera, ratios financieros, resultados de operaciones, negocio, estrategia, concentración geográfica, volumen de producción y reservas, como también nuestros gastos e inversiones de capital, ahorro de costos, inversiones, capacidad para cumplir con nuestros compromisos, pagar dividendos o cancelar nuestras obligaciones de deuda podrían diferir en forma significativa de los indicados en forma expresa o tácita en cualquiera de dichas manifestaciones hacia el futuro. Entre dichos factores se encuentran, pero no se limitan a, eventuales fluctuaciones del tipo de cambio, la inflación, el precio del barril de crudo en la Argentina y en el mercado internacional y sus derivados, la capacidad para realizar reducciones de costos y el logro de la eficiencia operativa y sin interrumpir indebidamente las operaciones del negocio, el reemplazo de reservas de hidrocarburos, consideraciones ambientales, reglamentarias y legales, incluyendo la imposición de regulaciones gubernamentales a los negocios en los que opera la Compañía, cambios en nuestra estrategia de negocio y operaciones, nuestra capacidad para encontrar socios u obtener financiamiento, la capacidad para mantener nuestras concesiones, y la situación económica y empresarial general en la Argentina, como así también los factores que se describen en el prospecto de YPF y sus afiliadas, en particular bajo los títulos “Información sobre la Emisora — Factores de Riesgo” y “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera - Análisis y explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones”. No nos comprometemos a actualizar o corregir públicamente las manifestaciones sobre el futuro, aun cuando por la experiencia o los cambios futuros se torne claro que los resultados proyectados o la situación que indican en forma expresa o tácita no se realizarán.

Requisitos de calificación y ley argentina

Si una emisora optara por obtener cualquier calificación, o si la CNV considerara necesario obtener una calificación en una determinada circunstancia de la oferta, las Normas de la CNV disponen que podrán obtener la(s) calificación(es) de riesgo del modo que sigue: (a) Respecto del monto máximo autorizado o (b) respecto de cada clase o series, aclarándose en todos los casos. Las emisoras que opten por calificar sus obligaciones negociables elegirán uno o dos agentes de calificación de riesgos, según se detalle en el Suplemento de Precio de cada clase.

La CNV ha dispuesto que las emisoras dentro del ámbito de la oferta pública que decidan solicitar una calificación de riesgo de valores negociables deberán mantener esta decisión hasta su cancelación total, salvo aprobación unánime de los titulares de los valores negociables.

Una calificación no constituye una recomendación para comprar, mantener o vender obligaciones negociables, en la medida en que dicha calificación no se expresa sobre un precio de mercado o respecto a si es apropiado para inversores particulares. La Sociedad puede también calificar cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, según se informe en el Suplemento de Precio correspondiente.

Abreviaturas

“bbl”	Barriles.
“bbl/d”	Barriles por día.
“mMpc”	Miles de millones de pies cúbicos.
“mMm3”	Miles de millones de metros cúbicos.
“bpe”	Barriles de petróleo equivalente.
“m”	Miles.
“m3”	Metro cúbico.
“m3/d”	Metro cúbico por día.
“Mbbbl”	Millones de barriles.
“mbbl”	Miles de barriles.
“mbbl/d”	Miles de barriles por día.
“mbpe”	Miles de barriles de petróleo equivalentes.
“mbpe/d”	Miles de barriles de petróleo equivalentes por día.
“Mbpe”	Millones de barriles de petróleo equivalentes.
“Mbpe/d”	Millones de barriles de petróleo equivalentes por día.
“mpc”	Miles de pies cúbicos.
“mpc/d”	Miles de pies cúbicos por día.
“Mpc”	Millones de pies cúbicos.
“Mpc/d”	Millones de pies cúbicos por día.
“Mm3”	Millón de metros cúbicos.
“Mm3/d”	Millón de metros cúbicos por día.
“mm3”	Miles de metros cúbicos.
“mm3/d”	Miles de metros cúbicos por día.
“GNL”	Gas Natural Licuado.
“GLP”	Gas Licuado de Petróleo.
“GW”	Gigawatt.
“GWh”	Gigawatt hora.
“HP”	Caballos de potencia (Horsepower).
“km”	Kilómetro.
“km2”	Kilómetro cuadrado.
“Líquidos”	Petróleo crudo, condensados y líquidos de gas natural.
“tn”	Toneladas.
“mtn”	Mil toneladas.
“MW”	Megawatts.
“MBtu”	Millón de Unidades Térmicas Británicas (British thermal units).

DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

La Ley N° 26.741 (“Ley de Expropiación”), que fue aprobada por el Congreso el 3 de mayo de 2012 declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado por igual porcentaje de las acciones Clase D de dicha empresa, pertenecientes a Repsol YPF S.A., sus controlantes o controladas, en forma directa o indirecta. Las acciones sujetas a expropiación, las cuales fueron declaradas de utilidad pública y fueron transferidas a la República de Argentina, serán distribuidas del siguiente modo: el cincuenta y un por ciento (51%) pertenecerá a la República Argentina y el cuarenta y nueve por ciento (49%) restante se distribuirá entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. A efectos de garantizar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo Nacional, por sí o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos.

La Ley de Expropiación establece que YPF continuará sus operaciones como una “sociedad anónima abierta” y la gestión de las acciones sujetas a expropiación se llevará a cabo de acuerdo a los siguientes principios: (i) contribución estratégica de la compañía según los objetivos establecidos en la Ley de Expropiación; (ii) la gestión de la compañía de acuerdo a las mejores prácticas de la industria y el gobierno corporativo, preservando los intereses de los accionistas y creándoles valor; y (iii) la gestión profesional de la compañía. Véase adicionalmente “Información sobre la Emisora – Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional – Ley N° 26.932”.

La información proporcionada a continuación describe la composición y responsabilidades de nuestro Directorio y de los comités a la fecha de este Prospecto.

Directorio

Composición de nuestro Directorio.

Nuestro Directorio, actualmente está compuesto por 12 directores titulares y 9 directores suplentes. Todos los miembros del Directorio, excepto los designados Héctor Pedro Recalde, Ramiro Gerardo Manzanal y Celso Alejandro Jaque, han sido debidamente inscriptos ante la Inspección General de Justicia. El ejercicio en que fueron designados y el ejercicio de vencimiento de su mandato se detallan a continuación:

Nombre	Cargo	Edad	Director Plazo vence		CUIL
			Desde	en	
Pablo Gerardo González	Presidente del Directorio	52	2021	2021	20-20216156-2
Roberto Luis Monti	Director Titular	82	2020	2021	20-04563973-9
Norberto Alfredo Bruno	Director Titular	61	2020	2021	20-13322887-0
Horacio Oscar Forchiassin	Director Titular	65	2020	2021	20-11804778-9
Ignacio Perincioli	Director Titular	44	2020	2021	20-25441413-2
Pedro Martín Kerchner Tomba	Director Titular	46	2020	2021	20-24160687-3
María de los Ángeles Roveda	Directora Titular	42	2020	2021	27-26389040-5
Ramiro Gerardo Manzanal	Director Titular	49	2020	2021	20-22707725-6
Héctor Pedro Recalde	Director Titular	82	2020	2021	20-04267848-8
Celso Alejandro Jaque	Director Titular	60	2020	2021	20-13642727-0
Sergio Pablo Antonio Affronti	Director Titular	51	2020	2021	20-20748794-6
Demián Tupac Panigo ⁽¹⁾	Director Titular	46	2020	2021	20-24040864-4
Gerardo Damián Canseco ⁽²⁾	Director Suplente	56	2020	2021	20-17234624-4
Guillermo Rafael Pons	Director Suplente	56	2020	2021	20-17025659-0
Adrián Felipe Peres	Director Suplente	79	2020	2021	20-13744209-5
Silvina del Valle Córdoba	Directora Suplente	44	2020	2021	27-25026382-7
Miguel Lisandro Nieri	Director Suplente	48	2020	2021	20-22777743-6
María Martina Azcurra ⁽²⁾	Directora Suplente	50	2020	2021	27-22098951-3
Santiago Martínez Tanoira ⁽²⁾	Director Suplente	48	2020	2021	20-22962398-3
Silvia Noemí Ayala ⁽²⁾	Directora Suplente	54	2020	2021	27-18420776-7
Santiago Álvarez	Director Suplente	40	2020	2021	20-28405909-4

⁽¹⁾ En representación de las acciones Clase A

⁽²⁾ Al 31 de marzo de 2021, la persona posee menos del uno por ciento de nuestras acciones Clase D.

El Presidente del Directorio, quien, de acuerdo con nuestro estatuto, debe ser un director de Clase D, fue elegido por los miembros de la Comisión Fiscalizadora e informado al Directorio en la reunión celebrada el 24 de febrero de 2021.

Intereses comerciales externos y experiencia de los miembros del Directorio

Pablo Gerardo González

El Sr. González DNI 20.216.156, CUIL 20-20216156-2, es licenciado en Derecho en la Universidad Nacional de La Plata, donde asimismo obtuvo el título de Escribano. Además es Licenciado en Derecho de Hidrocarburos de la Universidad Austral.

En 1994 fue miembro del Directorio de Distrigas S.A. En 1996 se desempeñó como Gerente Legal de Servicios Públicos Sociedad del Estado. De 1999 a 2003 se desempeñó como Subsecretario de Recursos Fiscales de la Provincia de Santa Cruz. Se desempeñó como Fiscal General de la Provincia de Santa Cruz de 2003 a 2007. En 2007, se desempeñó como Ministro del Interior Provincial, Representante Provincial y Primer Vicepresidente en la Cámara de Representantes de Santa Cruz. De 2008 a 2011, fue Jefe de Gabinete de Ministros de la Provincia de Santa Cruz. Entre 2011 y 2015 fue Senador Nacional en representación de la Provincia de Santa Cruz. Durante 2014 a 2015 fue miembro del Consejo de la Magistratura de la Nación. Fue Vicegobernador de la Provincia de Santa Cruz durante el período 2015-2019. De 2019 a 2021 fue Diputado Provincial de la Provincia de Santa Cruz.

Roberto Luis Monti

El Sr. Monti, DNI N°4.563.973, CUIL N°20-04563973-9, obtuvo títulos de grado y posgrado en ingeniería eléctrica de la Universidad de Buenos Aires y cuenta con un Master en Administración de Empresas de la American Management Association, Nueva York. Tiene una amplia experiencia en la industria de la energía nacional e internacional. Desde 1995 hasta 1997, fue presidente y Gerente General de Maxus Energy Corporation. Se desempeñó como CEO de YPF en 1997 y como presidente del Directorio y CEO, desde 1998 a 1999. Desde 1999 al 2000 fue el Vicepresidente Ejecutivo de Exploración y Producción de Repsol YPF en Argentina. Actualmente es Director Titular de Tenaris S.A. Fue Director Titular y Presidente del Comité de Riesgos y Sustentabilidad del Directorio de YPF desde abril 2016 a enero de 2020. Actualmente es Director Titular de YPF desde mayo 2020. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Norberto Alfredo Bruno

El Sr. Bruno, DNI N° 13.322.887, CUIL N° 20-13322887-0, es Licenciado en Administración de Empresas de la Universidad Argentina de la Empresa y cuenta con estudios de posgrado en Administración Estratégica del Instituto de Administración Estratégica; Organización y Dirección de Negocios, del Instituto Argentino de Economía Energética y Economía Energética del Massachusetts Institute of Technology. Ocupó diferentes cargos en YPF, donde se desempeñó como Gerente de Desarrollo Internacional, desde 1983 hasta 1998 y en YPF Perú, donde fue Gerente General desde 1998 hasta el año 2000. Desde octubre del 2001 a diciembre del 2013, fue el Gerente General de Empresa de Energía Río Negro S.A. Posteriormente, se desempeñó realizando consultoría y asesoría empresarial. Entre diciembre de 2015 y diciembre de 2019, el Sr. Bruno fue Ministro de Economía e Infraestructura de la Provincia del Neuquén. Es Director Titular de YPF desde abril 2016. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Horacio Oscar Forchiassin

El Sr. Forchiassin DNI N° 11.804.778, CUIL N° 20-11804778-9, es licenciado en Ingeniería Industrial por la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, de Comodoro Rivadavia, Provincia de Chubut, Argentina. Ocupó diversos cargos en Transportes Dimópulos S.R.L desde 1973 hasta que se convirtió en Gerente de Operaciones entre enero de 1980 y septiembre de 1995. Entre 1991 y 1995 se desempeñó en Operaciones Especiales Argentinas S.A. como Gerente Comercial y como Representante Técnico en Operaciones en Cañadón León. De 1995 a 2016 ocupó diversos cargos en Tuboscope Vetco de Argentina S.A., siendo Gerente de Operaciones para el sur regional y luego Gerente de Operaciones para Argentina hasta que fue nombrado gerente general en enero de 2011. También fue miembro del Directorio, sirviendo como Presidente y Gerente General desde marzo de 2012 hasta diciembre de 2016, así como en el mismo período que ocupó el cargo de Director en Tuboscope Vetco de Canadá INC. Entre marzo de 2013 y diciembre de 2016, fue Director de Black Max Argentina SA, y en enero de 2017 fue nombrado como Director Suplente. Entre febrero de 2013 y diciembre de 2016, se desempeñó como miembro del Directorio en Tradimex SAIyC, donde ha sido Director Suplente desde enero de 2017 a diciembre 2019. Es miembro del Directorio de YPF desde marzo de 2020.

Ignacio Perincioli

El Sr. Perincioli, DNI N° 25.441.413, CUIL N° 20-25441413-2 se graduó como Contador Público y como Licenciado en Administración de Empresas en la Universidad de Buenos Aires. Realizó una Especialización de Gestión de Proyectos en la Asociación Argentina de Evaluadores (ASAE) y una Especialización en la Gestión de Pequeñas y Medianas Empresas en la Universidad de Buenos Aires. Se desempeñó en el Departamento de Control de Endeudamiento Externo de la Auditoría General de la Nación; en la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión, en el Área del Programa de Caminos Provinciales, dentro del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, y en la Gerencia de Administración y Finanzas de La Opinión Austral S.A. en Río Gallegos, Provincia de Santa Cruz. Desde diciembre de 2015 a marzo de 2018 fue Presidente de Fomento Minero de Santa Cruz S.E., y Director y Vicepresidente de Cerro Vanguardia S.A. y Síndico Titular en Patagonia Gold S.A. Entre julio de 2014 y diciembre de 2015 fue Director titular en YPF S.A. Actualmente, es Ministro de Economía, Finanzas e Infraestructura de la Provincia de Santa Cruz. Es director titular de YPF desde el 5 de abril de 2018. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Pedro Martín Kerchner Tomba

El Sr. Kerchner Tomba, DNI N° 24.160.687, CUIL N° 20-24160687-3, es Contador Público de la Escuela de Ciencias Económicas de la Pontificia Universidad Católica Argentina. Asimismo, el Sr. Kerchner Tomba realizó un Posgrado en Estrategia Financiera en la Universidad Nacional de Cuyo y, en Tributación en la Universidad Nacional de Tres de Febrero con especialización en tributación local. Entre otras posiciones, entre julio de 2006 y marzo de 2008, se fue gerente de la sucursal de Mendoza en Vangent S.A. Se desempeñó como Director Administrativo del Ministerio de Justicia de la Provincia de Mendoza, como Secretario de Finanzas del Municipio de Godoy Cruz, Provincia de Mendoza, y fue elegido como Diputado Provincial de la Provincia de Mendoza, y fue miembro suplente del Directorio de YPF desde diciembre 2015 hasta marzo de 2017. Entre 2016 y marzo de 2017 fue presidente del consejo federal de responsabilidad fiscal. Adicionalmente fue Ministro de Economía de la Provincia de Mendoza hasta diciembre de 2019. Además, es presidente del instituto de desarrollo tecnológico, industrial y de servicios de Mendoza (IDITS). Es presidente y vicepresidente de la fundación ProMendoza. Es presidente del instituto de desarrollo comercial de Mendoza (IDC). Fue el fundador de PMK Consultora S.A. Actualmente, desarrolla la profesión de manera privada. Es miembro del directorio de YPF S.A. desde diciembre de 2019.

María de los Ángeles Roveda

La Sra. Roveda, DNI N° 26.389.040, CUIL N° 27-26389040-5, se graduó en la Universidad Nacional de La Pampa como Abogada y Escribana. Obtuvo una Diplomatura en Gestión Minera y realizó una especialización en Gerenciamiento de Gas y Petróleo. Desde 2002 es docente de la cátedra de Derecho de Minería y Energía de la Facultad de Ciencias Económicas y Jurídicas de la Universidad Nacional de La Pampa. Desde 2003 se desempeña en la Asesoría Letrada del Ministerio de Hacienda y Finanzas del Ministerio de la Producción, Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería de la Provincia de La Pampa. Entre 2011 y 2019 estuvo a cargo de la Dirección de Minería de la Provincia de La Pampa. Actualmente es la Presidente del Directorio de PAMPETROL S.A.P.E.M. Es directora titular de YPF desde el 10 de noviembre de 2020. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Ramiro Gerardo Manzanal

El Sr. Manzanal, DNI N° 22.707.725, CUIL N° 20-22707725-6, es Licenciado en Economía, con orientación en Planificación y Desarrollo Económico de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires. Cursó un Posgrado en Economía y Políticas Públicas en la Universidad Torcuato Di Tella. Entre el año 1998 y el 2000 fue Consultor en la Secretaría de Industria Comercio y Minería. Entre el año 2000 y el 2004 fue Asesor en la Planta de Gabinete de la Secretaría de Desarrollo Económico del Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires. Entre el año 2004 y el 2006 fue Asesor en la Subsecretaría de Producción, Secretaría de Producción, Turismo y Desarrollo Sustentable, del Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires. Entre el año 2006 y el 2008 fue Coordinador Ejecutivo del Programa del Banco Interamericano de Desarrollo de la Secretaría de Industria, Comercio y PyMe, Ministerio de Economía y Producción de la Nación. Entre el año 2008 y el 2012 fue Asesor de Presidencia en el Grupo Banco Nación – Nación AFJP. Entre el año 2012 y el 2014 fue asesor de la Gerencia General del Banco Central de la República Argentina. Entre el año 2014 y el 2015 se desarrolló como Vocal del Directorio de la Comisión Nacional de Comercio Exterior. Entre el año 2016 y el 2019 se desempeñó como consultor en Idear Desarrollo. Durante el año 2019 se desempeñó en la coordinación general del Centro PyME de la Escuela de Economía y Negocios de la Universidad Nacional de San Martín de la Provincia de Buenos Aires. Es miembro del Directorio de YPF desde marzo del 2020.

Héctor Pedro Recalde

El Sr. Recalde, DNI N° 4.267.848, CUIL N° 20-04267848-8, es Abogado de la Universidad de Buenos Aires, fue Profesor Titular de distintas materias relacionadas al Derecho del Trabajo en la Universidad de Buenos Aires. Fue Asesor Letrado de Organizaciones Sindicales, Jefe de Asesores de la Confederación General del Trabajo de la República Argentina, Miembro del Consejo Consultor de la Asociación de Abogados Laboralistas. Fue Asesor Técnico en representación del sector trabajador del Consejo del Empleo, la Productividad y el Salario Mínimo Vital y Móvil, Secretario General de la Asociación del Personal de Organismos de Previsión Social. Fue Consejero de la Escuela Judicial del Consejo de la Magistratura de la Nación, Director de la Revista Derecho del Trabajo, Editorial Ministerio de Justicia y Derechos Humanos de la Nación. Fue Diputado de la Nación y Presidente de la Comisión de Legislación del Trabajo de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación durante el período 2006 al 2015. Fue Miembro del Consejo de la Magistratura partir de noviembre del 2014 hasta julio de 2016. Es miembro del Directorio de YPF desde marzo del 2020.

Celso Alejandro Jaque

El Sr. Jaque, DNI N° 13.642.727, CUIL N° 20-13642727-0, es Contador Público Nacional y Perito Partidor de la Universidad Nacional de Cuyo, Facultad de Ciencias Económicas. Entre el año 1991 y el 1995 fue Diputado Provincial del Cuarto Distrito Electoral de la Provincia de Mendoza. Fue Intendente Municipal de Malargüe, Mendoza en dos períodos: entre diciembre del año 1995 y diciembre del 1999 y entre diciembre del año 1999 y diciembre 2003. Fue Senador de la Nación por la Provincia de Mendoza, Honorable Cámara de Senadores de la Nación durante los años 2003 y 2007. Entre los años 2007 y 2011 fue Gobernador de la Provincia de Mendoza. Entre otros cargos, se desempeñó en el Sector Público como Secretario Privado del Ministro de Hacienda de la Provincia de Mendoza en el año 1987. Desde el año 1989 hasta 1991 fue Director General de Administración del Ministerio de Hacienda de la Provincia de Mendoza. Desde el año 2012 hasta noviembre 2015 fue Embajador Extraordinario y Plenipotenciario de la República Argentina en la República de Colombia. Se desempeñó como Gerente Administrativo en empresas de servicios de la provincia de Mendoza. También ejerció la profesión de forma privada. Es miembro del Directorio de YPF desde marzo del 2020.

Sergio Pablo Antonio Affronti

El Sr. Affronti, DNI N° 20.748.794, CUIL N° 20-20748794-6, obtuvo el título de Contador Público Nacional y es Licenciado en Administración de Empresas por la Universidad Católica Argentina, y O&G Management and Engineering Program, por la Universidad de Texas en Austin. Tiene más de 20 años de experiencia en la industria del gas y del petróleo en Latinoamérica, Europa y Norte de África. Entre otros cargos se desempeñó como Gerente de Planificación Estratégica para YPF Upstream en Latinoamérica, Country Manager para Repsol en Ecuador, Director de Desarrollo Corporativo para Repsol Upstream, Director de Planificación y Control para Repsol Upstream en Europa, Asia y África y Director de Planificación Técnica para los proyectos en Algeria. Se desempeñó como Vicepresidente de Servicios Compartidos y Director Suplente de YPF desde junio de 2012 hasta diciembre de 2016. En los últimos años se desempeñó como consultor independiente en proyectos estratégicos para compañías petroleras internacionales en Argentina. Es Director de YPF S.A. y Gerente General (CEO) desde abril de 2020. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Demian Tupac Panigo

El Sr. Demian Tupac Panigo es Licenciado en Economía, graduado de la Universidad Nacional de La Plata; realizó un Master en Ciencias Sociales del Trabajo en la Universidad de Buenos Aires, y un Doctorado en Economía en la École des Hautes Études en Sciences Sociales, Francia. Desde 2003 a 2004, se desempeñó como Economista para América Latina en el Ixis Corporate & Investment Bank. Entre 2007 y 2012, ocupó diversos cargos en Ministerio de Economía y Producción de la Nación, llegando a desempeñarse como Director Nacional de Programación Macroeconómica. Se desempeña como investigador independiente del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (Conicet) y como docente de grado y de posgrado en las Universidades Nacionales de Moreno, La Plata y Buenos Aires. Se desempeña como Vicepresidente del Directorio de Fabricaciones Militares Sociedad del Estado hasta el 16 de diciembre de 2020. Es Director de YPF S.A. por la Clase A desde el 17 de diciembre de 2020.

Gerardo Damián Canseco

El Sr. Canseco, DNI N° 17.234.624, CUIL N° 20-17234624-4, es abogado, especialista en Derecho de asociaciones sindicales. Desde 1984 es empleado de YPF. Entre otros cargos, se desempeñó como Secretario de Gobierno de la Municipalidad de San Lorenzo, Provincia de Santa Fe, desde el 2007 hasta el 2011 y como Subsecretario de Trabajo, del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social de la Provincia de Santa Fe, desde el 2011 hasta el 2014. Asimismo, fue el Presidente del Centro de Estudios Laborales y Sociales de Rosario, por el período 2014 a 2016. Actualmente, es el Secretario General en San Lorenzo, una subsidiaria de la Unión para el Comercio del Petróleo e Hidrocarburos, y es Director Suplente de YPF desde abril 2016. Es Director Suplente de YPF desde abril 2016. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Guillermo Rafael Pons

El Sr. Pons DNI N°17.025.659 CUIL N°20-17025659-0, El Sr. Pons se graduó como Contador Público Nacional en la Universidad Nacional del Comahue de la Provincia del Neuquén. Realizó una Maestría en Dirección de Empresas en la Escuela Internacional de Negocios (EIN). Desde diciembre de 1991 a diciembre de 2000 ejerció la profesión de manera privada. Desde enero de 2001 a octubre de 2011 fue socio del Estudio Molinaroli, Perticarini, Pons y Asociados. Fue Director General de Administración del Ministerio de Gobierno y Justicia de la Provincia del Neuquén entre mayo de 1994 y noviembre de 1995. Se desempeñó como Secretario de Hacienda de la Municipalidad de Neuquén entre junio de 1995 y diciembre de 1995. Entre noviembre de 1994 y mayo de 1995 fue Director General de Administración de la Secretaría de Estado de Acción Social de la Provincia del Neuquén. Asimismo, fue Gerente Administrativo de la U.E.F.E. (Unidad Ejecutora Central de Proyectos con Financiamiento Externo) de la Provincia del Neuquén entre los años 1999 y 2000. Asimismo, se desempeñó como consultor de la Superintendencia de Gestión Económica de la Provincia de Río Negro en el año 1996. Fue asesor de la Legislatura de Río Negro entre 2003 y 2007. Desde noviembre de 2011 a la actualidad es socio de BMP Estudio & Consultora S.R.L. Es el Ministro de Economía e Infraestructura de la Provincia del Neuquén. Es director suplente del Directorio de YPF desde abril de 2020. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Adrián Felipe Peres

El Sr. Peres, DNI N°13.744.209, CUIL N°20-13744209-5, El Sr. Peres es Abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires. Fue profesor de Derecho Civil y Contratos de la Universidad de Buenos Aires y de la Universidad Católica Argentina. Entre 1968 y 1976 ejerció como Abogado de la Secretaría de Energía. Desde 1976 a 1981 fue Asesor y luego Director de Contratos de YPF. También, se desempeñó como Asesor de la Secretaría de Minería entre 1981 y 1982. En ese mismo año fue abogado en Cárdenas, Hope & Otero Monsegur. Desde 1982 hasta el 2011 se desempeñó en Bidas S.A. donde ocupó diversos cargos, primero como Abogado, luego Director Comercial hasta finalmente ser Vicepresidente. Además, fue Officer of Oil Committee del International Bar Association, fue Presidente de la Asociación del Derecho de la Energía, fue miembro del Directorio del Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG), fue miembro del Directorio del Centro de Economía Política Argentina (C.E.P.A.). Asimismo, a partir de 1995 fue miembro del Directorio, Director Ejecutivo y desde 2020 es Presidente de la Cámara de la Industria del Petróleo. Actualmente, es director suplente de YPF desde abril de 2020. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Silvina del Valle Córdoba

La Sra. del Valle Córdoba DNI N°25.026.382, CUIL N°27-25026382-7, se graduó en la Universidad Católica de Córdoba como Licenciada en Relaciones Internacionales y Licenciada en Ciencia Política. Realizó en la Universidad Nacional de la Patagonia Austral diversos Seminarios de Postgrado: en “Gestión y Organización Pública”, en “Economía del Sector Público”, en “Estado, Sociedad y

Políticas Públicas en la Argentina”, entre otros, y un Curso de Postgrado en “Políticas de Estado en el marco de la globalización” en Georgetown University. Se desempeñó como Directora de Organización Estratégica y Directora Provincial de Estadística y Censos de la Subsecretaría de Planeamiento de la Provincia de Santa Cruz. Entre el 2007 y el 2011 fue Subsecretaria de Planeamiento de la Provincia de Santa Cruz. Entre 2012 y 2015 se desempeñó como Jefa de Delegación Migraciones del Ministerio del Interior y Transporte de la Nación. A su vez, entre 2015 y 2019, se desempeñó como Secretaria de Comercio e Industria del Ministerio de Producción, Comercio e Industria del Gobierno de Santa Cruz. Actualmente es Ministra de Producción de Santa Cruz. Es miembro suplente del Directorio de YPF desde el 10 de agosto de 2020. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Miguel Lisandro Nieri

El Sr. Nieri, DNI N° 22.777.743, CUIL N° 20-22777743-6, es Licenciado en Economía, graduado de la Universidad Nacional de Cuyo y cuenta con un Major en finanzas y control de gestión de ADEN Business School, Universidad de San Francisco. Ocupó varios cargos durante su carrera, incluyendo Asesor de Gabinete del Ministerio de Hacienda de la Provincia de Mendoza, desde enero 2000 hasta noviembre 2003, Subdirector de Financiamiento en el Fondo Provincial para la Transformación y el Crecimiento de Mendoza, desde julio 2004 hasta febrero 2007, miembro del Directorio de Mendoza Fiduciaria S.A. desde junio 2006 hasta abril 2007, Responsable de los negocios de la región de Cuyo de Puente Hnos. Sociedad de Bolsa, entre marzo 2008 y junio 2009 y, Administrador de la Agencia de Financiamiento para el Desarrollo de Mendoza desde diciembre 2015 hasta marzo 2017. Fue el Ministro de Hacienda y Finanzas de la Provincia de Mendoza desde marzo de 2017 hasta julio de 2018. Entre julio 2018 y diciembre 2019 fue Ministro de Gobierno, Trabajo y Justicia de Mendoza. Actualmente es Ministro Finanzas de la Provincia de Mendoza. Es miembro suplente del Directorio de YPF desde marzo de 2017.

María Martina Azcurra

La Sra. Azcurra, DNI N°22.098.951, CUIL N° 27-22098951-3, es Contadora Pública y Licenciada en Administración de la Universidad de Buenos Aires. Tiene un máster en Dirección de Empresas de la Universidad del Salvador. Ingresó a YPF S.A. en el año 1992 ocupando diversos cargos en el área de Downstream Comercial hasta el año 2007, en donde se desarrolló como Jefe Soporte y Desarrollo Funcional en el área de Corporación, Departamento Económico-Administrativo. Entre el 2008 y 2010 fue Gerente de Estrategia, Planeamiento y Control de Gestión de Corporación, Finanzas. Entre 2010 y 2017 ocupó diversos cargos gerenciales en el área de Downstream Comercial, hasta su nombramiento como Gerente de Recursos Humanos Downstream en 2017 hasta la actualidad. Es directora suplente de YPF S.A. desde junio 2020. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Silvia Noemí Ayala

La Sra. Ayala, DNI N°18.420.776, CUIL N° 27-18420776-7, es contadora pública egresada de la Universidad de Morón, con distintos programas de especialización y un Máster en Economía y Administración en ESEADE. Ingresó a YPF en 1994 para colaborar en el proyecto de lanzamiento de OPESSA, empresa subsidiaria de YPF que opera estaciones de servicios propias. Ocupó diferentes cargos relacionados con los procesos administrativos y financieros hasta 2007. Entre 2008 y 2011 se desempeñó en YPF como Coordinadora de Procesos SAP y como Jefe de Planeamiento y Control de Gestión. En 2012 fue nombrada Gerente de Tesorería. Es la Gerente de Departamento de Servicios Financieros de YPF desde junio 2018. Es Directora suplente de YPF S.A. desde junio 2020. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Santiago Álvarez

El Sr. Álvarez, DNI N° 28.405.909, CUIL N° 20-28405909-4, es licenciado en Derecho de la Universidad de Buenos Aires. Desde 2007 a 2009 fue Asesor Legislativo de la Comisión Social en la Legislatura de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Desde 2009 a 2011 se desempeñó como Subgerente de Relaciones Institucionales de Aerolíneas Argentinas S.A. Desde 2011 a 2012 fue Gerente de Noticias en la Televisión Pública. Entre 2012 y 2015 fue presidente de la Agencia Télam. Desde 2016 hasta 2020 trabajó como Director Creativo en la Agencia Monteagudo. Actualmente, es Vicepresidente Ejecutivo de Asuntos Corporativos, Comunicaciones y Marketing desde enero de 2020 y Director Suplente de YPF desde abril de 2020. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Santiago Martínez Tanoira

El Sr. Martínez Tanoira, DNI N° 22.962.398, CUIL N° 20-22962398-3, obtuvo el título de Ingeniero Industrial en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) y posee un Máster en Administración de Empresas de la Universidad Austral. Realizó cursos de especialización en las Universidades de Darden, Wharton y Harvard, en Estados Unidos. Ingresó en YPF en 1998 en el área de Desarrollo de Negocios de la División Petroquímica. Fue responsable del área de Marketing y gerente de Planificación y Desarrollo dentro de la Unidad de Productos Industriales y de Química de Argentina entre diciembre de 2002 y abril de 2008. Posteriormente, en mayo de 2008, ocupó la posición de director de Petroquímica Básica y Productos Intermedios en Repsol Química, en España. Ocupó el cargo de director de Química en YPF desde agosto de 2011 hasta el 2012. También fue miembro del directorio de Profertil. Desde el 2012 hasta septiembre de 2016 se desempeñó como Gerente Ejecutivo de la Regional Mendoza, a cargo de la operación de Upstream y como Vicepresidente Ejecutivo Upstream desde octubre de 2016 hasta agosto de 2017 y el Vicepresidente Ejecutivo Downstream a desde de agosto 2017 hasta mayo 2020. Es el Presidente del Directorio de Compañía MEGA e YPF EE. Actualmente es el Vicepresidente Ejecutivo de Gas y Energía. Es Director Suplente de YPF desde abril de 2017.

Primera Línea Gerencial

En ese sentido, nuestra primera línea gerencial a la fecha de este Prospecto está compuesta por:

Nombre	Cargo	CUIT
Sergio Pablo Antonio Affronti	CEO	20-20748794-6,
Pablo Iuliano	Vicepresidente Upstream No convencional	20-22598522-8
Gustavo Astie	Vicepresidente Upstream Convencional	20-21663950-3
Mauricio Martín	Vicepresidente de Downstream	20-22075717-0
Santiago Martínez Tanoira	Vicepresidente de Gas y Energía	20-22962398-3
Alejandro Daniel Lew	CFO	20-23888706-3
Carlos Alberto Alfonsi	Vicepresidente de Servicios	20-13842218-7
	Vicepresidente Ejecutivo de Asuntos Corporativos,	20-28405909-4
Santiago Álvarez	Comunicación y Marketing	
Germán Fernández Lahore	Vicepresidente Corporativo Servicios Jurídicos	20-20231807-0
Marcos Sabelli	Vicepresidente de Estrategia y Desarrollo de Negocios	23-20956428-9
Gustavo Chaab	Vicepresidente de Medio Ambiente, Salud y Seguridad	20-18496245-5
Gustavo Medele	Vicepresidente de Recursos Humanos	20-20794003-9

⁽¹⁾ Al 31 de marzo 2021, la persona posee menos del uno por ciento posee acciones Clase D.

Además de los miembros de nuestra Primera Línea Gerencial para cuyos intereses comerciales y experiencias externas se describieron anteriormente, describimos lo siguiente:

Pablo Iuliano

El Sr. Iuliano DNI N° 22.598.522, CUIL N° 20-22598522-8. Es ingeniero químico de la Universidad Tecnológica Nacional (“UTN”), con un MBA del IAE. Ingresó a YPF en el año 1998 y desarrolló su carrera en el negocio de Upstream, en distintos activos y operaciones (Cuanda Golfo San Jorge, Mendoza y Neuquén), en áreas de operaciones de producción de petróleo y gas, perforación, terminaciones e ingeniería. Lideró el negocio en el área de Loma Campana desarrollado por YPF en asociación con Chevron, entre mayo 2013 hasta 2017 el negocio de Loma Campana. A partir de junio de 2017 continuó su carrera en Tecpetrol, como director de Cuenca Neuquina y Regional Manager VM. Es nuestro Vicepresidente de Upstream No Convencional a partir de mayo 2020. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Gustavo Astie

El Sr. Astie, DNI N° 21.663.950, CUIL N° 20-21663950-3. Es ingeniero en petróleo de la Universidad Nacional de Cuyo. Inició su carrera en Perez Companc / Petrobras, donde estuvo 10 años trabajando tanto en la Cuenca Austral como en Cuenca Neuquina. Ingresó a YPF en el año 2005 y ha desarrollado su carrera en distintas áreas del Upstream, como Planificación y Control de Gestión de Unidad Exploración, Planificación y Control de Gestión Unidad Negocio Oeste, Gerente Planificación Estratégica, Gerente de Activos, Gerente de Negocio ANC y Gerente Ejecutivo NOC. Es nuestro Vicepresidente de Upstream Convencional a partir de mayo 2020. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Mauricio Martin

El Sr. Martin, DNI N° 22.075.717, CUIL N° 20-22075717-0, es ingeniero industrial de la Universidad Nacional de Cuyo, con distintos programas de especialización y un MBA del IAE. Ingresó a YPF en el año 1997 y ha desarrollado su carrera en distintas áreas y funciones del Downstream, como Ingeniero de Procesos, Responsable de Producción, Responsable de CMASS, Gerente de Complejo industrial, Gerente de Planificación y Desarrollo técnico, y desde junio 2017 se desempeñaba como Gerente Ejecutivo de Logística de la Compañía. Es nuestro Vicepresidente de Downstream a partir de mayo 2020. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Alejandro Daniel Lew

El Sr. Alejandro Lew, DNI N° 23.888.706, CUIL N° 20-23888706-3, es Economista egresado de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires. Se desempeñó como CEO de 360 Energy Group (Energías Renovables) desde mayo 2016 a diciembre 2019. Entre junio 2012 y abril de 2016 se desempeñó como CFO de Genneia S.A., impulsando la identificación de fuentes de financiamiento para consolidar la estructura de capital de la Compañía y permitir la materialización de una inversión agresiva en pipeline. Entre abril 2009 a mayo 2012 lideró un proyecto de agronegocios de explotación de propiedades en la Provincia de Buenos Aires para la producción de commodities y ganado. También se desempeñó como Managing Director en HSBC Securities Inc. (Buenos Aires), entre abril 2007 y marzo 2009, en donde fue responsable por la coordinación de los equipos de New York y Buenos Aires. En marzo de 2007 se desempeñó como Vicepresidente de JPMorgan Chase Bank, Sucursal Buenos Aires, Argentina. Ocupó diversos puestos en Banco Itaú, Argentina (1997), y el Ministerio de Economía de la Nación (1996). Es CFO de YPF S.A. desde junio 2020. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Carlos Alberto Alfonsi

El Sr. Alfonsi, DNI N° 13.842.218, CUIL N° 20-13842218-7, obtuvo el título de ingeniero químico en la Universidad Tecnológica de Mendoza, Argentina de “IMD Managing Corporate Resources” de Lausanne University y estudió en el Massachusetts Institute of

Technology. En 1987 se incorporó a YPF ocupando diversos cargos como Gerente de operaciones, director de la refinería La Plata, director de planeamiento operativo, Director de Comercio y Transporte para América Latina, Director de Refino y Marketing en Perú, Country Manager para Perú, y R&M para Perú, Chile, Ecuador y Brasil. El Sr. Alfonsi se desempeñó como Director Ejecutivo de Refino y Logística entre 2008 y abril de 2012), Director Ejecutivo Downstream entre agosto 2010 y junio 2013 y, como Vicepresidente Ejecutivo Downstream desde junio de 2010 hasta agosto de 2016. Es Presidente de A-Evangelista S.A. Fue Director Suplente de YPF de marzo de 2008 a junio de 2012 y Director Titular desde el 2012 hasta el 2016. Actualmente, es Director Suplente desde abril de 2016. Es el Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones y Transformación desde agosto de 2017. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Germán Fernández Lahore

El Sr. Fernández Lahore, DNI N° 20.231.807, CUIL N° 20-20231807-0, obtuvo el título de abogado de la Universidad de Buenos Aires y participó en la Academy for American and International Law (Southwestern Legal Foundation), Dallas, Texas y obtuvo el diploma Derecho del Petróleo y Gas Natural (UBA) y como becario Chevening obtuvo una maestría en Leyes y Políticas de los Recursos Naturales en el Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy de la Universidad de Dundee, Escocia, Reino Unido. Posee una Especialización en Derecho Tributario obtenida en la Universidad Austral. Completó el Programa de Desarrollo Directivo del IAE. De modo previo a su ingreso en YPF, se desempeñó como abogado del Estudio Beccar Varela y como asociado extranjero del Estudio Haynes and Boone, LLP en Dallas, Texas. Es miembro del Consejo Académico de la Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM). Se especializa en Derecho Corporativo, del Petróleo y Gas Natural, Minería, Energía y Financiamiento y Tributación de los Recursos Naturales. Se incorporó a la Gerencia de Asuntos Petroleros de YPF en febrero de 2002. Entre otras posiciones, ocupó el cargo de Gerente de Asuntos Legales de Upstream en YPF. Es el Vicepresidente Corporativo de Servicios Jurídicos desde diciembre de 2015. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Marcos Sabelli

El Sr. Sabelli es Licenciado en Ingeniería de Petróleo y Magíster en Economía del Petróleo y Gas ambos del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). También obtuvo un Diploma en Transporte Marítimo y Comercio de Petróleo Crudo de la Universidad de Cambridge y un Diploma en el Programa de Desarrollo Gerencial de la Escuela de Negocios IAE. Se incorporó a YPF en 1994, desarrollando su carrera en diferentes puestos en Argentina, Estados Unidos y Europa. Ha ocupado cargos estratégicos en YPF, tales como Gerente de Comercio Internacional (2008-2010), Director Comercial Industrial (2010 - 2012) y Líder Ejecutivo de Transformación (2018-2020). El Sr. Sabelli es nuestro Vicepresidente de Estrategia y Negocios. Desarrollo desde mayo de 2020.

Gustavo Chaab

El Sr. Chaab, DNI N° 18.496.245, CUIL N° 20-18496245-5, es Ingeniero industrial, graduado de la Universidad Nacional de Cuyo. Cuenta con posgrado en Energía y Planificación Energética de IDDE/Fundación Bariloche, Master en International Business Ecole, de Nationale des Ponts et Chaussées, y completó el Programa Advanced Study Program de la Instituto Tecnológico de Massachusetts, EE.UU. Comenzó su carrera profesional en YPF en 1994, y se desempeñó en diferentes puestos en la Refinería Luján de Cuyo, como Jefe de Área de Administración y Compras, y Gerente de Planificación y Movimiento de productos hasta el 2001; Gerente de Planificación Operativa Downstream, en 2004; responsable del Negocio de Lubricantes, en 2006; y Gerente de Planificación y Desarrollo Técnicos para Refinación, Logística y Química, en 2008. Desde 2011 hasta marzo 2017, se desempeñó como Gerente del Complejo Industrial La Plata. El Sr. Chaab es nuestro Vicepresidente Ejecutivo MASS desde marzo de 2017. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Gustavo Medele

El Sr. Medele DNI 20.794.003, CUIL N° 20-20794003-9 es un ingeniero electrónico graduado del Northern Alberta Institute of Technology, Canada Instituto de Tecnología del Norte de Alberta, Canadá. Posteriormente se especializó en Tecnología de la Información, habiendo obtenido una Licenciatura en Tecnología de la Información de la Universidad de Phoenix, Estados Unidos. Ocupó varios puestos gerenciales y operativos en Schlumberger. De 1995 a 2007 ocupó diversos cargos en Argentina, Brasil, Venezuela y Centroamérica. Entre 2007 y 2009, se desempeñó como vicepresidente de Recursos Humanos para Oriente Medio y Asia, siendo responsable de las políticas de desarrollo y beneficios de los empleados, así como de las relaciones externas, en 35 países, desde Egipto hasta Nueva Zelanda. De 2009 a 2013, se desempeñó como Vicepresidente de Operaciones en México, donde estuvo a cargo de las operaciones y la gestión integral de proyectos para Centroamérica. Durante 2013-2018, fue Gerente General de Schlumberger para América Latina y, a partir de 2018, Gerente de Proyectos en EE. UU.

La Comisión Fiscalizadora

La Comisión Fiscalizadora es responsable de supervisar el cumplimiento por parte de la administración y del Directorio con la Ley General de Sociedades, los estatutos y reglamentos (si los hay) y las resoluciones de los accionistas. Las funciones de la Comisión Fiscalizadora incluyen, entre otras, asistir a todas las reuniones del Directorio, preparar un informe sobre los estados financieros para nuestros accionistas, asistir a las asambleas de accionistas y proporcionar información a los tenedores de al menos el 2% de nuestro capital. valores.

Los estatutos establecen una Comisión Fiscalizadora compuesto de tres a cinco miembros y de tres a cinco miembros suplentes que son elegidos por un período de un año fiscal. Las acciones Clase A tienen derecho a elegir un miembro y un miembro suplente de la Comisión Fiscalizadora siempre y cuando una acción de dicha clase permanezca pendiente. Los tenedores de acciones Clase D pueden

elegir hasta cuatro miembros y hasta cuatro suplentes. Según los estatutos, las reuniones de la Comisión Fiscalizadora pueden ser convocadas por cualquier miembro. Las reuniones requieren la presencia de todos los miembros y un voto mayoritario de los miembros para tomar una decisión. Los miembros y miembros suplentes de la Comisión Fiscalizadora no son miembros de nuestro Directorio. La función de la Comisión Fiscalizadora es distinta de la del Comité de Auditoría. Para más información véase “El Comité de Auditoría”. En 2020, la compensación total pagada a los miembros de la Comisión Fiscalizadora fue de Ps. 10,1 millones.

A continuación, aparece un detalle con los nombres de los miembros actuales de la Comisión Fiscalizadora, el año de su designación y el año en el cual vencen sus mandatos actuales:

Nombre	Clase de acciones representadas	Independencia	Cargo	Edad	Miembro desde	Cargo vence en	CUIT
Guillermo Stok	A	Independiente	Síndico titular	65	2020	2021 (*)	20-11633860-3
Raquel Inés Orozco	D	Independiente	Síndico titular	65	2020	2021 (*)	27-11875948-1
Norma Mabel Vicente Soutullo	D	Independiente	Síndico Titular	63	2020	2021(*)	27-13193880-8
Walter Antonio Pardi	A	Independiente	Síndico suplente	60	2020	2021 (*)	20-14379425-4
Hebe Cereseto	D	Independiente	Síndico suplente	57	2020	2021 (*)	27-16894587-1
Silvia Alejandra Rodríguez	D	Independiente	Síndico suplente	48	2020	2021 (*)	27-23154619-2

(*) Los miembros de nuestra Comisión Fiscalizadora son designados en relación con cada año fiscal. Nuestros accionistas, en la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de accionistas celebrada el 30 de abril de 2020, designaron a los miembros de la Comisión Fiscalizadora para el ejercicio fiscal 2020.

Guillermo Stok

El Sr. Stok, DNI N° 11.633.860, CUIL N° 20-11633860-3, es Contador Público y Licenciado en Administración de Empresas, egresado de la Pontificia Universidad Católica Argentina; posee estudios de posgrado en Economía del Sector Público, en Gestión para el Desarrollo Económico Sustentable y en Economía Social. Desde 1980 ejerce la docencia en la Facultad de Ciencias Económicas de la Pontificia Universidad Católica Argentina, en materias contables. Actualmente, se desempeña como Síndico a propuesta de SIGEN en Sociedades con participación Estatal del Sector Energético. Es Síndico Titular de la Comisión Fiscalizadora de YPF desde abril del 2018. Su domicilio especial es Av. Corrientes 389, piso 5°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Raquel Inés Orozco

La Sra. Orozco, DNI N° 11.875.984, CUIL N° 27-11875948-1, obtuvo el título de Abogada en la Universidad de Buenos Aires, con cursos y estudios de especialización, últimos realizados en Gobierno Corporativo, Responsabilidad Social y Balance Social. Actualmente, desempeña funciones como Síndico Titular en las siguientes sociedades: YPF GAS S.A., Fondo de Capital Social S.A. (FONCAP S.A.), y en LT10 RADIO UNIVERSIDAD DEL LITORAL S.A.. Es miembro adjunto de la comisión fiscalizadora de IEASA (Integración Energética Argentina S.A), Empresa de Transporte de Energía eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires (“TRANSBA”) y Compañía Inversora en Transmisión eléctrica S.A (“CITELEC S.A.”). Es Síndico titular de la Comisión Fiscalizadora de YPF desde abril del 2017.

Norma Mabel Vicente Soutullo

La Sra. Soutullo, DNI N°13.193.880, CUIT N°27-13193880-8. Es abogada egresada de la Universidad de Buenos Aires, especializada en Derecho Administrativo y Administración Pública. Cuenta con una maestría en Administración, Derecho y Economía de los Servicios Públicos de la Universidad del Salvador. Entre febrero de 1984 y julio de 1986 se desempeñó como abogada de la Procuración General de la Municipalidad de la Ciudad de Buenos Aires. Ocupó diversos cargos en el Ministerio del Interior desde 1989 hasta que asumió como Directora General de Asuntos Jurídicos entre octubre de 1997 y diciembre de 2002. Desde marzo de 2002 a diciembre de 2003 y desde octubre de 2004 a julio de 2005 se desempeñó como Asesora de Gabinete del señor Secretario de Seguridad Interior. Entre agosto del 2006 y diciembre de 2017 se desempeñó como subsecretaría de coordinación del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. Entre julio de 2008 y febrero de 2009 se desempeñó como Subgerente de Precios Testigo y Contrataciones de la Sindicatura General de la Nación. Fue Secretaria General de la Sindicatura de la Nación enero y julio de 2004 y desde febrero de 2009 a enero de 2010. Se desempeña como síndica del comité en Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A, Nación Factoring S.A., Integración Energética Argentina S.A.-IEASA, Compañía Inversora en Trasmisión Eléctrica S.A., Enarsa Patagonia S.A.y Transporte de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires. Es miembro titular de Asociación Argentina de Derecho Administrativo. Es Síndica Titular de la Comisión Fiscalizadora de YPF desde abril del 2020. Su domicilio especial es Avenida Corrientes 389, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Walter Antonio Pardi

El Sr. Pardi, DNI N°14.379.425, CUIL 20-14379425-4. Es contador público egresado de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires. Entre los años 1988 y 1991 se desempeñó como síndico del Banco de la Nación Argentina. Desde 1993 a la actualidad se desempeña en la Sindicatura General de la Nación (SIGEN). Se desempeñó como miembro de la comisión Fiscalizadora de Pampa Energía S.A., Nación AFJP S.A, y Ferrocarriles S.A. Actualmente se desempeña como sindico en Telam S.E.,

y Centrales Térmicas Patagónicas S.A. Es Síndico Suplente de la Comisión Fiscalizadora de YPF desde abril del 2020. Su domicilio especial es Avenida Corrientes 389, Piso 5°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Hebe Cereseto

La Sra. Hebe Cereseto, DNI N° 16.894.587, CUIT N° 27-16894587-1, es Abogada, egresada de la Facultad de Derecho y Ciencias Sociales de la UBA. Es Magister en Derecho Empresario Económico por la Pontificia Universidad Católica Argentina. Realizó la Carrera Docente de la Facultad de Derecho UBA y obtuvo la especialización en Derecho Administrativo Económico. Trabajó en estudios jurídicos entre los años 1984 y 1992. Luego ingresó en la SIGEN donde se desempeñó en distintas gerencias hasta obtener el cargo de Subgerente de Empresas con Participación Estatal Minoritaria y Entidades Financieras de la Gerencia de Fiscalización de Empresas. Posteriormente se desempeñó como Síndico ante Radio y Televisión Argentina S.E., y Vientos de la Patagonia S.A. Actualmente es miembro titular Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NASA) y Grupo Aerolíneas Argentinas S.A. Es síndico suplente de YPF desde abril de 2018. Su domicilio especial es Av. Corrientes 389, piso 5°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Silvia Alejandra Rodríguez

La Sra. Rodríguez, DNI 23.154.619- CUIL 27-23154619-2 es abogada egresada de la Universidad Nacional de Buenos Aires. A partir del año 2001 se desempeñó en la Gerencia de Asuntos Jurídicos de la Sindicatura General de la Nación hasta 2005, en el Ministerio de Justicia de la Nación desde mayo de 2005 a septiembre de 2009, y desde octubre 2009 a la actualidad en la Sindicatura General de la Nación en diversas funciones. Actualmente se desempeña como Síndica en Talleres Navales Dársena Norte S.A.C.I. y N. (TANDANOR), Pellegrini S.A. Gerente de Fondos Comunes de Inversión, Dioxitek S.A. y Vehículo Espacial de Nueva Generación S.A. Es miembro suplente de la Comisión Fiscalizadora de YPF S.A. desde abril 2020. Su domicilio especial es Av. Corrientes 389, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Asesores legales

Las cuestiones legales que se rigen por el derecho argentino serán analizadas por el Estudio Bruchou, Fernández Madero & Lombardi, nuestros asesores legales en Argentina. El Estudio Bruchou, Fernández Madero & Lombardi tiene su domicilio en Ing. Butty 275 - Piso 12°, (C1001AAB), Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La Sociedad no cuenta con asesores contables, impositivos y/o financieros.

Audidores

Los auditores de los últimos tres (3) ejercicios anuales fueron los siguientes:

Balance al:	Firmado por:	Estudio contable:	Domicilio:	Matriculado en:
31 de diciembre de 2020	Ricardo C. Ruiz	Deloitte & Co. S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 156, Folio 159
31 de diciembre de 2019	Ricardo C. Ruiz	Deloitte & Co. S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 156, Folio 159
31 de diciembre de 2018	Fernando G. del Pozo	Deloitte & Co. S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 254, Folio 138

Adicionalmente, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 30 de abril de 2020 aprobó designar a Deloitte & Co S.A., CUIT 30-52612491-6, como Auditor Externo de la Sociedad para dictaminar sobre la documentación contable anual al 31 de diciembre de 2020. También en la citada asamblea se dejó constancia de que los señores Sres. Ricardo César Ruiz y Vanesa Rial De Sanctis como contadores certificantes titulares y el Sr. Diego De Vivo como contador certificante suplente.

Ricardo César Ruiz, DNI N° 14.927.004, CUIT N° 20-14927004-4, Vanesa Rial De Sanctis, DNI N° 23.417.573, CUIT N° 27-23417573-4 y Diego De Vivo, DNI N° 21.552.635, CUIT N° 20-21552635-4, socios de la firma auditora, los mismos se encuentran matriculados en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

RESUMEN

Fortalezas competitivas

Mayor productor, refinador y comercializador de crudo, gas natural y productos refinados de la Argentina

Al 31 de diciembre de 2020 la compañía mantiene su liderazgo en Argentina en prácticamente todos los segmentos donde opera. Es el mayor productor de gas natural y de petróleo del país con una producción neta de 467,0 kbpe/d con más de 12.800 pozos netos activos y el mayor refinador de la Argentina con tres refinerías propias que logran cubrir el abastecimiento de combustibles en todo el país a través de sus terminales y plantas y su red de estaciones de servicios.

En los últimos cinco años, YPF pasó de explotar la totalidad de su producción de yacimientos convencionales a que 34,5% de su producción provenga de la explotación de recursos no convencionales (tight y shale). Somos uno de los mayores operadores de shale fuera de USA con una producción de 101,2 kbpe/d en el año 2020, fruto de la constante ampliación de su portafolio de proyectos de upstream y de su estratégica presencia en Vaca Muerta.

YPF ha ido incorporando nuevos proyectos de gas natural y petróleo con foco en tight gas, shale gas y shale oil, reduciendo prácticamente a la mitad los costos de extracción iniciales en el área de Loma Campana, utilizando métodos más eficientes de perforación y fractura, con pozos horizontales cada vez más extensos con cantidad de etapas crecientes, modificando sus estrategias de explotación conforme el avance de los análisis, dando como resultado pozos más rentables.

Fuertemente posicionados como actor integrado a lo largo de toda la cadena de valor del petróleo y del gas natural

Participamos a lo largo de toda la cadena de valor del petróleo y del gas natural, incluyendo la producción, refinación, comercialización y distribución de hidrocarburos, obteniendo márgenes en todos los niveles, lo que nos brinda una flexibilidad única en el manejo de nuestro portafolio en relación a nuestros mercados objetivo. Nuestra producción de petróleo es destinada prácticamente en su totalidad a nuestras refinerías. Al 31 de enero de 2021, YPF tiene, según datos Ministerio de Energía, (i) una participación en la oferta local de gas natural, incluyendo GNL, del 32,9%, en un mercado que requiere todavía de importaciones de gas natural, principalmente en el período invernal (ii) YPF abastece el 25,8% de la demanda de Argentina. El abanico de clientes abastecidos es amplio, y está constituido por los segmentos Residencial, GNC, Generación eléctrica e Industrias, así como el abastecimiento de nuestras refinerías y complejos químicos propios, a ciertas necesidades de gas de nuestras empresas participadas tales como Compañía Mega S.A. (separadora y fraccionadora de líquidos de gas natural), Profertil S.A. (productora y comercializadora de fertilizantes) y Refinor S.A. (refinería ubicada en el Noroeste del país). En el segmento de Generación Eléctrica, la compañía a través de YPF Energía Eléctrica S.A., (“YPF LUZ”), una compañía en la cual tenemos control conjunto con GE EFS Power Investments B.V. (“GE”) una subsidiaria de EFS Global Energy B.V., ha efectuado nuevos proyectos que complementan su oferta energética en alianza con empresas líderes del sector, con 2,2 GW de capacidad de generación instalada (neto).

YPF también participa en la distribución de gas natural a través de su participación en Metrogas (principal distribuidora de gas de la argentina) donde el mercado de gas natural está altamente desarrollado.

Los combustibles vendidos tanto en nuestras estaciones de servicio como en el resto de los canales de comercialización provienen en su gran mayoría de nuestras refinerías y son complementados por combustibles importados cuando las oportunidades del mercado lo justifican. Este esfuerzo por satisfacer la demanda actual nos asegura una cartera de clientes robusta en el largo plazo, reforzando las oportunidades de rentabilidad en el mismo a través de la cadena de valor integrada contando al 31 de diciembre de 2020 con un market share de naftas y gasoil en Argentina de aproximadamente 54,0% y 54,7%, respectivamente.

Importante cartera de concesiones de petróleo y gas

Al 31 de diciembre de 2020, teníamos participación en 103 concesiones de explotación y en 20 permisos de exploración en Argentina, con una participación del 100% en 67 de ellas. Nuestras concesiones de explotación en la Cuenca Neuquina representaron en 2020 alrededor del 62% y 76% de nuestras reservas de petróleo y gas, respectivamente. En la mayoría de estas concesiones, YPF ha extendido el vencimiento original de las mismas con nuevos plazos de vigencia (Véase “Información sobre la Emisora – Principales Activos”). El proceso de obtención de la extensión de las concesiones continúa su marcha conforme a la estrategia de valorización de los activos diseñada, la cual determina la oportunidad y alcance de cada caso. Por ejemplo, tenemos una cartera de yacimientos maduros que incluyen reservorios bajo procesos de recuperación secundaria y reservorios de gas de baja permeabilidad (“tight gas”) con características geológicas similares en muchos aspectos a aquellas que en otras regiones (por ejemplo Estados Unidos) que han sido exitosamente rejuvenecidos mediante el uso de tecnologías de recuperación de petróleo de avanzada para aumentar los factores de recuperación de reservas y/o para favorecer la permeabilidad mediante mecanismos de estimulación de los reservorios. Adicionalmente, hemos llevado a cabo ciertas adquisiciones estratégicas con el fin de mejorar nuestra cartera. Asimismo, la estrategia de valorización de los activos de la compañía también ha dictado la solicitud de nuevas concesiones de hidrocarburos no convencionales o la reconversión de áreas y permisos existentes en dichas concesiones del nuevo tipo (por 35 años según la Ley 27.007 de modificación de la Ley de Hidrocarburos). Además, continuamos manejando activamente nuestro portafolio incluyendo ventas de activos maduros no esenciales.

El 57% de nuestras reservas comprobadas totales de 922 Mbpe se clasificaron como desarrolladas al 31 de diciembre de 2020.

Importantes activos de refinación y logística

Al 31 de diciembre de 2020, YPF posee importantes activos de refinación con capacidad de procesamiento de alrededor de 319,5 mil barriles diarios que representan más del 50% de la capacidad total de refinación del país, y que operan con altas tasas de utilización. Nuestro sistema de refinación cuenta con una alta complejidad, lo cual nos otorga la flexibilidad necesaria para transferir parte de nuestros recursos de producción hacia productos con mayor valor agregado. Adicionalmente, tenemos una participación del 50% en Refinor (refinería de 26,1 mil barriles ubicada en la provincia de Salta).

Estrategia de negocios

Nuestra definición de estrategia está alineada con una visión de YPF de ser una compañía que genera energía sustentable, rentable y accesible para nuestros clientes, con el convencimiento del potencial de valor, profundizando el foco en el cliente a lo largo de la cadena energética.

Nuestro liderazgo productivo, el posicionamiento industrial y la propuesta de valor al cliente, la mejora de la productividad y la eficiencia de nuestras operaciones, son las palancas claves que nos permiten crear valor para nuestros accionistas en un ámbito de sustentabilidad y disciplina financiera.

Invertimos para aumentar y diversificar el tamaño de nuestro portafolio en forma balanceada e integrada, focalizándonos en explotar, en forma rentable y eficiente, la mayor cantidad de oportunidades de negocios energéticos disponibles en cada momento bajo un entorno de precios competitivos desregulados.

Los pilares de nuestra estrategia son los siguientes:

- Disciplina en la asignación de capital, enfocada en el desarrollo de nuestro acreaje de hidrocarburos no convencionales con ventajas competitivas, generando valor de manera sustentable;
- Eficiencia en costos y procesos en todos los segmentos de negocios, y particularmente en Vaca Muerta, con el objetivo de asegurar la resiliencia incluso en escenarios de precios bajos;
- Racionalización del portafolio de activos convencionales, priorizando la rentabilidad mediante la incorporación de tecnología e innovación para ganar eficiencia;
- Adecuación de refinerías para facilitar un mayor procesamiento de esquisto y la evolución esperada de la calidad de los combustibles que demandarán nuestros clientes;
- Reducción de las emisiones específicas de CO₂ de la compañía y desarrollo de energías renovables a través de nuestra participación en YPF Energía Eléctrica S.A. ("YPF EE"), como parte de nuestro compromiso con la sostenibilidad.

Además, durante 2020, hemos implementado un programa de eficiencia con el fin de maximizar nuestra eficiencia y reducir los costos operativos y de desarrollo, que incluye factores como, entre otros: (i) combinar eficiencias operativas, (ii) tarifas más bajas y (iii) un Plan de Retiro Voluntario (como se define a continuación) que se lanzó en agosto de 2020. No obstante, lo anterior, el brote de la nueva cepa de coronavirus (SARS-COV2, también conocida como COVID-19) y su impacto sobre el precio del petróleo, entre otros, será clave para determinar la duración y la profundidad de la crisis económica en el mundo y en Argentina y por consiguiente el impacto en nuestra estrategia, situación financiera y los resultados de las operaciones. Véase "Riesgos relacionados con nuestro negocio— Un brote de enfermedad o una amenaza similar para la salud pública, como la pandemia de COVID-19 en curso, que ha tenido y puede seguir teniendo consecuencias adversas materiales para las condiciones económicas, financieras y comerciales generales, podría afectar de manera material y adversa nuestra situación comercial y financiera y resultados de operaciones" y "Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios del petróleo, el gas y los productos refinados".

En agosto de 2020, la Compañía introdujo un programa de retiro voluntario (el "Programa de retiro voluntario"), que se aplica a todos los trabajadores no sindicalizados, excepto a los que actualmente son elegibles para jubilarse debido a su edad, y prevé un pago pagadero en 36 cuotas, que es el doble de la compensación base mejorada compuesta por el salario base de un individuo más una bonificación y un plan de salud de tres años proporcionado por la Compañía.

Upstream

Crecer en la producción de hidrocarburos en forma rentable en Argentina

La Compañía se encuentra gestionando activamente el declino de la producción convencional de campos maduros para alcanzar un crecimiento rentable a través del desarrollo de los activos no convencionales. En materia de activos convencionales la Compañía busca maximizar la extracción de hidrocarburos mediante el rejuvenecimiento de nuestros yacimientos maduros, extendiendo sus límites y vida útil, mejorando factores de recobro y reduciendo continuamente los costos de operación. Además, nos encontramos trabajando en la expansión de los límites actuales de los yacimientos mediante la aplicación sistemática de técnicas tales como la perforación de tipo infill, (búsqueda de petróleo remanente en el reservorio a través de nuevas perforaciones entre pozos existentes), y la inyección de agua, geles y polímeros para recuperación mejorada y terciaria. Muchas de estas técnicas han sido empleadas con éxito en otras cuencas maduras comparables, las que, combinadas con otras de modelización de los yacimientos, han contribuido a lograr mejoras significativas en los factores de recobro. Continuamos manejando activamente nuestro portafolio incluyendo ventas de activos maduros no esenciales. Para obtener más información, consulte "*Fortalezas competitivas — Importante cartera de concesiones de petróleo y gas*". El Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino (Plan GasAr), lanzado el 3 de diciembre de 2020 y adjudicado el 15 de diciembre de 2020, le dio a la Compañía la oportunidad de monetizar los reservorios de gas, asegurando abastecer la demanda durante los próximos cuatro años a un precio que permite el desarrollo de nuestros proyectos de gas en la Cuenca Neuquina.

Incrementar la base de recursos ampliando la cantidad de proyectos y mejorando la calidad de los mismos

A través del deriskeo de áreas no convencionales, la gestión activa del portafolio y la actividad exploratoria, YPF busca aumentar su base de recursos al mismo tiempo que trabaja en la permanente optimización de los proyectos existentes. A la fecha de emisión del presente Suplemento de Precio YPF busca mantener su posición de liderazgo en acreaje en Vaca Muerta a la vez que continúa evaluando el potencial no convencional remanente.

Reducir costo de desarrollo para viabilizar una mayor cantidad de proyectos

YPF avanzó en la implementación de pilotos que permitieron deriskear las áreas no convencionales, accediendo a la última tecnología disponible en materia de perforación y estimulación de pozos horizontales, de cada vez mayor extensión lateral. En el caso de Loma Campana, nuestro principal activo de Shale, observamos un 61,9% de aumento en la EUR en las campañas 2016 a 2020. A su vez, el costo pozo por etapa de fractura disminuyó un 39,5% en el período 2016 a 2020, y como consecuencia de ello, durante el año 2020 el costo de desarrollo alcanzó un promedio de aproximadamente 12,8 USD/BPE.

Reducir costos operativos con la aplicación de tecnología y optimización de procesos, a fin de rentabilizar toda la producción

El Upstream está llevando a cabo una mejora operativa integral y un programa de reducción de costos en nuestras unidades de negocios de exploración, explotación y servicios upstream. Esta mejora integral comprende iniciativas para mejorar la productividad de los pozos a través de una optimización en la gestión de inyección, mejorar el mantenimiento de las instalaciones, optimizar el proceso de estimulación, reducir los costos de la energía y alianzas de contratos integrales para el abastecimiento de insumos críticos entre otras. Adicionalmente, el foco en nuestra área de Supply Chain permitirá gestionar y racionalizar adecuadamente la cartera de proveedores e insumos necesarios para cumplir con nuestros objetivos de reducción de costos. En lo que respecta a costos para operar activos, logramos una reducción de aproximadamente 54,6% entre el año 2016 y 2020, alcanzando un valor de 4,6 US\$/BPE para el área de Loma Campana.

Realizar una gestión más activa del portafolio: crecimiento basado en ventajas comparativas y baja de exposición en áreas marginales

YPF continúa proactivamente evaluando y buscando oportunidades para optimizar nuestro portafolio de activos de exploración y producción, mediante acuerdos con socios estratégicos. Cabe destacar que YPF comenzó activamente a desarrollar transacciones desde principios del 2013 con el acuerdo con Chevron para la explotación del área no convencional de Loma Campana. Desde entonces realizó diversos acuerdos para los principales bloques del área Vaca Muerta y cuenta con socios como Chevron, Petronas, Equinor, Total y Shell, entre otros alcanzando de esta manera una posición de liderazgo en Vaca Muerta.

En cuanto a la actividad Offshore, en Abril 2020, YPF cede el 50% de CAN-100 a Equinor Argentina AS

Downstream

Los principales pilares estratégicos del Negocio del Downstream son:

Adaptar el parque de refino al nuevo mix de crudos y a la demanda de productos, a través de ajustes en la infraestructura para la evacuación de la mayor producción de shale oil y adecuación de los sistemas productivos de las refinерías. Éste último punto se basa en adecuar los procesos productivos a la nueva caracterización del crudo shale, optimizar los procesos productivos eliminando los “cuellos de botella” y con ello, aumentar la utilización de la capacidad de refino, al mismo tiempo que se da cumplimiento a las nuevas exigencias del mercado en cuanto a la calidad de los combustibles.

Incrementar la competitividad de las operaciones, a través de un plan integral de captura de eficiencias y el despliegue de nuevas tecnologías, que permitan mejorar la confiabilidad y seguridad de nuestras instalaciones industriales y logísticas y mantener los altos estándares de calidad en nuestros procesos.

Mantener el liderazgo de mercado de YPF en los canales clave, enfocando inversiones y recursos en mantener el share de forma rentable.

Desarrollar mercados regionales, apalancados en el mejor posicionamiento geográfico, a través de la infraestructura logística disponible y alianzas estratégicas.

Gas y Energía

Argentina es un mercado altamente desarrollado que presenta una vasta red de gasoductos troncales y redes de distribución, lo que lo hace un mercado sumamente atractivo por su volumen e infraestructura presente.

Producto de una combinación entre cambios de coyuntura macroeconómica y decisiones propias de la Administración Nacional (alentando la sobre oferta estival de gas a través de programas de incentivos), la conformación de precios dio señales a la baja a lo largo de 2018, profundizándose dicha tendencia en 2019 y continuando en 2020. Los sectores más afectados fueron el residencial (imposibilidad de pasar a tarifa los precios estipulados debido al deterioro del tipo de cambio) y la generación por la imposibilidad de

transferir los precios estipulados por el deterioro del tipo de cambio y con la implementación de un esquema de subastas, respectivamente.

Con el objetivo de asegurar el abastecimiento de la demanda sin fomentar una sobreoferta de gas, se diseñó un esquema de contractualización entre productores, distribuidoras y Cammesa llamado Plan Gas 4. El Plan Gas 4, por el cual la subasta fue realizada el 3 de diciembre de 2020 y los resultados publicados en el boletín oficial el 16 de diciembre de 2020 a través de la Resolución N° 391/2020, apunta a alinear el nivel de producción para abastecer la demanda estival y generar mecanismos para que se cubra parte de la demanda invernal con producción local. YPF aportó el mayor volumen entre todos los productores logrando adjudicar el 100% del volumen ofertado al precio tope del programa, comprometiendo un plateau de producción de casi 30 Mm3/d en la cuenca neuquina. Habiendo asegurado la demanda base por los próximos 4 años, la estrategia de la compañía gira en torno a los mercados linderos de exportación y en acciones para gestionar la estacionalidad de la demanda de gas natural”.

Los principales pilares estratégicos del Negocio de Gas y Energía son:

- **Monetizar la mayor producción de gas natural, invirtiendo en análisis y en la definición de proyectos para tal fin:** Dada la marcada estacionalidad en la demanda de gas entre verano e invierno se identificaron como ejes de la estrategia de YPF en los próximos años el desarrollo de almacenamientos subterráneos de Gas Natural y la exportación de gas estival en firme a mercados linderos con foco en Chile, aprovechando la infraestructura en gasoductos ya desarrollada. La Compañía busca de esta forma gestionar la estacionalidad sumando demanda en verano y flexibilizar la curva de oferta almacenando excedentes para ponerlos a disposición de la demanda en invierno.
- **Liderar el desarrollo de una red eficiente de Midstream:** YPF planea el desarrollo de una red eficiente de midstream a fin de evacuar y procesar con éxito la producción incremental de los nuevos proyectos no convencionales, habiendo identificado una serie de proyectos que incluyen construcción, ampliación o resolución de cuellos de botellas del sistema de evacuación y procesamiento de gas natural que permitiría viabilizar mayor producción diaria, mediante inversiones a través de sus afiliadas y/o con terceras partes bajo los acuerdos de compra de energía aplicables.
- **Asentar nuestra posición como uno de los principales generadores de energía eléctrica del país:** Habiendo incorporado durante el año 2020, a través de nuestra filial no controlada YPF Luz, 407 MW de capacidad de generación instalada con la culminación de las obras de cierre de ciclo del Bracho, La Plata Cogeneración II y el parque eólico Los Teros I, YPF Luz busca asentar nuestra posición como uno de los principales generadores de energía eléctrica del país mediante la terminación y puesta en operación de los parques eólicos licitados en el marco del programa renovAr y el Mercado a Término de Energías Renovables (el “MATER”) y los motores de Manantiales Behr para autoconsumo de YPF.

INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

Resumen de información contable y operativa seleccionada

Los siguientes cuadros presentan nuestra información contable y financiera seleccionada. Dicha información debe leerse junto con los Estados Financieros Consolidados Auditados y sus notas relacionadas, según se los define en el párrafo siguiente, y con la información que contienen las secciones “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Resumen de Información contable y operativa seleccionada” y “Análisis y explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones”, en otra parte del presente Prospecto.

La información contable incluida en este Prospecto al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 y por los ejercicios finalizados en dichas fechas, surge de nuestros estados financieros consolidados auditados (los “Estados Financieros Consolidados Auditados”), incorporados por referencia al presente Prospecto, los cuales fueron aprobados por el Directorio y autorizados para su emisión el 4 de marzo de 2021 (ID AIF N° 2719771), y que incluye eventos posteriores hasta dicha fecha.

Nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados se presentan sobre la base de la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés). Estos Estados Financieros Consolidados Auditados cumplen totalmente con las NIIF.

Algunas de las cifras contenidas en este Prospecto han sido objeto de ajustes por redondeo. En consecuencia, las cifras indicadas como totales pueden no coincidir debido a dicho redondeo.

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018
Síntesis de Resultados (1) – Cifras en millones de Ps.			
Información de los Estados de Resultados Consolidados (1):			
Ingresos (2)	669.186	678.595	435.820
Costos.....	(626.212)	(575.608)	(359.570)
Resultado bruto	42.974	102.987	76.250
Gastos de comercialización.....	(71.835)	(49.898)	(27.927)
Gastos de administración.....	(34.490)	(24.701)	(13.922)
Gastos de exploración	(5.846)	(6.841)	(5.466)
Recupero / (Deterioro) de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, netos	6.851	(41.429)	2.900
Otros resultados operativos, netos	3.949	(1.130)	11.945
Resultado operativo.....	(58.397)	(21.012)	43.780
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos.....	13.270	7.968	4.839
Resultados financieros, netos (3).....	(11.301)	6.034	41.525
Resultado antes de impuesto a las ganancias	(56.428)	(7.010)	90.144
Impuesto a las ganancias	(14.589)	(26.369)	(51.538)
Resultado neto del ejercicio	(71.017)	(33.379)	38.606
Otros resultados integrales del ejercicio	206.500	221.367	172.600
Resultado integral del ejercicio	135.483	187.988	211.206
<i>Otros indicadores</i>			
EBITDA AJUSTADO (12).....	131.091	183.026	133.529
Margen de EBITDA AJUSTADO (13).....	20%	27%	31%
Datos de los Balances Consolidados (1):			
Efectivo y equivalentes de efectivo	54.618	66.100	46.028
Capital de trabajo (4).....	(43.100)	(5.451)	29.446
Total del Activo.....	1.923.225	1.573.289	994.016
Préstamos corrientes y no corrientes (5).....	(678.306)	(526.760)	(335.078)
Total del Pasivo.....	(1.239.830)	(1.025.190)	(631.659)
Total de Aportes de los Propietarios (6).....	10.385	10.572	10.518
Total de Reservas (7).....	15.191	49.262	13.247
Total de Resultados no Asignados	(69.649)	(34.071)	38.315
Total Otros Resultados Integrales	721.303	516.786	297.120
Total Patrimonio atribuible a Interés no Controlante	6.165	5.550	3.157
Total Patrimonio.....	683.395	548.099	362.357
Otros datos de los balances consolidados			
Depreciación propiedades, planta y equipo y amortización de activos intangibles.....	174.880	148.268	89.318
Efectivo utilizado en la adquisición de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	114.616	161.455	88.293

Indicadores

Liquidez corriente (8).....	0,88	0,98	1,16
Solvencia (9)	0,55	0,53	0,57
Inmovilización del Capital (10).....	0,83	0,80	0,79
Rentabilidad (11).....	(0,10)	(0,06)	0,10
DF/EBITDA AJUSTADO (14).....	5,17	2,88	2,51
DFN/EBITDA AJUSTADO (15).....	4,76	2,52	2,16
EBITDA AJUSTADO /Intereses Netos (16).....	2,24	4,52	5,20

**Por el ejercicio finalizado el 31 de
diciembre de**

2020 2019 2018
En millones de Pesos

Estado de Situación Financiera (1):

Total del activo no corriente.....	1.595.656	1.263.868	785.601
Total del Activo corriente.....	327.569	309.421	208.415
Total del Activo.....	1.923.225	1.573.289	994.016
Total del Patrimonio.....	683.395	548.099	362.357
Total del pasivo no corriente	869.161	710.318	452.690
Total del pasivo corriente	370.669	314.872	178.969
Total del Pasivo.....	1.239.830	1.025.190	631.659
Total del Pasivo y Patrimonio	1.923.225	1.573.289	994.016

Estado de Flujo de Efectivo:

Flujo neto de efectivo de las actividades operativas.....	209.216	217.137	125.058
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión.....	(109.161)	(163.879)	(82.251)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación.....	(121.112)	(56.082)	(43.656)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo.....	9.575	22.896	18.139
Reclasificación a activos mantenidos para su disposición..... (Disminución) / Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo.....	-	-	-
	(11.482)	20.072	17.290
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	66.100	46.028	28.738
Efectivo y equivalentes al cierre del ejercicio	54.618	66.100	46.028

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto:

Aportes de los propietarios.....	10.385	10.572	10.518
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	666.845	531.977	348.682
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante.....	677.230	542.549	359.200
Interés no controlante	6.165	5.550	3.157
Total del Patrimonio.....	683.395	548.099	362.357

- (1) Los estados financieros reflejan el efecto de la aplicación del concepto de moneda funcional y moneda de presentación. Para más información véase Nota 2.b.1 de los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2020.
- (2) Los ingresos ordinarios se exponen netos del pago del impuesto a los ingresos brutos. Los derechos aduaneros sobre las exportaciones de hidrocarburos se exponen como gastos de comercialización en la línea “Impuestos, tasas y contribuciones” tal como se detalla en la Nota 25 a los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2020. Las regalías correspondientes a nuestra producción se contabilizan como un costo de producción y no se deducen al determinar los ingresos. Para más información véase la Nota 2.b.15 a los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2020.
- (3) Los resultados financieros netos se calculan sumando los intereses, diferencia de cambio y actualizaciones financieras generadas por activos y pasivos, así como también otros resultados financieros. Véase la Nota 27 a los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2020.
- (4) El capital de trabajo corresponde al total del Activo Corriente neto del total del Pasivo Corriente al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018.
- (5) Los préstamos incluyen montos no corrientes por Ps. 527.575 millones al 31 de diciembre de 2020, Ps. 419.651 millones al 31 de diciembre de 2019 y Ps. 270.252 millones al 31 de diciembre de 2018 y deuda a corto plazo por Ps. 150.731 millones, Ps. 107.109 millones y Ps. 64.826 millones al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente. Para más información véase la Nota 20 a los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2020.
- (6) Nuestro capital suscrito al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 está representado por 393.312.793 acciones ordinarias y dividido en cuatro clases de acciones, con un valor nominal de Ps. 10 y un voto por acción. Dichas acciones están totalmente suscriptas, integradas y autorizadas para su cotización en bolsa. Al 31 de diciembre de 2020, total de aportes de los propietarios se conforma por: Ps. 3.926 millones de Capital suscrito, Ps. 6.088 millones de Ajuste del capital, Ps. 7 millones de Acciones Propias en Cartera, Ps. 13 millones de Ajuste de acciones propias en cartera, Ps. (144) millones de Planes de Beneficios en Acciones, Ps. 502 millones de Costo de Adquisición de Acciones Propias, Ps. (647) millones de Prima de Negociación de Acciones y Ps. 640 millones de Primas de emisión. Al 31 de diciembre de 2019, total de aportes de los propietarios se conforma por: Ps. 3.924 millones de Capital suscrito, Ps. 6.085 millones de Ajuste del capital, Ps. 9 millones de Acciones Propias en

Cartera, Ps. 16 millones de Ajuste de acciones propias en cartera, Ps. 117 millones de Planes de Beneficios en Acciones, Ps. 177 millones de Costo de Adquisición de Acciones Propias, Ps. (396) millones de Prima de Negociación de Acciones y Ps. 640 millones de Primas de emisión. Al 31 de diciembre de 2018, total de aportes de los propietarios se conforma por: Ps. 3.923 millones de Capital suscrito, Ps. 6.084 millones de Ajuste del capital, Ps. 10 millones de Acciones Propias en Cartera, Ps. 17 millones de Ajuste de acciones propias en cartera, Ps. 115 millones de Planes de Beneficios en Acciones, Ps. 11 millones de Costo de Adquisición de Acciones Propias, Ps. (282) millones de Prima de Negociación de Acciones y Ps. 640 millones de Primas de emisión.

- (7) Al 31 de diciembre de 2020 se conformaba por Ps. 2.007 millones de Reserva legal, Ps. 3.700 millones de Reserva para Futuros Dividendos, Ps. 8.934 millones de Reservas Para Inversiones y Ps. 550 millones de Reserva para Compra de Acciones Propias. Al 31 de diciembre de 2019 se conformaba por Ps. 2.007 millones de Reserva legal, Ps. 2.500 millones de Reserva para Compra de Acciones Propias, Ps. 44.255 millones de Reservas Para Inversiones y Ps. 500 millones de Reserva Para Inversiones. Al 31 de diciembre de 2018 se conformaba por Ps. 2.007 millones de Reserva legal, Ps. 220 millones de Reserva para Compra de Acciones Propias y Ps. 11.020 millones de Reserva Para Inversiones.
- (8) Liquidez corriente es calculada como el cociente entre el Activo Corriente y el Pasivo Corriente.
- (9) Solvencia es calculada como el cociente entre el Patrimonio y el Pasivo Total.
- (10) Inmovilización del Capital es calculado como el cociente entre el Activo No Corriente y el Activo Total.
- (11) Rentabilidad es calculada como el cociente entre el resultado neto del ejercicio y Patrimonio.
- (12) El EBITDA AJUSTADO se calcula excluyendo del resultado neto del ejercicio el resultado de las inversiones en sociedades, los resultados financieros, netos, el impuesto a las ganancias, las perforaciones exploratorias improductivas, la depreciación de propiedades, planta y equipo y amortización de activos intangibles, la depreciación de activos por derecho de uso y el deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles. Para conocer sobre la conciliación del EBITDA AJUSTADO con el resultado neto del ejercicio, véase “—Conciliación de EBITDA AJUSTADO”.
- (13) El margen de EBITDA AJUSTADO se calcula dividiendo el EBITDA AJUSTADO por nuestros ingresos ordinarios.
- (14) Deuda Financiera/EBITDA AJUSTADO se calcula como el cociente entre el total de préstamos (de corto y largo plazo) y el EBITDA AJUSTADO.
- (15) Deuda Financiera Neta/EBITDA AJUSTADO se calcula como el cociente entre el total de préstamos (de corto y largo plazo), deducida la posición de caja y equivalentes de efectivo, y el EBITDA AJUSTADO.
- (16) EBITDA AJUSTADO /Intereses Netos se calcula como el cociente entre el EBITDA AJUSTADO y la suma de intereses netos generados por activos y pasivos.

Para obtener información acerca de las condiciones macroeconómicas tales como los tipos de cambio y las tasas de inflación que afectaron nuestros resultados de operaciones, consulte “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera — Factores que afectan nuestras operaciones — Condiciones Macroeconómicas”. Además, para una explicación de nuestros resultados operacionales, vea “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera — Principales Rubros del Estado de Resultados”.

Conciliación de EBITDA AJUSTADO

El EBITDA AJUSTADO se calcula excluyendo de nuestro resultado neto, el resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos, los resultados financieros, netos, la depreciación de propiedades, planta y equipo y amortización de activos intangibles, la depreciación de activos por derecho de uso, las perforaciones exploratorias improductivas, el impuesto a las ganancias y el Recupero / deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles. Nuestra Dirección considera que el EBITDA AJUSTADO es un dato significativo para los inversores porque es una de las principales medidas utilizada por nuestra Dirección para comparar nuestros resultados y eficiencia con aquellos de otras empresas similares en la industria del petróleo y gas, excluyendo el efecto sobre la comparabilidad de las variaciones en la depreciación y amortización que resulta de las diferencias en el agotamiento de sus campos de petróleo y gas. Asimismo, el EBITDA AJUSTADO es una medida habitualmente informada y ampliamente utilizada por analistas, inversores y otras partes interesadas en la industria del petróleo y gas. El EBITDA AJUSTADO no es una medida explícita del rendimiento financiero según las NIIF, y puede no ser comparable con mediciones con denominación similar que utilizan otras empresas. El EBITDA AJUSTADO no debe considerarse como una alternativa al resultado operativo, como indicador de nuestro rendimiento operativo, o como una alternativa a las variaciones del efectivo generado por las actividades operativas como medida de nuestra liquidez.

El siguiente cuadro muestra, para cada uno de los ejercicios indicados, nuestro EBITDA AJUSTADO conciliado con el resultado neto del ejercicio:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018
Cifras expresadas en millones de pesos			
Resultado neto del ejercicio	(71.017)	(33.379)	38.606
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(13.270)	(7.968)	(4.839)
Resultados financieros, netos	11.301	(6.034)	(41.525)
Depreciación de propiedades, planta y equipo y amortización de activos intangibles	174.880	148.268	89.318
Depreciación de activos por derecho de uso ⁽¹⁾	17.873	10.509	-
Perforaciones exploratorias improductivas	3.586	3.832	3.331
Impuesto a las ganancias	14.589	26.369	51.538
(Recupero) / Deterioro de Propiedades, planta y equipo	(6.851)	41.429	(2.900)
EBITDA AJUSTADO	131.091	183.026	133.529

⁽¹⁾ Véase nota 2.b) a los estados financieros intermedios condensados consolidados.

Reservas comprobadas, producción y otra información operativa

El siguiente cuadro presenta información sobre nuestras reservas, producción y otra información operativa para los ejercicios indicados, la cual está basada en cálculos e información interna de la Sociedad.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018
Revisiones, extensiones, descubrimientos y mejoras en la recuperación compras y ventas de reservas comprobadas al cierre del ejercicio			
Petróleo (mmbbl).....	(55)	114	243
GNL (Mbbbl)	16	18	12
Gas (mMpc).....	329	272	503
Total (mmbpe)	20	181	344
Reservas comprobadas al final del ejercicio			
Petróleo (mmbbl).....	483	613	582
GNL (Mbbbl)	63	60	56
Gas (mMpc).....	2.110	2.241	2.481
Total (mmbpe)	922	1.073	1.080
Reservas probadas desarrolladas al cierre del ejercicio			
Petróleo (mmbbl).....	228	301	339
GNL (Mbbbl)	33	38	41
Gas (mMpc).....	1.486	1.743	1.915
Total (mmbpe)	526	650	722
Producción promedio diaria del ejercicio			
Petróleo (mmbbl).....	207	226	227
GNL (Mbbbl)	37	38	39
Gas (mmcf)	1.256	1.403	1.484
Total (mbpe)	467	514	530
Capacidad de refinación			
Capacidad (mmbbl/d)	320	320	320
Distribución minorista al cierre del ejercicio			
Estaciones de servicio.....	1.632	1.620	1.591

Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro muestra nuestra deuda, patrimonio neto y capitalización total al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018. Este cuadro debe leerse junto con la información que aparece bajo el título “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Resumen de Información Contable y Operativa Seleccionada”, “Análisis y Explicaciones de la Dirección sobre la Situación Financiera y los Resultados de las Operaciones” y nuestros estados financieros y las notas a los mismos incluidas en el presente Prospecto.

Cifras expresadas en millones de pesos	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Préstamos corrientes	150.731	107.109	64.826
Con garantía	-	-	-
Sin garantía	150.731	107.109	64.826
Préstamos no corrientes	527.575	419.651	270.252
Con garantía	-	-	-
Sin garantía	527.575	419.651	270.252
Total Préstamos	678.306	526.760	335.078
Total Patrimonio	683.395	548.099	362.357
Total Capitalización ⁽¹⁾	1.361.701	1.074.859	697.435

(1) Corresponde a la suma de préstamos y el patrimonio.

Razones de la oferta y destino de los fondos

Emplearemos el producido neto proveniente de las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente para uno o cualquiera de los siguientes objetos, en cumplimiento de los requisitos establecidos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y su reglamentación, según lo especificado en el Suplemento de Precio correspondiente:

- Inversiones en activos físicos situados en el país;
- Adquisición de fondos de comercio situados en el país
- Integración de capital de trabajo en el país;
- Refinanciación de pasivos; y/o
- Integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a nosotros, a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique a los destinos antes especificados.

Estando pendiente su aplicación, los eventuales fondos podrán ser invertidos en títulos del gobierno y en inversiones de corto plazo, o según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente.

Factores de riesgo

Invertir en las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente implica riesgos. Antes de adoptar una decisión de inversión, los eventuales compradores deberán considerar cuidadosamente los riesgos descriptos a continuación y los descriptos en el respectivo Suplemento de Precio, si hubiera. Nuestra actividad, situación patrimonial y financiera y los resultados de nuestras operaciones podrían verse seria y adversamente afectados por cualquiera de estos riesgos. El precio de negociación de las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente podría caer debido a cualquiera de estos riesgos, perdiendo los inversores todo o parte de su inversión. Los riesgos descriptos a continuación y los descriptos en el respectivo Suplemento de Precio, si hubiera, son riesgos de los que nosotros actualmente tenemos conocimiento y consideramos que nos pueden afectar sustancialmente o a quienes inviertan en las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente. También podrán existir otros riesgos que actualmente no consideramos sustanciales pero que podrían afectar a su actividad en el futuro.

Las operaciones e ingresos de YPF están sujetos a riesgos como resultado de cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras. Los inversores deberán considerar cuidadosamente estos riesgos.

Resumen de factores de riesgo

A continuación se resumen los principales factores que hacen que una inversión en nuestra empresa sea especulativa o riesgosa, todos los cuales se describen más detalladamente en los Factores de riesgo a continuación. Este resumen debe leerse junto con los factores de riesgo a continuación y no debe considerarse un exhaustivo análisis y discusión de los riesgos materiales que enfrenta nuestro negocio.

Resumen riesgos relacionados con la oferta

- Las obligaciones negociables estarán efectivamente subordinadas al pago de nuestro endeudamiento garantizado.
- Podrá no desarrollarse o no ser sostenible un mercado de negociación activo para las obligaciones negociables.

- *Las obligaciones negociables podrían estar sujetas a restricciones sobre transferencias que podrían limitar la capacidad de sus tenedores de venderlas.*
- *Podremos rescatar las obligaciones negociables antes de su vencimiento, según se prevea en las condiciones de emisión.*
- *El precio al que los tenedores de las obligaciones negociables podrán venderlas antes de su vencimiento dependerá de una serie de factores y podría significar una suma substancialmente menor a la originalmente invertida por los tenedores.*
- *Los tenedores de obligaciones negociables podrían tener dificultades para hacer valer la responsabilidad civil de la Compañía o sus directores, ejecutivos y personas controlantes.*
- *Es posible que algunos de nuestros bienes no puedan ser ejecutados.*
- *No se puede asegurar que la calificación otorgada a las obligaciones negociables que se emitan bajo el Programa no sea disminuida, suspendida o cancelada por la sociedad calificadora.*
- *Los pagos de sentencias contra la Compañía en relación con las obligaciones negociables y en moneda distinta al Peso podrían ser realizados en Pesos.*
- *Podríamos vernos imposibilitados de comprar las obligaciones negociables ante un cambio de control.*

Resumen riesgos relacionados con la Argentina

- *La República Argentina posee el 51% de las acciones de la Compañía.*
- *Nuestros negocios dependen en gran medida de las condiciones económicas de Argentina.*
- *La evolución de la economía argentina depende de la sustentabilidad de la deuda pública, incluida la del FMI y el Club de París.*
- *Ciertos riesgos son inherentes a una inversión en una Compañía que opera en un mercado emergente como lo es la Argentina.*
- *El hecho de no abordar adecuadamente los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción puede afectar adversamente la economía y la situación financiera de Argentina.*
- *La economía argentina ha sido y puede ser afectada negativamente por los acontecimientos económicos en otros mercados.*
- *La implementación de nuevos derechos de exportación, otros impuestos y regulaciones respecto a las importaciones podría afectar de modo adverso nuestros resultados.*
- *Podríamos estar expuestos a fluctuaciones del tipo de cambio.*
- *Las variaciones en las tasas de interés de nuestros acuerdos de financiación actuales y/o futuros o en el tipo de cambio podrían derivar en aumentos significativos en nuestros costos financieros.*
- *Estamos sujetos a regulaciones cambiarias y de capitales.*
- *Los controles cambiarios y las restricciones a la entrada y salida de capitales y los controles cambiarios futuros han producido la existencia de cotizaciones cambiarias paralelas.*

Resumen riesgos relacionados con nuestro negocio

- *Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios del petróleo, el gas y los productos refinados.*
- *Un brote de enfermedad o una amenaza similar para la salud pública, como la pandemia de COVID-19 en curso, que ha tenido y puede seguir teniendo consecuencias adversas materiales para las condiciones económicas, financieras y comerciales generales, podría afectar de manera material y adversa nuestra situación comercial y financiera y resultados de operaciones.*
- *Nuestra operación está sujeta a extensa regulación.*
- *Las limitaciones a la fijación de precios locales de nuestros productos en Argentina podrían afectar en forma adversa los resultados de nuestras operaciones.*
- *La incertidumbre y la falta de liquidez en los mercados crediticios y de capital podrían afectar nuestra capacidad para obtener crédito y financiamiento u obtenerlos en términos aceptables.*

- *Un porcentaje significativo de nuestro flujo de fondos operativo deriva de las operaciones con entidades gubernamentales.*
- *Estamos y podríamos estar sujetos a restricciones directas e indirectas a las importaciones y exportaciones, lo que ha afectado los resultados de nuestras operaciones y nos ha llevado a declarar la fuerza mayor en ciertos contratos de exportación.*
- *Nuestras reservas y producción pueden declinar.*
- *Nuestras reservas de gas natural y petróleo constituyen estimaciones.*
- *Las actividades de petróleo y de gas se encuentran sujetas a riesgos operativos, económicos, sociales, ambientales significativos y fluctuación estacional de la demanda.*
- *Nuestro negocio depende en proyectos complejos, a largo plazo y de capital intensivo, incluyendo aquellos relacionados al desarrollo de nuestras reservas no convencionales de petróleo y gas.*
- *Nuestra cobertura de seguros podría no ser suficiente para atender todos los riesgos a los que estamos sujetos.*
- *Las concesiones de explotación y los permisos para la exploración de petróleo y de gas en Argentina se encuentran sujetos a ciertas condiciones y podrían ser cancelados o no renovados.*
- *Podríamos incurrir en significativos costos y obligaciones vinculados a cuestiones ambientales, de salud y de seguridad.*
- *El cambio climático y la transición energética podrían afectar nuestros resultados y acceso al capital.*
- *Enfrentamos riesgos relacionados con determinados procedimientos legales.*
- *Podemos ser responsables de costos y pasivos significativos dependiendo del resultado del procedimiento contra la Compañía y algunas de sus subsidiarias y otras entidades presentado por Maxus Energy Corporation Liquidating Trust (el "Fideicomiso Liquidador") en el Tribunal de Quiebras de Delaware.*
- *Nuestro negocio depende en gran parte de nuestras instalaciones de producción y refinación y de la red de logística.*
- *Podemos ser objeto de acciones sindicales.*
- *Nuestro desempeño depende en gran medida de la contratación y retención del personal clave.*
- *Podemos sufrir a fallas en el sistema de tecnología de la información, interrupciones en la red y violaciones en la seguridad de los datos que podrían afectar negativamente nuestro negocio, posición financiera, resultados de operaciones y flujos de efectivo.*
- *Nuestras actividades de administración de riesgo derivado de la Compañía podrían resultar en pérdidas financieras.*
- *Nuestra producción real podría diferir materialmente de nuestro pronóstico.*
- *Tenemos un control limitado sobre las actividades llevadas a cabo en propiedades que no operamos.*
- *Podríamos ser afectados por violaciones a las leyes y regulaciones anticorrupción, antisoborno, antilavado de dinero y otras leyes y regulaciones de comercio internacional.*
- *Si no cumplimos con las cláusulas (covenants) establecidos en nuestros contratos de crédito o al producirse un cambio de control, es posible que debamos pagar nuestra deuda por adelantado.*

Riesgos relacionados con la oferta

Las obligaciones negociables estarán efectivamente subordinadas al pago de nuestro endeudamiento garantizado.

Salvo que se especifique de modo distinto en el respectivo Suplemento de Precio, las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente tendrán por lo menos igual prioridad de pago que toda nuestra demás deuda existente y futura no garantizada y no subordinada, salvo aquellas obligaciones que gozan de preferencia por ley o de puro derecho, incluyendo, entre otras, los créditos fiscales y laborales. Salvo que se especifique de modo distinto en el Suplemento de Precio pertinente o en el contrato de fideicomiso, si lo hubiera, no se prohibirá que incurramos en endeudamiento adicional y dicho Suplemento de Precio o contrato de fideicomiso, si lo hubiera, contendrá excepciones significativas a la restricción sobre nuestra posibilidad de incurrir en deuda garantizada. Si nos declaráramos en quiebra o fuéramos liquidados, los prestamistas garantizados tendrán prioridad sobre los reclamos de pago de las obligaciones negociables en la medida de los activos que constituyan su garantía. Si quedaran activos luego del pago de los prestamistas garantizados, esos activos podrían resultar insuficientes para satisfacer los créditos de los tenedores de las obligaciones negociables y otra deuda no garantizada, así como los créditos de otros acreedores generales quienes tendrán derecho a participar a prorrata con los tenedores de obligaciones negociables.

De así especificarlo el respectivo Suplemento de Precio, o en el contrato de fideicomiso, si lo hubiera, también podremos emitir obligaciones negociables subordinadas. En ese caso, además de la prioridad de ciertos otros acreedores descriptos en los párrafos

precedentes, dichas obligaciones negociables subordinadas también estarán sujetas en todo momento al pago de cierta deuda no garantizada y no subordinada por nosotros, según describa el respectivo Suplemento de Precio, o en el contrato de fideicomiso, si lo hubiera.

Podrá no desarrollarse o no ser sostenible un mercado de negociación activo para las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente.

Las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente constituyen valores negociables nuevos por los que actualmente no existe un mercado de negociación activo. Podremos solicitar la negociación de las obligaciones negociables de una clase o serie a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente en la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en el mercado Euro MTF, en Bolsas y Mercados Argentinos (“BYMA”) y en el Mercado Abierto Electrónico (“MAE”) o en cualquier otro mercado de valores autorizado; no obstante, no podemos garantizar que se aceptarán dichas solicitudes. Si las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente fueran negociadas luego de su emisión inicial, podrán negociar a descuento a su precio de oferta inicial, dependiendo de las tasas de interés prevalecientes, en mercados similares, las condiciones económicas generales y su comportamiento financiero.

No podemos garantizar que se desarrollará un mercado de negociación activo para las obligaciones negociables de una serie y/o clase a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente, o de desarrollarse, que se mantendrá tal mercado. Si no se desarrollara o mantuviera un mercado activo para la negociación de las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente, el precio de mercado y liquidez de las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente podrán verse seriamente afectados.

Las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente podrían estar sujetas a restricciones sobre transferencias que podrían limitar la capacidad de sus tenedores de venderlas.

Las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente podrán ser ofrecidas en base a una exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. Como resultado, las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente podrán ser transferidas o vendidas únicamente en operaciones registradas según sus términos o sobre la base de una exención de dicho registro y en cumplimiento de cualquier otra ley de títulos valores aplicable en otras jurisdicciones. Estas restricciones podrían afectar la capacidad de los tenedores de vender las obligaciones negociables adquiridas.

Podremos rescatar las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente antes de su vencimiento, según se prevea en las condiciones de emisión.

Todas las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente podrán ser rescatadas (i) en caso ocurrir ciertas modificaciones del régimen impositivo argentino, o (ii) a nuestra opción por cualquier otra razón, si así se lo especificara el respectivo Suplemento de Precio o en el contrato de fideicomiso, si lo hubiera. Podremos optar por rescatar tales obligaciones negociables cuando las tasas de interés prevalecientes estén relativamente bajas. En consecuencia, es posible que un inversor no pueda reinvertir los fondos obtenidos en el rescate en valores negociables similares a una tasa de interés efectiva tan alta como la tasa de las obligaciones negociables adquiridas.

El precio al que los tenedores de las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente podrán venderlas antes de su vencimiento dependerá de una serie de factores y podría significar una suma substancialmente menor a la originalmente invertida por los tenedores.

El valor de mercado de las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente puede verse afectado en cualquier momento como consecuencia de fluctuaciones en el nivel de riesgo percibido respecto a la Compañía o el mercado en la cual la misma opera. Por ejemplo, un aumento en el nivel de dicho riesgo percibido podría causar una disminución en el valor de mercado de dichas obligaciones negociables. En cambio, una disminución en el nivel de la misma podría causar un aumento en el valor de mercado de dichas obligaciones negociables.

El nivel de riesgo percibido podrá verse influenciado por factores políticos, económicos, financieros y otros, complejos e interrelacionados, que podrán afectar los mercados monetarios en general o específicamente el mercado en el que opera la Compañía. Volatilidad es el término usado para describir el tamaño y la frecuencia de las fluctuaciones de los mercados. Si la volatilidad de la percepción del riesgo cambia, el valor de mercado de las obligaciones negociables a ser emitidas bajo el Régimen de Emisor Frecuente podría verse modificado.

Los tenedores de obligaciones negociables podrían tener dificultades para hacer valer la responsabilidad civil de la Compañía o sus directores, ejecutivos y personas controlantes.

La Compañía está constituida bajo las leyes de Argentina, y su domicilio social está ubicado en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. La mayoría de los directores y ejecutivos de la Compañía tienen su domicilio real en la Argentina, así como también el accionista controlante de la Compañía. Asimismo, una parte significativa de los activos de la Compañía están ubicados en la Argentina. Por ende, podría ser dificultoso para los tenedores de obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente cursar notificaciones judiciales en jurisdicciones distintas a la Argentina a dichas personas o hacer valer sentencias contra ellas, inclusive en acciones fundadas en responsabilidad civil bajo las leyes federales de otros países, como ser Estados Unidos, en materia de títulos valores. Asimismo, bajo la ley argentina, la ejecución de sentencias extranjeras es precedente siempre que se cumplan los requisitos de los artículos 517 a 519 del Código de Procesal Civil y Comercial de la Nación, entre ellos el requisito de que la sentencia no debe violar principios de orden público del derecho argentino, conforme lo determine un tribunal argentino. No podemos asegurar que un tribunal argentino no habría de considerar que la ejecución de una sentencia extranjera que obligue a la Compañía a realizar un pago bajo obligaciones negociables emitidas bajo el Régimen de Emisor Frecuente en moneda extranjera fuera de Argentina resulta contraria a las normas de orden público de Argentina, si en ese momento existieran restricciones legales que prohíben a los deudores argentinos

transferir divisas fuera de Argentina con el fin de cancelar deudas u otra razón. En base a la opinión de los asesores legales argentinos de la Compañía, existen dudas acerca de la exigibilidad contra los directores, ejecutivos, y el accionista controlante de la Compañía en Argentina, por responsabilidad fundada exclusivamente en las leyes federales de otros países, como ser Estados Unidos, en materia de títulos valores ya sea en acciones originales o en acciones de ejecución de sentencias de tribunales de otros países, siempre cuando dichas acciones sean contrarias a las normas de orden público de Argentina. Los asesores legales argentinos de la Compañía también han informado a la Compañía que la ejecución ante un tribunal argentino de sentencias emanadas de tribunales de otras jurisdicciones, como ser Estados Unidos, respecto de tal responsabilidad estará sujeta al cumplimiento de los requisitos establecidos en el Código Procesal Civil y Comercial de la Nación antes descriptos.

Es posible que algunos de nuestros bienes no puedan ser ejecutados.

En Argentina, los activos que son esenciales para la prestación de un servicio público no pueden ser objeto de un embargo, tanto preventivo como ejecutivo. En consecuencia, los tribunales argentinos podrían no ordenar la ejecución de sentencias contra los activos de YPF que sean determinados por un tribunal y/o la legislación como esenciales para la prestación de un servicio público.

No se puede asegurar que la calificación otorgada a las obligaciones negociables que se emitan bajo el Régimen de Emisor Frecuente no sea disminuida, suspendida o cancelada por la sociedad calificadora.

La calificación otorgada a las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente podría variar luego de su emisión. Dicha calificación es limitada en su alcance y no tiene en consideración todos los riesgos relacionados con la inversión en las respectivas obligaciones negociables, sino que sólo refleja las consideraciones tenidas en cuenta por la sociedad calificadora al momento de la calificación. No se puede asegurar que dicha calificación se mantenga por un período determinado o que la misma no sea disminuida, suspendida o cancelada si, a juicio de la sociedad calificadora, las circunstancias así lo ameritan. Cualquier disminución, suspensión o cancelación de dicha calificación podría tener un efecto adverso sobre el precio de mercado y la negociación de dichas obligaciones negociables.

Los pagos de sentencias contra la Compañía en relación con las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente y en moneda distinta al Peso podrían ser realizados en Pesos

En caso de iniciarse procedimientos contra la Compañía en Argentina, ya sea para hacer valer una sentencia dictada en el extranjero o en Argentina, la Compañía podría no estar obligada a satisfacer dichas obligaciones en una moneda distinta del Peso o la moneda de curso legal en Argentina vigente en ese momento. En consecuencia, los inversores podrían sufrir una diferencia en menos de Dólares Estadounidenses (o de la moneda de emisión de las obligaciones negociables en cuestión) si los inversores no pudieran adquirir en el mercado cambiario argentino los Dólares Estadounidenses u otras monedas equivalentes al tipo de cambio vigente. Bajo las regulaciones cambiarias existentes en Argentina, los inversores extranjeros no pueden adquirir Dólares Estadounidenses u otras monedas en el mercado de cambios oficial con los fondos recibidos por el cobro de Pesos (ya sea del deudor o a través de la ejecución de créditos contra los activos del deudor) en virtud del pago de intereses o del capital de deuda. No obstante ello, actualmente, las emisoras dando cumplimiento con la liquidación de los fondos derivados de la emisión de obligaciones negociables denominadas en Dólares Estadounidenses u otras monedas tendrán acceso al mercado local de cambio para el pago de intereses y del capital emitido. Sin embargo, estas reglamentaciones cambiarias podrían ser eliminadas, suspendidas o modificadas sustancialmente.

Podríamos vernos imposibilitados de comprar las obligaciones negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente ante un cambio de control.

Ante el acaecimiento de un cambio de control de la Sociedad, y según se defina en cada clase y/o serie de obligaciones negociables que se emitan bajo el Régimen de Emisor Frecuente, podríamos estar obligados a ofrecer la compra de todas las obligaciones negociables a un precio establecido respecto de su valor nominal más los intereses devengados e impagos. La fuente de fondos de la Sociedad para dicha compra de obligaciones negociables serían los fondos disponibles, los fondos generados por las subsidiarias de la Sociedad u otras fuentes, entre ellas financiaciones, ventas de activos y/o ventas de acciones. Las fuentes de fondos podrían no ser suficientes para permitirle a la Sociedad comprar las obligaciones negociables ante un cambio de control. Si la Sociedad no ofreciera comprar las obligaciones negociables o no comprará las obligaciones negociables ofrecidas luego de un cambio de control, y según apliquen dichas cláusulas, la Sociedad podría incurrir en un incumplimiento y dar lugar a un supuesto de incumplimiento bajo los contratos que rigen otras deudas de la Sociedad. Riesgos relacionados con la Argentina.

Riesgos relacionados con la Argentina

La República Argentina posee el 51% de las acciones de la Compañía.

La República Argentina posee el 51% de las acciones de la Compañía (para más información, véase “*Información sobre la Emisora - Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino—La Ley de Expropiación*” de este prospecto), en consecuencia, el Estado Nacional tiene la potestad de determinar todos los asuntos que requieran la aprobación por la mayoría de los accionistas de la Compañía, incluyendo la elección de la mayoría de los directores de la Compañía. No podemos garantizar que las decisiones tomadas por el accionista controlante de la Compañía no diferiría de sus intereses como accionista (incluida la política de precios de todos nuestros productos principales) y, por lo tanto, afectaría nuestras decisiones operativas (véase “*Información sobre la Emisora—Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino—La Ley de Expropiación*”, “*Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio—Nuestra operación está sujeta a extensa regulación*”, y “*Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio—Las limitaciones a la fijación de precios locales de nuestros productos en Argentina podrían afectar en forma adversa los resultados de nuestras*

operaciones” de este prospecto). Las elecciones presidenciales en Argentina se realizan cada cuatro años, y elecciones legislativas cada dos años, en las cuales se realiza la renovación parcial de ambas cámaras del Congreso. La próxima elección presidencial está programada para octubre de 2023, y las próximas elecciones legislativas tendrían lugar el 24 de octubre de 2021. El resultado tanto de la elección presidencial como las elecciones legislativas de medio término y de período completo podrían provocar cambios en las políticas del gobierno. No podemos otorgar ninguna certeza sobre si y cuando pueden producir cualquiera de estos cambios, ni podemos estimar el impacto que pueden tener en su negocio.

Nuestros negocios dependen en gran medida de las condiciones económicas de Argentina

La mayoría de nuestras operaciones, propiedades y clientes se encuentran en Argentina, y, como resultado, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas imperantes en la Argentina. Los cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido y se espera que sigan teniendo un impacto significativo en nosotros. Usted debe hacer su propia investigación sobre la Argentina y las condiciones imperantes en este país antes de tomar una decisión de inversión en nosotros.

La economía argentina ha experimentado una significativa volatilidad en las últimas décadas, incluyendo diversos períodos de crecimiento bajo o negativo y niveles elevados y variables de inflación y devaluación de la moneda. No podemos asegurar que la economía argentina crecerá o cuándo el país saldrá de la recesión sobre bases sólidas, especialmente en virtud de la crisis generada por la pandemia de COVID-19 y las medidas adoptadas por el gobierno nacional a fin de controlar los efectos de la pandemia del COVID-19, la cual debilitó la economía argentina durante 2020 y ha aumentado la incertidumbre sobre la evolución de la economía Argentina en 2021 y en los años subsiguientes, en una medida que no se puede estimar a la fecha de publicación de este Prospecto (véase “*Riesgos Relacionados con nuestro Negocio* - Un brote de enfermedad o una amenaza similar para la salud pública, como la pandemia de COVID-19 en curso, que ha tenido y puede seguir teniendo consecuencias adversas materiales para las condiciones económicas, financieras y comerciales generales, podría afectar de manera material y adversa nuestra situación comercial y financiera y resultados de operaciones”). Si las condiciones económicas de la Argentina tienden a deteriorarse, o la economía continuaría contrayéndose, si la inflación se acelerará más, o si no resultaren efectivas las medidas del Gobierno Argentino para atraer o retener inversiones extranjeras y financiamiento internacional o bien incentivar la actividad económica doméstica, podría afectar adversamente el crecimiento económico del país y, a su vez, afectar nuestra situación financiera y el resultado de nuestras operaciones.

Para una discusión de la evolución de las principales variables que afectan a Argentina, véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera — Factores que afectan nuestras operaciones — Condiciones Macroeconómicas”.

La economía argentina depende de una serie de factores, incluyendo (pero no limitado a) los siguientes:

- demanda internacional y los precios para los principales commodities de exportación de la Argentina;
- la estabilidad y competitividad del peso con relación a otras monedas;
- la competitividad y eficiencia de la industria y servicios locales de la Argentina;
- inversión y financiamiento interno y externo;
- nivel de reservas de divisas en el Banco Central de la República Argentina (“BCRA” o “Banco Central”);
- shocks económicos externos adversos;
- evolución de la pandemia de COVID-19 y medidas adoptadas por el Gobierno argentino;
- cambios en las políticas económicas o fiscales implementadas por el Gobierno argentino;
- disputas laborales y paros, que pueden afectar diversos sectores de la economía argentina;
- el nivel de gastos por parte del gobierno argentino y la capacidad de mantener el balance fiscal;
- el nivel de desempleo;
- inestabilidad política y tensiones sociales, como las tomas de tierras, y reclamos en áreas en las cuales operamos y
- las tasas de interés y de inflación.

La economía argentina también es sensible a los acontecimientos políticos locales. Durante 2020 el Gobierno Nacional comunicó una serie de medidas previstas para introducir reformas institucionales para mejorar de las condiciones sociales y económicas, aumentar las reservas internacionales y estabilizar el mercado de cambios y reducir la inflación. Véase “Información adicional — Tipo de Cambio y Regulaciones cambiarias” y “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera — Factores que afectan nuestras operaciones — Condiciones Macroeconómicas”.

No podemos predecir el impacto final de las medidas que adoptó o adoptará en el futuro el gobierno argentino (incluidas las medidas relacionadas con el sector energético) o si las estas medidas tendrán los efectos buscados. La incertidumbre acerca de las políticas del gobierno podría conducir a una mayor volatilidad de las cotizaciones bursátiles argentinas, incluidas, en particular, empresas que operan en el sector energético, dado el grado de regulación e intervención estatal en esta industria. Además, no podemos garantizar que las políticas y programas actuales que se aplican al sector de petróleo y gas no se modificarán en el futuro. Véase “Riesgos relacionados con nuestro negocio — Las limitaciones en los precios locales en Argentina pueden afectar negativamente nuestros resultados de operación”, “Riesgos relacionados con nuestro negocio — Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios del petróleo, el gas y los productos refinados”.

Argentina ha experimentado repetidamente, incluso en los últimos años, períodos de alta inflación. No se puede garantizar que las tasas de inflación no sean más altas en el futuro. La variación del IPC Nacional fue de 36,1% en 2020 y 53,8% en 2019. Aunque el Congreso aprobó el Presupuesto Nacional 2021 que incluye un pronóstico del IPC Nacional del 29.0% para 2021, las estimaciones privadas están muy por encima de este nivel.

Si las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional no resuelven los desequilibrios inflacionarios estructurales de Argentina, los niveles de inflación pueden continuar o incrementarse y tener un efecto adverso en la economía de Argentina y en nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos. La inflación también puede conducir a un aumento en la deuda Argentina denominada en moneda local y tener un efecto adverso en la capacidad de Argentina de pagar su deuda, principalmente en el mediano y largo plazo cuando la mayoría de la deuda indexada a la inflación vence.

Además, los resultados fiscales más débiles podrían tener un efecto material adverso sobre la capacidad del Gobierno para acceder al financiamiento a largo plazo, lo que, a su vez, podría tener un efecto adverso en la economía, el nivel de reservas y la situación financiera de la Argentina e indirectamente en nuestro negocio, condición financiera y en los resultados de nuestras operaciones. Los desarrollos regulatorios y de políticas en Argentina que ocurrieron en los últimos años, incluido el litigio del gobierno argentino con los tenedores de bonos Holdout, y la reestructuración de la deuda pública Argentina con tenedores de deuda privada durante 2020, han conducido a una volatilidad considerable en el precio de mercado de nuestras acciones y ADS. Véase “La evolución de la economía argentina depende de la sustentabilidad de la deuda pública, incluida la del FMI y el Club de París” y “Reseña y perspectiva operativa y financiera — Factores que afectan nuestras operaciones—condiciones macroeconómicas”.

La economía argentina también es vulnerable a situaciones adversas que afectan a sus principales socios comerciales. Véase “La economía argentina ha sido y puede ser afectada negativamente por los acontecimientos económicos en otros mercados”.

Una apreciación real significativa del peso argentino afectaría adversamente las exportaciones y aumentaría el déficit comercial, lo que podría tener un efecto negativo en el crecimiento del PBI y el empleo, y reduciría los ingresos del sector público argentino al reducir la recaudación de impuestos en términos reales.

Adicionalmente, debido a las medidas de emergencia adoptadas por el Gobierno Nacional durante o después de la Crisis Económica de la Argentina del 2001-2002, accionistas extranjeros de empresas que operan en la Argentina comenzaron procedimientos de arbitraje contra el Gobierno Nacional ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (el "CIADI") y las normas de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (la "UNCITRAL"). Las demandas pendientes que se tramitan ante el CIADI y UNCITRAL podrían generar nuevos fallos en contra del Gobierno Nacional, lo que podría dar como resultado un efecto adverso significativo en la capacidad del Gobierno Nacional para implementar reformas e incentivar el crecimiento económico. No podemos asegurar que el Gobierno Nacional no incumplirá en el futuro sus obligaciones.

La evolución de la economía argentina depende de la sustentabilidad de la deuda pública, incluida la del FMI y el Club de París.

Durante la segunda mitad de 2019, el mercado internacional comenzó a mostrar signos de dudas si la deuda de Argentina continuaría siendo sostenible. Por esta razón, el riesgo país alcanzó niveles altos lo que a su vez causó una disminución significativa en el precio de los bonos soberanos argentinos.

El 5 de febrero de 2020, el Congreso promulgó el Proyecto de Ley de Sostenibilidad de la Deuda (según se define en este documento) que autoriza al Poder Ejecutivo, actuando a través del Ministerio de Economía, a realizar transacciones y negociaciones con los acreedores de Argentina para restaurar la sostenibilidad de su deuda pública externa. Véase "Reseña

y perspectiva operativa y financiera—Factores que afectan nuestras operaciones—Condiciones macroeconómicas — Reestructuración de deuda soberana

El 13 de marzo de 2020, el Ministro de Economía dirigió una carta a los socios del Club de París expresando la decisión de Argentina de posponer hasta el 5 de mayo de 2021 el pago de US \$ 2.100 millones que originalmente vence el 5 de mayo de 2020 de conformidad con los términos del acuerdo de conciliación que la República había alcanzado con los miembros del Club de París el 29 de mayo de 2014 (el "Acuerdo de conciliación del Club de París 2014"). Además, el 7 de abril de 2020, el Ministro de Economía envió a los socios del Club de París una propuesta para modificar los términos vigentes del Acuerdo de Liquidación del Club de París 2014, buscando principalmente una extensión de las fechas de vencimiento y una reducción significativa en la tasa de interés.

A la fecha de este Prospecto, el gobierno argentino ha iniciado negociaciones con el FMI con el fin de renegociar los vencimientos de capital por aproximadamente US \$ 44.100 millones desembolsados en 2018 y 2019 mediante el acuerdo de standby, inicialmente programado para ser reembolsado en 2021, 2022 y 2023. No podemos asegurar que el gobierno argentino tendrá éxito en las negociaciones con el FMI, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas y políticas públicas e impulsar el crecimiento económico. Tampoco podemos predecir el impacto del resultado de la negociación en la capacidad de acceder a los mercados de deuda internacionales de la Argentina (e indirectamente nuestra). Además, el impacto a largo plazo de estas medidas y cualquier medida futura que tome la administración actual en la economía argentina sigue siendo incierta.

A pesar de la reestructuración de la deuda pública Argentina realizada en 2020 los mercados internacionales continuaron mostrando signos de dudas sobre si la deuda argentina es sostenible y, por tanto, los indicadores de riesgo país se mantienen elevados. No podemos garantizar que las calificaciones crediticias de Argentina se mantendrán o de que no se rebajarán, suspenderán o cancelarán. Cualquier rebaja, suspensión o cancelación de la calificación crediticia de la deuda soberana de Argentina puede tener un efecto adverso en la economía argentina y nuestras operaciones comerciales (véase “—Riesgos relacionados con nuestro negocio— La incertidumbre y la falta de liquidez en los mercados de crédito y capital pueden afectar nuestra capacidad para obtener crédito y financiarlos u obtenerlos en términos aceptables”). Como tal, cualquier efecto adverso en nuestro negocio debido en parte a cambios en la calificación crediticia de Argentina puede afectar adversamente el precio de mercado y la negociación de nuestras Obligaciones Negociables.

Ciertos riesgos son inherentes a una inversión en una Compañía que opera en un mercado emergente como lo es la Argentina

De acuerdo a informe del Morgan Stanley Capital International (“MSCI”), Argentina es considerada un mercado emergente. La inversión en los mercados emergentes generalmente conlleva riesgos. Estos riesgos incluyen la inestabilidad política, social y económica que pueden afectar los resultados económicos de la Argentina que se derivan de varios factores, incluyendo los siguientes:

- altas tasas de interés;
- los cambios bruscos en los valores de las divisas;
- altos niveles de inflación;
- control de cambios y capital;
- controles de salarios y precios;
- regulaciones para importar equipos y otras necesidades relevantes para las operaciones;
- los cambios en las políticas económicas o fiscales, y
- las tensiones políticas y sociales.

Las condiciones económicas y de mercado en Argentina y en otros países de mercados emergentes, especialmente los de América Latina, influyen en el mercado de valores emitidos por empresas argentinas. La volatilidad en los mercados de valores en América Latina y en otros mercados emergentes, así como los aumentos potenciales en las tasas de interés en los Estados Unidos y otros países desarrollados, pueden tener un impacto negativo en el valor de negociación de nuestros valores y en nuestra capacidad y los términos de que podemos acceder a los mercados de capitales internacionales.

No podemos asegurar que ninguno de los factores enumerados anteriormente y la percepción de riesgo en Argentina y otros mercados emergentes puedan no tener un efecto material adverso en nuestra capacidad para reunir capital, incluida nuestra capacidad de refinanciar nuestra deuda al vencimiento, lo que afectaría negativamente a nuestros planes de

inversión y consecuentemente nuestra condición financiera y resultados de operación, teniendo también un impacto negativo en los valores de negociación de nuestra deuda o valores de capital. No podemos garantizar el posible impacto adverso de los factores discutidos anteriormente en nuestra situación financiera y/o resultados de operaciones. Véase el “Información sobre la Emisora”.

El hecho de no abordar adecuadamente los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción puede afectar adversamente la economía y la situación financiera de Argentina.

La falta de un marco institucional sólido y transparente para los contratos con el gobierno argentino y sus agencias y las acusaciones de corrupción han afectado y continúan afectando a Argentina. Argentina se ubicó en el puesto 78 de 180 en el Índice de Percepción de la Corrupción de 2020 de Transparencia Internacional y 126 de 190 en el informe “Haciendo Negocios 2019” del Banco Mundial.

Además, la economía argentina es sensible a los acontecimientos políticos locales. Dichos hechos políticos podrían generar incertidumbre y ser adversos para el desarrollo de un mercado estable de negocios en el país, lo que podría afectar la economía argentina e, indirectamente, el negocio, los resultados de operación y la situación financiera de la Compañía. A la fecha de este Prospecto, existen diversas investigaciones en curso sobre denuncias de lavado de activos y corrupción que adelanta la Fiscalía Federal Argentina.

La economía argentina ha sido y puede ser afectada negativamente por los acontecimientos económicos en otros mercados

Los mercados financieros en la Argentina, y también la economía argentina, están influenciados por los efectos de crisis globales o regionales y por las condiciones en otros mercados del mundo. La inestabilidad económica global como la incertidumbre acerca de las políticas de comercio internacionales, el deterioro de las condiciones económicas en Brasil, (el principal socio comercial de Argentina), principalmente por el COVID 19 que actualmente está afectando fuertemente a dicho país, la salida del Reino Unido de la Unión Europea (“Brexit”), el deterioro de las economías de otros socios comerciales importantes de Argentina, como China o Estados Unidos, tensiones geopolíticas entre Estados Unidos y un número de países, negociaciones entre Rusia y países Árabes (en el marco del grupo conocido como OPEP +) respecto a la producción de petróleo que afecta los precios del petróleo crudo, discordias idiosincrásicas, políticas y sociales, ataques terroristas, degradaciones de la deuda soberana, una enfermedad pandémica, incluido el resultado de la pandemia COVID-19 en curso, podría afectar la economía argentina y poner en peligro la capacidad de Argentina de estabilizar su economía, entre otros. Véase “Riesgos relacionados con nuestro negocio— Un brote de enfermedad o una amenaza similar para la salud pública, como la pandemia de COVID-19 en curso, que ha tenido y puede seguir teniendo consecuencias adversas materiales para las condiciones económicas, financieras y comerciales generales, podría afectar de manera material y adversa nuestra situación comercial y financiera y resultados de operaciones”. Aunque las condiciones económicas varían de un país a otro, las reacciones de los inversores a los eventos que ocurren en un país a veces demuestran un efecto de “contagio” en el que los inversores internacionales desfavorecen a toda una región o clase de inversión.

En consecuencia, no podemos asegurar que la economía argentina y los mercados de valores no se verán negativamente afectados por acontecimientos en las economías de los países desarrollados o en otros mercados emergentes, o en los principales socios comerciales de la argentina, lo que podría a su vez afectar nuestro negocio, condición financiera, el resultado de nuestras operaciones y el valor de nuestra acción.

Además, una devaluación significativa de las monedas de nuestros socios comerciales o competidores comerciales puede afectar adversamente la competitividad de Argentina y, en consecuencia, afectar adversamente la economía y salud financiera de Argentina y los resultados de nuestras operaciones.

La implementación de nuevos derechos de exportación, otros impuestos y regulaciones respecto a las importaciones podría afectar de modo adverso nuestros resultados

En el año 2002, el gobierno argentino estableció impuestos a la exportación de ciertos productos de hidrocarburos mediante la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública, por un plazo de cinco años. Este plazo fue prorrogado al 7 de enero de 2017, fecha en la que los derechos de exportación sobre los hidrocarburos dejaron de aplicarse. El 4 de septiembre de 2018, el Decreto N° 793/2018 estableció una tasa del 12%, hasta el 31 de diciembre de 2020, a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur. Este derecho de exportación, que inicialmente no podía exceder 4 pesos por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda, ha sido prorrogado y sufrió diversas modificaciones. A la fecha del presente prospecto, la tasa general es del 8% y programó que se mantenga sin cambios hasta el 31 de diciembre de 2021.

Adicionalmente el Decreto N° 488/2020, publicado el 19 de mayo de 2020, estableció una escala móvil para exportaciones de hidrocarburos que van desde el 0% cuando el precio del Brent se mantiene en o por debajo de U.S.\$ 45/bbl hasta el 8% cuando el precio del Brent alcanza o supera los U.S.\$ 60/bbl. Al 12 de abril de 2021 el precio del crudo Brent era aproximadamente U.S.\$ 63/bbl. Véase “—Riesgos relacionados con Argentina” y “Información sobre la Emisora—Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino— Determinación de precios para la facturación de entregas de petróleo crudo en el mercado local - Decreto N° 488/2020.”

No podemos asegurar que los impuestos y regulaciones sobre importaciones/exportaciones de esta naturaleza no serán modificados, o que no se establecerán nuevos impuestos o nuevas regulaciones sobre importaciones/exportaciones.

Podríamos estar expuestos a fluctuaciones del tipo de cambio

La devaluación constante del peso argentino durante los últimos años ha tenido y sigue teniendo un impacto negativo en la economía, y también ha llevado a un aumento de la inflación, que a su vez tiene un impacto directo sobre los salarios reales. Además, nuestros resultados de operación están expuestos a fluctuaciones cambiarias, y cualquier devaluación del peso frente al dólar estadounidense y otras monedas fuertes puede afectar adversamente nuestro negocio y el resultados de nuestras operaciones. Véase “*Riesgos relacionados con nuestro negocio—Las limitaciones a la fijación de precios locales de nuestros productos en Argentina podrían afectar en forma adversa los resultados de nuestras operaciones*”.

En 2020, el peso argentino continuó depreciándose frente al dólar estadounidense y otras de las monedas extranjeras. De acuerdo con la Comunicación “A” 3500 del BCRA, el tipo de cambio peso/dólar se ubicó en Ps. 84,15 por US \$ 1,00 al 31 de diciembre de 2020, evidenciando una devaluación del peso de aproximadamente 40,5% de su valor de Ps. 59,90 por U.S. \$ al 31 de diciembre de 2019 (en comparación con 58,9%, 102,2% y 17,4% en los años terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente). Como resultado de la mayor volatilidad del peso argentino, el gobierno argentino y el BCRA implementaron varias medidas para estabilizar su valor, incluyendo, entre otras (véase “Estamos sujetos a regulaciones cambiarias y de capitales”) regulaciones cambiarias más estrictas, un aumento en las tasas de interés de corto plazo y la venta de reservas de moneda extranjera realizada por el BCRA. Los principales efectos de una devaluación del Peso en nuestro ingreso neto, expresado en pesos, están relacionados con (i) el impuesto diferido sobre la renta relacionado principalmente con las propiedades, plantas y equipos, el cual se espera que tendrá un efecto negativo; (ii) el aumento de la depreciación y amortización como resultado de la remediación en pesos de nuestras propiedades, plantas y equipos e intangibles; (iii) las diferencias de cambio como resultado de nuestra exposición al Peso, las cuales se espera que tengan un efecto positivo dada nuestra posición pasiva neta en pesos (debido a nuestra moneda funcional es el dólar); (iv) ingresos más altos generados por la venta de productos cuya nominación en pesos se basa principalmente en los precios internacionales determinados en dólares (para más información, véase “—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios del petróleo, el gas y los productos refinados” y “Reseña y perspectiva operativa y financiera—Factores que afectan nuestras operaciones—Condiciones macroeconómicas” de este prospecto) y (v) costos más altos generados por poseer una porción de estos nominada en dólares estadounidenses. Además, la mayoría de nuestra deuda está denominada en monedas distintas del peso; por lo tanto, una devaluación del peso frente a esas monedas aumentará la cantidad de pesos que necesitamos para cumplir con nuestros compromisos de deuda. Además, dadas las restricciones impuestas por el BCRA para el acceso al mercado cambiario, específicamente desde la publicación de la Comunicación N° 7.030 del BCRA, la mayoría de nuestro efectivo y equivalentes de efectivo están denominados en pesos, por lo que podemos vernos afectados por de tipo de cambio. variaciones. Véase el “Ítem 5. Revisión operativa y financiera y perspectivas. Véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera — Liquidez y recursos de capital – Efectivo y Equivalentes de Efectivo”.

No podemos predecir si, y en qué medida, el valor del peso argentino puede depreciarse o apreciarse frente al dólar estadounidense u otras monedas extranjeras, ni la forma en que podremos trasladar dichas variaciones a los precios de nuestros productos y cómo tales fluctuaciones podrían afectar la demanda de los productos que ofrecemos.

Las variaciones en las tasas de interés de nuestros acuerdos de financiación actuales y/o futuros o en el tipo de cambio podrían derivar en aumentos significativos en nuestros costos financieros.

Estamos autorizados a tomar fondos en préstamo para financiar la compra de activos, incurrir en gastos de capital, cancelar otras obligaciones y financiar capital de trabajo. Al 31 de diciembre de 2020 aproximadamente el 10% de nuestra deuda financiera es sensible a las variaciones en la tasa de interés local. Al 31 de diciembre de 2020, aproximadamente el 7% de nuestra deuda total devenga intereses basados en las tasas LIBOR más un margen. Consecuentemente, una variación sustancial en las tasas de interés podría dar lugar a cambios en el monto destinado a servicios de deuda y en nuestros gastos por intereses y como tales afectar nuestros resultados y nuestra condición financiera. Además, la Compañía generalmente refinanciar su deuda al vencimiento, por lo que un aumento en las tasas de interés de mercado a partir de dichas fechas podría generar un aumento de nuestros intereses a futuro. Adicionalmente, los montos de intereses y capital pagaderos de conformidad con obligaciones de deuda denominadas o indexadas en dólares estadounidenses están sujetas

a variaciones del tipo de cambio peso argentino / dólar estadounidense y podrían resultar en un aumento significativo de los pagos de capital e intereses a realizar en pesos de dichas obligaciones de deuda.

Adicionalmente, la Autoridad de Conducta Financiera (la "FCA" por su nombre en inglés) la cual regula la tasa LIBOR, ha anunciado su intención de reducir progresivamente el requerir a los bancos el envío las tasas LIBOR para el final de 2021. Al 31 de diciembre de 2020, aproximadamente el 7% de nuestra deuda total ha devengado intereses basados en las tasas LIBOR más un margen. Si un LIBOR en dólares estadounidenses publicado no está disponible después de 2021, las tasas de interés de nuestra deuda que está indexada a LIBOR se determinarán utilizando varios métodos alternativos, cualquiera de los cuales puede resultar en obligaciones de interés que superen o no se correlacionen en el tiempo con los pagos que se habrían realizado sobre dicha deuda si el LIBOR en dólares estadounidenses estuviera disponible en su forma actual. En este momento de impacto, no existe consenso sobre qué tasa o tasas pueden convertirse en alternativas aceptadas a la LIBOR. Cualquier alternativa a la LIBOR podría tener un efecto adverso, que puede ser material, en nuestros costos de financiamiento y, como resultado, en nuestra condición financiera, resultados operativos y flujos de efectivo.

Además, estamos expuestos a las fluctuaciones de las tasas de interés aplicables a nuestro endeudamiento indexado a tasas de interés variables. También podemos incurrir en deuda adicional a tasa variable en el futuro. Los aumentos en las tasas de interés sobre la deuda de tasa variable aumentarían los gastos por intereses de la Compañía, lo que afectaría negativamente nuestros costos financieros.

Estamos sujetos a regulaciones cambiarias y de capitales

En el pasado, la Argentina ha establecido controles cambiarios y restricciones a la transferencia de fondos al exterior que limitaron sustancialmente la capacidad de las empresas de conservar divisas o de realizar pagos al exterior. A partir de 2011, controles cambiarios fueron impuestos que limitaron las compras de moneda extranjera y la transferencia de divisas al exterior. Desde 2011, las empresas petroleras y de gas (incluidas YPF), entre otras entidades, estuvieron obligadas a repatriar el 100% de las divisas provenientes de operaciones de exportación.

En diciembre de 2015, una serie de controles de cambios fueron eliminados y en mayo del 2017 el BCRA, se dejó sin efecto todas las normas que reglamentaban la operatoria cambiaria, la posición general de cambios y las disposiciones adoptadas por el Decreto N° 616/2005, manteniendo únicamente su vigencia las normas vinculadas con regímenes informativos, relevamientos o seguimientos relacionados con dichos tópicos.

En septiembre de 2019, el gobierno argentino restableció los controles cambiarios que, entre otras cosas, redujeron significativamente el acceso al mercado cambiario oficial de personas y entidades.

De acuerdo con la Comunicación del BCRA "A" 6844 (enmendada y complementada), los exportadores están obligados a repatriar y liquidar en pesos en el mercado cambiario local, todo el producto de sus exportaciones de mercancías y servicios desde del 2 de septiembre de 2019 y el BCRA restituir el producto de la exportación. sistema de seguimiento, estableciendo las normas que rigen dicho proceso de seguimiento y sus excepciones.

Además, de acuerdo con la normativa cambiaria vigente, los residentes pueden acceder al mercado cambiario para cambiar moneda extranjera y transferirla al exterior para realizar pagos de utilidades y dividendos a accionistas no residentes, si determinadas condiciones se cumplieron o contaron con la aprobación previa del BCRA. Véase "Información adicional — Tipo de Cambio y Regulaciones Cambiarias".

Durante 2020 se impusieron nuevas restricciones para acceder a los mercados cambiarios oficiales, con el fin de reducir la pérdida de reservas internacionales generada por una mayor demanda de dólares estadounidenses por parte de los residentes.

En abril de 2020, el Banco Central de Argentina emitió la Comunicación "A" 7001 (modificada por la Comunicación "A" 7030, enmendada y complementada periódicamente, la "Comunicación 7001") que establece ciertas limitaciones a la transferencia de valores hacia y desde Argentina.

De conformidad con la Comunicación 7001, el acceso al mercado cambiario argentino para la compra o transferencia de divisas al exterior (para cualquier propósito) estará sujeto a la aprobación previa del Banco Central de la República, si la persona o entidad que busca acceder al mercado cambiario argentino ha vendido valores que se liquidaron en moneda extranjera o transfirieron dichos valores a depositarios extranjeros durante los 90 días corridos inmediatamente anteriores. Además, la Comunicación 7001 establece que la persona o entidad debe comprometerse a no realizar ninguna venta o transferencia durante los 90 días siguientes a dicho acceso ".

En agosto de 2020, el BCRA promulgó la Comunicación "A" 7106 (según enmendada por la Comunicación "A" 7230 y junto con su enmienda y complementada ocasionalmente, "Comunicación" A "7106"), estableciendo ciertos requisitos para acceder al mercado cambiario local por parte del sector privado no financiero y entidades financieras para propósitos de reembolso de deudas financieras transfronterizas, en particular, para el pago de saldos de capital en préstamos y valores que tienen pagos de amortización programados entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021 para montos de principal que excedan U.S.\$ 1,0 millones y entre el 1 de abril de 2021 y el 31 de diciembre de 2021 para montos de capital superiores a U.S.\$ 2,0 millones, con ciertas excepciones especificadas en el reglamento. En particular, el pago de los

montos de capital correspondientes a préstamos y valores sujetos a la regulación debe ser parte de un plan de refinanciamiento que debe ser previamente fichado con el BCRA, el cual debe disponer que (i) solo el 40% del monto de capital adeudado y pagadero se pagará a través del mercado cambiario local el o antes del 31 de diciembre de 2021; y (ii) el 60% restante debe ser refinanciado de tal manera que la vida promedio de la deuda se incremente por un mínimo de dos años.

El 7 de enero de 2021, para abordar la necesidad de cumplir con la Comunicación “A” 7106 en relación con nuestras Obligaciones Negociables Clase XLVII con vencimiento en marzo de 2021, y también para aliviar nuestros compromisos financieros para los próximos dos años, ofrecimos a los tenedores de todos nuestros bonos pendientes regulados por leyes extranjeras con vencimiento entre 2021 y 2047, por un valor nominal total de aproximadamente US \$ 6.2 mil millones, una oferta para canjear sus notas por ciertas notas nuevas. El 8 de febrero de 2021, la Compañía anunció que tenedores que representaban más del 30% de dichos valores habían participado en el canje y que el BCRA consideró que dicho canje cumplía con los requisitos de la Comunicación “A” 7106. Ver “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera — Liquidez y recursos de capital — Préstamos”.

No es posible garantizar que el plazo cubierto por la Comunicación “A” 7106 no sea prorrogado o reinstalado en el futuro por el BCRA o que se dicten otras normas con efectos similares que limiten la habilidad de la Compañía para acceder al mercado cambiario oficial para pagar sus obligaciones financieros en moneda extranjera a su vencimiento, las cuales podrían tener un impacto negativo en la Compañía y sus negocios y operaciones. Véase “Información adicional — Tipo de Cambio y Regulaciones cambiarias”.

Además como consecuencia de la profundización de los controles cambiarios y del nivel de reservas de divisas en el Banco Central, la diferencia entre el tipo de cambio oficial, que actualmente se utiliza para operaciones comerciales y financieras, y otros tipos de cambio informales que surgieron implícitamente como resultado de ciertas operaciones comúnmente realizadas en el mercado de capitales perseguido para acceder a divisas (dólar “MEP” o “contado con liquidación”), se ha incrementado durante 2020, creando un diferencial de aproximadamente 67% con el tipo de cambio oficial al 31 de diciembre de 2020 y 79% al 12 de Abril 2021. Véase “— Estamos sujetos a regulaciones cambiarias y de capitales” y “Podríamos estar expuestos a fluctuaciones del tipo de cambio”.

El impacto que la normativa cambiaria podría tener en la política y la economía argentina es incierto. No podemos asegurar que las regulaciones de cambio se relajarán o reemplazarán o incluso si se impondrán restricciones adicionales y si gobierno argentino mantendrá el actual régimen de tipo de cambio oficial o crear tipos de cambio múltiples para diferentes tipos de transacciones, modificando sustancialmente el tipo de cambio aplicable al que adquirimos divisas para atender nuestros pasivos pendientes denominados en moneda extranjera o para pagar nuestras importaciones. Cualquier restricción sobre la transferencia de fondos al exterior impuesta por parte del gobierno argentino podrían (i) impactar negativamente en la inversión extranjera y en el financiamiento internacional en nuestro país y tener un efecto adverso en la economía argentina y, a su vez, afectar adversamente el negocio, los resultados de operación y la condición financiera de la Compañía. (ii) podría restringir nuestra capacidad para pagar dividendos sobre nuestras ADS o realizar pagos (de capital o intereses) en virtud de nuestra deuda pendiente denominada en moneda extranjera, así como para cumplir con cualquier otra obligación denominada en moneda extranjera, y puede tener un efecto material adverso en nuestra capacidad para reunir capital, incluida nuestra capacidad para refinanciar nuestra deuda al vencimiento o nuestra capacidad para obtener financiamiento y ejecutar nuestros planes de gastos de capital. Para obtener más información sobre las restricciones de intercambio, véase “Información adicional — Tipo de Cambio y Regulaciones cambiarias”.

Los cambios en las leyes tributarias argentinas pueden afectar negativamente los resultados de nuestras operaciones, la condición financiera y los flujos de efectivo.

El 29 de diciembre de 2017, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 27.430, que redujo la tasa del impuesto a las ganancias corporativas de 35% a 30% para los años fiscales que comiencen en o después del 1 de enero de 2018 y 25% para los años fiscales que comiencen a partir de enero. 1 de enero de 2020. Adicionalmente, la distribución de dividendos está sujeta a una tasa impositiva del 7% relacionada con los resultados financieros de los años fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y una tasa impositiva del 13% para la distribución de dividendos relacionados con los resultados financieros de los años fiscales. a partir del 1 de enero de 2020 o después.

El 23 de diciembre de 2019, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 27.541 que declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y delegó poderes legislativos al Poder Ejecutivo Nacional. hasta el 31 de diciembre de 2020. De acuerdo con la Ley N° 27.541, las tasas del impuesto sobre la renta corporativa y los dividendos para 2021 son del 30% y 7%, respectivamente. Véase “Información adicional – Carga Tributaria”.

No podemos asegurar que el gobierno argentino o cualquiera de sus divisiones políticas, o el Congreso argentino, no adoptarán cambios y reformas adicionales en materia tributaria, ni que estas reformas y las que puedan adoptarse en el futuro no afectarán adversamente nuestro negocio, resultados de operación o condición financiera.

Riesgos relacionados con nuestro negocio

Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios del petróleo, el gas y los productos refinados.

La mayoría de nuestros ingresos en Argentina proviene de las ventas de productos refinados (principalmente nafta y gas oil) y, en menor medida, de gas natural. Los precios internacionales del petróleo y los productos derivados del petróleo son volátiles y están fuertemente influenciados por las condiciones y las expectativas de la oferta y la demanda mundiales y tensiones geopolíticas, entre otros factores. Nuestra política de precios de combustibles durante 2018, 2019 y 2020 tomó en cuenta varios factores tales como precios internacionales del crudo, diferenciales de refinación, costos de procesamiento y distribución, precios de biocombustibles, la volatilidad del tipo de cambio, oferta y demanda local, competencia, inventarios, impuestos locales y márgenes internos de nuestros productos, entre otros. A pesar de nuestra expectativa de alinear nuestros precios internos con los de los mercados internacionales a través del tiempo, sin considerar las fluctuaciones de corto plazo, no podemos asegurarle que algunos factores críticos precios (incluyendo, pero no limitado a, incrementos abruptos en el tipo de cambio, o en los precios internacionales o potenciales nuevas limitaciones regulatorias o legales que afectan las posibilidades del mercado de enfrentar cambios abruptos en los precios de nuestros productos), no tendrán un impacto negativo en nuestra capacidad de mantener dicha relación, como volatilidad y la incertidumbre en los precios internacionales del petróleo crudo y sus derivados y fluctuaciones en el valor del Peso Argentino probablemente continuarán en el futuro previsible.

El precio internacional del crudo ha fluctuado significativamente en el pasado y puede continuar haciéndolo en el futuro. Después de una disminución abrupta en los precios del petróleo crudo que comenzó en 2014, se formó un grupo conocido como OPEP+ a fines de 2016, el cual reunió a los países miembros de esa organización con otros productores, incluida Rusia, para coordinar los recortes de producción y permitir así la recuperación de los precios. La coordinación fue efectiva y se extendió hasta el 5 de marzo de 2020, por la falta de acuerdo entre los principales países productores de petróleo sumada a la crisis generada por la pandemia COVID-19, provocando la caída de los precios internacionales del petróleo a un mínimo de U.S.\$ 19/bbl para el Brent el 21 de abril de 2020, véase “Un brote de enfermedad o una amenaza similar para la salud pública, como la pandemia de COVID-19 en curso, que ha tenido y puede seguir teniendo consecuencias adversas materiales para las condiciones económicas, financieras y comerciales generales, podría afectar de manera material y adversa nuestra situación comercial y financiera y resultados de operaciones.”. Como resultado, entre mayo y diciembre de 2020, el gobierno argentino decretó el establecimiento de precios de referencia para el crudo local, fijando un precio piso y otras medidas relacionadas para estabilizar los precios de mercado. Los precios se han recuperado gradualmente en los siguientes meses, alcanzando U.S.\$ 50/bbl al 31 de diciembre de 2020. Para más información véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Factores que afectan nuestras operaciones—Condiciones Macroeconómicas—Mercado de hidrocarburos ” de este prospecto.

Una nueva baja en los precios internacionales del crudo durante un período prolongado de tiempo (o si los precios de ciertos productos no coinciden con los aumentos de los costos) y si tal escenario se refleja en el precio interno de los productos hidrocarburíferos, que está fuera de nuestro control, esto podría afectar negativamente la viabilidad económica de nuestros proyectos de perforación y consecuentemente nuestra capacidad de cumplir con los compromisos de inversión en nuestras concesiones y permisos de exploración (para más información véase “Las concesiones de explotación y los permisos para la exploración de petróleo y de gas en Argentina se encuentran sujetos a ciertas condiciones y podrían ser cancelados o no renovados” de este prospecto). Estas reducciones de precio podrían conducir a cambios en nuestros planes de desarrollo, reducción de inversiones, falta de aprobación de los proyectos de inversión por parte de nuestros socios en las UT, pérdida de reservas comprobadas desarrolladas y reservas comprobadas no desarrolladas, y también podría afectar negativamente nuestra capacidad de mejorar nuestras tasas de recuperación de hidrocarburos, encontrar nuevas reservas, desarrollar recursos no convencionales y llevar adelante algunos de nuestros otros planes de gastos de capital. Además, estos cambios de condiciones pueden afectar nuestra capacidad de generar efectivo y nuestros resultados de operaciones podrían verse afectados negativamente. Además, una decisión del gobierno argentino de fijar el precio local del crudo en valores superiores a los que se consideraron para fijar el precio de nuestros productos, o si se establece un período de congelamiento de precios para nuestros productos downstream, pueden tener un efecto negativo en nuestros resultados operativos, condiciones financieras y flujo de efectivo.

En términos de inversiones, presupuestamos las erogaciones de capital relacionadas con las actividades de exploración, desarrollo, refinación y distribución considerando, entre otras cosas, los precios de mercado locales e internacionales actuales y esperados para nuestros productos de hidrocarburos.

Si se materializa una reducción en nuestros gastos de capital, y de los de nuestros competidores nacionales, es probable que tenga un impacto negativo en el número de equipos de perforación activos, workover y equipos de pulling en Argentina, junto a los servicios relacionados, afectando así al número de trabajadores activos en la industria. No podemos predecir si, y en qué medida, las posibles consecuencias de tales medidas podrían afectar nuestro negocio, principalmente el impacto en nuestra producción y, en consecuencia, afectar nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Con respecto a nuestra política de precios, véase “—Las limitaciones a la fijación de precios locales de nuestros productos en Argentina podrían afectar en forma adversa los resultados de nuestras operaciones”.

Además, se nos puede solicitar que reduzcamos el valor en libros de nuestras propiedades si los precios estimados del petróleo y el gas disminuyen o si tenemos ajustes sustanciales a la baja en nuestras reservas estimadas, aumentos en nuestros costos operativos o aumentos en la tasa de descuento, entre otros factores. Véase “Revisión operativa y financiera y perspectivas — Criterios contables relevantes” para obtener información sobre nuestro análisis de sensibilidad relacionado con el deterioro.

Un brote de enfermedad o una amenaza similar para la salud pública, como la pandemia de COVID-19 en curso, que ha tenido y puede seguir teniendo consecuencias adversas materiales para las condiciones económicas, financieras y comerciales generales, podría afectar de manera material y adversa nuestra situación comercial y financiera y resultados de operaciones.

Nuestras operaciones están sujetas a riesgos relacionados con brotes de enfermedades infecciosas. La pandemia de COVID-19 se ha extendido rápidamente por varias áreas geográficas y ha causado trágicas consecuencias para muchas personas. Los esfuerzos globales para detener el virus, incluida la elaboración y aplicación masiva de vacunas para neutralizar el efecto del virus original y sus nuevas variantes, han tenido y seguirán teniendo importantes consecuencias económicas. Además de los impactos adversos del COVID-19 en los mercados financieros, nuestra industria se vio especialmente afectada a nivel mundial por una caída significativa en el precio internacional del petróleo, especialmente durante marzo y el segundo trimestre de 2020, como resultado del efecto combinado de una fuerte caída de la demanda, así como la incapacidad de los productores para reducir la oferta de manera ordenada. Consulte “—Riesgos relacionados con nuestro negocio — Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios del petróleo, el gas y los productos refinados”. Con el fin de mitigar el impacto de la pandemia COVID-19 el gobierno argentino ha implementado bajo diferentes grados cierres obligatorios de negocios no esenciales y ha adoptado medidas de ayuda monetarias y fiscales para contrarrestar el impacto económico de estas medidas. No podemos asegurarles si estas medidas serán suficientes para evitar una severa recesión económica en Argentina, particularmente si las condiciones actuales se prolongan y si los principales socios comerciales de Argentina enfrentan al mismo tiempo una recesión económica. Además, el gobierno argentino puede tener recursos más limitados en este momento para apoyar la economía del país; la pandemia se ha producido en un momento en que Argentina está luchando simultáneamente por salir de una recesión de varios años.

La demanda de nuestros productos y servicios ha sido y probablemente seguirá siendo afectada negativamente por las condiciones macroeconómicas derivadas de la pandemia de COVID-19 y las medidas adoptadas por el gobierno argentino, incluidas las medidas futuras, para proteger a la población y combatir la enfermedad. En 2020 nuestras actividades se han visto afectadas negativamente por estas medidas que incluyen (i) aislamiento social preventivo y obligatorio y (ii) medidas para proteger la fuerza laboral mediante la imposición de dobles indemnizaciones y una limitación a los despidos. Nuestras ventas (en volumen) de diesel, gasolina y jet fuel han disminuido significativamente en comparación con. Como resultado de la reducción en la demanda y por lo tanto en nuestros ingresos, redujimos la actividad y niveles de inversión relacionados con la refinación y en nuestros campos de producción de petróleo y gas durante el segundo y tercer trimestre de 2020 principalmente. Las restricciones comenzaron a relajarse, recuperando paulatinamente una cierta normalidad en el funcionamiento social y económico del país. En consecuencia, hubo una recuperación gradual en la demanda de combustibles, y las actividades en nuestros campos y refinerías se reanudaron gradualmente bajo estrictos protocolos operativos para proteger nuestra fuerza laboral (véase “Revisión y Perspectivas Operativas y Financieras - Factores que Afectan Nuestras Operaciones - Macroeconómicas condiciones — Brote de COVID-19.” Véase también la Nota 2.c de nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados). Para el mes de marzo de 2021, en base a la paulatina recuperación de la actividad, disminuciones en el volumen de ventas de combustibles (naftas y gasoil) y jet fuel se encuentran en el orden del 7% y 70% respectivamente, comparado con niveles previos a la pandemia. Si bien se observa una importante recuperación en las ventas, los niveles de actividad actuales continúan un poco por debajo de los valores normales, afectando nuestros resultados económicos integrales y los flujos de efectivo. La reducción de nuestras actividades de inversión podría contribuir a una reducción de la producción y la disminución de nuestras reservas (Véase “—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Es probable que nuestras reservas y nuestra producción declinen”). Para reanudar el crecimiento de nuestra producción de petróleo y gas, necesitamos aumentar nuestras actividades de inversión, para lo cual necesitamos asegurar los adecuados recursos financieros necesarios y desplegar dichos recursos de manera eficiente y oportuna; de lo contrario, afectará nuestros resultados de operaciones, incluyendo producción, ventas, márgenes y flujo de efectivo de las operaciones, nuestro acceso a los mercados de deuda, cumplimiento de cláusulas (covenants), deterioro de activos, entre otros. Véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera — Factores que afectan nuestras operaciones — Condiciones Macroeconómicas — Brote de COVID-19”.

A la fecha de este Prospecto, el gobierno argentino ha restablecido ciertas restricciones debido a un nuevo brote de COVID-19 de las últimas semanas. No podemos predecir o estimar el impacto negativo futuro de COVID-19, los resultados de las operaciones, la situación financiera y actividades de inversión ya que sigue siendo muy incierto y dependerá de desarrollos futuros fuera de nuestro control, incluida la intensidad y duración de la pandemia y las medidas gubernamentales tomadas para contener el virus o mitigar el impacto económico.

Además, la pandemia COVID-19 ha producido y sigue produciendo cambios sustanciales en el comportamiento humano y en las empresas en el mundo y en Argentina, como la aceleración del proceso de trabajo a distancia en muchas empresas,

la menor movilidad de las personas, entre otras. Todo esto tiene consecuencias en el negocio de la Compañía principalmente en los ingresos por productos refinados. No podemos prever si los cambios antes mencionados, u otros cambios que pudieran generarse o acelerarse en el futuro, tendrán un impacto material en nuestra condición económica y financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Nuestra operación está sujeta a extensa regulación.

La industria argentina del petróleo y del gas se encuentra sujeta a regulaciones y control gubernamental. Como consecuencia de ello, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones regulatorias y políticas prevalecientes en Argentina y los resultados de nuestras operaciones podrían verse adversamente afectados por los cambios regulatorios y políticos en Argentina. (para más información véase “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios del petróleo, el gas y los productos refinados” y “Factores de riesgo – Riesgos relacionados con nuestro negocio—Las limitaciones a la fijación de precios locales de nuestros productos en Argentina podrían afectar en forma adversa los resultados de nuestras operaciones” de este prospecto). Podríamos enfrentar riesgos y desafíos vinculados a la regulación y al control del gobierno argentino sobre el sector energético, incluidos aquellos detallados a continuación, así como también en otras partes dentro de este apartado de factores de riesgo:

- limitaciones a nuestra capacidad de aumentar los precios locales de nuestros productos o reflejar los efectos de los incrementos en impuestos o en los costos de producción, incrementos en precios de biocombustibles o en los precios internacionales del petróleo crudo y en otros combustibles, como así también en las fluctuaciones del tipo de cambio locales. Para más información véase “—Las limitaciones a la fijación de precios locales de nuestros productos en Argentina podrían afectar en forma adversa los resultados de nuestras operaciones” de este prospecto.
- las acciones que podrían afectar los precios del petróleo crudo, el gas natural, los productos derivados del petróleo y los productos químicos, como, por ejemplo, si un gobierno prohibiera la entrada de automóviles diesel a una ciudad u ofrezca deducciones fiscales por la compra de automóviles propulsados por energías renovables;
- nuevos aranceles de exportación, similares impuestos o regulaciones a las importaciones;
- limitaciones a los volúmenes de importaciones o exportaciones de hidrocarburos, debidas principalmente al requerimiento de satisfacer la demanda interna; en relación con la política del gobierno argentino de brindar prioridad absoluta a la demanda interna, las órdenes regulatorias para suministrar gas natural y otros productos hidrocarburiíferos al mercado minorista local en exceso de los montos previamente contratados o a precios más bajos que los relacionados con la paridad de importación o los que podamos obtener si los márgenes regulados no fueran impuestos o sugeridos. Para más información véase “Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino —Regulación de Mercado—Gas Natural” de este prospecto;
- En relación con la política del gobierno argentino de otorgar prioridad absoluta a la demanda interna, las órdenes regulatorias para el suministro de gas natural y otros productos de hidrocarburos al mercado minorista nacional superan los montos previamente contratados. Para más información véase “Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino —Regulación de Mercado—Gas Natural” de este prospecto;
- en relación con el anterior y el actual programa de incentivos establecidos por el gobierno argentino para la industria del petróleo y el gas, como el "Plan Gas IV (véase “Un porcentaje significativo de nuestro flujo de efectivo de operaciones se deriva de contrapartes que son entidades gubernamentales”) y el cobro de saldos en efectivo con el gobierno argentino; además, están sujetos al riesgo de posibles cambios en Normativas vigentes que podrían afectar nuestras proyecciones o rentabilidad. Para más información véase “Información sobre la Emisora —Marco legal y normativo y relación con el gobierno argentino—Regulación del mercado—Gas natural” de este prospecto;
- en el marco de los programas de incentivos establecidos por el gobierno para la industria del petróleo y el gas, como el Plan GasAr (véase “Un porcentaje significativo de nuestro flujo de fondos operativo deriva de las operaciones con entidades gubernamentales”), que están sujetas a las cuales están sujetas regulaciones y compromisos (en términos de inversiones y producción). Cualquier cambio en las regulaciones o cualquier incumplimiento por parte de la empresa de sus obligaciones en virtud del programa podrían afectar nuestras proyecciones y/o rentabilidad. Para más información véase “Información sobre la Emisora—Marco legal y normativo y relación con el gobierno argentino y relación con el Gobierno Nacional Argentino—Regulación de Mercado—Gas Natural” y “—Programa de Estimulo de Gas Natural—Decreto N° 892/2020”;
- las iniciativas legislativas y reglamentarias relativas a la estimulación hidráulica y otras actividades de perforación necesarias para extraer petróleo y gas no convencional podrían aumentar nuestros costos de hacer negocios o causar retrasos y afectar adversamente nuestras operaciones;

- restricciones a la importación de bienes o equipamiento, incluyendo aquellos relacionados con la autorización de transferencia de fondos para pagos extranjeros, podrían afectar nuestra capacidad para cumplir con nuestros compromisos;
- la implementación o imposición de requerimientos más estrictos con respecto a la calidad de productos derivados del petróleo en Argentina; y
- restricciones para despido de empleados o compensación mayor que la establecida por la ley de contrato de trabajo, restricciones en términos de empleo y provisión directa de bienes y servicios por parte de pequeñas y medianas empresas y empresas regionales, o cualquier cambio en la legislación laboral lo que podría aumentar nuestro costo de hacer negocios.

El gobierno argentino ha introducido ciertos cambios en las regulaciones y las políticas que rigen el sector energético con el objetivo de otorgarle absoluta prioridad a la demanda interna a precios estables a fin de sostener la recuperación económica. La Ley de Expropiación ha declarado el logro de la autosuficiencia en el suministro de hidrocarburos, así como en la explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, un interés público nacional y una prioridad para la Argentina. Adicionalmente, su objetivo declarado es garantizar el desarrollo económico social equitativo, la creación de empleos, el aumento de la competitividad de diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sostenible de las provincias y regiones. Para más información véase “Información sobre la Emisora—Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino—La Ley de Expropiación”. Para más información véase “Riesgos relacionados con la Argentina—La República Argentina posee el 51% de las acciones de la Compañía” de este prospecto.

No podemos asegurar que los cambios en las leyes y regulaciones aplicables, o interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y regulaciones, no afectarán adversamente nuestros resultados de las operaciones. Para más información véase “Información sobre la Emisora—Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino” de este prospecto.

Las limitaciones a la fijación de precios locales de nuestros productos en Argentina podrían afectar en forma adversa los resultados de nuestras operaciones

Nuestros precios locales de nafta, gasoil, gas natural y otros combustibles podrían diferir sustancialmente de los precios de mercado internacionales y regionales vigentes para dichos productos, y nuestra capacidad para aumentar los precios en relación con los aumentos de precios internacionales, la devaluación del peso o los aumentos de costos o impuestos nacionales, puede ser limitada de vez en cuando, debido a factores regulatorios, económicos y a políticas gubernamentales.

Adicionalmente, Argentina ha enfrentado y continúa enfrentando altas presiones inflacionarias, que el gobierno argentino continúa abordando a través de diferentes medidas. Debido al impacto del aumento en el precio de los combustibles en la inflación local, no podemos garantizar que podamos aumentar nuestros precios de los combustibles para compensar los aumentos generales en los costos o los precios de importación. Para más información véase “Riesgos relacionados con Argentina—Nuestros negocios dependen en gran medida de las condiciones económicas de Argentina” de este prospecto.

Con respecto al mercado de gas natural, los ingresos que obtenemos de la venta de gas natural en Argentina para ciertos segmentos, particularmente el residencial y las plantas de generación están sujetos a reglamentaciones gubernamentales y estos podrían estar afectados negativamente por el cambio de políticas. Además, desde 2018 nuestros ingresos han sido afectados por el exceso de oferta en el mercado de gas natural durante el período comprendido entre septiembre y abril (“temporada baja”). Esta situación, sumada a los procesos de licitación realizados por la empresa nacional administradora del mercado eléctrico (*Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico* o “CAMMESA”) los cuales promovieron una fuerte competencia en la demanda de las plantas de generación de energía, tuvo un efecto sensible en el resto de los segmentos de demanda, generando una menor cantidad de compromisos y/o reduciendo el plazo de tiempos en contratos firmes. La mayoría de los contratos firmes fueron renovados durante 2019 a precios más bajos, debido a la competencia. Durante 2020, la producción local disminuyó sustancialmente debido a la disminución de las inversiones y al declive natural de los campos, en un contexto de caída de la demanda. Como resultado, en noviembre de 2020, el gobierno argentino introdujo un nuevo programa diseñado para promover la producción de gas natural, el Plan GasAr para asegurar el suministro base para la generación residencial y de energía a lo largo del año. Véase “Información sobre la Emisora — Gas y Energía— El mercado de gas natural en Argentina”.

Los precios y volúmenes que podemos obtener para nuestros productos afectan, entre otros, la viabilidad de las inversiones en exploración, desarrollo y refinación, y como resultado, el momento y monto de las erogaciones de capital previstos para tales fines. Nuestro presupuesto de erogaciones de capital lo confeccionamos teniendo en cuenta, entre otras cosas, los precios de mercado de nuestros productos. Para información adicional respecto de los precios locales de nuestros

productos, véase “Información sobre la Emisora—Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino—Regulación del Mercado” de este prospecto.

La incertidumbre y la falta de liquidez en los mercados crediticios y de capital podrían afectar nuestra capacidad para obtener crédito y financiamiento u obtenerlos en términos aceptables.

Nuestra capacidad para obtener crédito y fondos depende en gran medida de los mercados de capitales y factores de liquidez que no controlamos, incluidos los relacionados con el costo de financiamiento. Nuestra capacidad para acceder a los mercados de crédito y de capital en términos aceptables puede verse restringida en un momento en el que nos gustaría, o necesitamos, acceder a esos mercados, lo que podría tener un impacto en nuestras operaciones, situación financiera y actividades de inversión.

Como resultado de muchos factores, incluidas las condiciones del mercado internacional y local, la capacidad de Argentina para renegociar o pagar sus deudas y sus consecuencias sobre el resto de la economía y nosotros, los controles cambiarios y de capital, las acciones de las agencias de calificación crediticia, entre otros, no hay garantía de que podamos refinanciar nuestra deuda existente de acuerdo con nuestros planes o reembolsarla al vencimiento. Véase “—Riesgos relacionados con Argentina— La evolución de la economía argentina depende en gran medida de una reestructuración exitosa de la deuda pública, incluida la del FMI y el Club de París”, “—Si no cumplimos con los convenios establecidos en nuestros contratos de crédito y contratos de emisión o ante la ocurrencia de un cambio de control, es posible que se nos exija que paguemos por adelantado nuestra deuda”, “—Riesgos relacionados con Argentina — Estamos sujetos a regulaciones cambiarias y de capitales” y “— Un brote de enfermedad o una amenaza similar para la salud pública, como la pandemia de COVID-19 en curso, que ha tenido y puede seguir teniendo consecuencias adversas materiales para las condiciones económicas, financieras y comerciales generales, podría afectar de manera material y adversa nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones ”.

Además, las principales agencias de calificación nos evalúan periódicamente en función de una serie de factores, incluida nuestra condición financiera y las condiciones que afectan a la industria del petróleo y el gas en general. Cualquier rebaja en nuestra calificación crediticia o anuncio de que nuestra calificación crediticia está en revisión para una posible rebaja podría aumentar el costo asociado de cualquier endeudamiento adicional en el que incurramos.

Un porcentaje significativo de nuestro flujo de fondos operativo deriva de las operaciones con entidades gubernamentales

En el curso normal del negocio, y tomando en consideración que somos la compañía con mayor integración de petróleo y gas en la Argentina, nuestra cartera de clientes / proveedores abarca tanto entidades del sector privado, así como entidades gubernamentales. Todas las transacciones significativas y saldos con partes relacionadas al 31 de diciembre de 2020 se encuentran desglosadas en la Nota 35 a los estados financieros consolidados auditados, incluyendo, entre otras, las cuentas a cobrar con la SE (relacionados con los programas estímulos a la producción de Gas Natural), Ministerio de Hacienda (relacionados con la compensación por el suministro de gas oil al transporte público de pasajeros a un precio diferencial), CAMMESA (relacionado con el suministro de fuel oil, diesel y gas natural), Aerolíneas Argentinas (relacionados con la provisión de combustible aeronáutico) e IEASA (relacionada a la provisión de gas natural, gasolinas y GNL). Además, en 2021 acumulamos cuentas por cobrar relacionadas con el Plan GasAr, véase “Información sobre la Emisora—Marco legal y normativo y relación con el gobierno argentino — Regulación del mercado — Gas natural — Programas de estímulo al gas natural — Decreto No. 892/2020”.

Al 31 de diciembre de 2020, el saldo de cuentas por cobrar correspondiente al programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural refleja seis cuotas de pagos acumulados y aún no vencidos, de conformidad con la Resolución N° 97/2018, que representa Ps. 12,6 mil millones. A la fecha del presente prospecto, hemos recibido 3 cuotas más de Ps. 6.8 mil millones bajo dicha resolución. Para más información véase “Información sobre la Emisora—Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino—Resolución del MINEM N° 97/2018” de este prospecto.

Al 31 de diciembre de 2020, las cuentas por cobrar correspondientes al Programa de Estímulo para Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural de Proveniente de Reservorios No Convencionales por períodos acumulados y no pagados ascendieron a Ps. 3,3 mil millones.

El 14 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.591, que aprueba el Presupuesto de la Nación para el año fiscal 2021. El artículo 91 de la Ley N° 27.591 derogó el Decreto N° 1053/2018, que disponía que el gobierno nacional asumiría, de manera excepcional, el pago de las diferencias diarias acumuladas (ADD), entre el valor del gas comprado por los proveedores del servicio de distribución de gas natural por redes y el valor del gas natural. gas incluido en las tablas tarifarias vigentes entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generado exclusivamente por fluctuaciones del tipo de cambio y correspondiente a volúmenes de gas natural entregados en el mismo período En

consecuencia, YPF registró un cargo por deterioro al 31 de diciembre de 2020 por Ps. 8.861 millones. Véase “Información sobre la Emisora - Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino - Renegociación Tarifaria”.

En caso que alguna de las entidades gubernamentales (i) no pudiera cancelar o pagarnos los saldos en efectivo o equivalentes, incluyendo los relacionados al Plan GasAr; (ii) Cambio de las condiciones establecidas; o (iii) solo pudiera realizar dichos pagos o reembolsos a través de la entrega de instrumentos financieros que pueden: (a) retrasar la cobranza de los pagos de capital de trabajo que superen nuestras estimaciones; (b) estar sujetos a cambios en el valor de la cotización, o (c) estar denominados en otra moneda que no es la moneda de origen del crédito, o (iii) revisara en un futuro los contratos que se hubieran celebrado con dicha entidad nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones podrían verse afectados negativamente.

Estamos y podríamos estar sujetos a restricciones directas e indirectas a las importaciones y exportaciones, lo que ha afectado los resultados de nuestras operaciones y nos ha llevado a declarar la fuerza mayor en ciertos contratos de exportación.

La Ley N° 17.319 (la “Ley de Hidrocarburos”) permite las exportaciones de hidrocarburos en tanto y en cuanto éstos no se requieran para el mercado local y siempre que se vendan a precios razonables. En el caso del gas natural, la Ley N° 24.076 de gas natural y las regulaciones vinculadas exigen que se tomen en cuenta las necesidades del mercado local al momento de autorizar las exportaciones de gas natural a largo plazo. Véase “Nuestra operación está sujeta a extensa regulación.”

En el pasado, el gobierno argentino ha adoptado ciertas medidas que resultaron en restricciones a las exportaciones argentinas de gas natural. Ocasionalmente, se nos requirió reservar una parte de nuestra producción de gas natural para el mercado local en lugar del mercado de exportación y no hemos podido cumplir en ciertos casos con nuestros compromisos de exportación en forma total o parcial, lo cual ha con llevado a conflictos con nuestros clientes del exterior y nos ha forzado a declarar la fuerza mayor en nuestros contratos de exportación. Consideramos que las medidas enunciadas precedentemente constituyen eventos de fuerza mayor, aunque no podemos garantizar que dicha posición prevalecerá. Para más información véase “Información sobre la Emisora—Gas y Energía—Contratos de Abastecimiento de Gas Natural”, “Información sobre la Emisora—Gas y Energía—El Mercado de Gas Natural en la Argentina” e “Información contable—Litigios” de este prospecto.

Las exportaciones de petróleo crudo, como también la mayor parte de nuestros productos hidrocarburíferos, actualmente requieren la registración previa en la SE (según el régimen establecido bajo la Resolución S.E. N° 241-E/17 y sus modificatorias). Adicionalmente, desde 2018 las exportaciones de gas natural también están sujetas a previa autorización por parte del gobierno. Para obtener más información sobre las restricciones a la exportación, véase “*Información sobre la Emisora - Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino - Exportación de gas natural.*”

A la fecha de emisión del presente prospecto, las importaciones de gas natural y GNL no están restringidas. Véase para más información sobre la Emisora - Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino - Licencias de Importación Automáticas y No Automáticas”.

No podemos estimar la duración de las restricciones existentes o si se adoptarán medidas en el futuro que afecten en forma adversa nuestra capacidad de exportar e importar gas, petróleo crudo, gasoil u otros productos y, en consecuencia, los resultados de nuestras operaciones.

Nuestras reservas y producción pueden declinar

La tasa de producción de los campos de Upstream generalmente disminuye a medida que se agotan las reservas. Si no llevamos a cabo exitosamente las actividades de exploración y desarrollo, identificamos reservas de recuperación secundaria o reservas de recuperación terciaria a través de estudios de ingeniería, entre otros, nuestras reservas probadas estimadas disminuirán a medida que se produzcan reservas y nuestro negocio podría experimentar flujos de efectivo y resultados de operaciones reducidos.

Enfrentamos ciertos desafíos para reemplazar nuestras reservas probadas con otras categorías de hidrocarburos. Además, esperamos que el desarrollo no convencional requiera una mayor inversión en los años futuros, principalmente en relación con la formación Vaca Muerta. Se espera que estas inversiones produzcan economías de escala, reduzcan el riesgo de la superficie no desarrollada y aumenten significativamente las tasas de recuperación de este juego de recursos. No obstante, la viabilidad financiera de estas inversiones y los esfuerzos de recuperación de reservas dependerán en general de las condiciones económicas y regulatorias imperantes en Argentina, así como de los precios de mercado de los productos de hidrocarburos, y también están sujetos a riesgos materiales inherentes a la industria del petróleo y el gas. Véase “*Nuestro negocio depende en proyectos complejos, a largo plazo y de capital intensivo, incluyendo aquellos relacionados al desarrollo de nuestras reservas no convencionales de petróleo y gas.*”

En 2020 nuestra producción disminuyó un 9% comparado con 2019 (véase “Información sobre la Emisora—Upstream”) y nuestra ratio de reemplazo de reservas (incorporaciones en las reservas netas en el año, dividido por la producción del año) fue de un 12% (de las cuales -43% para los líquidos y +71% para gas), comparado con un 96% en 2019 (136% para los líquidos y 53% para gas).

Es posible que no podamos reemplazar nuestras reservas probadas con otro tipo de hidrocarburos, lo que podría tener un impacto negativo en nosotros y en nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones. Nuestras reservas de gas natural y petróleo constituyen estimaciones

Nuestras reservas comprobadas de petróleo y gas se estiman en base a datos geológicos y de ingeniería a fin de establecer con certeza razonable si el petróleo crudo o el gas natural en reservorios conocidos pueden recuperarse conforme a ciertas condiciones operativas y económicas existentes. La precisión de las estimaciones de reservas comprobadas depende de una cantidad de factores, suposiciones, y variables, algunas de las cuales escapan a nuestro control. Los factores que están bajo nuestro control incluyen: la perforación, prueba y producción después de las fechas de las estimaciones, lo cual podría requerir sustanciales revisiones a las estimaciones de reservas; la calidad de datos geológicos, técnicos y económicos disponibles y nuestra interpretación y evaluación de dichos datos; la performance de la producción de los reservorios y nuestros factores de recuperación, de los cuales gran parte depende de la tecnología disponible, así como de nuestra capacidad de implementar dichas tecnologías y de la aplicación del *know-how*; la selección de los terceros con los cuales emprendemos negocios; y la exactitud de nuestras estimaciones de hidrocarburo original en el sitio, que podrían resultar incorrectas o requerir revisiones sustanciales. Aquellos factores que exceden en mayor medida nuestro control incluyen: cambios en los precios del petróleo y del gas natural, que podrían tener un efecto sobre la magnitud de nuestras reservas comprobadas (debido a que las estimaciones de las reservas son calculadas bajo las condiciones económicas existentes cuando dichas estimaciones son realizadas); cambios en las normas fiscales imperantes, otras regulaciones gubernamentales y condiciones contractuales luego de la fecha de las estimaciones (lo que podría hacer que las reservas ya no resulten económicamente viables para su explotación); así como ciertas acciones de terceros, incluyendo a los operadores de los yacimientos en los cuales tenemos participación.

La información sobre las reservas comprobadas al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 se calculó de acuerdo con las normas de la U.S *Securities and Exchange Commission* (“SEC”) y el FASB’s ASC 932, en su versión modificada. En consecuencia, los precios del petróleo crudo que se utilizan para determinar las reservas se calcularon en cada mes, para los crudos de diferente calidad producidos por nosotros.

Para el cálculo de nuestras reservas comprobadas netas al 31 de diciembre de 2020, consideramos (i) para 2021, el promedio de los 12 meses de los precios realizados para el petróleo crudo teniendo en cuenta el efecto de los impuestos a la exportación vigentes que están inmóviles hasta el 31 de diciembre de 2021 (de conformidad con la Ley N° 27.541 y el Decreto N° 488/2020). (ii) Para el año 2022 y a posterior, dado que no existen impuestos formales a la exportación, el precio promedio del petróleo crudo no ponderado del primer día del mes de cada mes dentro del período de doce meses que finaliza el 31 de diciembre de 2020, en referencia a los precios del Brent ajustados para cada calidad de los crudos producido por la Compañía. En conexión con los precios de gas natural usados para la estimación de reservas, dado que no existen precios de mercado de gas natural disponibles en Argentina, la Compañía consideró el promedio de los precios realizados de 12 meses en el mercado local de acuerdo con las instrucciones de la SEC y la FASB’s ASC 932, pero también tuvo en cuenta el efecto de determinadas áreas de la Cuenca Neuquina, cuyos precios se establecen de acuerdo a los contratos adjudicados a YPF S.A bajo el “Plan GasAr” hasta 2024. Véase “Información de la empresa — Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino — Regulación del Mercado — Gas natural — Programas de Estímulo al Gas Natural — Decreto N° 892/2020”.

El precio internacional del petróleo crudo ha fluctuado significativamente en el pasado. Si estos precios disminuyen significativamente en el futuro o si se establecen precios locales menores a las paridades internacionales, nuestros cálculos futuros de reservas comprobadas estimadas se basarían en precios más bajos. Esto podría resultar en una eliminación de las reservas no económicas de nuestras reservas comprobadas en períodos futuros. Asumiendo todo lo demás constante, si los precios de referencia del petróleo crudo se redujeran en un 10%, nuestras reservas comprobadas totales al 31 de diciembre 2020 podrían disminuir en aproximadamente un 4%. Si los precios de mercado de gas natural utilizados en nuestras estimaciones de reservas a fin de año se redujeran un 10%, nuestras reservas comprobadas totales al 31 de diciembre de 2020 podrían disminuir aproximadamente un 1%. Además, asumiendo todo lo demás constante, si los costos utilizados en nuestras estimaciones de reservas de fin de año se incrementaran en un 10% para el petróleo y el gas natural, nuestras reservas totales al 31 de diciembre de 2020 podrían disminuir en aproximadamente un 4%. Sin embargo, si combinamos los tres efectos mencionados anteriormente, nuestras reservas comprobadas totales al 31 de diciembre de 2020 se reducirían en aproximadamente 9%. Véase “—Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios del petróleo, el gas y los productos refinados” y “— Un brote de enfermedad o una amenaza similar para la salud pública, como la pandemia actual de COVID-19, que ha tenido y puede seguir teniendo consecuencias materiales adversas para las condiciones económicas, financieras y comerciales generales, que podrían afectar de manera material y adversa nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones ”.Adicionalmente, como resultado de los precios

utilizados para calcular el valor presente de los ingresos netos futuros de nuestras reservas comprobadas, de acuerdo con las reglas de la SEC, que son similares a los descritos anteriormente para el cálculo de las reservas comprobadas, el valor presente de los ingresos netos futuros de nuestras reservas comprobadas no serán necesariamente el mismo que el valor actual de las reservas de petróleo crudo y gas natural estimadas a valores de mercado.

Como resultado de lo anteriormente mencionado, las mediciones sobre las reservas no son precisas y están sujetas a revisiones. Toda revisión que disminuya nuestras cantidades estimadas de reservas comprobadas podría tener un impacto adverso sobre nuestros resultados financieros, provocando un aumento en los cargos por depreciación, o cargos por desvalorización de activos, que podrían reducir nuestras ganancias y patrimonio neto.

Las actividades de petróleo y de gas se encuentran sujetas a riesgos operativos, económicos, sociales, ambientales significativos y fluctuación estacional de la demanda.

Las actividades de producción y exploración del petróleo y gas se encuentran sujetas a riesgos operativos específicos de la industria como asimismo a riesgos económicos particulares, algunos de los cuales escapan a nuestro control, tales como los riesgos de equipamiento y transporte, y los peligros naturales y otras incertidumbres, incluidas aquellas vinculadas a las características físicas de los yacimientos de petróleo y gas natural *onshore* y *offshore*. Nuestras operaciones pueden verse restringidas, demoradas o canceladas en virtud de malas condiciones meteorológicas, dificultades mecánicas, escasez o demoras en la entrega de equipos, cumplimiento con los requisitos gubernamentales (incluidos aquellos relacionados con el COVID-19 u otras enfermedades similares), incendios, explosiones, fallas en los ductos, anormales presiones en las formaciones, huelgas de nuestros empleados o de terceras partes, y peligros ambientales tales como pérdidas de petróleo, escapes de gas, rupturas o emanaciones de gases tóxicos. Además, operamos áreas políticamente sensibles donde la población nativa tiene intereses que de vez en cuando podrían entrar en conflicto con nuestros objetivos de producción o desarrollo. Si estos riesgos se materializan, nuestras operaciones podrían sufrir pérdidas operativas sustanciales e interrupciones y nuestra reputación podría verse dañada, lo cual podría afectar de manera material y adversa nuestro negocio, situación financiera y resultados de operación. Además, si ocurre un incidente operacional que afecte a las comunidades locales y comunidades étnicas en las áreas cercanas, necesitaremos incurrir en costos y gastos adicionales para restaurar las áreas afectadas y para compensar los daños que podamos ocasionar. Estos costos adicionales pueden tener un impacto negativo en la rentabilidad de los proyectos que decidamos emprender. Las perforaciones podrían no ser rentables, no solamente con respecto a los pozos secos, sino también con respecto a pozos que son productivos pero que no generan los suficientes ingresos netos como para obtener ganancias después de considerar los costos de perforación, los costos operativos y otros costos.

Además, históricamente nuestros resultados han estado sujetos a fluctuaciones estacionales de la demanda durante el año, particularmente en el caso del gas natural, como resultado del aumento de la demanda durante los meses de invierno. Además, desde 2018 nuestros ingresos se han visto afectados por el exceso de oferta en el mercado de gas natural durante el período de menor actividad. Esta situación, sumada a los procesos de licitación de CAMMESA, los cuales promovieron una fuerte competencia en la demanda de las plantas de generación de energía, tuvo un efecto sensible en el resto de los segmentos de demanda, generando una menor cantidad de compromisos y / o reduciendo los plazos de tiempo en contratos firmes. La mayoría de los contratos firmes fueron renovados durante 2019 a precios más bajos. La mayoría de los acuerdos de venta en firme durante 2019 se renovaron a precios más bajos, debido a la competencia. Durante 2020, la producción local disminuyó sustancialmente debido a la disminución de las inversiones y al declive natural de los campos, en un contexto de caída de la demanda. Como resultado, en noviembre de 2020, el gobierno argentino introdujo el Plan GasAr, diseñado para promover la producción de gas natural. Véase “Información sobre la Emisora — Gas y Energía— El mercado de gas natural en Argentina”.

Para más información, véase “Reseña y perspectiva operativa y financiera—Factores que afectan nuestras operaciones - Estacionalidad” e “Información sobre la Emisora— Marco legal y normativo y relación con el gobierno nacional argentino —Gas natural—Tarifas” y “Información sobre la Emisora — Gas y Energía— El mercado de gas natural en Argentina” de este prospecto.

De acuerdo a lo mencionado, podríamos estar sujetos a fluctuaciones en nuestros volúmenes de venta en períodos no invernales y en consecuencia, nuestro nivel de producción de gas natural podría verse afectado negativamente potencialmente resultando en precios de mercado más bajos de lo esperado, afectando así nuestro resultado de operaciones y condiciones financieras.

Nuestro negocio depende en proyectos complejos, a largo plazo y de capital intensivo, incluyendo aquellos relacionados al desarrollo de nuestras reservas no convencionales de petróleo y gas.

Nuestros proyectos requieren un alto grado de experiencia en gestión de proyectos para maximizar la eficiencia. Utilizamos una variedad de supuestos de precios de productos del petróleo, precios de productos gas, costos, impuestos, entre otros que revisamos periódicamente. Estos supuestos nos ayudan a evaluar nuestros proyectos por medio de un

sólido proceso de asignación de capital. Si nuestras suposiciones resultan incorrectas, nuestras ganancias, flujos de efectivo y situación financiera podrían estar materialmente afectadas.

Los factores específicos que pueden afectar el desempeño de proyectos importantes (incluidos los relacionados con nuestras reservas no convencionales en Vaca Muerta) incluyen nuestra capacidad para: negociar exitosamente con empresas conjuntas, socios, gobiernos, proveedores, sindicatos, clientes u otros; modelar y optimizar el rendimiento del yacimiento; desarrollar instalaciones de producción y red de distribución, desarrollar mercados para los resultados del proyecto; obtener aprobaciones y financiación de proyectos por parte de socios de empresas conjuntas; obtener financiamiento a costos razonables y en términos razonables; acceso y disponibilidad de equipo y tecnología, servicios y personal necesarios y resultados de perforación; gestionar los cambios en las condiciones operativas y los costos, incluidos los costos de equipos o servicios de terceros, como la perforación; prevenir, en la medida de lo posible, y responder de manera efectiva a las dificultades técnicas imprevistas que podrían retrasar el inicio del proyecto o causar tiempo de inactividad no programado. Además, incrementando la producción de petróleo no convencional requiere el ajuste de nuestras refinerías para aumentar la proporción de crudos ligeros a procesar para poder permanecer integrados verticalmente.

Además de la gestión eficaz de proyectos individuales, el éxito de YPF depende de nuestra capacidad para gestionar con éxito nuestra cartera general, incluida la diversificación entre tipos y ubicaciones de nuestros proyectos y estrategias para desinvertir activos. Es posible que no podamos desinvertir activos a un precio o en el plazo que hemos contemplado en nuestro plan. Además, podemos retener ciertos pasivos luego de una desinversión y podríamos ser considerados responsables por el uso pasado o por pasivos imprevistos.

Nuestra cobertura de seguros podría no ser suficiente para atender todos los riesgos a los que estamos sujetos

Nuestras actividades de exploración y producción están sujetas a vastos riesgos económicos, operativos, regulatorios, legales y de ciberseguridad. Poseemos cobertura de seguros contra ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y gas, en línea con las prácticas de la industria, incluyendo pérdida de daños a propiedades y equipos, incidentes de control de pozos, incidentes de pérdida de producción o ingresos, remoción de desechos, polución por filtraciones súbitas y accidentales, contaminación y limpieza, y demandas de responsabilidad de terceros, incluyendo lesiones personales y pérdida de vidas, entre otros riesgos del negocio. Sin embargo, nuestra cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que, en algunos casos, pueden ser excedidos sustancialmente por nuestras obligaciones. Adicionalmente, algunas de nuestras pólizas de seguro contienen exclusiones que podrían limitar nuestra cobertura en algunos eventos. Asimismo, podríamos vernos imposibilitados de mantener una cobertura adecuada a las tasas y las condiciones que consideremos razonables o aceptables, o de obtener cobertura contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufrimos un accidente contra el cual no estamos asegurados, o cuyos costos exceden significativamente nuestra cobertura, esto podría tener un efecto adverso significativo en nuestros negocios, nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Las concesiones de explotación y los permisos para la exploración de petróleo y de gas en Argentina se encuentran sujetos a ciertas condiciones y podrían ser cancelados o no renovados

La Ley de Hidrocarburos, y sus enmiendas, establece que las concesiones de petróleo y gas convencionales permanezcan vigentes durante 25 años, 35 años para concesiones no convencionales y 30 años para la plataforma continental y el mar territorial, para cada caso, desde establece que desde la fecha de otorgamiento el plazo de la concesión podría ser prorrogado por hasta períodos de 10 años adicionales cada uno. La facultad para prorrogar los términos y condiciones de los permisos, concesiones y contratos, en vigencia y nuevos, ha sido otorgada a los gobiernos de las provincias en las cuales se encuentran ubicadas las áreas pertinentes (y al gobierno argentino con respecto a las áreas offshore que se extienden más allá de las 12 millas náuticas). Conforme a la Ley N° 27.007, a fin de resultar elegible para la prórroga, todo concesionario y tenedor de permisos debe (i) haber cumplido con sus obligaciones, (ii) producir hidrocarburos en las concesiones bajo consideración, (iii) remitir un plan de inversiones para el desarrollo de las respectivas áreas hasta el plazo de un año previo a la finalización de la concesión.

La extensión de nuestras concesiones incluye, entre otras, cierto nivel de inversión y compromiso de actividad en ciertos periodos. El incumplimiento de las obligaciones y requerimientos establecidos en la Ley de Hidrocarburos o los acuerdos con las autoridades competentes, según corresponda, también puede dar lugar a la imposición de multas y, en el caso de incumplimientos sustanciales, una vez que hayan expirado los períodos de subsanación pertinentes, en la revocación de la concesión o del permiso. No podemos asegurarle futuros incumplimientos de determinados compromisos con las provincias, como resultado de las diferentes condiciones significativas que prevalecen en el mercado nacional y/o internacional del petróleo y el gas natural en diferentes momentos, pueda generarse en la imposición de multas o expiración de ciertas concesiones o permisos.

No podemos asegurar que cualesquiera de nuestras concesiones podrán ser prorrogadas. La caducidad o imposibilidad de obtener la prórroga de una concesión o permiso, o su revocación, podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestros negocios y los resultados de nuestras operaciones.

Podríamos incurrir en significativos costos y obligaciones vinculados a cuestiones ambientales, de salud y de seguridad

Las operaciones en la industria del petróleo y el gas en las que participamos, incluidas las relacionadas con nuestras actividades de minería y uso de arena relacionadas con las operaciones de petróleo y gas, se encuentran sujetas a una amplia gama de leyes ambientales, de salud y de seguridad, y a las regulaciones de los países en los cuales operamos. Estas leyes y regulaciones poseen un impacto significativo sobre nuestras operaciones y las de nuestras vinculadas, y podrían provocar efectos adversos sobre nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones (para más información véase “Información sobre la Emisora – Operaciones en Argentina – Seguro por daños”). Adicionalmente, debido a la pandemia desatada por el COVID-19, estamos operando bajo estrictos protocolos para proteger a nuestra fuerza laboral y nuestros clientes. Una cantidad de eventos relacionados con cuestiones ambientales, la salud y la seguridad, incluidos los cambios en las leyes y las regulaciones aplicables, interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y regulaciones, cambios en la política de aplicación, la aparición de nuevos litigios o nuevos acontecimientos en los litigios pendientes y el desarrollo de información vinculada a estas cuestiones podría resultar en nuevas o crecientes obligaciones, erogaciones, previsiones, pérdidas y otros impactos que podrían tener un efecto adverso significativo sobre nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones. Por ejemplo, durante 2019, tuvimos un incidente de control de pozo en un pozo exploratorio de gas en producción en el campo Loma La Lata. Véase Upstream — Actividades de desarrollo—Región Oeste—Loma La Lata – Bloque Sierra Barrosa” de este prospecto. Además, las operaciones de extracción de arena y la estimulación hidráulica de la Compañía pueden dar como resultado problemas de salud relacionados con la sílice y litigios que podrían tener un efecto material adverso en la Compañía en el futuro. Para más información véase “Información contable—Litigios”, “Información sobre la Emisora—Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino—Regulaciones Ambientales Argentinas” de este prospecto.

Las regulaciones y jurisprudencia en materia ambiental, de seguridad y salud y en la Argentina se desarrollan a un ritmo rápido y no pueden brindarse garantías de que no aumentarán nuestros costos vinculados a los negocios y a nuestras potenciales contingencias, incluyendo nuestras actividades planificadas de perforación y explotación de reservas de petróleo y gas no convencionales.

Además, el agua es un componente esencial de los procesos de perforación y fracturación hidráulica. En consecuencia, la Compañía debe deshacerse de los fluidos producidos por las operaciones de producción de petróleo y gas, incluido el agua producida, lo que hace directamente o mediante el uso de proveedores externos. Mayor regulación o limitación en el uso de agua para nuestra operación, principalmente en los procesos de perforación y fracturación hidráulica, y también en la atención prestada a la inyección de agua producida, también podría resultar en un litigio para limitar o prohibir actividades de petróleo y gas utilizando pozos de inyección, lo que afecta nuestra operación y nuestra condición financiera.

El cambio climático y la transición energética podrían afectar nuestros resultados y acceso al capital

Debido a la preocupación por el riesgo de cambio climático, varios países han adoptado, o están considerando la adopción de nuevos requisitos regulatorios para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como los impuestos al carbono, el aumento de los estándares de eficiencia o la adopción de regímenes de límites máximos y comerciales. Argentina adoptó nuevas reglas que comenzaron a incorporar gradualmente estándares más estrictos para reducir la cantidad de azufre contenido en los combustibles diesel y gasolina. Para alcanzar estos estándares, esperamos generar un aumento en nuestras inversiones en los años futuros y esto tendrá un impacto en los costos generales de producción de dichos combustibles, lo que a su vez podría tener un impacto adverso en los resultados de nuestras operaciones a menos que podamos trasladar dichos incrementos a los clientes a través los precios futuros de nuestros productos. Además, si no podemos cumplir las nuevas especificaciones para el contenido de azufre en los combustibles, (véase “Información sobre la Emisora-Cuestiones Ambientales”), nuestros ingresos, condición financiera y resultados de operaciones podrían verse afectados adversamente, lo que afectaría la utilización de la capacidad de refinación y también podría afectar nuestra participación de mercado.

En 2019, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 27.520 de Estándares Mínimos para la Adaptación y Mitigación del Cambio Climático Global, la cual se enfocó en implementar políticas, estrategias, acciones, programas y proyectos que puedan prevenir, mitigar o minimizar los daños o impactos asociados al cambio climático. Si se adoptaran requisitos adicionales en Argentina, estos requisitos podrían agregar que nuestros costos de producción (incluyendo costos de cumplimiento, para monitorear o reducir las emisiones) e impactan negativamente en nuestra competitividad, y también pueden cambiar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes relativamente bajas en carbono, como las energías renovables.

Los riesgos asociados con el cambio climático impactan en nuestras operaciones debido a eventos climáticos severos; (i) mayores dificultades para el acceso al capital debido a problemas de reputación con los inversores; (ii) cambios en el

perfil del consumidor, con menor consumo de combustibles fósiles; y (iii) transiciones energéticas en la economía mundial hacia una matriz más baja en carbono con la inserción de productos sustitutos de los combustibles fósiles y el creciente uso de la electricidad para la movilidad urbana.

Estos factores pueden tener un impacto negativo en la demanda de nuestros productos y servicios y pueden poner en peligro o incluso perjudicar la implementación y operación de nuestros negocios, impactando adversamente nuestros resultados operativos y financieros y limitando nuestras oportunidades de crecimiento.

Además, el ritmo y el alcance de la transición energética podrían suponer un riesgo para la empresa si nuestra propia transición hacia la descarbonización no avanza sincronizada con la de la sociedad. Si somos más lentos que la sociedad, nuestra reputación puede sufrir y los clientes pueden preferir un proveedor diferente, lo que afectaría negativamente la demanda de nuestros productos, incluido el valor de mercado de nuestra superficie no convencional y los recursos asociados que esperamos desarrollar en el futuro. Si nos movemos más rápido que la sociedad, corremos el riesgo de invertir en tecnologías, mercados o productos bajos en carbono que no tienen éxito porque hay una demanda limitada de ellos. Nuestra incapacidad para programar la transición de nuestra producción para abordar las preocupaciones relacionadas con el cambio climático podría tener un efecto material adverso en nuestras ganancias, flujos de efectivo y situación financiera.

Enfrentamos riesgos relacionados con determinados procedimientos legales.

Como se describe en “Información contable—Litigios” y “Podemos ser responsables de costos y pasivos significativos dependiendo del resultado del procedimiento contra la Compañía y algunas de sus subsidiarias y otras entidades presentado por Maxus Energy Corporation Liquidating Trust (el “Fideicomiso Liquidador”) en el Tribunal de Quiebras de Delaware”, estamos involucrados en una serie de procedimientos laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales, ambientales y administrativos que, ya sea en forma independiente o junto con otros procedimientos, y de ser resolverse en su totalidad o parcialmente en nuestra contra, podrían resultar en la imposición de costos materiales, sentencias, multas, u otras pérdidas. Si bien consideramos que hemos provisionado dichos riesgos de manera adecuada en base a los dictámenes y al asesoramiento de nuestros asesores legales externos y de acuerdo con las normas contables aplicables, ciertas contingencias de pérdidas, particularmente aquellas relacionadas con asuntos ambientales, están sujetas a cambios a medida que se desarrolla nueva información. Es posible que las pérdidas resultantes de dichos riesgos, si los fallos de los procedimientos resultan ser adversos para la compañía, ya sea en forma total o parcial, puedan exceder significativamente las provisiones que hayamos proporcionado.

Además, podemos estar sujetos a responsabilidades relacionadas con contingencias laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales o ambientales que no se nos revelan cuando adquirimos nuevos negocios, en cuyo caso nuestro negocio, situación financiera y resultados de operación pueden verse afectados de manera material y adversa.

Podemos ser responsables de costos y pasivos significativos dependiendo del resultado del procedimiento contra la Compañía y algunas de sus subsidiarias y otras entidades presentado por Maxus Energy Corporation Liquidating Trust (el “Fideicomiso Liquidador”) en el Tribunal de Quiebras de Delaware.

El 14 de junio de 2018, el Fideicomiso Liquidador presentó una demanda contra la Compañía, YPF Holdings, CLH Holdings, Inc., YPF International y otras empresas no afiliadas a YPF, alegando supuestos daños por un monto de hasta U.S. \$ 14.000 millones, principalmente en relación con supuestos reclamos presuntamente relacionados con transacciones de reestructuración corporativa que la Compañía realizó hace varios años. A la fecha de este Prospecto, la demanda se encontraba en etapas previas al juicio y no podemos anticipar la fecha en la que se dictará sentencia definitiva o si dicha sentencia será adversa para la Compañía. Véase la Nota 31 a los Estados Financieros Consolidados Auditados. Dependiendo del resultado final de estos procedimientos, nuestra situación financiera y los resultados operativos podrían verse afectados de manera material y adversa.

Nuestro negocio depende en gran parte de nuestras instalaciones de producción y refinación y de la red de logística

Nuestras instalaciones en los yacimientos de petróleo y gas, nuestras refinerías y nuestra red de logística constituyen nuestros principales centros de producción y red de distribución de los cuales dependen gran parte de nuestros ingresos. Aunque aseguramos dichas propiedades sobre la base de términos que consideramos prudentes y hemos adoptado y mantenemos medidas de seguridad, todo daño significativo, accidente u otra clase de interrupción a la producción vinculada con dichas instalaciones podría afectar significativa y negativamente nuestra capacidad de producción, nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Podemos ser objeto de acciones sindicales

Nuestras operaciones han experimentado interrupciones y huelgas sindicales en el pasado y no podemos asegurar que no volveremos a sufrirlas, lo cual podría afectar negativamente a nuestros negocios e ingresos, especialmente en un contexto de actividades de inversión disminuidas. Las demandas laborales en el sector de energía de la Argentina son frecuentes, en el pasado empleados del sindicato han bloqueado el acceso y causado daños a nuestras plantas, y, por lo tanto, no podemos garantizar que eso no vuelva a suceder en el futuro.

Nuestro desempeño depende en gran medida de la contratación y retención del personal clave

Nuestro desempeño actual y futuro y la operación de nuestro negocio dependen de las contribuciones de nuestra alta dirección y nuestro equipo altamente calificado de ingenieros y otros empleados. También depende de nuestra capacidad para atraer, formar, motivar y retener al personal clave y al personal comercial y técnico con las habilidades y experiencia necesarias. No hay ninguna garantía de que vamos a tener éxito en atraer y retener personal clave, y de ser así, realizarlo de forma oportuna.

La pérdida de la experiencia y los servicios del personal clave o la imposibilidad de contratar reemplazos adecuados o personal adicional podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera y nuestros resultados de operaciones.

Podemos sufrir fallas en el sistema de tecnología de la información, interrupciones en la red y violaciones en la seguridad de los datos que podrían afectar negativamente nuestro negocio, posición financiera, resultados de operaciones y flujos de efectivo.

A medida que la dependencia en tecnologías digitales aumenta, particularmente en la parte posterior del aumento del trabajo remoto para una gran parte de nuestros procesos después del brote de COVID-19, también se incrementan los incidentes cibernéticos, incluyendo ataques deliberados o eventos no intencionales en el mundo. Usamos tecnología digital para estimar cantidades de reservas de crudo y gas analizar información sísmica y de perforación, procesar y almacenar datos financieros y operativos, así como dar soporte a nuestras comunicaciones internas e interacción con socios comerciales externos, ya sea basado en la nube o alojado en servidores propios. Los ciberataques podrían comprometer nuestros sistemas digitales y provocar costos adicionales, como así también interrupciones en nuestras operaciones comerciales o la pérdida de nuestros datos e información.

Aunque continuamos extendiendo nuestra política de seguridad a los sistemas industriales y a los sistemas en la nube, reforzando las defensas en caso de denegación del servicio y aumentando el monitoreo de actividades sospechosas, nuestras tecnologías, sistemas, redes, y las de nuestros proveedores de servicios, han sido y pueden seguir siendo objeto de ataques cibernéticos o fallos a la seguridad de los sistemas de información, lo que podría dar lugar a interrupciones en los sistemas industriales críticos (por ejemplo SCADA, DCS), la divulgación no autorizada de información confidencial o protegida, la corrupción de datos u otras interrupciones de nuestras operaciones. Además, ciertos incidentes cibernéticos, como la amenaza persistente avanzada, podrían no ser detectados por un período prolongado de tiempo.

Un ataque cibernético que involucre a nuestros sistemas de información e infraestructura relacionada, o los de nuestros socios comerciales, podría interrumpir nuestro negocio e impactar negativamente nuestras operaciones en una variedad de formas, que incluyen, pero no se limitan a:

- El acceso no autorizado a datos sísmicos, información de reservas, información estratégica u otra información sensible o de propiedad exclusiva podría tener un impacto negativo en nuestra capacidad para competir por los recursos de petróleo y gas;
- La corrupción de los datos o la interrupción operativa de la infraestructura relacionada con la producción podría dar lugar a una pérdida de producción o a una descarga accidental;
- y La interrupción de nuestras operaciones, comunicaciones o procesamiento de transacciones o la pérdida o daño de información, instalaciones, infraestructura y sistemas confidenciales que son esenciales para nuestro negocio y operaciones que, a su vez, podrían tener un efecto adverso importante en nuestro negocio, posición financiera, resultados de operaciones y flujos de efectivo;

Adicionalmente, un ciberataque (i) a un proveedor podría provocar interrupciones en la cadena de suministro, lo que podría retrasar o detener nuestros principales proyectos de desarrollo; y (ii) en nuestros sistemas contables o de cuentas por pagar podría exponernos a obligaciones con empleados y terceros si se obtiene su información personal confidencial.

A medida que las amenazas de ciberseguridad continúan evolucionando en la industria de petróleo y gas, es posible que debamos incurrir en gastos adicionales para modificar continuamente o mejorar nuestras medidas de protección o para investigar o remediar cualquier vulnerabilidad de ciberseguridad o infraestructura de tecnología de la información. Si bien algunas de nuestras pólizas de seguro pueden permitir la cobertura de daños asociados que resulten de tales eventos, si incurrimos en una responsabilidad importante por la cual no estamos completamente asegurados, podría tener un efecto material adverso en nuestra posición financiera, resultados de operación y flujo de caja. Además, el producto de dicho seguro puede no pagarse de manera oportuna y puede ser insuficiente si tal evento ocurriera. Véase " Nuestra cobertura de seguros podría no ser suficiente para atender todos los riesgos a los que estamos sujetos".

La reputación de la Compañía es un importante activo corporativo. Un incidente operativo, una interrupción significativa de la ciberseguridad u otro evento adverso similar, pueden tener un impacto negativo en nuestra reputación, lo que a su vez podría dificultarnos competir con éxito para obtener nuevas oportunidades o reducir la demanda de los productos de nuestros productos.

Durante el 2020, hemos sido blanco de muchos intentos de ataques y estamos expuestos a infecciones de softwares maliciosos tal como otras compañías en la industria, lo que no resultó en una pérdida significativa. No podemos garantizar que la Compañía no incurrirá en tales pérdidas en el futuro. El riesgo y la exposición de la compañía a estas cuestiones no se pueden calcular ni mitigar por completo debido, entre otras cosas, a la naturaleza evolutiva de estas amenazas.

Desde brote de COVID-19 la compañía ha aumentado su exposición a las amenazas cibernéticas, principalmente debido a la adopción a gran escala de tecnologías de trabajo desde el hogar, una mayor actividad en las redes orientadas al cliente y un mayor uso de los servicios en línea.

Nuestras actividades de administración de riesgo derivado de la Compañía podrían resultar en pérdidas financieras

Podríamos celebrar contratos de instrumentos derivados con tales como contratos de cobertura de futuro de tipo de cambio y cobertura de productos básicos (petróleo y granos), entre otros, para mitigar el riesgo de mercado. Aunque solo realizaríamos operaciones no especulativas, podríamos estar expuestos a variaciones adversas residuales en el precio de los activos subyacentes a los contratos de derivados, los derivados pueden no proporcionar una cobertura perfecta para la naturaleza de los riesgos. o nuestra contraparte podría incumplir sus obligaciones, lo que podría resultar en pérdidas financieras y afectar nuestro resultado de operación. Para obtener información detallada sobre nuestros derivados al 31 de diciembre de 2020, véase la Nota 2.b.17 de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Nuestra producción real podría diferir materialmente de nuestro pronóstico

Periódicamente proporcionamos pronósticos de las cantidades esperadas de producción futura de petróleo y gas y otros resultados financieros y operativos. Estas previsiones se basan en una serie de estimaciones y suposiciones, que incluyen que ninguno de los riesgos asociados con nuestras operaciones de petróleo y gas resumidas en el apartado "Información sobre la Emisora — Factores de Riesgo" de este prospecto ocurre o sucede. Los pronósticos de producción, específicamente, se basan en suposiciones tales como las expectativas de producción de pozos existentes, el nivel y resultado de futuras actividades de perforación, los volúmenes de demanda de gas, y la ausencia de mal funcionamiento de instalaciones o equipos, efectos climáticos adversos, la ocurrencia de una enfermedad pandémica o desaceleraciones en los precios de los productos básicos o aumentos significativos en los costos, lo que podría hacer que ciertas actividades de perforación o producción no sean económicas. En caso de que alguna de estas estimaciones resulte imprecisa, o si nuestros planes de desarrollo cambian, la producción real u otras métricas financieras u operativas podrían verse afectada materialmente y adversamente.

Tenemos un control limitado sobre las actividades llevadas a cabo en propiedades que no operamos

Algunas de las propiedades en las que tenemos participación son operadas por otras compañías e involucran a terceras partes con participación. Como resultado, tenemos una capacidad limitada para influir o controlar la operación rutinaria, incluyendo el cumplimiento de las normas ambientales, de seguridad y de otro tipo, que a su vez podrían tener un efecto adverso en nuestro negocio nuestra posición financiera, el resultado de nuestras operaciones, flujo de efectivo y/o en nuestra reputación.

Podríamos ser afectados por violaciones a las leyes y regulaciones anticorrupción, antisoborno, antilavado de dinero y otras leyes y regulaciones de comercio internacional.

Estamos sujetos a leyes y regulaciones anticorrupción, antisoborno, antilavado de dinero y otras leyes de comercio internacional. Estamos obligados a cumplir con las leyes y regulaciones de Argentina y varias jurisdicciones donde

realizamos operaciones. Entre otras regulaciones, en Argentina se aplica una ley sobre responsabilidad penal corporativa (véase “Información Adicional — Regulaciones cambiarias — Ley N ° 27.401 sobre Responsabilidad Penal Corporativa”). Aunque hemos desarrollado un programa integral de cumplimiento y contamos con políticas y procedimientos internos diseñados para garantizar el cumplimiento de las leyes y reglamentos de sanciones contra el fraude, antisoborno y anticorrupción aplicables, en ocasiones se han identificado posibles violaciones a las leyes anticorrupción como parte de nuestros procesos de compliance y control interno. Cuando surgen tales problemas, intentamos actuar con celeridad para conocer los hechos relevantes, llevar a cabo la debida diligencia apropiada y tomar las medidas correctivas adecuadas para abordar el riesgo. Dado el tamaño de nuestras operaciones y la complejidad de la cadena de producción, no puede garantizarse que nuestras políticas y procedimientos internos sean suficientes para prevenir o detectar todas las prácticas inadecuadas, fraude o violaciones de la ley por parte de nuestros empleados, directores, funcionarios, socios, agentes y proveedores de servicios o que dichas personas no tomarán medidas en violación de nuestras políticas y procedimientos (o de otra manera en violación de las leyes anticorrupción y regulaciones de sanciones) por las cuales nosotros o ellos pueden ser considerados responsables en última instancia. Las violaciones de las leyes antisobornos y anticorrupción y las regulaciones de sanciones podrían tener un efecto material adverso en nuestro negocio, reputación, resultados de operación y condición financiera. Además, podemos estar sujetos a una o más acciones de cumplimiento, investigaciones y procedimientos por parte de las autoridades por supuestas infracciones a estas leyes. Estos procedimientos pueden dar lugar a penalidades, multas, sanciones u otras formas de responsabilidad y podrían tener un efecto material adverso en nuestra reputación, negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

Si no cumplimos con las cláusulas (covenants) establecidos en nuestros contratos de crédito o al producirse un cambio de control, es posible que debamos pagar nuestra deuda por adelantado.

Bajo los términos de nuestros contratos de crédito e instrumentos de emisión, si no cumplimos con las cláusulas (covenants) establecidos en dichos acuerdos o si no solucionamos cualquier incumplimiento de los mismos durante un período de tiempo específico, podríamos no cumplir con nuestras obligaciones, lo que a su vez limitará nuestra capacidad de endeudamiento. En el caso de nuestras Obligaciones Negociables Garantizadas con vencimiento en 2026, los tenedores pueden optar por acelerar los pagos y, en ese caso, podemos perder el acceso a la garantía subyacente a esas obligaciones. En caso de posible incumplimiento de cualquiera de nuestras obligaciones o ante la ocurrencia de otros eventos de incumplimiento, esperaríamos buscar activamente dispensas formales de las contrapartes correspondientes a estos acuerdos, para evitar la aceleración de cualquier monto adeudado. Sin embargo, si las dispensas correspondientes no se obtienen de manera oportuna, de acuerdo con los términos de los acuerdos, ciertos acreedores pueden declarar el capital y los intereses devengados sobre los montos adeudados como vencidos e inmediatamente pagaderos, dando como resultado la aceleración de otras deudas pendientes debido a disposiciones de incumplimiento cruzado, que a su vez podrían tener un efecto adverso importante en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones. Para más información véase la Nota 4 - Gestión del riesgo de liquidez - de nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados y “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Liquidez y Recursos de Capital—Compromisos en nuestros préstamos.” y “— Descripción de endeudamiento”

Adicionalmente al producirse un cambio de control, se nos puede exigir que hagamos una oferta para comprar ciertos instrumentos de deuda pendientes a un precio del 101% de su monto principal más los intereses devengados y no pagados, y nuestra otra deuda puede estar sujeta a un prepago obligatorio. Nuestra fuente de fondos para dicho prepago obligatorio estará disponible en efectivo u otras fuentes, incluidos préstamos, ventas de activos o ventas de capital. Es posible que las fuentes de efectivo no sean adecuadas para permitirnos pagar por adelantado nuestra deuda luego de un cambio de control, lo que a su vez puede resultar en un evento de incumplimiento bajo ciertos acuerdos que rigen nuestra deuda.

INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

La sociedad

YPF Sociedad Anónima (CUIT N° 30-54668997-9) es una sociedad anónima constituida según las leyes de la República Argentina, siendo su domicilio legal Macacha Güemes 515 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires – Argentina. La Sociedad opera bajo las leyes de la República Argentina, siendo la fecha de su inscripción en el Registro Público de Comercio el 2 de junio de 1977 y la fecha de finalización de su Contrato Social el 15 de junio de 2093.

La actividad principal de la Sociedad es el estudio, exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos y demás minerales, como asimismo, la industrialización, transporte y comercialización de estos productos y sus derivados, incluyendo también productos petroquímicos, y químicos y combustibles de origen no fósil, biocombustibles y sus componentes, la generación de energía eléctrica a partir de hidrocarburos, la prestación de servicios de telecomunicaciones, así como también la producción, industrialización, procesamiento, comercialización, servicios de acondicionamiento, transporte y acopio de granos y sus derivados.

Nuestras principales oficinas administrativas están ubicadas en Macacha Güemes 515, (C1106BKK) Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina; nuestro número de teléfono general es (5411) 5441-2000; nuestro número de fax es el (5411) 5441-0232 y nuestra dirección de correo electrónico es inversoresypf@ypf.com. Nuestro sitio web es www.ypf.com. La información que contiene dicho sitio web no se encuentra incluida como referencia en el presente Prospecto y no se la considerará parte de él.

Panorama general

Somos la principal compañía de energía de la República Argentina y operamos una cadena totalmente integrada de petróleo y gas con posiciones de liderazgo de mercado en todos los segmentos de *upstream* (“Exploración y Producción”) y *downstream* (“Refino y Marketing” y “Química”) del país. Nuestras operaciones de *upstream* consisten en la exploración, explotación y producción de petróleo crudo, gas natural y GLP. Nuestras operaciones de *downstream* la refinación, transporte, compra de crudo a terceros e intersegmento y la comercialización a terceros de petróleo crudo, gas, productos destilados, petroquímicos. Además, estamos activos en los sectores de separación de gas y distribución de gas natural y generación de energía, tanto directamente como a través de nuestras inversiones en varias empresas afiliadas. En 2020, nuestras ventas netas consolidadas fueron de Ps. 669.186 millones y nuestro resultado neto fue una pérdida de Ps. 71.017 millones.

Desde principios de la década de 1920 y hasta 1990, tanto los segmentos de exploración y producción como de refino y marketing de la industria argentina del petróleo y gas fueron monopolios del gobierno argentino. Durante ese período, nuestra empresa y nuestro predecesor eran de propiedad del Estado, quien controlaba la exploración y la producción de petróleo y gas natural, así como la refinación de petróleo y la comercialización de productos refinados de petróleo. En el mes de agosto de 1989, Argentina promulgó leyes cuyo objetivo fue la desregulación de la economía y la privatización de las compañías de propiedad estatal de la Argentina, incluyendo la nuestra. Después de la sanción de dichas leyes, se promulgó una serie de decretos presidenciales que nos imponían, entre otros requisitos, que vendiéramos las partes mayoritarias de nuestros derechos de producción sobre algunas de las mayores áreas de producción y que lleváramos a cabo un programa de reestructuración interna de la dirección y de las operaciones.

En el mes de noviembre de 1992, se promulgó la Ley N° 24.145 (Ley de Privatización), que establecía los procedimientos mediante los cuales nuestra compañía se privatizaría. En el mes de julio de 1993, conforme a la Ley de Privatización, completamos una oferta internacional de 160 millones de acciones Clase D, anteriormente de propiedad del Estado nacional.

Como resultado de esa oferta y de otras transacciones, hacia fines de 1993 el porcentaje de nuestro capital accionario de propiedad del Estado nacional se redujo del 100% a aproximadamente el 20%.

En el mes de enero de 1999, Repsol YPF adquirió 52.914.700 acciones Clase A (14,99% de nuestras acciones) que se convirtieron en acciones Clase D. Adicionalmente, el 30 de abril de 1999, Repsol YPF anunció una oferta pública de adquisición (OPA) para comprar todas las acciones Clase A, B, C y D en circulación en virtud del cual, en el mes de junio de 1999, Repsol YPF adquirió otro 82,47% de nuestro capital accionario en circulación. Repsol YPF adquirió una participación adicional de otros accionistas minoritarios, como resultado de otras transacciones en 1999 y 2000.

Repsol YPF fue la propietaria de aproximadamente el 99% de nuestro capital accionario desde el año 2000 hasta el año 2008, cuando el 21 de febrero de 2008, Petersen Energía (“PEISA”) adquirió el 15% de nuestro capital social, de Repsol YPF. Con fecha 3 de mayo de 2011, Petersen Energía ejerció una opción de compra para adquirir acciones de Repsol YPF o ADSs representativas del 10,0% de nuestro capital social. En tanto, el 4 de mayo de 2011, Repsol YPF, reconoció y aceptó dicha compra. Para más información véase “Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino—La Ley de Expropiación”.

El 3 de mayo de 2012, el Congreso Argentino sancionó la Ley de Expropiación. Entre otros asuntos, la Ley de Expropiación declara sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF representado por igual porcentaje de las acciones Clase D de dicha empresa, pertenecientes a Repsol YPF S.A., sus controlantes o controladas, en forma directa o indirecta. Las acciones sujetas a expropiación, las cuales fueron declaradas de utilidad pública, serán distribuidas del siguiente modo: el cincuenta y un por ciento (51%) pertenecerá a la República Argentina y el cuarenta y nueve por ciento (49%) restante se distribuirá entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. A la fecha de este prospecto, la transferencia de las acciones sujetas a expropiación entre el Poder Ejecutivo Nacional y las provincias que conforman la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos se encontraban pendientes. A efectos de garantizar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo Nacional, por sí o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. Además, de conformidad con el Artículo 9 de la Ley de Expropiación, cada una de las provincias argentinas a las que se asignan las acciones sujetas a expropiación debe celebrar un acuerdo de accionistas

con el Gobierno Nacional que proporcionará el ejercicio unificado de sus derechos como accionista. Para más información véase “Información sobre la Emisora—Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina— La República Argentina posee el 51% de las acciones de la Compañía.”, “—Riesgos relacionados con nuestro negocio— Enfrentamos riesgos relacionados con determinados procedimientos legales.”.

Adicionalmente, con fecha 25 de febrero de 2014, el Gobierno de la República Argentina y Repsol S.A. (“Repsol”) alcanzaron un acuerdo (en adelante, el “Acuerdo”) respecto de la compensación por la expropiación de 200.589.525 acciones Clase “D” de YPF de conformidad con la Ley N° 26.741 (el “Acuerdo”), en el marco de lo dispuesto por la Ley N° 21.499 de Expropiaciones. En tal sentido, el Ministerio de Economía y Finanzas de la Nación suscribió el documento en el que Repsol se avino a aceptar por todo concepto un pago de US\$ 5.000 millones en bonos soberanos como compensación por la expropiación oportunamente dispuesta. El Acuerdo conlleva el desistimiento de las acciones judiciales y arbitrales promovidas por Repsol –incluso respecto de YPF y la renuncia a nuevas reclamaciones. El 27 de febrero de 2014 la República Argentina y Repsol celebraron dicho Acuerdo. Adicionalmente, con fecha 27 de febrero de 2014, la Sociedad y Repsol celebraron un convenio (“Convenio”), por el que principalmente las partes renuncian con ciertas exclusiones a toda acción y/o reclamo recíproco, presente y/o futuro, fundado en causa anterior al Convenio, derivado de la declaración de utilidad pública y sujeción a expropiación de las acciones de YPF de propiedad de Repsol dispuesta por la Ley N° 26.741, la intervención de la empresa, la ocupación temporánea de las acciones declaradas de utilidad pública y la gestión de YPF. Asimismo, las partes han convenido el desistimiento de acciones y reclamos recíprocos y respecto de terceros y/o promovidos por ellos y otorgarse una serie de indemnidades recíprocas bajo determinadas condiciones. El Convenio entrará en vigencia al día siguiente de la fecha en que Repsol notificara a YPF que ha entrado en vigencia el Acuerdo celebrado entre Repsol y el Gobierno de la República Argentina en torno al dictado de la Ley N° 26.741, mencionado precedentemente. Con fecha 28 de marzo de 2014, la Asamblea General de Accionistas de Repsol aprobó el Acuerdo. Por su parte, mediante la sanción de la Ley N° 26.932 se declaró cumplido el objetivo de los artículos 7, 11 y 12 de la Ley N° 26.741, y del artículo 12 de la Ley N° 21.499, y en consecuencia, se ratificó el Acuerdo. La Ley N° 26.932 fue promulgada por el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el dictado del Decreto N° 600/2014. Por último, se hace saber que con fecha 8 de mayo de 2014, YPF fue notificada de la entrada en vigencia del Acuerdo. A partir de esa fecha, la expropiación, de conformidad con la Ley de Expropiación, ha concluido, y como resultado la República Argentina es definitivamente la propietaria del 51% del capital social de YPF S.A. e YPF GAS S.A.

Panorama general

Argentina es el mayor productor de gas natural y el quinto mayor productor de petróleo crudo y condensado en América Central y del Sur, según la producción de 2019, según la edición 2020 de BP Statistical Review of World Energy, publicada en junio de 2020.

YPF opera principalmente en Argentina (véase “Información clave - Factores de riesgo - Riesgos relacionados con Argentina - Nuestros negocios dependen en gran medida de las condiciones económicas de Argentina”) y su principal fuente de fondos para financiar sus actividades es a través de la venta de combustibles (gasolina y diesel) y gas natural, que representó el 72% de los ingresos de 2020. Adicionalmente, los principales gastos de la Compañía están relacionados con inversiones y gastos operacionales en campos convencionales para mantener el declive natural, en campos no convencionales con el objetivo de compensar la reducción de nuestra producción y reservas, y en el mantenimiento y/o inversión en nuestro negocio de downstream, entre otros, así como el pago de intereses relacionados con nuestra deuda financiera o dividendos a los accionistas (véase “Información del Mercado — Dividendos”). Somos la Compañía más importante de Argentina, líder del mercado energético, fuertemente comprometida con el desarrollo energético del país, que pretende liderar la transformación de la industria en un contexto de cambio internacional.

Nuestra definición de estrategia está alineada con el objetivo de YPF de ser la compañía energética integrada líder de Argentina, con foco principalmente en el desarrollo, producción y procesamiento de petróleo y gas, generando, generando valor de largo plazo para nuestros accionistas, empleados, clientes, proveedores directos e indirectos y, para Argentina. Nuestros pilares estratégicos son:

- disciplina en la asignación de capital, enfocada en el desarrollo de nuestro acreaje de hidrocarburos no convencionales con ventajas competitivas, generando valor de manera sustentable;
- eficiencia en costos y procesos en todos los segmentos de negocios, y particularmente en Vaca Muerta, con el objetivo de asegurar la resiliencia incluso en escenarios de precios bajos;
- racionalización del portafolio de activos convencionales, priorizando la rentabilidad mediante la incorporación de tecnología e innovación para ganar eficiencia;
- adecuación de refinerías para facilitar un mayor procesamiento de esquisto y la evolución esperada de la calidad de los combustibles que demandarán nuestros clientes;
- reducción de las emisiones específicas de CO₂ de la compañía y desarrollo de energías renovables a través de nuestra participación en YPF Energía Eléctrica S.A. (“YPF EE”), como parte de nuestro compromiso con la sostenibilidad.

El plan de inversiones asociado al crecimiento de la Compañía debe ir acompañado de la reinversión de las utilidades, la búsqueda de socios estratégicos y el uso del financiamiento a través de deuda en niveles prudentes teniendo en cuenta las empresas del sector, con foco en mantener la salud financiera de la compañía. En consecuencia, la viabilidad financiera de las inversiones y los esfuerzos de recuperación de hidrocarburos y su procesamiento dependerán, entre otros, en la previsibilidad económica y las condiciones regulatorias en Argentina, de la capacidad para acceder a financiamiento no sólo en las cantidades necesarias sino también a costos competitivos, como así mismo del impacto del COVID-19 en la economía mundial, y particularmente en los precios de los hidrocarburos. Adicionalmente véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina” y “—Riesgos relacionados con nuestro negocio” y “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Factores que afectan nuestras operaciones” por información adicional respecto a la actividad de 2021. Además, continuamos administrando activamente nuestra cartera, incluida la evaluación de la desinversión de activos vencidos no esenciales. Ocasionalmente, podemos proceder con la venta de activos no esenciales o acuerdos de empresas conjuntas que reducen los gastos de capital futuros, para todas las demás necesidades de liquidez y recursos de capital.

No obstante, lo anterior, el brote actual de COVID-19 y el entorno del precio del petróleo, entre otros, será clave para determinar la duración y la profundidad de la crisis económica en el mundo y en Argentina y por consiguiente el impacto en nuestra estrategia, situación financiera y los resultados de las operaciones. Véase "Riesgos relacionados con nuestro negocio—Un brote de enfermedad o una amenaza similar para la salud pública, como la pandemia de COVID-19 en curso, que ha tenido y puede seguir teniendo consecuencias adversas materiales para las condiciones económicas, financieras y comerciales generales, podría afectar de manera material y adversa nuestra situación comercial y financiera y resultados de operaciones" y "Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios del petróleo, el gas y los productos refinados".

Para mayor información relacionada a nuestra política de precios para los combustibles, el brote actual de COVID-19 y el entorno del precio del petróleo véase "Reseña y perspectiva operativa y financiera - Factores que afectan nuestras operaciones—Condiciones macroeconómicas " y "Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Factores que afectan nuestras operaciones—Condiciones Macroeconómicas—Brote de COVID-19" de este prospecto.

Organización del negocio

Al 31 de diciembre de 2020, llevamos a cabo nuestras operaciones de acuerdo con la siguiente organización:

- Upstream, que incluye la división “Exploración y Producción”;
- Downstream, que incluye las divisiones de “Refino y Marketing”, “Química” y actividades de “Logística”;
- Gas y Energía, que incluye la división de “Distribución de Gas Natural y Generación Eléctrica”; y
- Administración Central y Otros, que incluye el resto de nuestras actividades.

Para una descripción relacionada con las actividades desarrolladas por cada segmento de negocios, véase la Nota 5 a nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados.

Upstream

- Al 31 de diciembre de 2020, teníamos participación en 123 yacimientos de petróleo y gas en Argentina. En 2020 estos activos representan aproximadamente el 43,0% de la producción total de petróleo crudo del país, excluyendo GNL, de acuerdo con el Ministerio de Energía y Minería y aproximadamente el 33,6% de su producción total de gas, incluyendo GNL.
- Tenemos reservas comprobadas al 31 de diciembre de 2020, de aproximadamente 483 Mbbl de petróleo, incluyendo condensados y 63 Mbbl de GNL, y aproximadamente 2.110 mMpc de gas, lo cual representa de acuerdo a nuestros cálculos un total de reservas de aproximadamente 922 Mbpe, en comparación con aproximadamente 613 Mbbl de petróleo, incluyendo condensados y 60 Mbbl de GNL, y aproximadamente 2.241 millones de pies cúbicos de gas, que representan las reservas totales de aproximadamente 1.073 Mbpe al 31 de diciembre de 2019.
- Durante 2020, produjimos aproximadamente 76 Mbbl de petróleo (aproximadamente 207 mbb/d) incluyendo condensados, aproximadamente 13 Mbbl de GNL (aproximadamente 37 mbb/d) y aproximadamente 460 mMpc de gas (aproximadamente 1.259 Mpc/d), representando una producción total de aproximadamente 171 Mbpe (aproximadamente 468 mbpe/d), en comparación con aproximadamente 83 Mbbl de petróleo (aproximadamente 226 mbb/d) incluyendo condensados, aproximadamente 14 Mbbl de GNL (aproximadamente 38 mbb/d) y aproximadamente 512 mMpc de gas (aproximadamente 1.403 Mpc/d), representando una producción total de aproximadamente 188 Mbpe (aproximadamente 514 mbpe/d) en 2019.

Downstream

- Somos el principal refinador de la Argentina con operaciones en tres refinerías de nuestra exclusiva propiedad con una capacidad de refinación anual combinada de aproximadamente 116 Mbbl (319,5 mbb/d) (Para más información véase “—Downstream- División Refino”). También tenemos una participación del 50% en Refinería del Norte S.A. (“Refinor”), una sociedad controlada conjuntamente y operada por Pampa Energía S.A., que cuenta con una capacidad de refinación de 26,1 mbb/d.
- Al 31 de diciembre de 2020, nuestra red de distribución minorista de combustibles comprendía 1.632 estaciones de servicio con la marca YPF, de las cuales 110 somos propietarios directamente o a través de nuestra sociedad 100% controlada Operadora de Estaciones de Servicio S.A. (“OPESSA”), y estimamos que contábamos al 31 de diciembre de 2020 con cerca del 32,8% de todas las estaciones de servicio de Argentina.
- Somos uno de los más importantes productores petroquímicos en Argentina y el Cono Sur de América Latina, con operaciones llevadas a cabo en nuestras plantas de Ensenada y Plaza Huincul. Además, Profertil S.A. (“Profertil”), una sociedad controlada conjuntamente con Agrium Holdco Spain S.L. (“Agrium”), es productora líder de urea en el Cono Sur.

Gas y Energía

- Somos el mayor productor de gas natural de Argentina con ventas totales de gas natural de 12.088 Mm3 en 2020, representando un 26,48% del mercado (datos de participación en el mercado calculados a diciembre de 2020 provistos por ENARGAS).
- Participamos directamente y principalmente a través de YPF EE (una compañía que controlamos conjuntamente con GE) en

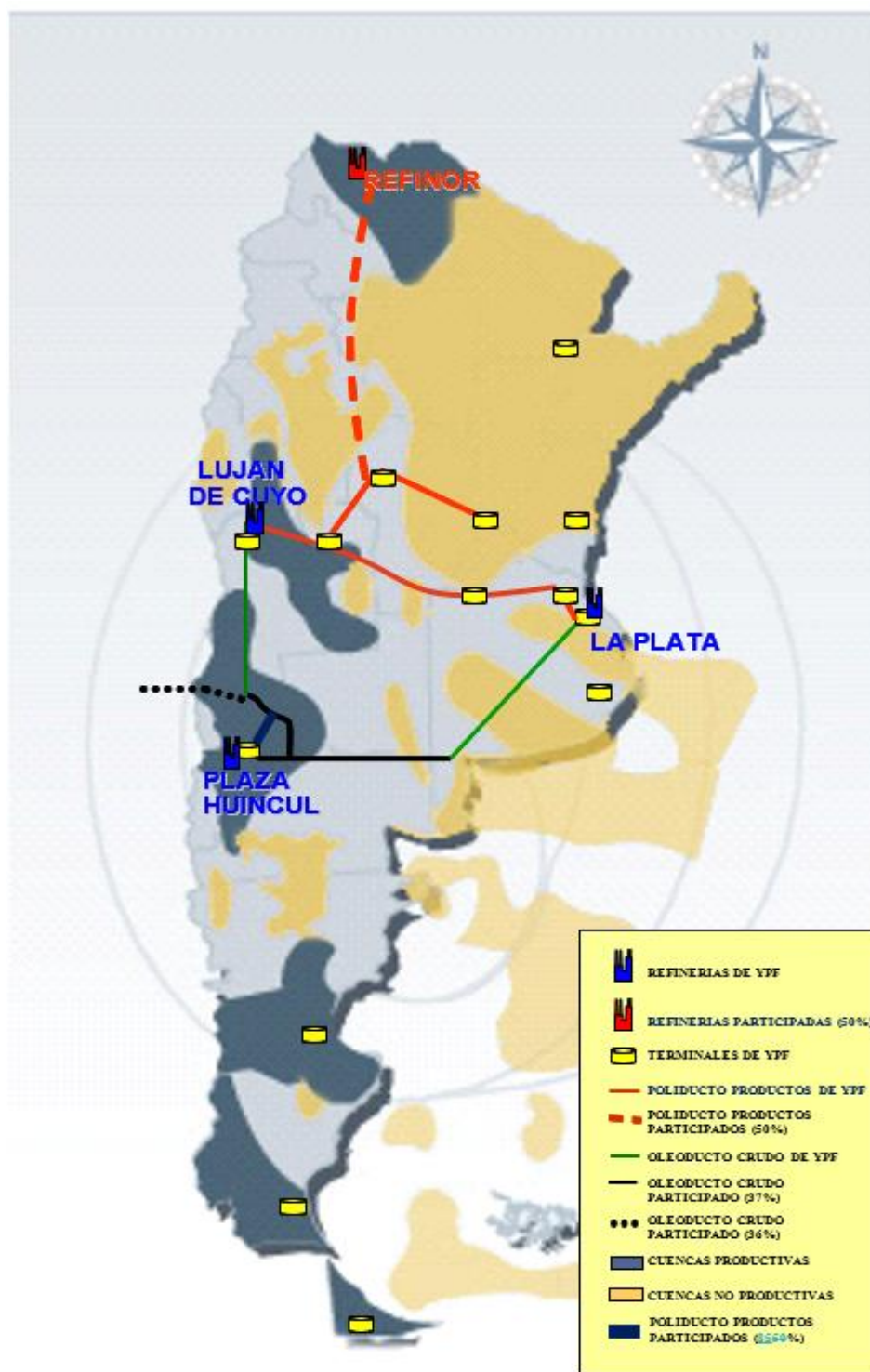
18 plantas de generación eléctrica con una capacidad instalada de 2.858 MW. Durante 2020, el campo eólico Los Teros I comenzó a operar generando 165 MW.

- Somos el operador de UTE Escobar (una empresa conjunta formada por YPF e IEASA), que opera una Terminal de Regasificación de GNL, ("GNL Escobar"). Adicionalmente operamos "Tango FLNG", una instalación flotante de licuefacción de gas, que comenzó a operar en septiembre de 2019 en Bahía Blanca. Véase "Gas y energía—Suministros de gas natural en Argentina".
- También distribuimos gas natural a través de nuestra subsidiaria Metrogas, una compañía distribuidora de gas natural en la región capital y sur de Buenos Aires, y una de las principales distribuidoras en Argentina. Durante 2020, Metrogas distribuyó aproximadamente 6.893 mmcm (o 243,1 bcf) de gas natural a 2,24 millones de clientes. Para más información véase *"Información sobre la Emisora—Distribución de Gas Natural."*

Estructura y organización de la emisora y su grupo económico

Véase la Nota 1 a nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados para el cuadro que muestra nuestra estructura organizacional, incluyendo nuestras principales subsidiarias, a la fecha del presente Prospecto:

El siguiente mapa muestra la ubicación de nuestras cuencas productivas, refinerías, instalaciones de almacenamiento y redes de oleoductos y poliductos al 31 de diciembre de 2020.



Casi la totalidad de nuestras operaciones, propiedades y clientes se encuentran ubicados en Argentina, (véase “Información sobre la Emisora—Upstream”). Adicionalmente, comercializamos lubricantes y especialidades en Brasil y Chile y también llevamos a cabo actividades de producción en Chile y de exploración en Bolivia.

Los siguientes cuadros presentan, respectivamente, las ventas netas y el resultado operativo para cada uno de nuestros segmentos de negocios para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
2020	2019	2018
(en millones de pesos)		

Ingresos (1)
Upstream

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018
	(en millones de pesos)		
Ingresos	2.419	2.046	3.108
Ingresos intersegmentos (2)	289.421	286.585	207.480
Total de Upstream	291.840	288.631	210.588
Gas y Energía			
Ingresos	122.254	131.055	91.176
Ingresos intersegmentos	8.060	8.697	7.862
Total de Gas y Energía	130.314	139.752	99.038
Downstream			
Ingresos	536.714	531.724	338.042
Ingresos intersegmentos	3.349	3.447	1.688
Total de Downstream	540.063	535.171	339.730
Administración Central y Otros			
Ingresos	14.108	19.743	8.363
Ingresos intersegmentos	28.787	27.502	13.186
Total Administración Central y Otros	42.895	47.245	21.549
Menos ventas y servicios intersegmentos	(335.926)	(332.204)	(235.085)
Total Ingresos	669.186	678.595	435.820
Resultado Operativo			
Upstream	(25.878)	(49.194)	22.483
Gas y Energía	(18.994)	2.944	16.786
Downstream	4.839	40.653	7.818
Administración Central y Otros	(22.305)	(15.866)	(6.055)
Ajustes de consolidación	3.941	451	2.748
Total Resultado Operativo	(58.397)	(21.012)	43.780

- (1) Los ingresos se exponen netos del pago del impuesto a los ingresos brutos. Los derechos aduaneros sobre las exportaciones de hidrocarburos se exponen en la línea "Impuestos, tasas y contribuciones" tal como se detalla en la Nota 25 a los Estados Financieros Consolidados Auditados. Las regalías correspondientes a nuestra producción se contabilizan como un costo de producción y no se deducen al determinar los ingresos ordinarios. Para más información véase la Nota 2.b.15 a los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2020.
- (2) Los ingresos intersegmento de petróleo crudo a Downstream se registraron a precios de transferencia que reflejan nuestras estimaciones de los precios del mercado argentino.

Upstream

YPF Upstream busca agregar valor a la operación de la Compañía optimizando el uso del capital desplegado, logrando niveles de excelencia operativa y mejorando la productividad de los campos maduros, generando así nuevas oportunidades de desarrollo y atenuando el declive de los campos maduros, al tiempo que brinda un crecimiento rentable, impulsado por la creciente incorporación de proyectos no convencionales a sus actividades.

El Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino (Plan GasAr), lanzado el 3 de diciembre de 2020 y adjudicado el 15 de diciembre de 2020, le dio a la Compañía la oportunidad de monetizar los reservorios de gas, asegurando abastecer la demanda durante los próximos cuatro años a un precio que permite el desarrollo de nuestros proyectos de gas en la Cuenca Neuquina.

YPF logra continuar con la actividad clave, optimizando los proyectos en curso de inundación de agua y las pruebas de recuperación terciaria mediante la inyección de polímeros y surfactantes, a través de la implementación de mejoras en el manejo de reservorios (IOR) y la recuperación mejorada de petróleo (EOR) manteniendo el enfoque en los campos convencionales bajo un entorno económico global desafiante.

A pesar del aislamiento obligatorio adoptado en Argentina debido al COVID-19, la Compañía pudo continuar y expandir sus operaciones, como lo demuestra el hecho de que el campo Manantiales Behr alcanzó un nuevo pico de producción de petróleo a fines de 2020.

Ante la disminución de la demanda y los menores precios del petróleo, la Compañía buscó reducir los costos operativos enfocando esfuerzos en la optimización de procesos y mejorando la eficiencia de costos.

Además, YPF continuó gestionando activamente su portafolio incluyendo las ventas de activos maduros no estratégicos.

Manteniendo el camino de los Recursos No Convencionales

En línea con el objetivo de crecimiento productivo impulsado por proyectos no convencionales durante 2020, reafirmamos nuestro compromiso con el objetivo de incrementar nuestra producción y reservas a través del desarrollo de recursos no convencionales que comenzó en 2013. Desde 2010, hemos perforado más de 850 pozos para determinar el potencial del reservorio de Shale Oil/Gas en Vaca Muerta. La mayoría de estos pozos están ubicados en el campo Loma Campana y fueron perforados en asociación con Chevron, continuando el desarrollo masivo que comenzó en 2013. Los demás pozos prosiguen la fase de desarrollo en el bloque El Orejano en asociación con DOW Chemical, el proyecto de Narambuena en asociación con Chevron, el área de La Amarga Chica en asociación con Petronas, Bandurria Sur en asociación con Shell Compañía Argentina de Petróleo y Equinor Argentina S.A., el piloto de Bajo del Toro en asociación con Equinor, Aguada de la Arena y La Ribera donde YPF tiene el 100% de propiedad en dichas áreas.

El escenario local e internacional nos desafía a ajustar competitivamente nuestra eficiencia y costos. Para reducir el precio de corte de nuestros proyectos estamos enfocados en incrementar nuestra productividad de pozos y mejorar nuestra eficiencia operativa, con el objetivo de reducir costos de desarrollo y gastos operativos.

En este contexto, nuestra compañía tecnológica controlada (Y-TEC) ha contribuido en innovaciones de laboratorio, técnicas operativas y protocolos, para entender mejor el comportamiento de subsuelo, mejorando la simulación de reservorios y herramientas de modelado, terminaciones y perforación de pozo, y otros. Véase “Investigación y Desarrollo”. Sin embargo, la viabilidad financiera de estas inversiones y los esfuerzos de recuperación de recursos dependerán en las condiciones económicas y regulatorias, tanto como de los precios de mercado de hidrocarburos en Argentina. Para más información véase “Revisión operativa y financiera y perspectivas — Factores que afectan nuestras operaciones” para más información sobre la actividad de 2020.

En marzo de 2020, antes de que comience el aislamiento obligatorio como consecuencia del COVID-19, la Compañía había planeado reanudar la actividad con 11 plataformas de perforación en áreas no convencionales. A partir de ahí, debido a la pandemia, se suspendió la actividad, dejando en espera 11 equipos de perforación. Entre septiembre y octubre de 2020, la actividad se reinició y el año terminó con diez equipos de perforación en funcionamiento.

Desde 2017, hemos comenzado las pruebas con tapones solubles, diversos químicos y mecánicos, y diferentes tipos de fluidos para estimulación, al momento de completar nuestros pozos de petróleo y gas shale, buscando la eficiencia operacional y la mejora en la productividad del pozo. Continuamos estudiando la información obtenida, analizando los resultados en productividad a mediano plazo. Muchas de estas actividades son llevadas a cabo y continúan siendo soportados por Y-TEC.

En el campo de estimulación hidráulica continuamos con la mejora de productividad de pozos. Desde el año 2018, se ha probado diversa intensidad de agentes de sostén y agua. Debido a los buenos resultados obtenidos y la implementación de nuevos estándares de diseño en alta intensidad, las concentraciones de arena han llegado a 2.500 libras por pie. Al mismo tiempo, continuamos con la evaluación de diseños en pilotos capaces de incrementar eficiencias y han incorporado equipos snubbing, que harán la rotación de tapones más eficiente y alcanzar mayores longitudes de pozo.

Los pilotos con mangas han resultado exitosos durante los últimos 3 años como una alternativa de desarrollo ante áreas de ciertas características geológicas. Los resultados son prometedores, y las mangas son una alternativa viable en ciertos casos.

Principales Activos

Nuestra producción está concentrada en las siguientes cuencas argentinas: Neuquina, Golfo San Jorge, Cuyana, Noroeste y Austral.

En los años 2020, 2019 y 2018, hemos finalizados varios acuerdos relacionados a la adquisición, inversión y desarrollo de propiedades que hacen a nuestro foco de negocio. En relación con dichos acuerdos véase Notas 3 y 33.b de nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados.

Adicionalmente, respecto de las extensiones de concesiones y permisos exploratorios, véase Nota 33.a de nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados.

La siguiente tabla muestra información al respecto de nuestro acreaje desarrollado y no desarrollado al 31 de diciembre del año 2020:

	Al 31 de diciembre de 2020			
	Desarrollado ⁽¹⁾		No Desarrollado ⁽²⁾	
	(Miles de acres)			
	Bruto ⁽³⁾	Neto ⁽⁴⁾	Bruto ⁽³⁾	Neto ⁽⁴⁾
Argentina	1.269	957	22.042	14.992
Resto de Sur América ⁽⁵⁾	2	2	539	331
Total ⁽⁶⁾	1.271	959	22.581	15.323

(1) La superficie “desarrollada” es aquella asignable a pozos productivos.

(2) La superficie “no desarrollada” abarca las superficies en las cuales no se han perforado o completado pozos que permitan la producción de cantidades comerciales de petróleo o gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas comprobadas.

(3) La superficie “bruta” es el 100% de aquellas áreas en las que YPF tiene algún tipo de participación.

- (4) La superficie “neta” es el igual a la superficie “bruta” deducidas las participaciones de terceros.
- (5) Relativo a Colombia, Bolivia y Chile. En el caso de Colombia, YPF y sus socios notificaron a la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia (ANH) la decisión de renunciar los bloques COR 12 y COR 33. En Bolivia, la superficie neta no desarrollada de YPF ascendió 125.000 acres. En Chile, la superficie neta no desarrollada y desarrollada de YPF totalizó aproximadamente 33.021 acres y 1.769 acres, respectivamente.
- (6) 8.684 y 4.225 acres corresponden a campos no desarrollados campos costa afuera, respectivamente, mientras que 28 y 14 acres corresponden a desarrollos costa afuera brutos y netos, respectivamente. Actualmente todos nuestros campos offshore están ubicados en Argentina.

De acuerdo con la Ley N° 27.007, que modificó la ley de hidrocarburos nacional, todos nuestros permisos nacionales offshore y todas nuestras concesiones de hidrocarburos nacionales offshore que no tuvieron acuerdos de integración con ENARSA desde la fecha de la nueva ley (octubre 2014) fueron revertidos y transferidos a SE. Los permisos y concesiones obtenidos previo a la Ley N° 25.943 están exceptos de dicha provisión. En septiembre del año 2015, el poder ejecutivo argentino e YPF comenzaron a negociar la conversión de acuerdos de integración firmados con ENARSA. El 29 de diciembre del año 2017, YPF presentó una nota al ministerio de energía confirmando su disposición a negociar la conversión de los acuerdos de integración relacionados con el área definidas como “ENARSA 1”. En la misma nota, YPF comunicó su decisión de no convertir los acuerdos de integración relacionados con el área “ENARSA 2” y “ENARSA 3”. El 19 de octubre de 2018, YPF oficialmente presentó otra nota al SE para negociar la conversión de acuerdos de integración relacionados con el área “ENARSA 1”. El 11 de abril del año 2019, el área “ENARSA 1” fue oficialmente convertida a “CAN-100”. En agosto del año 2019, se firmó un acuerdo societario entre YPF y Equinor Argentina S.A., el cual mantiene que Equinor operaría dicho bloque manteniendo un 50% de participación. El 3 de abril de 2020, el Ministerio de Energía y Minería (“MINEM”) formalizó el acuerdo y el 16 de abril de 2020 se cerró la operación. El 14 de enero de 2021, YPF, Equinor Argentina AS y Shell firmaron un acuerdo de asociación por el cual Equinor Argentina AS operaría el área con una participación de trabajo del 35%, YPF tendría un 35% de participación y Shell un 30%. A la fecha de este Prospecto, las partes aún se encuentran a la espera de que el Ministerio de Energía formalice el acuerdo.

Al 31 de diciembre de 2020, no poseemos permisos de exploración permanecen asociados a los términos originales de la ley de hidrocarburos. Sin embargo, debido al vencimiento en el año 2021 de nuestro primer o segundo periodo exploratorio de ciertos permisos (de acuerdo con los términos de la ley de hidrocarburos, modificada por la ley numero 27,007), tendremos el derecho de continuar con las actividades exploratorias en la totalidad de dichas áreas por su segundo periodo exploratorio mientras que cumplamos con nuestras obligaciones. Al expirar el segundo periodo, deberemos rescindir todo el acreaje remanente, siempre y cuando no pidamos una expansión del periodo, en cuyo caso dichas expansiones limitaran el acreaje remanente al 50%. De igual manera, si fuesen descubiertas cantidades comercialmente explotables de petróleo o gas, tenemos el derecho de obtener una concesión exclusiva para producir y desarrollar dicho petróleo o gas. Véase “Marco Legal y regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino—Ley N° 27.007, modificatoria de Ley N° 17.319—Exploración y Producción.”

El acreaje neto exploratorio no desarrollado que vence en 2021 y en los periodos 2022-2023 es de 7.296 kilómetros cuadrados, o 20%, y 27.514 kilómetros cuadrados o 77% respectivamente de los 35.743 kilómetros cuadrados netos al 31 de diciembre de 2020.

La extensión de acreaje de maduración que estaríamos obligados a entregar a la provincia correspondiente, dependerá de nuestra decisión de extender nuestro permiso en un área determinada, siempre que se hayan cumplido los requisitos de la Ley N° 27.007, incluido el cumplimiento de nuestras obligaciones en virtud del permiso relativo a esas áreas. Véase “Marco Legal y regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino—Ley N° 27.007, modificatoria de Ley N° 17.319—Exploración y Producción.” Por lo tanto, las áreas a rescindir consisten usualmente de acreaje donde la perforación no hay sido exitosa y se consideren no esenciales.

Excepto lo antes expuesto, no poseemos acreaje no desarrollado material relacionado con nuestras concesiones de explotación próximas a vencer.

Véase “Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino—Ley N° 27.007, modificatoria de Ley N° 17.319” para una descripción de nuevos términos que sean aplicables a concesiones de explotación o exploración, que no estén bajo el régimen de las antiguas leyes.

Permisos de Exploración y Concesiones de Explotación Argentinos

La tabla a continuación muestra nuestro porcentaje bruto y neto de pozos productores de petróleo y gas al 31 de diciembre de 2020:

Cuenca	Pozos ⁽¹⁾			
	Crudo		Gas	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Neuquina	4.494	3.501	1.771	1.245
Golfo San Jorge	7.500	7.039	74	73
Cuyana	726	670	-	-
Noroeste	44	23	89	45
Austral	109	109	53	53
Onshore	12.873	11.342	1.987	1.416
Offshore	91	45	-	-
Total	12.964	11.387	1.987	1.416

- (1) Un "pozo Bruto" es un pozo en el cual poseemos participación. Se considera que existe un "pozo neto" cuando la suma de las participaciones en los pozos brutos es igual a uno. El número de pozos netos es la suma de las participaciones que se poseen en

los pozos brutos expresados como números enteros y fracciones de números enteros. Los pozos brutos y netos incluyen un pozo de petróleo y tres pozos de gas con múltiples terminaciones.

Al 31 de diciembre de 2020, somos dueños de 123 permisos de exploración y concesiones de producción en Argentina. Operamos de forma directa 88 de ellos, que incluyen 14 permisos de exploración y 74 concesiones de producción.

Permisos de Exploración: al 31 de diciembre de 2020, teníamos 20 permisos de exploración en Argentina, 16 de los cuales son onshore y cuatro de los cuales son offshore. En nueve de los permisos onshore contamos con el 100% de participación y en el resto tenemos participaciones por el 50% y 70%. Nuestra participación en los cuatro permisos offshore restantes varía entre el 37,5% y el 50%.

Concesiones de Explotación: al 31 de diciembre de 2020, teníamos 103 concesiones de explotación en Argentina. 58 concesiones con participación al 100% y en las restantes 45 concesiones cuentan con una participación que varía entre el 7,2% y 98%.

Adicionalmente, contamos con 36 plantas de tratamiento de petróleo y 11 plantas de rebombeo donde el petróleo es procesado y guardado en stock. El propósito de estas plantas es la de recibir y tratar petróleo de diferentes campos, previo su envío a nuestras refinerías o comercialización a terceras partes, según aplique. Para más información véase “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con nuestros negocios – Nuestro negocio depende en gran parte de nuestras instalaciones de producción y refinación y de la red de logística”.

En relación con nuestros principales activos, véase “—Actividad de Exploración y Producción en Argentina”. La producción para los últimos 3 años fiscales por área geográfica y campos que contengan el 15% o más de nuestras reservas probadas, véase “—Producción de petróleo y gas, precios y costos de producción”.

Aproximadamente el 96% de nuestras reservas probadas de crudo en Argentina se concentran en las cuencas Neuquina (62%) y Golfo San Jorge (33%), y aproximadamente el 87% de nuestras reservas probadas de gas en Argentina se concentran en Neuquina (76%) y cuencas Australes (11%).

Uniones Transitorias (UT) y acuerdos contractuales en Argentina

Al 31 de diciembre de 2020, participamos en 11 Uniones Transitorias de exploración y 37 Uniones Transitorias de producción y acuerdos contractuales (28 de los cuales no fueron operados por nosotros) en Argentina. Nuestros intereses en estas empresas conjuntas y acuerdos contractuales oscilaron entre 7,2% y 98%, y nuestras obligaciones de compartir los costos de exploración y desarrollo variaron en virtud de estos acuerdos. Además, bajo los términos de algunas de estas empresas conjuntas, hemos acordado indemnizar a nuestros socios de Uniones Transitorias en el caso de que nuestros derechos con respecto a tales áreas estén restringidos o afectados de tal manera que no se pueda lograr el propósito de la Uniones Transitorias. Para obtener una lista de las principales empresas conjuntas de exploración y producción en las que participamos al 31 de diciembre de 2020, véase la nota 28 de los Estados Financieros Consolidados Auditados. También somos parte de una serie de otros acuerdos contractuales que surgieron a través de la renegociación de contratos de servicios y su conversión en concesiones de explotación y permisos de exploración, respectivamente.

Actividad de Perforación en Argentina

La siguiente tabla muestra el número de pozos perforados por nosotros o consorcios en los que tuvimos participación en Argentina durante los períodos indicados.

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018
<u>Pozos Perforados Brutos</u> ⁽¹⁾			
Petróleo	2	8	10
Gas	-	3	5
De Exploración	2	11	15
Secos	-	12	6
Total	2	23	21
Petróleo	112	305	313
Gas	12	105	131
De Explotación	124	410	444
Secos	-	-	1
Total	124	410	445
<u>Pozos Perforados Netos</u> ⁽²⁾			
Petróleo	1	7	7
Gas	-	2	4
De Exploración	1	9	11
Secos	-	9	5
Total	1	18	16

	<u>Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</u>		
	<u>2020</u>	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Petróleo	78	224	237
Gas	5	75	84
De Explotación	83	299	321
Secos	-	-	1
Total	83	299	322

- (1) Los pozos "Brutos" incluyen todos los pozos en los que tenemos participación.
 (2) Los pozos "Netos" son iguales a los pozos brutos después de deducir la participación de terceros.

Actividad de Exploración y Desarrollo en Argentina

Durante el año 2020, nuestras actividades exploratorias y de desarrollo en la argentina han tenido el siguiente foco:

Actividad Exploratoria

Áreas Operadas

Debido a las medidas adoptadas por el gobierno argentino con el fin de proteger a la población (incluida una restricción general a la economía) como consecuencia de los efectos del brote de COVID-19, no se realizó ninguna actividad exploratoria ni sísmica después del 19 de marzo de 2020.

Onshore

Actividades No Convencionales

Durante el año 2020, dos pozos perforados en 2019 fueron probados, dando resultados positivos.

Dos pozos de tight gas perforados en 2019 en los bloques de Rincón del Mangrullo y Cerro Manrique continúan pendientes de terminación. Solamente uno de ellos se espera que esté terminado en 2021.

Actividades Convencionales

- **Cuenca Neuquina**

- Debido al brote de la pandemia COVID-19, se suspendieron todas las actividades de exploración. Como resultado, se enviaron avisos a la provincia de Mendoza solicitando la suspensión por un año de los plazos de vencimiento del primer período de exploración de los bloques Los Parlamentos, CNIII Norte, CNVII A y Puesto Pozo Cercado Occidental. La suspensión se concedió para todos los bloques.
- Durante el primer trimestre de 2020, dos pozos de exploración perforados antes del aislamiento, que fueron pozos poco profundos perforados para recopilar datos geológicos más detallados sobre propiedades de las rocas y los fluidos en el Bloque Chachahuén.
- El tercer período de exploración de los bloques Chachahuén Norte, Chachahuén Centro y Chachahuén Sur expiró en 2020. La Compañía decidió ceder Chachahuén Norte y Chachahuén Centro y envió una nota a la Provincia de Mendoza informando su decisión de mantener un área de 104 km2 de Chachahuén Sur (adyacente al bloque Cerro Morado). A la fecha de este prospecto, las negociaciones para mantener Chachahuén Sur están en curso.
- Cumplidos todos los compromisos en el Bloque Malargüe, y considerando los resultados obtenidos, la Compañía decidió no continuar con el segundo período de exploración. En consecuencia, se envió un aviso a la provincia de Mendoza informando su decisión de ceder el bloque. A la fecha de este prospecto, aún estamos a la espera de respuesta de la Provincia de Mendoza al aviso enviado en 2019 informándoles de nuestra decisión de ceder el Bloque Malargüe.
- El primer período de exploración de los bloques Cerro Arena, Salinas del Huitrín, Las Tacanas, Chasquivil, Cerro Las Minas, Pampa de las Yeguas Bloque II y Loma del Molle expiró el 20 de noviembre de 2020 y las negociaciones con la Provincia de Neuquén dieron como resultado:
 - Cerro Arena: se adjudicó un segundo período de exploración con compromisos de exploración convencional y no convencional. Se cedió un área de 249 km2.
 - Salinas del Huitrín: se adjudicó un segundo período de exploración con compromisos de exploración convencional. No se realizó cesión alguna.
 - Las Tacanas: se adjudicó un segundo período de exploración con compromisos de exploración no convencionales. Se cedió un área de 44 km2.

- Cerro Las Minas: se adjudicó un segundo período de exploración con compromisos de exploración no convencionales. Un área de 38 km² fue cedida.
 - Loma del Molle (operada por Exxon-Mobil): se adjudicó un segundo período de exploración con compromisos de exploración no convencionales. Se cedió un área de 30 km².
 - Pampa de las Yeguas Bloque II (Operado por Total Austral): se adjudicó un segundo período de exploración con compromisos de exploración no convencional. No se realizó cesión alguna.
 - Chasquivil: La Compañía decidió no entrar en el segundo período de exploración y renunció a todo el bloque (123 km²).
- **Cuenca del Golfo San Jorge**
 - Durante el año 2020, todas las actividades de exploración fueron suspendidas como consecuencia del aislamiento obligatorio en respuesta a la pandemia COVID-19.
- **Cuenca Cuyana**
 - Durante el año 2020, todas las actividades de exploración fueron suspendidas como consecuencia del aislamiento obligatorio en respuesta a la pandemia COVID-19.
 - Habiendo cumplido el compromiso en el bloque CCyB 17/B y considerando los resultados obtenidos, hemos decidido no continuar con el periodo exploratorio, y como resultado, rescindir el bloque a la Provincia de Mendoza. A la fecha de emisión de este Prospecto, seguimos a la espera de respuesta de la Provincia de Mendoza sobre el aviso entregado en 2018, informándoles de nuestra decisión de ceder el Bloque CCyB 17/B.
- **Cuenca Austral**
 - Durante el año 2020, todas las actividades de exploración fueron suspendidas como consecuencia del aislamiento obligatorio en respuesta a la pandemia COVID-19.
 - La Compañía envió notas a las Provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego solicitando la suspensión de las fechas de vencimiento del primer período de exploración de los bloques El Turbio y CA-12 Bloque I por las consecuencias del brote de COVID-19. La suspensión se otorgó por 10 meses en el Bloque El Turbio (de septiembre de 2020 a julio de 2021) y por 11 meses en el CA-12 Bloque I (de diciembre de 2020 a noviembre de 2021).
- **Sísmica**
 - Debido a las consecuencias del brote de COVID-19, se suspendió la sísmica que estaba ocurriendo en el Bloque El Turbio y se espera que esté terminada en 2022.

Offshore:

El 14 de enero de 2021 se firmó un acuerdo de asociación entre YPF, Equinor Argentina AS y Shell, por el cual Equinor Argentina AS operaría el área con una participación de 35%, YPF tendría 35% de participación y Shell 30% de participación. A la fecha de este Prospecto, el Ministerio de Energía aún no ha formalizado el acuerdo. Ver “Información Sobre la Emisora - Permisos de Exploración y Concesiones de Explotación en Argentina”.

Áreas No Operadas

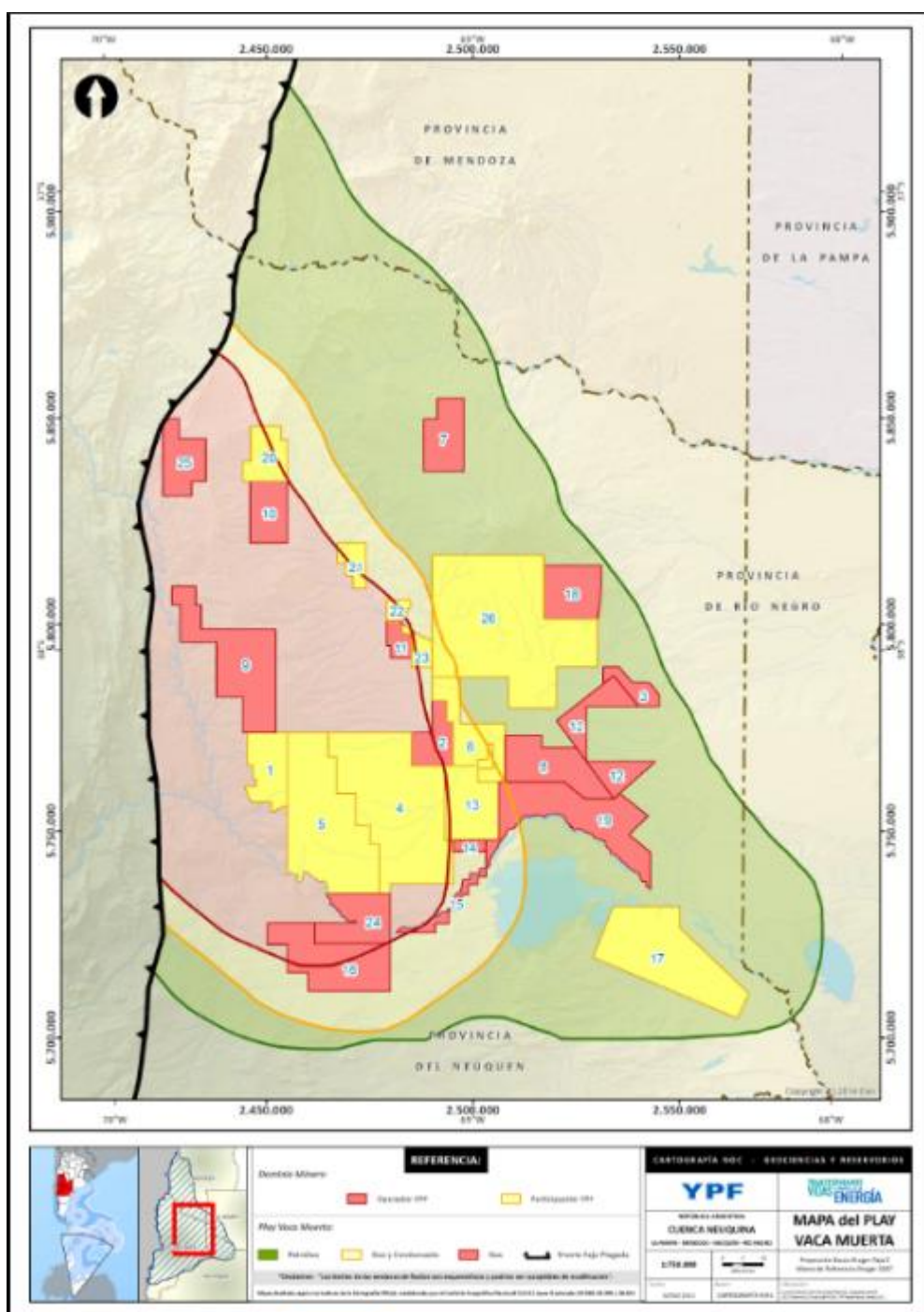
Durante 2020, no realizamos actividades de exploración en áreas no operadas.

Actividades de desarrollo

Durante 2020, nuestras actividades de desarrollo en Argentina se centraron, de acuerdo con la estructura organizativa vigente en 2020, en las siguientes regionales:

Región No Convencional

Durante 2020, la producción de la Región No Convencional fue de 133,33 Mbpe/d, lo que representa el 28,6% de la producción total de YPF.



1 Aguada De Castro; 2 Aguada De La Arena; 3 Aguada Del Chañar; 4 Aguada Pichana Oriental; 5 Aguada Pichana Occidental; 6 Bajada De Añelo; 7 Bajo Del Toro; 8 Bandurria Sur; 9 Cerro Arena; 10 Cerro Las Minas; 11 El Orejano; 12 La Amarga Chica; 13 La Calera; 14 La Ribera I; 15 La Ribera II; 16 Las Tacanas; 17 Lindero Atravesado; 18 Loma Amarilla Sur; 19 Loma Campana; 20 Loma Del Molle; 21 Pampa De Las Yeguas I; 22 Pampa De Las Yeguas II Norte; 23 Pampa De Las Yeguas II Sur; 24 Rincón Del Mangrullo; 25 Salinas Del Huitrín y 26 San Roque.

Principales áreas operadas

Loma Campana:

En 2013, YPF y Chevron firmaron un acuerdo de proyecto de inversión para la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia de Neuquén. YPF es el operador del área

En 2017 teníamos un promedio de aproximadamente horizontal longitud 1.700 m y 20 etapas de fractura, mientras que en 2018 un promedio de aproximadamente longitud horizontal de 2.200 m y 28 etapas de fractura. En 2019 tuvimos un promedio de aproximadamente 2.400 m de longitud horizontal y 35 etapas de fractura. También el costo total del pozo para cada etapa de fractura se redujo de 484 US\$/etapa en 2017 a 404 US\$/etapa en 2018 y 312 US\$/etapa en 2019. En 2020, la longitud horizontal y la etapa de fractura disminuyeron a 2.000 m de longitud horizontal y 30 etapas de fractura, respectivamente, con un costo total de pozo por cada

etapa de fractura de 410 US\$/etapa. La reducción total del costo entre 2017 y 2020 se debió a la estrategia de terminación de alta densidad ("HDC"), que agiliza la eficiencia. El HDC es un indicador del diseño de fractura a ejecutar en un pozo, lo que permite lograr eficiencias en productividad y / o costos de pozo.

Durante 2019, nos enfocamos en aumentar las longitudes laterales y las etapas de fractura para mejorar nuestra productividad.

Durante 2020, perforamos 17 pozos horizontales y pusimos en producción 13 pozos horizontales, logrando el desempeño esperado en promedio. Las campañas de 2019 y 2020 estimuladas con HDC superaron los resultados de producción de años anteriores. El diseño del pozo varía, desde 1.400 m de longitud lateral y 21 etapas de fractura a 2.500 m de longitud lateral y 38 etapas de fractura, mientras que la distancia entre etapas de fractura fue principalmente de 66 m debido a la estrategia de HDC, que permitió la perforación del 98,9% en el área objetivo.

Durante 2020, la actividad en esta área implicó una inversión bruta total de 197 en perforación y terminación ("P&T") y US\$ 48 millones, en instalaciones de producción y otros gastos de capital menores. Las actividades de perforación y terminación se vieron afectadas por el brote de la pandemia COVID-19.

Hasta mediados de marzo de 2020, cuando comenzó el aislamiento como consecuencia del COVID-19, Loma Campana contaba con tres plataformas de perforación.

En ese momento, debido a la pandemia, la actividad se suspendió, dejando las 3 plataformas de perforación en espera. Entre septiembre y octubre de 2020, la actividad reinició las tres plataformas de perforación.

Como se indicó anteriormente, el diseño de estimulación HDC se implementó mostrando mejores resultados en comparación con campañas anteriores. Los análisis preliminares realizados en 2019 muestran un aumento de la recuperación definitiva estimada ("EUR") comparado con 2018. En 2020, los estudios que combinan simulación numérica, análisis de datos y pruebas de campo fueron ejecutadas para proveer propuestas para seguir mejorando el HDC. Varios otros pilotos están en curso, como el uso de arena 100% natural (se eliminó el porcentaje de agente de soporte cerámico), fluidos de baja viscosidad y los ajustes de la secuencia de bombeo. Los pilotos de separación de pozos están en ejecución para evaluar estrategias de desarrollo optimizadas en ciertas áreas del campo. A mediados de marzo de 2020, Loma Campana tenía tres plataformas de perforación, que fueron suspendidas cuando comenzó el cierre debido al COVID-19. La actividad en estas tres plataformas de perforación se reanudó entre septiembre y octubre de 2020.

Están siendo ejecutados varios proyectos piloto a la fecha de emisión de este Prospecto. Algunos de ellos involucran la prueba de las arenas locales, el cambio en los sistemas de fluidos a fluidos a base de poliacrilamida y ajustes en la intensidad del fluido y agente apuntalante. Seis pozos horizontales con tres objetivos diferentes fueron perforados con éxito entre 2019 y 2020 en la posición más occidental de la zona de desarrollo del núcleo, verificando un buen rendimiento de perforación y estabilidad del pozo.

La plataforma del pozo de alcance extendido continúa perforando en el sector Sudeste de Loma Campana, lo que corrobora una alta eficiencia de perforación. La extensión lateral máxima perforada en esta plataforma a la fecha de emisión de este Prospecto es de 3.430 m de medida de profundidad.

La Amarga Chica:

El 10 de diciembre de 2014, YPF y PETRONAS E&P ARGENTINA S.A., filial de PETRONAS E&P Overseas Ventures Sdn. Bhd ("PEPOV") de Malasia, ejecutó un Acuerdo de Inversión de Proyectos (el "Acuerdo de Inversión") con el objetivo de realizar la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en la zona de La Amarga Chica en la provincia de Neuquén. YPF será el operador de la zona.

El Plan Piloto, que comprende 30 pozos en tres años, comenzó en mayo de 2015. En 2016, al final de la primera fase, habían sido perforados un total de seis pozos horizontales y tres verticales, con resultados superiores al de las expectativas. Sobre la base de esos resultados positivos, PETRONAS E&P ARGENTINA S.A. acordó continuar invirtiendo en conjunto en una segunda fase del proyecto piloto. A finales de 2016, se perforaron cuatro pozos horizontales adicionales de esta fase, alcanzando un total de nueve pozos perforados durante 2016, con un equipo de perforación totalmente dedicado al proyecto. Durante 2017, se perforaron doce pozos horizontales, completando la segunda fase del proyecto y allanando el camino para la fase final del proyecto. Seis de esos pozos fueron puestos en producción con el rendimiento esperado. Todas las longitudes de ramas horizontales perforadas fueron estandarizadas a 1.500m de largo, excepto dos pozos que alcanzaron los 2.000m. Se sigue observando una mejora en el rendimiento de la perforación (tiempo y costo), con un tiempo de perforación y un costo de pozo reducidos en un 22% y un 11%, respectivamente, entre 2017 y 2018.

A principios de 2018, YPF y PETRONAS E&P ARGENTINA S.A., filial de PETRONAS E&P Overseas Ventures Sdn. Bhd ("PEPOV") de Malasia, ratificaron su intención de continuar con el piloto en la zona. Durante 2018, se completó la fase piloto del proyecto LACH (se perforaron siete pozos, se comportaron los resultados iniciales de acuerdo con las expectativas) y se inició la tercera fase, donde ambas empresas consideraron la perforación de diez pozos horizontales y la construcción nuevas instalaciones e instalaciones con el fin de transportar la producción de petróleo de shale derivada de la zona.

Durante 2019, se perforaron cuarenta y un pozos, y se pusieron en producción veinte pozos, logrando un rendimiento por encima de las expectativas establecidas por el Pozo Tipo en La Amarga Chica. Los rangos de diseño de pozos alcanzaron un promedio de 1.900 m de longitud lateral y veintiocho etapas de fractura. También se perforaron diez pozos verticales para de control o sumideros.

La actividad en esta área durante 2019 implicó una inversión bruta total de US\$ 379 millones en P&T y US\$ 74 millones en instalaciones de producción y otros gastos de capital.

Además, muchas estrategias de optimización fueron probadas e implementadas en 2019, lo que llevó a un crecimiento en intensidades fluidas y arena de fractura (de hasta 5.000 lb/pie).

Durante 2020, se perforaron diez pozos y se pusieron en producción 15 pozos. El pico de producción se alcanzó en diciembre de 2020 con 23,8 kbbl/d.

La arquitectura del pozo fue de 2.400 m de longitud lateral promedio y 41 etapas de fractura de HDC, logrando un desempeño que superó las expectativas y un EUR en torno al 7%. La inversión bruta total fue de US\$ 166 millones en P&T y de US\$ 67 millones en instalaciones de producción y otros gastos de capital. Las actividades de perforación y terminación se vieron afectadas por el brote de la pandemia COVID-19.

A mediados de marzo de 2020, La Amarga Chica tenía cuatro plataformas de perforación, que fueron suspendidas cuando comenzó el cierre debido al COVID-19. La actividad se reanudó en octubre de 2020 con 3 plataformas de perforación.

Se probaron e implementaron muchas estrategias de optimización en 2020: cinco horizontes se probaron con éxito y se agregaron al inventario de pozos actual; se ejecutó la prueba de finalización de aumento en las intensidades de fluido y apuntalante (de hasta 5.000 lb/pie); se utilizó tecnología de manguito cementado en un pozo para mitigar la posible restricción del revestimiento; los efectos de la interacción "padre-hijo" se redujeron en base a la estrategia de desarrollo del campo y las tecnologías de recuperación de petróleo bajo pruebas de laboratorio.

Además, se llevó a cabo una prueba piloto de ocho pozos para estudiar las sensibilidades del diseño de fracturas para tres zonas de aterrizaje diferentes. Durante este piloto, se recopiló un gran conjunto de datos que incluía marcadores micro sísmicos a base de petróleo y manómetros de fondo de pozo. Esta información se considerará para continuar con la optimización de la estrategia de desarrollo de campo y mejorar la rentabilidad del proyecto.

Área Bandurria Sur:

El 5 de julio de 2017, YPF y SPM Argentina S.A. ejecutaron un acuerdo que define los principales términos y condiciones para el desarrollo conjunto de un piloto de petróleo de shale en el área Bandurria Sur en dos fases. YPF es el operador de la zona.

El 10 de octubre de 2018, tuvimos un derrame importante en la zona de Bandurria Sur causado por un estallido (descontrol de pozo). Por esta razón, la Provincia de Neuquén decidió revocar las licencias ambientales para los pads ocho y nueve (esta última contiene el pozo descontrolado).

En enero de 2020 YPF fue notificada de la adquisición por parte de Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A. y Equinor Argentina AS (ambas, el "Consortio") de la totalidad del paquete accionario de SPM. Esta cesión requirió el pago por parte de SPM de aproximadamente a US\$ 105 millones, el cual fue recibido en enero 2020.

El 30 de enero de 2020, YPF firmó un acuerdo (el "Acuerdo") con el Consortio, a través de SPM para la venta de un 11% adicional de participación en la zona de Bandurria Sur, ubicada en la Provincia de Neuquén. Sin perjuicio de dicha venta, YPF seguirá siendo el operador de Bandurria Sur con 40% de participación.

Durante 2020 se perforaron siete pozos horizontales y se pusieron en producción cuatro pozos en el cuarto trimestre del año. A la fecha de este Prospecto, se está evaluando el desempeño de esos pozos.

Los rangos de diseño de pozos alcanzaron un promedio de aproximadamente 3.500 m de longitud lateral y aproximadamente 58 etapas de fractura. Además, se perforaron dos pozos verticales con fines de control.

Durante 2020, la actividad en esta área involucró una inversión bruta total de US\$ 96 millones en P&T y US\$ 48 millones en instalaciones de producción y otros gastos de capital. La actividad de perforación y terminación se vio afectada por el brote de la pandemia COVID-19.

El pozo horizontal más largo de la cuenca con el objetivo de la formación Vaca Muerta con 7.190 m de profundidad, fue perforada en el área de Bandurria Sur en diciembre de 2019 y fue puesto en producción en diciembre 2020.

Hasta mediados de marzo de 2020, cuando comenzó el aislamiento como consecuencia del COVID-19, Bandurria Sur contaba con dos plataformas de perforación.

A mediados de marzo de 2020, Bandurria Sur tenía dos plataformas de perforación, que fueron suspendidas cuando comenzó el cierre debido al COVID-19. La actividad en estas dos plataformas de perforación se reanudó en octubre de 2020.

El estallido de la pandemia COVID-19, y la emergencia sanitaria decretada por el gobierno nacional, obligaron a suspender las operaciones en abril de 2020, retrasando todas las actividades previstas. En octubre de 2020, se reiniciaron la perforación de PAD 25 y la estimulación de PAD 13. Los cuatro pozos de este PAD son de alcance extendido y comenzaron la producción en diciembre de 2020. En este PAD se bombearon más de 230 etapas, que incluye el pozo más largo: LCav-45 (h). Se está evaluando el desempeño de estos pozos.

La construcción de las instalaciones de producción BAT02 y PCI comenzó en 2020 y se pospuso debido a la pandemia COVID-19. La construcción de la planta de tratamiento de crudo continuó durante 2020, que había comenzado en 2019, y se espera discutir su

finalización hacia fines de 2022. Las instalaciones ya en operación (BAT01/BAT03) fueron equipadas con una unidad de recuperación de vapor ("URV") y chimeneas de ventilación.

Bajo del Toro:

Entre 2012 y 2015, YPF y sus socios (EOG Resources Inc, sucesor de Enron Oil & Gas Company, y Gas y Petróleo de Neuquén) perforaron un pozo exploratorio dirigido y dos verticales. Uno de los pozos verticales y el pozo dirigido se completaron (con seis y ocho etapas de fractura respectivamente) y se demostró la producción de petróleo de toda la sección orgánica rica de la Formación Vaca Muerta. El otro pozo vertical se utilizó para la caracterización del reservorio y para la monitorización micro sísmica del pozo dirigido. Entre 2016 y 2017 la UTE se disolvió, y parte del bloque volvió a la provincia.

En enero de 2018, YPF, Bajo del Toro I S.R.L. y Statoil Argentina B.V- Sucursal Argentina celebraron un acuerdo que define los principales términos y condiciones para el desarrollo conjunto de un piloto de petróleo de shale en el bloque Bajo del Toro, con YPF como operador de la zona.

Durante 2018, la UTE continuó con la caracterización y evaluación de Vaca Muerta iniciada en 2012, colocando un equipo en la zona suroeste del bloque. El Pad incluía una sección piloto vertical más una longitud de rama de vía lateral y un pozo horizontal. El objetivo de la longitud de rama/pozo horizontal era probar la productividad en diferentes zonas de interés. El objetivo de la sección piloto vertical era la adquisición de datos (núcleo y conjunto completo de registros) para la caracterización del reservorio.

Además, el 12 de octubre de 2018, mediante el Decreto N° 1755/18, la provincia de Neuquén aprobó la cesión de una parte de la concesión a favor de Statoil, cumpliendo así las condiciones previas establecidas en el acuerdo.

Durante 2020, la actividad en esta área implicó una inversión bruta total de US\$ 20,2 millones en P&T y US\$ 6,1 millones en instalaciones de producción y otros gastos de capital. Las actividades de perforación y terminación se vieron afectadas por el brote de la pandemia COVID-19.

A mediados de marzo de 2020 en Bajo del Toro había un equipo de perforación trabajando. Debido al efecto de la pandemia de COVID-19, desde allí el equipo de perforación está en espera. La perforación esta planificada para reiniciarse en el primer semestre de 2021.

En noviembre de 2020, se presentó una propuesta a la provincia solicitando el CENCH ("Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos"). Posteriormente se recibieron consultas de la provincia al respecto. Actualmente estamos trabajando para darles respuesta.

Área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste – Narambuena:

Durante abril de 2014, YPF y subsidiarias de Chevron Corporation ejecutaron un nuevo acuerdo con el objetivo de la exploración conjunta de hidrocarburos no convencionales en Neuquén, dentro de la zona Chihuido de la Sierra Negra Sudeste – Narambuena. Durante 2015, esta actividad comenzó con el P&T de dos pozos verticales que permitieron la definición de la ubicación y la zona de interés para el pozo horizontal. Posteriormente, se perforó un tercer pozo vertical para delinear la extensión de la zona al sector oriental del bloque. Mediante la perforación, finalización y prueba de estos pozos, se cumplió el compromiso para la fase inicial del proyecto firmado en abril de 2014. Durante el segundo semestre de 2016, la UTE entre YPF y las filiales de Chevron Corporation continuó la etapa exploratoria evaluando las pruebas a largo plazo del pozo horizontal y el tercer pozo vertical en esta área ubicada en la ventana de petróleo negro de la Área.

Durante 2018, no hubo actividad en la zona. En 2019 se inició una fase piloto, incluida la perforación de cuatro pozos horizontales que aterrizaron en tres zonas de interés diferentes. Dos de ellos cuando se terminaron en 2019 y los otros durante 2020. Estos dos últimos pozos ya están en producción con un desempeño acorde a las expectativas.

Durante 2020, la actividad en esta área implicó una inversión bruta total de US\$ 11 millones en perforación y terminación y US\$ 4,9 millón en instalaciones de producción y otros gastos de capital. Las actividades de perforación y terminación fueron afectadas por el brote de la pandemia COVID-19.

No hay ninguna actividad planificada para 2021 más allá de la evaluación del desempeño de los pozos existentes. La fase de desarrollo no comenzará antes de la segunda mitad de 2022.

El Orejano:

El 23 de septiembre de 2013, YPF y Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisur S.A. (nuestro actual socio del 50% en la zona) firmaron un acuerdo asociado al desarrollo conjunto de un proyecto piloto de gas no convencional en la provincia de Neuquén.

El proyecto ha estado en fase de desarrollo desde julio de 2016, ya se han perforado y están produciendo 3 pozos.

Durante 2019, se perforaron dos pozos horizontales, se pusieron en producción cuatro pozos perforados en 2018, con un rendimiento por debajo de las expectativas.

Durante 2020, la actividad en esta área implicó una inversión bruta total US\$ 3,8 millones en perforación y terminación y US\$ 21 millones en instalaciones de producción y otros gastos de capital. Las actividades de perforación y terminación fueron afectadas por el brote de la pandemia COVID-19.

Durante 2020, se continuaron ejecutaron para mitigar los problemas de efectos relacionados con el CO2 presente en el gas producido, lo que llevo al abandono de dos pozos.

Rincón del Mangrullo:

En la formación Mulichinco en la concesión Rincón del Mangrullo, Pampa Energía S.A. ("Pampa Energía") adquirió el 50% de la participación de trabajo durante 2015. Durante 2019, se puso en producción un pozo direccional, perforado en 2018.

En cambio, la Formación Vaca Muerta en este bloque es 100% propiedad de YPF.

Durante 2019, se perforaron dos pozos horizontales, se pusieron once pozos en producción con resultados por debajo de las expectativas en el primer Pad debido a la presencia de fallas y la ausencia de una de las zonas de interés. Por otro lado, el segundo Pad superó las expectativas alcanzando el mejor rendimiento en la zona, independientemente de la formación de interés. Finalmente, se perforó un Pad de cuatro pozos, se completó y se volvió a las ventas en 2019 con los resultados en línea con las expectativas. Los rangos de diseño de pozos alcanzaron un promedio de aproximadamente 1.900 m de longitud lateral y aproximadamente 26 etapas de fractura.

En octubre de 2020, tres equipos de perforación iniciaron la perforación de pozos en el campo Rincón del Mangrullo como parte de la actividad comprometida con el Plan Gas IV. Las plataformas extenderán su actividad hasta 2021 y se planea completar 15 pozos antes del invierno de 2021.

La actividad en esta área durante 2020 implicó una inversión bruta total de US\$ 17,5 millones en perforación y terminación y US\$ 3 millones en instalaciones de producción y otros gastos de capital. Las actividades de perforación y terminación fueron afectadas por el brote de la pandemia COVID-19.

Área Aguada de la Arena:

El 13 de mayo de 2016, YPF y Pampa Energía ejecutaron un acuerdo que los somete a ciertas condiciones previas bajo las cuales, tras el cierre de la adquisición por parte de Pampa Energía de una participación controladora en Petrobras Argentina S.A ("PESA"), PESA asignará a YPF ciertos intereses participantes en dos concesiones de explotación en áreas con producción de gas y un potencial significativo de desarrollo de gas (tight y shale) ubicados en la cuenca Neuquina, que serán operados por YPF. Las condiciones mencionadas anteriormente y la asignación a YPF del interés participante se concluyeron durante 2016. Como resultado, los intereses participantes adquiridos fueron: (i) una participación participada del 33,33% en el bloque Río Neuquén ubicado en la provincia de Neuquén y la provincia de Río Negro y (ii) una participación participada al 80% en el bloque Aguada de la Arena ubicado en la provincia de Neuquén. Además, el 23 de febrero de 2017, YPF y PetroUruguay S.A. firmaron un acuerdo definitivo para la transferencia de una participación participada del 20% en el área aguada de la Arena. Como resultado, YPF ha aumentado su participación en el área de Aguada de la Arena al 100%.

Durante 2019, se perforaron tres pozos horizontales de la fase piloto, y se pusieron seis pozos horizontales en producción, tres de ellos ubicados en la zona de gas y tres en la zona de gas y condensado.

Se planeó una prueba extendida en la zona noreste con el fin de evaluar la productividad inicial. La prueba extendida se llevó a cabo en los 3 pozos situados al noreste del bloque en la zona de gas y condensado, se corroboró el GOR (la relación de gas y petróleo) y una muestra de PVT (Temperatura de volumen de presión) para caracterizar el fluido del reservorio (Punto de rocío y Caída de líquido). La muestra se tomó del pozo AdIA-1009h (aún sin resultado del análisis).

Los primeros pozos que se pusieron en producción en la zona de gas muestran una alta productividad similar al pozo de tipo alto en la zona de El Orejano.

Los rangos de diseño de pozos alcanzaron un promedio de 1.700 m de longitud lateral y 22 etapas de fractura.

La actividad en esta área durante 2020 implicó una inversión bruta total de US\$ 15 millones en perforación y terminación y US\$ 3,7 millones en instalaciones de producción y otros gastos de capital. Las actividades de perforación y terminación fueron afectadas por el brote de la pandemia COVID-19.

El pico de producción se alcanzó en enero de 2020 con 1,5 Mm3/d.

El PAD4 se perforó durante 2019 y se completó a fines de 2020. Este Pad tiene tres pozos de 2.300 m de longitud lateral que se ubican en tres horizontes de producción diferentes. Con esta plataforma se da por finalizada la delimitación del campo y la fase de desarrollo se iniciará en 2021 con actividad comprometida para el Plan Gas IV.

Durante octubre de 2020 se inició la actividad de perforación en PAD9 (tres pozos de 2.500 m de longitud lateral). Se planea que una plataforma esté activa en el campo durante 2021.

La Ribera:

Este bloque, ubicado en el centro de la cuenca Neuquina, es 100% propiedad de YPF. El área de concesión comprende dos regiones separadas: La Ribera I, que abarca 21,88 km2, y La Ribera II, que abarca 61,1 km2.

Durante 2019, los cuatro pozos perforados durante 2018 se pusieron en producción y confirmaron la productividad esperada de los pozos laterales más grandes. Además, se perforaron, completaron y pusieron en producción cuatro pozos más en la parte occidental del bloque, lo que confirmó la productividad y el GOR como se esperaba.

Uno de los pozos se dirigió a una nueva zona de interés con una productividad de acuerdo con las expectativas. Durante 2019, cuatro pozos fueron perforados, de los cuales tres fueron terminados y uno puesto en producción.

En 2020, el pozo restante se completó y la puesta en producción está programada para marzo de 2021. Se está perforando una plataforma adicional de 3 pozos y se estimulará durante 2021 como parte de la actividad comprometida para cumplir con el Plan GasAr.

La sísmica 3d fue adquirida y procesada en 2019, mejorando la caracterización del campo.

Los rangos de diseño de pozos alcanzaron un promedio de 2.300 m de longitud lateral y 27 etapas de fractura, que están limitados por la extensión del área.

La actividad en esta área implicó en 2020 una inversión bruta total de US\$ 8,3 millones en perforación y terminación; y US\$ 3,5 millones en instalaciones de producción y otros gastos de capital. Las actividades de perforación y terminación fueron afectadas por el brote de la pandemia COVID-19.

El pico de producción se alcanzó en enero con 0,8 Mm3/d.

Aguada del Chañar:

En junio de 2019 YPF adquirió la concesión de Aguada del Chañar, a través del Decreto N° 1096/19 de la Provincia de Neuquén. El bloque Aguada del Chañar (57,4 km2) se encuentra junto a la zona de La Amarga Chica. La concesión del bloque incluye recursos no convencionales en la formación Vaca Muerta, expira en 2054.

Si bien no hay producción de este campo, se identifica como campo de alto potencial, sustentado por los resultados de producción obtenidos en La Amarga Chica al oeste y en Aguada de Cánepa, al este. YPF conserva el 100% de participación en el área y planea perforar siete pozos en 2021.

Lajas Este:

La zona sur de los lagos se identifica como de buen potencial en Vaca Muerta. Esto ha sido corroborado por dos pozos horizontales que se encuentran en producción desde 2019 (Entre Lagos y Lajas Este). El área se encuentra dentro de una concesión de explotación de hidrocarburos convencional que vence en 2027. YPF retiene el 100% de la participación activa.

Para el 2021, hemos planeado perforar dos pozos adicionales en Vaca Muerta y lanzar una instalación de producción temprana temporal ("TEPF"). Este TEPF también permitirá la conexión de un tercer pozo exploratorio que ya ha sido perforado y completado en la zona.

Zonas no operadas:

Aguada Pichana Este:

Este bloque es operado por Total S.A., YPF tiene una participación de trabajo del 27,2% en la Formación Mulichinco, y una participación de trabajo del 22,5% en la Formación Vaca Muerta.

Durante 2019, se perforaron doce pozos horizontales de shale gas en Aguada Pichana Este, ocho de ellos fueron completados en 2019, mientras que cuatro se completaron en 2020. Estos pozos forman parte del proyecto de desarrollo de shale gas que consiste en perforar alrededor de cuarenta pozos con 2.500 m de longitud de rama en tres zonas de interés (La Cocina y dos intervalos orgánicos) en la Formación Vaca Muerta.

En 2019, seis pozos fueron puestos en producción en Aguada Pichana Este, dos de los cuales habían sido perforados en 2018 y el resto en 2019. En 2020, cuatro pozos fueron puestos en producción en Aguada Pichana Este, los cuales fueron perforados en 2019. Todos ellos obtuvieron resultados de acuerdo con las expectativas.

Adicionalmente, en cuanto a las instalaciones, se completó la red de acopio de PAD 19 y se continúa trabajando para los PAD 21 y 22.

Durante 2020, las actividades de perforación y terminación e instalaciones fueron afectadas por el brote de la pandemia COVID-19.

Aguada San Roque:

Este bloque es operado por Total S.A. y YPF tiene una participación de trabajo del 34,11%.

Durante el segundo trimestre de 2019, dos pozos localizados en el nivel La Cocina, se completaron y conectaron (2.500 m y 2.000 m de longitud de rama). La producción no alcanzó expectativas en ninguno de ellos. Durante 2020, no se realizaron actividades de perforación debido a la pandemia COVID-19.

Aguada Pichana Oeste:

Este bloque es operado por PAE, y YPF tiene una participación de trabajo del 30%.

En 2019, se perforaron y completaron tres pozos horizontales. Uno de ellos se conectó el mismo año, mientras que los demás se conectaron durante enero de 2020. Adicionalmente, dos pozos perforados durante 2018 fueron conectados en 2019.

En 2020, se perforaron cuatro pozos horizontales iniciados en 2019. Además, en 2020, se perforó y completó otro pozo horizontal adicional.

Durante 2020, las actividades de perforación y terminación fueron afectadas por el brote de la pandemia COVID-19.

Pampa de las Yeguas:

Este bloque es operado por EXXON Mobil Exploration Argentina S.R.L., y YPF tiene una participación de trabajo del 50%.

Durante 2019, tres pozos perforados en 2017 y 2018 se conectaron y están produciendo como se esperaba.

No se realizó ninguna actividad de perforación en 2019 ni en 2020.

Se espera perforar un pozo de monitoreo durante el primer semestre de 2021.

Área La Calera:

Este bloque es operado por Pluspetrol e YPF tiene una participación de trabajo del 50%.

La etapa piloto comenzó durante 2018 y continuó durante 2019, que incluyó la perforación de seis pozos a La Cocina, Orgánico Inferior A y Orgánico Inferior B (2.000 m de longitud lateral). Todos los pozos se conectaron durante 2019 y están produciendo mejor de lo esperado.

Más tarde en 2019, durante la etapa de predesarrollo, 15 pozos con 2.000 m de longitud de rama se perforaron en el área baja de GOR (noreste del bloque) a las mismas zonas de interés que el piloto.

Durante 2020 se perforaron tres pozos. En el cuarto trimestre de 2020, se comenzaron a perforar tres pozos y cuatro pozos se encontraban en etapa final de terminación. Adicionalmente, dos pozos que fueron perforados en 2019 se completaron en el primer trimestre de 2021.

Se espera que el proyecto de las instalaciones centrales de producción, iniciado durante el primer trimestre de 2020, esté terminado en 2023. Además, las primeras instalaciones de producción y tuberías de recolección, iniciadas en 2018 y se terminaron durante 2020.

Durante 2020, las actividades de perforación y terminación fueron afectadas por el brote de la pandemia COVID-19.

Bajada de Añelo:

Este bloque fue operado por O&G Developments Ltd. S.A., e YPF tiene una participación del 50%. El 23 de febrero de 2017, YPF y O&G Developments Ltd. S.A. (en adelante "O&G"), filial de Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A., ejecutaron un acuerdo a través del cual YPF y O&G acordaron los principales términos y condiciones para el desarrollo en conjunto de un piloto de shale gas y petróleo en dos fases.

Ocho pozos perforados en 2018 en dos pads diferentes y llegaron a tres zonas de interés ("La Cocina", "Orgánico Inferior" y "Orgánico Superior") fueron conectados en 2019. La producción se interrumpía con frecuencia debido a problemas operativos y la falta de facilidades.

Durante 2020, se perforaron seis pozos de gas de esquisto y cinco se completaron. A la fecha de este Prospecto, no se han conectado.

A fines de 2020 se completó en un 90% la ejecución del ducto de evacuación del PAD 11 a Transportadora de Gas del Sur.

Durante 2020, las actividades de perforación y terminación e instalaciones fueron afectadas por el brote de la pandemia COVID-19.

Lindero Atravesado:

Este bloque es operado por Pan American Energy LLC. YPF tiene un 37.5 % de participación en este bloque.

Durante 2019, seis pozos, con objetivo de formación Vaca Muerta, fueron perforados, completados y conectados con resultados acorde a las expectativas, cuatro de ellos en el área El Chañar (parte norte del bloque) y dos en la zona de Perilago. Cinco pozos se llevaron a cabo en la zona de interés de Cocina, mientras que el sexto, fue llevado a cabo en una nueva zona de interés llamada Orgánico Inferior. Adicionalmente, durante 2019 se completó y conectó un pozo perforado en 2018.

Durante 2020, diez pozos fueron perforados (ocho horizontales y dos verticales) y uno, que fue perforado en 2019 fue terminado y conectado.

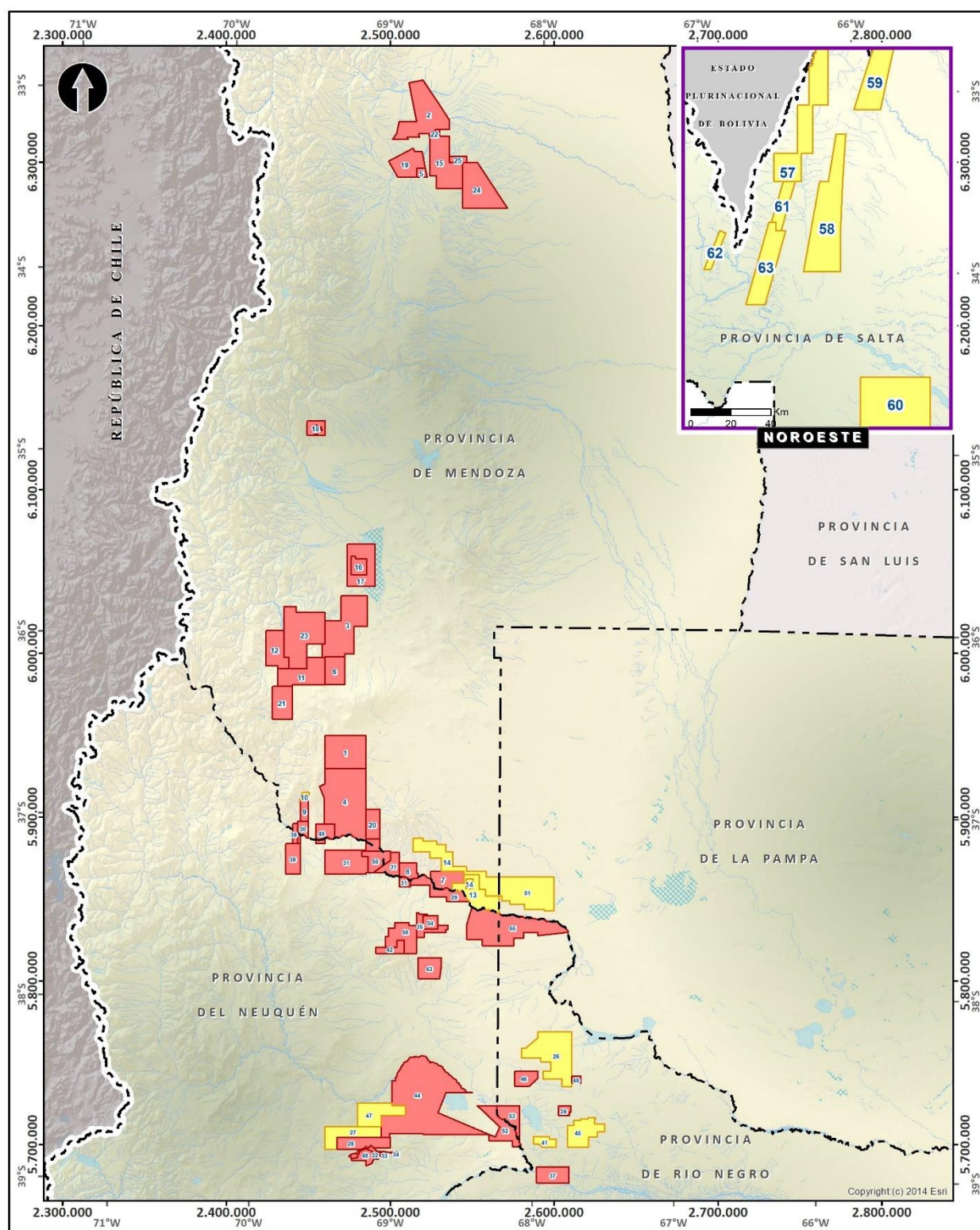
Durante el primer trimestre de 2021 se conectó un pozo perforado en 2020.

En cuanto a las instalaciones, durante 2020 se ejecutó el proyecto Chañar e Instalación ECH03/gasoducto.

Durante 2020, las actividades de perforación y terminación fueron afectadas por el brote de la pandemia COVID-19.

Región Oeste

Durante 2020, la producción de la Región No Convencional fue de 217,05 kbpe/d, lo que representa el 46,5% de la producción total de YPF.



1 Altiplanicie del Payún; 2 Barrancas; 3 Cajón de los Caballos - Sector Oriental; 4 Cañadón Amarillo; 5 Ceferino; 6 Cerro Fortunoso; 7 Cerro Morado Este; 8 Chachahuén sur; 9 Chihuido de la Salina; 10 Confluencia Sur; 11 El Manzano; 12 El Manzano Oeste (resto); 13 Gobernador Ayala; 14 Jagüel Casa de Piedra; 15 La Ventana; 16 Llanquanelo; 17 Llanquanelo R; 18 Loma de la Mina; 19 Mesa Verde; 20 Puesto Molina Norte; 21 Puntilla del Huincan; 22 Río Tunuyán; 23 Valle del Río Grande; 24 Vizcacheras; 25 Zampal

Oeste; 26 Agua Salada; 27 Aguada Villanueva; 28 Al Norte de la Dorsal; 29 Cerro Hamaca; 30 Chihuido de la Salina Sur; 31 Chihuido de la Sierra Negra; 33 Dadín - lote i; 34 Dadín - lote ii; 35 Dadín - lote iii; 36 Don Ruiz; 37 Estación Fernández Oro; 38 Filo Morado; 39 Jagüel de Bara; 40 Jagüel de los Milicos; 41 La Yesera; 42 Las Manadas; 43 Loma Amarilla Sur; 44 Loma la Lata - Sierra Barrosa; 45 Loma Negra; 46 Los Caldenes; 47 Meseta Buena Esperanza; 48 Octógono; 49 Paso de las Bardas Norte; 50 Puesto Hernández; 51 Puesto Pinto; 52 y 53 Río Neuquén; 54 Señal Cerro Bayo; 55 Señal Picada - Punta Barda; 56 Volcán Auca Mahuida; 57 Acambuco; 58 Aguara Güe; 59 Campo Duran - Madrejones; 60 La Bolsa; 61 Ramos; 62 Río Pescado y 63 San Antonio sur.

Principales áreas operadas

Bloque Loma La Lata – Sierra Barrosa:

Durante 2018 perforamos diez pozos de gas en la formación Sierras Blancas (seis pozos verticales y cuatro horizontales), de los cuales se completaron seis pozos, y cuatro de los cuales ya están en producción, con una tasa de producción lograda de acuerdo con las expectativas.

Durante 2019 perforamos nueve pozos de gas en la formación Sierras Blancas (cinco pozos verticales y cuatro horizontales), de los cuales se terminaron nueve pozos. Ocho de ellos ya se encuentran produciendo, alcanzando una tasa de producción acorde a las expectativas. Un pozo, tuvo problemas mecánicos durante la terminación y no fue conectado al sistema de producción.

El objetivo de este proyecto es diseñar un plan de desarrollo de campo para la formación de Vaca Muerta en el área oeste del bloque Loma La Lata - Sierra Barrosa. El proyecto se dividió en etapas. Durante el 2018, se perforaron los dos primeros pozos, cuya finalización estaba programada para el primer trimestre del 2019. Se inició y se terminó un pozo en 2019. Debido a la gran variedad de resultados, la actividad fue suspendida.

Durante el año 2019, tuvimos un incidente de control en un pozo exploratorio de gas que se encontraba en producción en el campo Loma La Lata. Después de implementar nuestro plan de contingencia, logramos controlar el pozo y asegurar el área.

Durante 2020 no tuvimos ninguna actividad en el bloque, debido a las condiciones del mercado de gas.

Área Aguada Toledo–Sierra Barrosa

Durante 2018, se perforaron siete pozos en la formación Lajas (uno era horizontal). Además, se perforó un pozo en las formaciones Pre-Cuyano y Lajas. Produce a partir de Pre-Cuyano y los resultados fueron inferiores a las expectativas.

Durante 2021, hemos planeado completar once workovers en la formación Lajas, donde ocho de ellos estarán solo en la parte superior de Lajas. Esos pozos pertenecen a campañas más antiguas con la formación Pre-Cuyano como meta de finalización. Los otros tres workovers estarán relacionados con terminaciones diferidas dirigidas a toda la formación Lajas.

Estación Fernández Oro (“EFO”)

Durante el 2019, se completaron varios proyectos que permitieron un aumento en la capacidad de producción, tratamiento y compresión. Con respecto a la actividad de perforación, se completaron veintiocho pozos de gas dirigidos en la formación Lajas, en general con resultados positivos para los pozos de desarrollo.

El objetivo principal de las actividades realizadas durante el 2019 fue la expansión de las capacidades de tratamiento de gas, las plantas de compresión y transporte. Los proyectos más relevantes fueron los siguientes:

- Construcción y montaje de la planta de LTS EFO (Separador de baja temperatura).
- Construcción de un nuevo gasoducto destinado para la venta desde la planta EFO al principal gasoducto NEUBA I.
- Expansión de la planta de compresión de baja y ultra baja presión.
- Renovación del separador en la batería 2 compresor de presión ultrabaja.
- Nuevo depurador de ultra baja presión en la planta de tratamiento de gas.
- Instalaciones de desgasificación en la batería 2 para disminuir la generación de vapor del condensado. Actualmente trabajando en las instalaciones de estabilización de condensados.
- Expansión del nodo de la recolección de petróleo del bloque norte EFO.
- Mejoras en los Pads de Pozos instalando nuevos colectores que permiten producir pozos en alta, baja o ultra baja presión con capacidad para medir la producción de gas por pozo.
- Trabajar en mejoras en la planta de tratamiento de agua e inyección y en el plan de tratamiento de gas.

Durante 2020 se completó y puso en producción un pozo de la campaña 2019. Dado que la relación gas-petróleo fue menor de lo esperado, el pozo está por debajo del objetivo; un sistema de flujo de velocidad debería mejorar la producción, pero su instalación se retrasó hasta 2021 debido al brote de la pandemia COVID-19.

Además, durante 2021 está previsto realizar 16 reparaciones de pozos de gas para instalar sistemas de flujo de velocidad.

Bloque Río Neuquén:

Durante el 2017, se completaron cuatro pozos perforados en 2016, todos por encima de la producción media estimada. Se definió un Plan Integral de Desarrollo de Campo (PDC), considerando proyectos de evaluación, infill y subproyectos de desarrollo. El objetivo de estos proyectos es definir la tasa de producción óptima. A partir del plan propuesto se realizarán inversiones en instalaciones para aumentar la capacidad de producción de 3,5 a 5,5 millones de metros cúbicos por día. Como resultado del FDP se perforaron seis pozos durante el 2017 (dos de ellos se encontraban terminados, uno de ellos con una tasa de producción inicial por encima del promedio esperado y el otro con resultados por debajo de las expectativas).

Después de una propuesta Integral de PDC, durante el 2018, cuatro pozos fueron perforados y completados en el año 2017 (uno de los pozos era para la delimitación y los otros tres para el desarrollo, todos con resultados positivos). Durante el 2018 se perforaron un total de doce pozos: (cuatro de los cuales fueron perforados en 2017 y completados en 2018, y los ocho restantes fueron perforados y completados en 2018). De esos pozos, había tres pozos de delineación, con resultados satisfactorios y nueve pozos de desarrollo, tres con resultados según el tipo de pozo, tres con poca producción hasta la fecha, uno actualmente en proceso de finalización y dos de ellos terminados en 2019 con resultados positivos.

Durante el 2019, los tres pozos que se perforaron en 2018 se completaron obteniendo los resultados esperados. En cuanto a las inversiones en instalaciones ejecutamos las siguientes obras:

- Según las expectativas, la capacidad de la planta de compresión y tratamiento se incrementó a 5,5 millones de metros cúbicos por día, la capacidad de compresión en 2,4 millones de metros cúbicos por día en presión ultra baja y 3,1 millones de metros cúbicos por día en baja presión.
- El nodo de recolección de petróleo de baja presión se amplió luego del desarrollo y la ubicación de nuevos pozos instalando dos km de tuberías nuevas.
- El nodo de recolección de petróleo de ultra baja presión se amplió llegando a nuevas ubicaciones con el fin de transportar la producción de los pozos más agotados y la instalación de dos km adicionales de nuevos oleoductos.
- Se construyeron tres locaciones para perforar nuevos pozos el próximo año, atentos a la necesidad del mercado de gas.
- También invertimos en pozos de agua e instalaciones para suministrar agua a las operaciones de fracking de pozos.
- Así como mejoras en la planta de tratamiento de petróleo con el fin de mejorar las condiciones de seguridad y calidad.

No se realizó ninguna actividad durante 2020.

Durante 2021 planeamos perforar 14 pozos, 13 de los cuales se pondrán en producción. Esperamos usar 1.5 plataformas, una de las cuales está funcionando actualmente (diciembre de 2020). Además, planeamos realizar la competencia de 3 workovers que se completarán en la formación Punta Rosada y cuatro snubbing para instalar sistemas de flujo de velocidad.

Con el fin de aumentar la capacidad de eliminación de agua, se perforarán un pozo de eliminación y uno de monitoreo durante 2021.

Bloque Mesa Verde:

En 2014, el pozo de exploración MV.x-1 reveló que la formación Río Blanco era un horizonte productivo. La concesión de explotación de este bloque se obtuvo durante el segundo semestre de 2016. Esto nos permitió perforar un pozo de evaluación, que confirmó la expansión del campo.

En 2017, la delineación y desarrollo continuó con la perforación de nueve pozos (entre pozos avanzados y de desarrollo) con resultados de acuerdo con las expectativas.

Durante 2018 el desarrollo de la Zona 1 (Zona Media) se completó a través de la perforación de siete pozos y dos reparaciones, con los resultados esperados.

Durante 2019, se perforaron diez pozos nuevos de petróleo, incluyendo ubicaciones avanzadas y de desarrollo con resultados de acuerdo con las expectativas. Esto incluyó tres reparaciones y una estimulación de fractura hidráulica.

Durante 2020, se perforó un pozo dirigido a petróleo y se realizó una estimulación de fractura hidráulica con resultados por debajo de las expectativas. Además, se realizó un reacondicionamiento con buenos resultados.

Llancanelo:

Durante 2018, no hubo actividad de perforación en este campo de petrolero pesado, ya que no se logró el nuevo acuerdo corporativo dentro de la UTE.

Durante 2019, después de acordar una reducción de regalías con la Provincia con respecto al campo de petrolero pesado de Llancanelo en la provincia de Mendoza, iniciamos el primer desarrollo de campo en el país utilizando pozos multiramas de bajo costo reduciendo nuestra huella ambiental en una zona sensible.

En este campo se perforaron dos pozos de desarrollo y dos pozos de evaluación. Los pozos de desarrollo eran multiramas (con cinco ramas horizontales cada uno) y los otros dos eran horizontales individuales, todos ellos geo navegados en los niveles de verde y olivo.

Durante 2020, el pozo de evaluación LLa-2138 que inició en diciembre de 2019, terminó y comenzó a producir en febrero de 2020. Después del brote del COVID-19, no se realizó ninguna actividad de perforación. Adicionalmente, la Compañía instaló calentadores de fondo en dos pozos LL-2031 (h) y LL-2135 (h) con el fin de mejorar la productividad al incrementar la movilidad del crudo pesado.

Debido al COVID-19, el tendido de líneas eléctricas se suspendió temporalmente para luego comenzar nuevamente en octubre de 2020 por lo que esta actividad continuará durante 2021.

No se ha planificado ninguna actividad de perforación para 2021 y la tecnología de ramas múltiples continuará bajo evaluación de los pozos de monitoreo que han sido perforados: LL-2098 y LL-2043.

Bloque Valle del Río Grande:

Durante 2020 se implementó un proyecto de optimización de la recuperación secundaria con diez reacondicionamientos de inyectores de agua y la finalización de las instalaciones. Debido al brote de la pandemia, se suspendió la actividad de perforación y se pospusieron cinco reacondicionamientos hasta 2021 (un pozo de producción, tres inyectores y una conversión de productor a inyector).

Bloque El Portón:

El proyecto secundario de optimización comenzó en 2016. Incluía workovers de pozos de inyección, inyección de ácidos cabeza de pozo y la adecuación de las instalaciones de inyección (con la instalación de una planta de inyección de agua) para garantizar la calidad del agua requerida. Durante 2019, se realizaron cinco workovers y se terminaron las instalaciones de inyección. Los resultados obtenidos fueron los esperados.

Además, el proyecto piloto de inyección de polímeros continúa. Comenzó en 2016 e incluyó la perforación pozos productores, conversiones de inyectores, y la construcción y montaje de una planta de inyección de polímeros. La inyección de polímero comenzó en agosto de 2016. En 2018 se observó un cambio en el perfil de inyección vertical, y durante 2019 se ha informado de una respuesta de petróleo incremental que permitió por primera vez certificar reservas probadas asociadas a proyectos EOR en la zona. Además, se perforaron trece pozos inyectores y tres pozos productores para ampliar el proyecto de inyección de polímeros y se instalaron dos plantas de inyección de polímeros adicionales. Los resultados iniciales fueron los esperados.

Durante 2019, en la zona de Desfiladero Bayo Este, se perforaron cuatro pozos y se realizaron dos workovers para optimizar el desarrollo secundario y expandirlo a la parte norte del campo. Los resultados fueron los esperados.

Además, en 2019 se inició un proyecto piloto de inyección de polímeros en esta zona con la instalación de otra planta. La inyección de polímero comenzó en enero de 2020.

Durante 2020 se perforaron nueve pozos inyectores y uno productor para continuar con el proyecto de inyección de polímeros.

Bloque Chachahuén:

Área Chachahuén Sur:

Durante 2018, para completar el desarrollo de formaciones productivas Rayoso Clástico Ciclo 1, Ciclo 2a y Ciclo 3a, la actividad de perforación en el bloque continuó con cincuenta y dos nuevos pozos: treinta y dos productores de petróleo de desarrollo, ocho productores de petróleo horizontal, tres pozos de avanzada, dos pozos de extensión y siete inyectores de agua. Los resultados fueron los esperados, excepto en el Ciclo 1 que estaba por debajo de las expectativas. El proyecto de recuperación secundaria para el Ciclo 2a y el Ciclo 3a también está en ejecución y los resultados siguen siendo los esperados.

Durante 2019, se perforaron siete nuevos pozos para completar el desarrollo de formaciones productivas Rayoso Clástico Ciclo 1, Ciclo 2a y Ciclo 3a.

Durante 2020 se realizaron tres reacondicionamientos en campo para continuar con el proyecto de inundación. Adicionalmente, se realizaron 18 reacondicionamientos a pozos de inyección, con el fin de cumplir con los requisitos ambientales.

Bloque Cerro Morado Este

En 2016, YPF descubrió el campo Cerro Morado Este con la perforación del pozo CMoE.x-1, que fue productivo en la formación Centenario.

Durante 2017 la delimitación del campo Cerro Morado Este continuó perforando cinco pozos de avanzada.

En 2018 YPF obtuvo la concesión de explotación de este campo. Se perforaron cuatro pozos de evaluación con resultados positivos para delimitar y estimar la productividad del bloque.

Durante 2019, se perforaron 19 pozos de avanzada para continuar con la delimitación del bloque con resultados positivos.

Durante 2020 YPF continuó con la delimitación del yacimiento mediante la perforación de cinco nuevos pozos con resultados positivos.

Principales Áreas No operadas:

Bloque Loma Negra:

Este bloque es operado por CAPEX S.A. YPF posee un 35% de participación.

Durante el 2019, cuatro pozos perforados en 2018 fueron conectados en el Campo Loma de María, Formación Lajas. Se perforaron y completaron dos pozos más en la misma área durante el 2019, con resultados por debajo de las expectativas. Además, se completaron seis pozos petroleros y un pozo inyector de agua, perforados en años anteriores. Uno de ellos se conectó en 2019.

Adicionalmente, se perforaron dos pozos en El Látigo Occidental como parte de un Proyecto piloto de recuperación secundaria. Ambos fueron conectados en 2019.

La actividad de perforación y terminación se vio afectada por el brote de la pandemia COVID-19. La compañía resumió con las operaciones de perforación en diciembre de 2020.

Bloque Agua Salada:

Este bloque es operado por Tecpetrol. YPF tiene un 30% de participación.

Durante 2019, se perforaron y completaron dos pozos de gas. Uno de ellos en el campo Loma Azul y el otro en campo Loma Cortada. Ambos produjeron menos gas de lo esperado. Ambos pozos se conectaron en 2019.

Adicionalmente, tres equipos de trabajo fueron completados en 2019 y uno en 2020.

Debido a la pandemia del COVID-19, la única actividad de perforación en 2020 fue la terminación de un pozo de gas que había sido comenzado en 2019. En cuanto a las instalaciones, se readaptó la planta de tratamiento de gas La Jarilla que incluye mejoras en cerramientos, normativa de control de incendios y tratamiento de aguas. Además, las instalaciones fueron remodeladas para aumentar la seguridad.

Bloques Puesto Pinto (CNQ7/A) y Jagüel Casa de Piedra:

Durante 2019, 41 pozos productores de petróleo, 18 pozos de inyección de agua y un pozo de eliminación de agua fueron perforados en la Formación Centenario con el fin de continuar con el proyecto de desarrollo de campo 54 de ellos fueron completados en el mismo año, mientras que dos de ellos fueron completados durante 2020, los cuatro pozos restantes aún restan que sean completados. Los resultados fueron los esperados. La mayoría de los nuevos pozos se ubicaron en zonas fronterizas para ampliar el área productiva del proyecto.

Asimismo, en 2019, cuatro pozos de gas completados en 2018 fueron conectados.

Durante 2020 se perforaron 12 pozos verticales, nueve de los cuales corresponden a productores de petróleo y, tres productores de agua. Además, diez de ellos fueron terminados en 2020, de los cuales uno fue conectado en 2020 y cinco de ellos en 2021. Además, uno de los pozos que se perforó durante 2020 está en evaluación.

Adicionalmente, en 2020 se completó un pozo perforado en 2019.

La actividad de perforación y terminación se vio afectada por el brote de la pandemia COVID-19.

Bloque Gobernador Ayala (CNQ7):

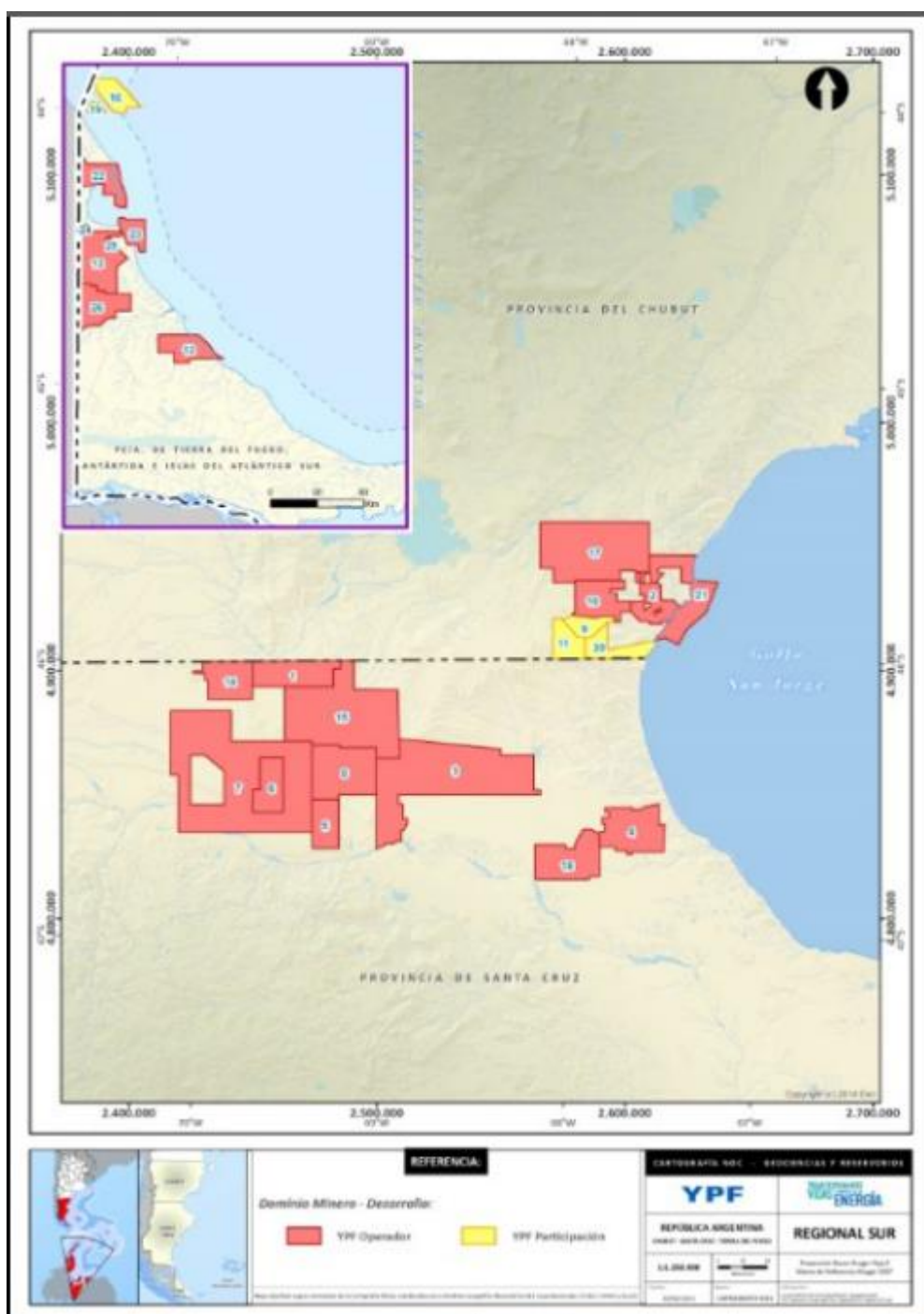
Durante 2019, 19 pozos productores de petróleo y siete pozos de inyección de agua fueron perforados y completados en la Formación Centenario con el fin de continuar con el plan de desarrollo de campo. 24 de ellos estuvieron conectados durante 2019, mientras que uno de ellos se conectó en 2020. Solo queda uno pendiente. Los resultados fueron los esperados.

Durante 2020 se perforaron 15 pozos verticales, tres de ellos son inyectores de agua y el resto son productores de petróleo. Se completaron 12 pozos en 2020, mientras que dos de ellos se completaron en 2021. Uno de los pozos perforados está siendo evaluado para su futuro abandono.

En 2020, la actividad de perforación y terminación se vio afectada por el brote de la pandemia COVID-19.

Regional Sur

Durante el 2020, la producción de la Regional Sur fue de 116,6 Mbpe/d, lo que representa el 25,0% de la producción total de YPF.



1 Barranca Yankowsky; 2 Campamento Central - Cañadon Perdido; 3 Cañadon De La Escondida - Las Heras; 4 Cañadón León - Meseta Espinosa; 5 Cañadon Vasco; 6 Cañadon Yatel; 7 Cerro Piedra - Cerro Guadal Norte; 8 El Guadal - Lomas Del Cuy; 9 El Tordillo; 10 Escalante - El Trébol; 11 La Tapera; 12 Lago Fuego; 13 Los Chorrillos; 14 Los Monos; 15 Los Perales - Las Mesetas; 16 Magallanes; 17 Manantiales Behr; 18 Pico Truncado - El Cordón; 19 Poseidon; 20 Puesto Quiroga; 21 Restinga Ali; 22 Tierra Del Fuego - Frac. A (Cdon. Piedra); 23 Tierra Del Fuego - Frac. B (San Sebastián); 24 Tierra Del Fuego - Frac. C (Cabeza De León); 25 Tierra Del Fuego - Frac. D (La Sara) and 26 Tierra Del Fuego - Frac. E (Uribe).

Principales Áreas Operadas

El Trébol – Escalante

En 2019 continuó la actividad relacionada a proyectos de primaria y secundaria.

En primaria se terminaron trece pozos con objetivo profundo (Complejo IV) con resultados en el orden de lo estimado.

A su vez se ejecutaron 22 intervenciones con un equipo de workover siendo el objetivo de estas la optimización de la producción, tanto primaria como secundaria. Se realizaron seis intervenciones de productores y 16 intervenciones de inyectores. Los resultados globales de estas intervenciones estuvieron por encima de las expectativas.

La actividad de perforación y terminación se vio afectada por el brote de la pandemia COVID-19.

Se realizaron cuatro reparaciones de pozos de remediación ambiental en pozos de inyección dentro del área de Escalante y dos intervenciones dentro del Bloque III del Proyecto de Desarrollo Secundario de Trébol que, sumadas a un plan de intervención de corte con equipos de arrastre, permitieron optimizar la producción del Proyecto. Adicionalmente, se realizaron seis intervenciones primarias que permitieron evaluar resultados en complejos profundos.

En 2021 se perforarán cuatro nuevos pozos con objetivos primarios profundos. También está previsto para 2021 comenzar la ejecución de un piloto de inyección de polímero (EOR) en el Bloque III de El Trébol que permitirá evaluar los resultados para una futura masificación de la tecnología.

Área Restinga Alí:

No se realizó ninguna actividad de perforación en 2020.

Área Manantiales Behr

Los resultados de cinco unidades modulares de inyección de polímero (UIP) instaladas en 2019 en el campo Greembek muestran una mejor respuesta del petróleo de lo esperado, aproximadamente un 20% más de lo previsto. A pesar de las consecuencias del brote de COVID-19, la producción de petróleo aumentó durante 2020, lo que permitió una producción de petróleo sin precedentes para toda el área de Manantiales Behr.

Nuestra estrategia de desarrollo se enfoca en tener un sistema móvil estandarizado modular que tiene como objetivo una implementación rápida y una respuesta rápida del petróleo que puede pasar al siguiente punto óptimo para aumentar rápidamente la producción en lugar de depender de grandes instalaciones que requieren más tiempo para diseñar/construir y tienen limitada flexibilidad.

Estamos trabajando para optimizar aún más la logística, el almacenamiento, el montaje de patines in situ y la conexión para instalar tres unidades de inyección de polímero modulares adicionales en Manantiales Behr en 2021. Estas unidades adicionales también implican veinte reacondicionamientos y diez nuevos inyectores. Una de estas unidades apunta a la inundación de polímeros sin una inyección previa de agua en la formación.

En la segunda mitad de 2021 comenzaremos a rotar dos de las UIP conectadas en 2019 a dos nuevos colectores de inyección de agua que también implican 19 reacondicionamientos adicionales.

Debido a las consecuencias de la pandemia de COVID-19, se retrasó la instalación de la unidad de tratamiento de agua. Esta instalación reducirá el consumo de polímeros en las UIP de inyección actuales y se instaló en enero de 2021.

Durante 2020 se realizaron varios pozos nuevos: un pozo inyector en el proyecto “El Alba Valle”, tres productores en los campos “El Alba Norte Grimbeek” (con buenos resultados), dos productores en el campo “Granson” (cuyos resultados estuvieron por debajo de las expectativas) y cuatro productores dentro del campo “La Carolina” (que se encuentran en proceso de optimización de extracción pero en este momento con producciones por debajo de las expectativas previas).

Además, el desarrollo del campo “Myburg” continúa en 2020 con la perforación de ocho pozos con producción acorde con la expectativa anterior.

En cuanto a los pozos de reacondicionamiento, se realizó la siguiente actividad: un pozo de integral en El Alba, cuatro de integral en El Alba Valle, tres dentro de Granson, uno en El Alba Norte Gbk y dos en San Diego. También se realizaron 25 intervenciones en el marco del proyecto de reparación integral con resultados variados.

Otros proyectos importantes fueron la reparación de inyectores en cumplimiento de la normativa ambiental, el mantenimiento de pozos con buenos resultados terciarios y reparaciones con el objetivo de producir gas de la “Formación Glauconítica”. El desarrollo de gas será un objetivo principal durante los próximos años para asegurar el suministro de gas natural para la nueva “Central Manantiales Behr”.

Cañadón Seco

Durante 2020, se ejecutaron dos proyectos de desarrollo primario (seis nuevos pozos y cuatro reparaciones) y tres proyectos de desarrollo secundario (15 reparaciones).

En cuanto a los proyectos de desarrollo primario, los nuevos pozos en el campo “Cañadón Seco Este” que apuntaban a las formaciones “Castillo” y “Caleta Olivia” tuvieron resultados que superaron las expectativas. También se ejecutaron tres reacondicionamientos en 2020 para poner en producción la formación “Mina del Carmen” que anteriormente solo se había producido a partir de la formación “D-129”, los resultados estuvieron de acuerdo con las expectativas.

En cuanto a los proyectos de desarrollo de recuperación secundaria, se continuó con la reparación de los pozos de inyección productores para mejorar el barrido de las formaciones “Bajo Barreal” y “Castillo”. Al mismo tiempo, se realizaron ajustes en las instalaciones, así como en las líneas de flujo de producción de inyección. En el área Bajo Barreal se realizaron 12 reparaciones, 11 de las cuales corresponden a pozos de inyección con el objetivo de recuperar el nivel de inyección con buenos resultados. Respecto a la formación Castillo tres reparaciones se llevaron a cabo con resultados acordes a las expectativas.

En cuanto a los proyectos EOR, durante 2020 se completó la campaña piloto de adquisición de datos de inyección de polímeros. Durante 2021 está previsto el inicio del primer piloto de inyección de polímeros en el campo “Cañadón León”.

Los Perales - Zona Las Mesetas:

En 2019 comenzamos la ejecución de dos pilotos de recuperación terciaria (mediante inyección de polímeros), que incluyeron entre otras cosas: la perforación de doce nuevos pozos, la reparación de veintiún pozos existentes, una planta modular de tratamiento de agua y la instalación de dos plantas de inyección de polímeros modulares se espera den respuesta durante 2020. Ya se realizaron las primeras pruebas de inyección a los pozos, quedando tareas menores para la puesta en servicio ininterrumpido.

En 2020, se avanzó en la implementación de los proyectos plurianuales Los Perales Central Bloque II y La Ítala bloque II donde se repararon nueve pozos con resultados por debajo de lo esperado. El interés en recuperación secundaria continúa siendo en la formación Bajo Barreal. Adicionalmente, se perforaron dos pozos de reemplazo, uno de ellos es un inyector y el otro es un pozo productor secundario que tuvo buenos resultados.

Se realizaron 20 reparaciones en varios bloques con muy buenos resultados con objetivo petróleo y gas y se realizaron ocho pozos inyectores para estar de acuerdo con las regulaciones ambientales.

En febrero de 2020 se inició la inyección de polímero con 19 pozos de inyección correspondientes a los dos pilotos EOR en el Bloque Central III Los Perales. El volumen de inyección durante 2020 estuvo por debajo de las expectativas debido a sucesivos cierres de plantas y limitaciones de la UIP como consecuencia de pandemia del COVID-19. En marzo 2021 comenzó a operarse una “Unidad de Tratamiento de Agua” (UTA) dedicada al proyecto, que se espera que permita ahorros de hasta un 30% en el consumo de polímeros.

En cuanto a los pozos productores, sus conexiones se realizaron en el transcurso de 2020, con retrasos por el aislamiento y pérdida de recursos en el campo. Esta actividad se completó en noviembre y actualmente todos los productores asociados al piloto tienen su instalación de extracción. Las optimizaciones de las mismas se realizaron a medida que se completaba cada área y los resultados de evolución de la presión de los inyectores asociados, fueron acordes al objetivo. A la fecha de este Prospecto, tenemos 30 pozos acondicionados al proyecto que muestran respuesta terciaria por encima de la línea base secundaria.

Cañadón Yatel:

Durante 2020 se realizó la perforación de cinco pozos nuevos con resultados conforme a los esperados. La actividad de perforación se concentró principalmente en el bloque Cañadón Yatel con foco en Formación D-129 con reservorios de características tight.

A su vez, se ejecutaron 11 workovers de pozos productores en los que se pusieron en producción nuevas áreas y se realizaron fracturas hidráulicas.

Principales Áreas No Operadas:

Bloques El Tordillo y La Tapera-Puesto Quiroga:

A partir de enero de 2014, en virtud de un acuerdo con la provincia de Chubut relacionado con la negociación de una extensión de las concesiones YPF, transferimos el 41% de nuestra participación de El Tordillo y La Tapera-Puesto Quiroga, a Petrominera Chubut S.E. Como resultado, nuestra participación en la empresa conjunta disminuyó del 12,196% al 7,196% en 2020.

En 2019, un pozo perforado en 2018 se completó y conectó. Asimismo, en 2019, se perforaron 12 pozos de petróleo, 11 de los cuales se completaron en el mismo año y el pozo restante se completó en 2020. Todos ellos fueron completados y conectados a la fecha de emisión de este Prospecto. Adicionalmente, se repararon 11 pozos de los cuales nueve son productores y dos inyectores. Nueve de ellos fueron conectados en 2019. En todos los casos con resultados de acuerdo con lo esperado.

En 2020, se perforaron, completaron y conectaron dos pozos productores de petróleo en El Tordillo y se realizaron 4 reacondicionamientos (dos productores y dos inyectores). Por otro lado, en 2020 se completó y conectó un pozo perforado en 2019.

Durante 2020 se continuó con las obras de infraestructura en las instalaciones (plantas, ductos, etc.).

Actividades de exploración y desarrollo en el resto de América del Sur

Bolivia:

- El 17 de marzo de 2020 Bolivia declaró un aplazamiento de un cierre nacional debido a la pandemia de COVID-19, que afectó nuestras actividades. Como resultado, se envió un aviso a YPFB solicitando diferir la fecha de vencimiento del primer período de exploración del bloque Charagua. La suspensión se ha concedido hasta el 26 de mayo de 2021.
- El 21 de julio de 2020 se envió un aviso a YPFB solicitando a la Asamblea Legislativa de Bolivia formalizar el acuerdo por el cual YPF será el operador del Bloque Charagua con una participación en explotación del 60% e YPFB Chaco con una participación del 40%. Adicionalmente, informamos nuestra decisión de ingresar al segundo período de exploración (149 km²) sujeto a la formalización del acuerdo entre YPF e YPFB Chaco. A la fecha de este Prospecto, las negociaciones están en curso.

Colombia:

Los bloques COR 12 y COR 33 se encuentran en la Cuenca Cordillera Oriental, que operamos en virtud de la autorización de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (AGENCIA Nacional de Hidrocarburos o "ANH"). Nuestra participación laboral es del 60% en COR 12 y 55% en COR 33. La superficie neta combinada en estos bloques es de 700 km². Nosotros y nuestros socios informamos a la ANH de nuestra decisión de renunciar a ambos bloques. A la fecha de este Prospecto, las partes están en proceso de formalizar y ejecutar los acuerdos finales de la renuncia.

Chile:

A partir de los resultados obtenidos en el Bloque San Sebastián en 2019 no previmos nuevas oportunidades exploratorias. Respectivamente, como tal, solicitamos una concesión de explotación comercial de sólo una parte de la zona donde se habían perforado pozos con resultados positivos al Ministerio de Energía de Chile.

También informamos a la Autoridad Nacional de nuestra decisión de no entrar en el tercer período de exploración, y de renunciar al resto de la zona, excepto por las 3.000 hectáreas necesarias para terminar las pruebas de un pozo de exploración. Sin embargo, el 10 de julio de 2019, solicitamos los correspondientes permisos de explotación al Ministerio de Energía de Chile, sin expresar ninguna objeción por parte de las autoridades.

Las pruebas de pozo comenzaron durante 2018 en Carpintero x1. Sin embargo, tuvo que estar cerrado desde el 17 de octubre de 2018 hasta el 17 de enero de 2019 como consecuencia del derrame de Cullen. La operación se reanudó el 25 de enero de 2019 y se cerró de nuevo el 13 de noviembre de 2019 debido a la falta de instalaciones de superficies y la presión en el pozo.

Durante 2020 se suspendieron las actividades planificadas en pozos productivos por las consecuencias de la pandemia COVID-19. Adicionalmente, se cerró Carpintero.x-1 por la necesidad de adecuar la instalación de fondo y superficie. A la fecha de este Prospecto, mantenemos resguardos mínimos para mantener las condiciones de seguridad de los pozos y el riesgo contenido. Estos puntos son notificados al Ministerio de Energía de Chile en el ámbito del Comité de Coordinación del "Contrato Especial de Operación Petrolera" (CEOP).

Información adicional sobre nuestras actividades actuales

La siguiente tabla muestra la cantidad de pozos en proceso de perforación al 31 de diciembre de 2020.

<i>Número de pozos en proceso de perforación</i>	<i>Al 31 de diciembre de 2020</i>	
	<i>Gross</i>	<i>Net</i>
Argentina	19	10
Resto de Sur América	-	-
Total	19	10

Reservas de Petróleo y Gas

Las reservas comprobadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, conforme al análisis de información geológica, geofísica y de ingeniería, sea posible estimar con certeza razonable que podrán ser producidas, a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos, y bajo las condiciones económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales existentes, con anterioridad al vencimiento de los contratos por los cuales se cuente con los derechos de operación correspondientes, independientemente de si se han usado métodos probabilísticos o determinísticos para realizar dicha estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado, o el operador debe contar con certeza razonable de que

comenzará dicho proyecto dentro de un tiempo razonable. En ciertos casos pueden resultar necesarias inversiones significativas en nuevos pozos e instalaciones relacionadas para extraer las reservas comprobadas.

La información sobre las reservas comprobadas al 31 de diciembre de 2020, 2019, y 2018 se calculó de acuerdo con las normas de la Securities and Exchange Commission (“SEC”) y el FASB ASC 932, en su versión modificada. En consecuencia, los precios del petróleo crudo que se utilizan para determinar las reservas se calcularon para cada mes, para los crudos de diferente calidad producidos por la compañía. Por lo tanto, para el cálculo de nuestras reservas netas comprobadas al 31 de diciembre 2020, la Compañía consideró (i) para 2021, el promedio de los 12 meses de los precios domésticos de realización para el petróleo crudo, teniendo en cuenta el efecto de las retenciones a la exportación vigentes hasta el 31 de diciembre de, de conformidad con la Ley N° 27.541 y el decreto N° 488/2020. (ii) Para el año 2022 y a posterior, dado que no existen impuestos formales a la exportación, el precio promedio no ponderado del petróleo crudo del primer día del mes de cada mes dentro del período de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2020, tomando como referencia el precio Brent ajustado por las diferentes calidades de crudo producidas por la compañía.

Adicionalmente, dado que no hay precios de referencia de gas natural disponibles en el mercado en Argentina, la Compañía utilizó el promedio del mercado doméstico 12 meses de los precios de realización de acuerdo con las reglas SEC y FASB ASC 932 pero también tuvo en cuenta el efecto de ciertas áreas de la Cuenca Neuquina, cuyos precios se establecen de acuerdo a los contratos adjudicados a YPF S.A por el “Plan GasAr” hasta 2024. Véase “Marco legal y normativo y relación con el gobierno nacional argentino —Regulación de Mercado—Gas Natural—Programas de estímulo de gas natural—Decreto N° 892/2020.”

No obstante, lo anterior, los precios internacionales han fluctuado significativamente en los últimos años. Para más información véase “Información clave - Factores de riesgo - Riesgos relacionados con nuestro negocio - Nuestras reservas de gas natural y petróleo constituyen estimaciones” e “Factores de riesgo - Riesgos relacionados con nuestro negocio - Nuestras reservas y producción pueden declinar”.

Las reservas netas corresponden a la porción atribuible a la participación de la compañía en las reservas brutas, y se obtienen deduciendo la participación de terceros. En la determinación de los volúmenes netos de reservas, la Compañía excluye de las cifras las regalías que deban pagar a terceros, ya sea en especie o en efectivo, cuando el propietario de las regalías tenga participación directa en los volúmenes producidos y pueda disponer de los volúmenes que le correspondan y comercializarlos por su cuenta. Por el contrario, en la medida en que los pagos en concepto de regalías realizados a terceros, ya sea en especie o en efectivo, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, los volúmenes de reservas correspondientes no son descontados de nuestras cifras de reservas aún a pesar de que de acuerdo con la legislación aplicable en cada caso se denominen “regalías”. Este mismo criterio es utilizado en el cálculo de los volúmenes de producción.

Las reservas de gas excluyen el equivalente gaseoso de líquidos que se espera sean extraídos del gas proveniente de las concesiones y permisos, en instalaciones de yacimientos y plantas de procesamiento de gas. Estos líquidos están incluidos en las reservas comprobadas netas de líquidos del gas natural.

Tecnología empleada para establecer adiciones de reservas comprobadas

Las estimaciones de reservas comprobadas de YPF al 31 de diciembre de 2020, se basan en estimaciones generadas a partir de la integración de información disponible y apropiada, utilizando tecnologías bien establecidas, en las que se han demostrado resultados consistentes y repetibles en el campo. Los datos usados en estos cálculos integrados incluyen información obtenida directamente de las formaciones a través de los pozos, como por ejemplo perfiles, muestras del reservorio, muestras de fluido de formación, información estática y dinámica de presiones, datos de ensayos de producción e información de monitoreo y performance. Los datos empleados también incluyen información del subsuelo obtenida a partir de mediciones indirectas, incluyendo registros sísmicos 2D de alta calidad y 3D, calibrados con pozos de control. Cuando resulta aplicable, se utilizó también información geológica de afloramientos. Las herramientas utilizadas para interpretar e integrar estos datos incluyeron softwares propios y comerciales para el modelado de reservorios y análisis de datos. En algunas circunstancias donde se dispone de modelos análogos apropiados, se utilizaron parámetros de reservorio de dichos modelos para incrementar la confiabilidad de nuestras estimaciones de reservas.

Para mayor información en el proceso de estimación de nuestras reservas comprobadas por favor ver el apartado: “*Controles internos de las reservas y las auditorías de las reservas*”.

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas netas al 31 de diciembre de 2020

El siguiente cuadro presenta nuestra estimación de reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, líquidos de gas natural y gas natural al 31 de diciembre de 2020:

Reservas comprobadas desarrolladas	Petróleo (1)	GNL	Gas natural	Total (2)
	(Mbbl)	(Mbbl)	(mMpc)	(Mbpe)
Sociedades consolidadas				
América del Sur				
Argentina.....	229	32	1.486	526
Chile.....	-	-	-	-
Total Reservas comprobadas desarrolladas.....	229	32	1.486	526

Reservas comprobadas no desarrolladas	Petróleo (1)	GNL	Gas natural	Total (2)
	(Mbbl)	(Mbbl)	(mMpc)	(Mbpe)
Sociedades consolidadas				
América del Sur				
Argentina.....	254	31	624	396
Chile.....	-	-	-	-
Total Reservas comprobadas No Desarrolladas	254	31	624	396

Total reservas comprobadas (2) (3)	Petróleo (1)	GNL	Gas natural	Total (2)
	(Mbbl)	(Mbbl)	(mMpc)	(Mbpe)
Sociedades consolidadas				
Reservas Desarrolladas.....	229	32	1.486	526
Reservas No Desarrolladas.....	254	31	624	396
Total Sociedades Consolidadas	483	63	2.110	922
Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa				
Reservas Desarrolladas	-	-	-	-
Reservas No Desarrolladas.....	-	-	-	-
Total Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa	-	-	-	-
Total Reservas comprobadas.....	483	63	2.110	922

(1) Incluye petróleo crudo y condensados.

(2) Los volúmenes de gas natural indicados en el cuadro anterior y en otras partes de este Prospecto se han convertido a razón de 5.615 pies cúbicos por barril de petróleo equivalente.

(3) Las reservas comprobadas de petróleo crudo y líquidos del gas natural de nuestras compañías consolidadas incluyen aproximadamente 70 Mbbl de crudo y 7 Mbbl de LNG correspondientes a regalías que, como se ha descrito, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. Las reservas comprobadas de gas natural de nuestras compañías consolidadas incluyen aproximadamente 245 mMpc correspondiente a dichas regalías.

Para mayor información en relación a los cambios en nuestras reservas comprobadas estimadas durante 2020, 2019 y 2018, véase Nota 39 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Cambios en nuestras reservas comprobadas estimadas durante 2020

Extensiones y Descubrimientos

Como resultado de los pozos perforados en las áreas de reservas no comprobadas y en recursos, se incorporaron aproximadamente 6 Mbpe de reservas comprobadas desarrolladas (4 Mbbl de crudo y 9 Mpc de gas natural) y 85 Mbpe de reservas comprobadas no desarrolladas (42 Mbbl de crudo, 1.899 Mpc de gas natural y 9 Mbpe de NGL). Estas incorporaciones se debieron principalmente a los nuevos proyectos en la formación Vaca Muerta.

Las principales incorporaciones de reservas comprobadas no desarrolladas están relacionadas con actividad no convencional en la cuenca Neuquina, mientras que las contribuciones a reservas comprobadas desarrolladas son en la mayoría de los casos de proyectos en las cuencas Neuquina y Golfo San Jorge.

Recuperación Mejorada

Como resultado de la ejecución de algunos proyectos de recuperación secundaria principalmente en la cuenca Neuquina y recuperación terciaria en el campo Manantiales Behr, compensado por el retraso en el plan de desarrollo de algunos proyectos, no se agregaron reservas.

Ventas y adquisiciones

Como resultado de las ventas, se redujeron 11 Mbpe las reservas comprobadas desarrolladas. La disminución de estas reservas está relacionada con el cambio de la participación en el campo Bandurria Sur.

Revisiones de estimaciones previas

Durante el 2020, las reservas comprobadas de la Compañía fueron revisadas a la baja por 61 Mbpe (93 Mbbl de petróleo crudo compensados por 8 Mbbl de NGL y una disminución de 136 Mpc de gas natural).

Las principales revisiones de las reservas comprobadas se deben a lo siguiente:

- El rendimiento total de la producción de líquidos y gas de los pozos existentes fue mejor de lo esperado, lo que resultó en una adición de aproximadamente 38 Mbpe a las reservas probadas desarrolladas, según las nuevas estimaciones de reservas, principalmente en las cuencas Neuquina y Austral.
- Reducción de 61 Mbpe de reservas probadas como resultado de los precios promedio más bajos de petróleo y gas y su impacto en los ingresos y en el límite económico de los campos, parcialmente compensado por mayores precios promedio debido al incentivo Plan Gas Ar. Los cambios ocurrieron principalmente en los campos de las cuencas Golfo San Jorge y Neuquina.
- Cambio de la estrategia de desarrollo en ciertas áreas que resultó en una revisión a la baja de 37 Mbpe de proyectos anteriores, principalmente en la cuenca Neuquina.

Cambios en nuestras reservas comprobadas estimadas durante 2019

Extensiones y Descubrimientos

Como resultado de pozos perforados en las áreas de reservas no comprobadas y en recursos, se incorporaron aproximadamente 32 Mbpe de reservas comprobadas desarrolladas (11 Mbbl de crudo, 2 Mbbl de GNL y 107 Mpc de gas natural) y 137 Mbpe de reservas comprobadas no desarrolladas (76 Mbbl de crudo, 12 Mbbl de GNL y 276 Mpc de gas natural), estas incorporaciones fueron principalmente debido a los nuevos proyectos shale de petróleo y de gas de los yacimientos Loma La Lata Norte, Bandurria Sur, La Amarga Chica y Aguada de la Arena.

Las principales incorporaciones de reservas comprobadas no desarrolladas están relacionadas con actividad no convencional en la cuenca Neuquina, mientras que las contribuciones a reservas comprobadas desarrolladas son en la mayoría de los casos de proyectos en las cuencas Neuquina y del Golfo San Jorge.

Recuperación Mejorada

Se incorporaron un total de aproximadamente 8 Mbpe de reservas comprobadas debido principalmente a nuevos proyectos y a la respuesta positiva de producción. Las principales incorporaciones provienen de la cuenca Neuquina con 5 Mbpe de reservas comprobadas desarrolladas producto de la recuperación secundaria y 2 Mbpe de la cuenca Golfo San Jorge, y 1 Mbpe de la cuenca Cuyana.

Ventas y adquisiciones

Como resultado neto de ventas y adquisiciones, se redujeron 3 Mbpe de reservas comprobadas desarrolladas. La disminución de estas reservas está relacionada principalmente con la venta de la participación en los campos Al Sur de la Dorsal, El Santiagueño y Bajo del Piche.

Revisiones de estimaciones previas

Durante el 2019, las reservas comprobadas de la Compañía fueron revisadas al alza por 7 Mbpe (21 Mbbl de petróleo crudo, 4 Mbbl de NGL y una disminución de 103 mMpc de gas natural).

Las principales revisiones de las reservas comprobadas se deben a lo siguiente:

- Como resultado de los precios promedio más bajos de petróleo y gas de 2019 juntamente con costos operativos más bajos, su impacto en los ingresos y en el límite económico de los campos, se dedujeron 10 Mbpe de Reservas Probadas. Los cambios ocurrieron principalmente en los campos de las cuencas Cuyana y Neuquina.
- El rendimiento total de la producción de líquidos y gas de los pozos existentes fue mejor de lo esperado, lo que resultó en una adición de aproximadamente 33 Mbpe a las reservas probadas desarrolladas, según las nuevas estimaciones de reservas, principalmente en las cuencas de Neuquina y Golfo San Jorge.
- Cambio de la estrategia de desarrollo en ciertas áreas que resultó en una revisión a la baja de 42 Mbpe de proyectos anteriores, principalmente de las cuencas de Neuquina, Austral y Golfo San Jorge.
- Revisión del proyecto de desarrollo Vaca Muerta en el campo Loma Campana, que resultó en una incorporación de 19 Mbpe.
- Se modificaron o cancelaron algunos cronogramas de desarrollo de proyectos petroleros de recuperación primaria y mejorada, lo que resultó en una reducción de las reservas no desarrolladas de 6 Mbpe, principalmente en las cuencas del Golfo San Jorge y Neuquina.

Cambios en nuestras reservas comprobadas estimadas durante 2018**Extensiones y Descubrimientos**

Como resultado de pozos perforados en las áreas de reservas no comprobadas y en recursos, se incorporaron aproximadamente 25 Mbpe de reservas comprobadas desarrolladas (8 Mbbl de crudo, 1 Mbbl de GNL y 92 Mpc de gas natural) y 149 Mbpe de reservas comprobadas no desarrolladas (95 Mbbl de crudo, 12 Mbbl de GNL y 238 Mpc de gas natural), estas incorporaciones fueron principalmente debido a los nuevos proyectos shale de petróleo y de gas de los yacimientos Loma La Lata Norte, Loma Campana, Bandurria Sur y La Amarga Chica.

Las principales incorporaciones de reservas comprobadas no desarrolladas están relacionadas con actividades de gas no convencional y tight gas en la cuenca Neuquina, mientras que las contribuciones a reservas comprobadas desarrolladas son en la mayoría de los casos de proyectos en las cuencas Neuquina, Noroeste y del Golfo San Jorge.

Recuperación Mejorada

Se incorporaron un total de aproximadamente 15 Mbpe de reservas comprobadas debido principalmente a nuevos proyectos y a la respuesta positiva de producción. Las principales incorporaciones provienen de la cuenca del Golfo San Jorge con 4,4 Mbpe de reservas comprobadas desarrolladas y 8 Mbpe de reservas comprobadas no desarrolladas producto de la recuperación secundaria, y 3 Mbpe de la cuenca Neuquina.

Ventas y adquisiciones

Como resultado neto de ventas y adquisiciones, se redujeron 1,4 Mbpe de reservas comprobadas desarrolladas. La disminución de estas reservas está relacionada principalmente con el cambio en la participación de las áreas Cerro Bandera y Bandurria Sur y la adquisición de participación en el área Llanccanelo.

Revisiones de estimaciones previas

Durante el 2018, las reservas comprobadas de la Compañía fueron revisadas al alza por 156 Mbpe (126 Mbbl de petróleo crudo, 178 mMpc de gas natural y una disminución de 1 Mbbl de GNL).

Las principales revisiones de las reservas comprobadas se deben a lo siguiente:

- Como resultado de la suba del precio promedio del petróleo y del gas en 2018 y de los menores costos de operación, de su impacto en los ingresos y del límite económico de los yacimientos, se incorporaron 143 Mbpe de reservas comprobadas desarrolladas. Los cambios ocurrieron principalmente en las cuencas Neuquina (56 Mbpe), del Golfo San Jorge (40 Mbpe) y Austral (31 Mbpe).
- El nuevo escenario económico también mejoró la rentabilidad de los proyectos, resultando en una incorporación de reservas comprobadas no desarrolladas de 48 Mbpe, principalmente de los yacimientos de petróleo de las cuencas Neuquina (33 Mbpe) y del Golfo San Jorge (15 Mbpe).
- El comportamiento de producción de líquidos y gas de los pozos existentes fue mejor de lo esperado, resultando en una incorporación de reservas comprobadas desarrolladas de 33 Mbpe, de acuerdo con las nuevas estimaciones de reservas. Principalmente en la cuenca Neuquina y en la cuenca del Golfo San Jorge.
- Cambio en la estrategia de desarrollo en ciertas áreas lo que resultó en una revisión a la baja de 43 Mbpe de proyectos anteriores, principalmente de las cuencas Neuquina, Austral y Golfo San Jorge.
- Se modificaron o cancelaron algunos proyectos de recuperación primaria y mejorada, lo que resultó en una reducción de reservas comprobadas no desarrolladas de 5 mmbpe, principalmente en las cuencas Austral, Golfo San Jorge y Cuyana.
- Cambios en proyectos de compresión de gas que resultaron en una reducción de 5 mmbpe de reservas comprobadas no desarrolladas, principalmente de la cuenca Neuquina.
- Los resultados netos de producción y los pronósticos de pozos nuevos y existentes fueron más bajos de lo esperado, lo que resultó en una reducción de 13 Mbpe de reservas comprobadas. Las principales diferencias se encontraron en la cuenca Neuquina.

Cambios en nuestras reservas comprobadas no desarrolladas durante 2020

YPF ha estimado un volumen neto de reservas comprobadas no desarrolladas de 396 Mbpe al 31 de diciembre de 2020, que representó aproximadamente el 43% del total de 922 Mbpe informadas de reservas comprobadas a dicha fecha. Esto se compara con las reservas netas comprobadas no desarrolladas estimadas de 423 Mbpe al 31 de diciembre de 2019 (aproximadamente el 39% de las reservas comprobadas informadas totales de 1.073 Mbpe a dicha fecha).

La disminución neta del 6% en las reservas netas comprobadas no desarrolladas en 2020 se debe principalmente a:

- Actividades de desarrollo exitosas en curso relacionadas con proyectos de reservas no desarrolladas probadas, que permitieron una transferencia de aproximadamente 34 Mbpe (18 Mbpe correspondientes a proyectos de Vaca Muerta) a reservas probadas desarrolladas. Las principales contribuciones están relacionadas con los pozos de desarrollo (23 Mbpe)

principalmente en la cuenca Neuquina y proyectos de recuperación mejorados (11 Mbpe) principalmente en las cuencas del Golfo San Jorge y Neuquina.

- El cambio en nuestra estrategia de desarrollo en ciertas áreas resultó en una revisión a la baja de 64 Mbpe de proyectos anteriores, principalmente en la cuenca Neuquina y cuenca Golfo San Jorge.
- El cambio de participación en el campo Bandurria Sur resultó en una disminución de 11 mmbpe de reservas probadas no desarrolladas.
- Se modificaron o cancelaron algunos proyectos de desarrollo de petróleo de recuperación primaria y mejorada, lo que resultó en una reducción de reservas comprobadas no desarrolladas de 3 Mbpe, principalmente en la cuenca Golfo San Jorge.

Esto fue parcialmente compensado por:

- Extensiones y descubrimientos, que agregaron 85 Mbpe (189 mMpc de gas, 9 Mbbl de GNL y 42 Mbbl de petróleo) de reservas comprobadas no desarrolladas principalmente de proyectos de shale de gas y petróleo de la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina.

Durante 2020, las inversiones de capital de YPF para continuar con el desarrollo de reservas fueron de aproximadamente US\$ 347 millones, de los cuales US\$ 135 millones se asignaron a proyectos relacionados con reservas comprobadas no desarrolladas.

Al 31 de diciembre de 2020, no teníamos volúmenes significativos de reservas comprobadas no desarrolladas en yacimientos individuales o en países que hayan permanecido no desarrolladas durante cinco años o más después de haber sido declaradas como reservas comprobadas no desarrolladas.

Cambios en nuestras reservas comprobadas no desarrolladas durante 2019

YPF ha estimado un volumen neto de reservas comprobadas no desarrolladas de 423 Mbpe al 31 de diciembre de 2019, que representó aproximadamente el 39% del total de 1.073 Mbpe informadas de reservas comprobadas a dicha fecha. Esto se compara con las reservas netas comprobadas no desarrolladas estimadas de 358 Mbpe al 31 de diciembre de 2018 (aproximadamente el 33% de las reservas comprobadas informadas totales de 1.080 Mbpe a dicha fecha).

El incremento neto del 18% en las reservas netas comprobadas no desarrolladas en 2019 se debe principalmente a:

- Extensiones y descubrimientos, que agregaron 137 Mbpe (276 mMpc de gas y 88 Mbbl de petróleo) de reservas comprobadas no desarrolladas principalmente de proyectos de shale de gas y petróleo de la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina.
- Proyectos revisados en la formación Vaca Muerta que resultaron en 19 Mbpe adicionales (17 Mbbl de petróleo y 11 mMpc de gas).
- Nuevos proyectos de recuperación mejorados, agregando aproximadamente 5 Mbpe de reservas de recuperación secundaria no desarrolladas probadas. Las adiciones más importantes corresponden a las cuencas del Golfo San Jorge y Neuquina.

Esto fue parcialmente compensado por:

- Actividades de desarrollo exitosas en curso relacionadas con proyectos de reservas no desarrolladas probadas, que permitieron una transferencia de aproximadamente 67 Mbpe (31 Mbpe correspondientes a proyectos de Vaca Muerta) a reservas probadas desarrolladas. Las principales contribuciones están relacionadas con los pozos de desarrollo (53 Mbpe) principalmente en la cuenca Neuquina y proyectos de recuperación mejorados (14 Mbpe) principalmente en las cuencas del Golfo San Jorge y Neuquina.
- Un cambio en nuestra estrategia de desarrollo en ciertas áreas resultó en una revisión a la baja de 23 Mbpe de proyectos anteriores, principalmente en las cuencas Neuquina, Austral y Cuyana.
- La modificación o cancelación algunos proyectos de desarrollo de petróleo de recuperación primaria y mejorada, lo que resultó en una reducción de reservas comprobadas no desarrolladas de 6 Mbpe, principalmente en las cuencas Austral, del Golfo San Jorge y Cuyana.

Durante 2019, las inversiones de capital de YPF para continuar con el desarrollo de reservas fueron de aproximadamente US\$ 1.221 millones, de los cuales US\$ 945 millones se asignaron a proyectos relacionados con reservas comprobadas no desarrolladas.

Al 31 de diciembre de 2019, no teníamos volúmenes significativos de reservas comprobadas no desarrolladas en yacimientos individuales o en países que hayan permanecido no desarrolladas durante cinco años o más después de haber sido declaradas como reservas comprobadas no desarrolladas.

Cambios en nuestras reservas comprobadas no desarrolladas durante 2018

YPF ha estimado un volumen neto de reservas comprobadas no desarrolladas de 358 Mbpe al 31 de diciembre de 2018, que representó aproximadamente el 33% del total de 1.080 Mbpe informadas de reservas comprobadas a dicha fecha. Esto se compara con las reservas netas comprobadas no desarrolladas estimadas de 266 Mbpe al 31 de diciembre de 2017 (aproximadamente el 29% de las reservas comprobadas informadas totales de 929 Mbpe a dicha fecha).

El incremento neto del 35% en las reservas netas comprobadas no desarrolladas en 2018 se debe principalmente a:

- Extensiones y descubrimientos, que agregaron 152 Mbpe (253 mMpc de gas y 107 Mbbl de petróleo) de reservas comprobadas no desarrolladas principalmente de proyectos de shale de gas y petróleo de la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina.
- Las nuevas condiciones económicas con mayores precios promedio de gas y petróleo y menores costos operativos arrojaron como resultado una incorporación de reservas no desarrolladas comprobadas de 48 Mbpe, principalmente de yacimientos de petróleo y gas de la cuenca Neuquina (15 Mbpe) y yacimientos de petróleo de la cuenca del Golfo San Jorge (33 Mbpe).
- Nuevos proyectos de recuperación mejorada, que agregan aproximadamente 9 Mbpe de reservas de recuperación secundaria comprobadas no desarrolladas. Las incorporaciones más importantes pertenecen a las cuencas del Golfo San Jorge y Neuquina.

Esto fue parcialmente compensado por:

- Actividades de desarrollo en curso exitosas relacionadas con proyectos de reservas comprobadas no desarrolladas, que permitieron una transferencia de aproximadamente 67 Mbpe a reservas comprobadas desarrolladas. Las principales contribuciones están relacionadas con pozos de desarrollo (58 Mbpe) principalmente de la cuenca Neuquina y con proyectos de recuperación mejorada (9 Mbpe) principalmente en las cuencas del Golfo San Jorge y Neuquina.
- El cambio en la estrategia de desarrollo en ciertas áreas resultó en una revisión a la baja de 43 Mbpe de proyectos anteriores, principalmente en las cuencas Neuquina, Austral y del Golfo San Jorge.
- Se modificaron o cancelaron algunos proyectos de desarrollo de petróleo de recuperación primaria y mejorada, lo que resultó en una reducción de reservas comprobadas no desarrolladas de 5 Mbpe, principalmente en las cuencas Austral, del Golfo San Jorge y Cuyana.
- Los cambios en los proyectos de compresión de gas trajeron como consecuencia en una reducción de 5 Mbpe de reservas comprobadas no desarrolladas, principalmente de la cuenca Neuquina.

Durante 2018, las inversiones de capital de YPF para continuar con el desarrollo de reservas fueron de aproximadamente US\$ 936 millones, de los cuales US\$ 655 millones se asignaron a proyectos relacionados con reservas comprobadas no desarrolladas.

Al 31 de diciembre de 2018, no teníamos volúmenes significativos de reservas comprobadas no desarrolladas en yacimientos individuales o en países que hayan permanecido no desarrolladas durante cinco años o más después de haber sido declaradas como reservas comprobadas no desarrolladas.

Los siguientes cuadros presentan los cambios en nuestras reservas comprobadas netas durante 2020, 2019 y 2018 abiertas por producto:

	2020			2019			2018		
	Total	Argentina	Otros en el Exterior	Total	Argentina	Otros en el Exterior	Total	Argentina	Otros en el Exterior
Petróleo crudo y condensados									
Compañías consolidadas				(Millones de barriles)					
Al 1 de enero,	613	613	-	582	582	-	422	422	-
Desarrolladas	301	301	-	339	339	-	286	286	-
No Desarrolladas	312	312	-	243	243	-	136	136	-
Revisiones de estimaciones previas (1)	(92)	(92)	-	21	21	-	126	126	-
Extensiones y descubrimientos	47	47	-	86	86	-	103	103	-
Recuperación mejorada	*	*	-	8	8	-	15	15	-
Compras	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas	(9)	(9)	-	(1)	(1)	-	(1)	(1)	-
Producción del año (2)	(76)	(76)	-	(83)	(83)	-	(83)	(83)	-
Al 31 de diciembre (3),	483	483	-	613	613	-	582	582	-
Desarrolladas	229	229	-	301	301	-	339	339	-
No Desarrolladas	254	254	-	312	312	-	243	243	-

Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa

Al 1 de enero,	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisiones de estimaciones previas (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recuperación mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 de diciembre,	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-

	2020			2019			2018		
	Total	Argentina	Otros en el Exterior	Total	Argentina	Otros en el Exterior	Total	Argentina	Otros en el Exterior
Petróleo crudo y condensados									
Compañías consolidadas y Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa									
Al 1 de enero,									
Desarrolladas	301	301	-	339	339	-	286	286	-
No Desarrolladas	312	312	-	243	243	-	136	136	-
Total	613	613	-	582	582	-	422	422	-
Al 31 de diciembre,									
Desarrolladas	229	229	-	301	301	-	339	339	-
No Desarrolladas	254	254	-	312	312	-	243	243	-
Total	483	483	-	613	613	-	582	582	-

(*) Inmaterial (menor a 1)

- (1) Las revisiones de las estimaciones de las reservas se llevan a cabo al menos una vez por año. La revisión de las reservas comprobadas de crudo y gas natural se consideran de manera prospectiva para el cálculo de la depreciación.
- (2) La producción de petróleo para los años 2020, 2019 y 2018 incluye un estimado de aproximadamente 11, 12 y 12 Mbbl, respectivamente, correspondientes a regalías que, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción.
- (3) Las reservas comprobadas de petróleo de nuestras compañías consolidadas al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, incluyen aproximadamente 70, 88 y 83 Mbbl, respectivamente, correspondientes a regalías que, como se ha descrito, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción.

	2020			2019			2018		
	Total	Argentina	Otros en el Exterior	Total	Argentina	Otros en el Exterior	Total	Argentina	Otros en el Exterior
Líquidos de Gas Natural									
Compañías consolidadas									
Al 1 de enero,	60	60	-	56	56	-	58	58	-
Desarrolladas	38	38	-	41	41	-	47	47	-
No Desarrolladas	22	22	-	15	15	-	11	11	-
Revisiones de estimaciones previas (1)	8	8	-	4	4	-	(1)	(1)	-
Extensiones y descubrimientos	9	9	-	14	14	-	13	13	-
Recuperación mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas	(1)	(1)	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año (2)	(13)	(13)	-	(14)	(14)	-	(14)	(14)	-
Al 31 de diciembre (3),	63	63	-	60	60	-	56	56	-
Desarrolladas	32	32	-	38	38	-	41	41	-
No Desarrolladas	31	31	-	22	22	-	15	15	-

**Compañías sobre las que se
ejerce influencia
significativa**

Al 1 de enero,	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisiones de estimaciones previas (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recuperación mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 de diciembre,	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-

	2020			2019			2018		
			Otros en el			Otros en el			Otros en el
Líquidos de Gas Natural	Total	Argentina	Exterior	Total	Argentina	Exterior	Total	Argentina	Exterior
Compañías consolidadas y	(Millones de barriles)								
Compañías sobre las que se									
ejerce influencia									
significativa									
Al 1 de enero,									
Desarrolladas	38	38		41	41	-	47	47	-
No Desarrolladas	22	22		15	15	-	11	11	-
Total	60	60		56	56	-	58	58	-
Al 31 de diciembre,									
Desarrolladas	32	32		38	38	-	41	41	-
No Desarrolladas	31	31		22	22	-	15	15	-
Total	63	63		60	60	-	56	56	-

- (1) Las revisiones de las estimaciones de las reservas se llevan a cabo al menos una vez por año. La revisión de las reservas comprobadas de crudo y gas natural se consideran de manera prospectiva para el cálculo de la depreciación.
- (2) La producción de GNL para los años 2020, 2019 y 2018 incluye un estimado de aproximadamente 1, 1 y 2 Mbbl, respectivamente, correspondientes a regalías que, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción.
- (3) Las reservas comprobadas de GNL de nuestras compañías consolidadas al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, incluyen un estimado de aproximadamente 7, 6 y 8 Mbbl, respectivamente, correspondientes a regalías que, como se ha descripto, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción.

	2020			2019			2018		
			Otros en el			Otros en el			Otros en el
Gas Natural	Total	Argentina	Exterior	Total	Argentina	Exterior	Total	Argentina	Exterior
Compañías consolidadas	(mMpc)								
Al 1 de enero,	2.241	2.241	-	2.481	2.481	-	2.520	2.520	-
Desarrolladas	1.743	1.743	-	1.915	1.915	-	1.850	1.850	-
No Desarrolladas	498	498	-	566	566	-	670	670	-
Revisiones de estimaciones previas (1)	136	136	-	(104)	(104)	-	178	178	-
Extensiones y descubrimientos	199	199	-	384	384	-	329	329	-
Recuperación mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas	(6)	(6)	-	(8)	(8)	-	(4)	(4)	-
Producción del año (2)	(460)	(460)	-	(512)	(512)	-	(542)	(542)	-
Al 31 de diciembre,	2.110	2.110	-	2.241	2.241	-	2.481	2.481	-
Desarrolladas	1.486	1.486	-	1.743	1.743	-	1.915	1.915	-
No Desarrolladas	624	624	-	498	498	-	566	566	-

**Compañías sobre las que se
ejerce influencia
significativa**

Al 1 de enero,	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisiones de estimaciones previas (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recuperación mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 de diciembre,	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-

	2020			2019			2018		
			Otros en el			Otros en el			Otros en el
Gas Natural	Total	Argentina	Exterior	Total	Argentina	Exterior	Total	Argentina	Exterior
Compañías consolidadas y Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa					(mMpc)				
Al 1 de enero,									
Desarrolladas	1.743	1.743	-	1.915	1.915	-	1.850	1.850	-
No Desarrolladas	498	498	-	566	566	-	670	670	-
Total	2.241	2.241	-	2.481	2.481	-	2.520	2.520	-
Al 31 de diciembre,									
Desarrolladas	1.486	1.486	-	1.743	1.743	-	1.915	1.915	-
No Desarrolladas	624	624	-	498	498	-	566	566	-
Total (3) (4)	2.110	2.110	-	2.241	2.241	-	2.481	2.481	-

(*) Inmaterial (menor a 1)

- (1) Las revisiones de las estimaciones de las reservas se llevan a cabo al menos una vez por año. La revisión de las reservas comprobadas de gas natural se considera de manera prospectiva para el cálculo de la depreciación.
- (2) La producción de gas natural para los años 2020, 2019 y 2018 incluyen un estimado de aproximadamente 53, 60 y 61 mMpc, respectivamente, correspondientes a regalías que, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción.
- (3) Las reservas comprobadas de gas natural de nuestras compañías consolidadas al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, incluyen un estimado de aproximadamente 245, 259 y 288 mMpc, respectivamente, correspondientes a regalías que, como se ha descrito, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción.
- (4) Las reservas comprobadas de gas natural de nuestras compañías consolidadas al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 incluyen un estimado de aproximadamente 290, 321 y 349 mMpc, que se consume como combustible en el campo.

	2020			2019			2018		
			Otros en el			Otros en el			Otros en el
Petróleo equivalente (1)	Total	Argentina	Exterior	Total	Argentina	Exterior	Total	Argentina	Exterior
Compañías consolidadas									
Al 1 de enero,	1.073	1.073	-	1.080	1.080	-	929	929	-
Desarrolladas	650	650	-	722	722	-	663	663	-
No Desarrolladas	423	423	-	358	358	-	266	266	-
Revisiones de estimaciones previas (2)	(61)	(61)	*	7	7	*	157	157	-
Extensiones y descubrimientos	92	92	-	169	169	-	174	174	-
Recuperación mejorada	-	-	-	8	8	-	15	15	-
Compras	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas	(11)	(11)	-	(3)	(3)	-	(2)	(2)	-
Producción del año (3)	(171)	(171)	*	(188)	(188)	*	(193)	(193)	-
Al 31 de diciembre (4),	922	922	-	1.073	1.073	-	1.080	1.080	-
Desarrolladas	526	526	-	650	650	-	722	722	-
No Desarrolladas	396	396	-	423	423	-	358	358	-

Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa

Al 1 de enero,	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revisiones de estimaciones previas (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recuperación mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción del año (3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 de diciembre (4),	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2020			2019			2018		

	Otros en el			Otros en el			Otros en el		
Petróleo Equivalente (1)	Total	Argentina	Exterior	Total	Argentina	Exterior	Total	Argentina	Exterior
Compañías consolidadas y Compañías sobre las que se ejerce influencia significativa									
(Millones de barriles de petróleo equivalente)									

Al 1 de enero,									
Desarrolladas	650	650	-	722	722	-	663	663	-
No Desarrolladas	423	423	-	358	358	-	266	266	-
Total	1.073	1.073	-	1.080	1.080	-	929	929	-
Al 31 de diciembre,									
Desarrolladas	526	526	-	650	650	-	722	722	-
No Desarrolladas	396	396	-	423	423	-	358	358	-
Total (4)	922	922	-	1.073	1.073	-	1.080	1.080	-

(*) Inmaterial (menor a 1)

- (1) Los volúmenes de gas natural indicados en el cuadro anterior y en otras partes de este Prospecto se han convertido a razón de 5.615 pies cúbicos por barril de petróleo equivalente.
- (2) Las revisiones de las estimaciones de las reservas se llevan a cabo al menos una vez por año. La revisión de las reservas comprobadas de crudo y gas natural se consideran de manera prospectiva para el cálculo de la depreciación.
- (3) La producción de petróleo equivalente de nuestras compañías consolidadas para los años 2020, 2019 y 2018 incluye un estimado de aproximadamente 22, 24 y 24 respectivamente, correspondientes a regalías que, como se ha descrito, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción.
- (4) Las reservas comprobadas de petróleo equivalente de nuestras compañías consolidadas al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, incluyen un estimado de aproximadamente 120, 140 y 143 Mbpe, respectivamente, correspondientes a regalías que, como se ha descrito, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción.

Controles internos de las reservas y las auditorías de las reservas

Todas nuestras reservas de petróleo y gas han sido estimadas por nuestros ingenieros en petróleo. Con el objeto de lograr un estándar alto de “certeza razonable”, las reservas estimadas se declaran tomando en cuenta guías adicionales tales como las relacionadas con los requerimientos de productividad económica del reservorio, extensiones razonables del área de reservas comprobadas, los mecanismos de extracción y los métodos de recuperación mejorada, la comercialización conforme a las condiciones económicas y operativas existentes y la madurez del proyecto.

Siempre que es posible, se utiliza el método volumétrico para determinar las cantidades originales de petróleo en el sitio. Las estimaciones se realizan a partir del uso de varios registros, análisis de testigos y otros datos disponibles. Los topes de formación, el espesor bruto, valores representativos del espesor neto de la zona productiva neta, la porosidad y las saturaciones de fluido intersticial se utilizan para elaborar mapas estructurales destinados a delinear cada reservorio y mapas isopáquicos para determinar el volumen del reservorio. En los casos en que haya datos adecuados disponibles y las circunstancias lo justifiquen, se utiliza el método de balance de materiales y otros métodos de ingeniería para estimar el hidrocarburo original en el sitio.

Las estimaciones de recuperación final se obtienen mediante la aplicación de factores de recuperación a las cantidades originales de petróleo en el sitio. Esos factores se basan en el tipo de energía inherente del reservorio, el análisis de las propiedades de los fluidos y las rocas, la posición estructural de los reservorios y su historial de producción. En algunos casos, se comparan reservorios que tengan producciones similares en las áreas donde se encuentren disponibles datos más completos.

En los casos en que haya disponibles datos adecuados y las circunstancias lo justifiquen, el método de balance de materiales y otros métodos de ingeniería se utilizarán para estimar los factores de recuperación. En estos casos, los parámetros de rendimiento del

reservorio, tales como la producción acumulada, la tasa de producción, la presión del reservorio, el comportamiento de la relación gas/petróleo y la producción de agua, se consideran para la estimación de la recuperación final.

En aquellos casos en que los métodos mencionados no puedan utilizarse, las reservas comprobadas se estiman por analogía con reservorios similares, donde se encuentren disponibles datos más completos.

Para controlar la calidad de la búsqueda de reservas, se ha establecido un proceso, el cual está integrado dentro del sistema de control interno de YPF. Este proceso para gestionar la búsqueda de reservas es central y tiene los siguientes componentes descriptos más abajo:

- (a) La Auditoría de Reservas (AR) está separada y es independiente del segmento de negocios de Exploración y Producción. La actividad de la AR es supervisada por el Comité de Auditoría de YPF, que es responsable también de supervisar los sistemas y procedimientos utilizados para el registro y el control interno sobre las reservas de hidrocarburos de la compañía. Los objetivos primordiales de la AR son asegurarse de que la estimación de reservas comprobadas de YPF, así como su exposición, cumplan con las normas de la SEC, del Financial Accounting Standard Board (FASB) y la Sarbanes-Oxley Act de Estados Unidos, así como también evaluar los cambios anuales en las estimaciones de reservas y la presentación de las reservas comprobadas. La AR es responsable de preparar la información a ser difundida públicamente con relación a nuestras reservas comprobadas de petróleo crudo, líquidos del gas natural y gas natural. Asimismo, es también responsabilidad de la AR brindar formación al personal involucrado en la estimación de reservas y en el proceso de reporte dentro de YPF. La AR es gestionada y está integrada por personas que cuentan con un promedio de más de 20 años de experiencia técnica en la industria petrolera, incluyendo experiencia en la clasificación y categorización de reservas de acuerdo con las normas de la SEC. El personal de la AR incluye diversas personas que cuentan con títulos superiores, ya sea en ingeniería o geología, así como otras que cuentan con licenciaturas en varios estudios técnicos. Varios integrantes de la AR están registrados o afiliados a los organismos profesionales en su especialidad.
- (b) El Auditor de Reservas, jefe de AR desde junio de 2017 es el responsable de supervisar la preparación de las estimaciones de reservas y las auditorías de reservas llevadas a cabo por terceros ingenieros. El actual auditor de reservas tiene más de 35 años de experiencia en geología y geofísica, estimaciones de reservas, desarrollo de proyectos, finanzas y regulación contable en general. Antes de convertirse en el Auditor de Reservas, fue Gerente General en E&D y antes de eso como Director de Exploración en YPF. Es licenciado en geología por la Universidad Nacional de La Patagonia y realizó cursos de posgrado en la Universidad Austral IAE. De acuerdo con los requisitos de nuestro sistema de control interno, la compensación del auditor de reservas no se ve afectada por los cambios en las reservas informadas.
- (c) Una revisión trimestral por parte de la AR de los cambios en las reservas comprobadas presentadas por la unidad de negocios de Exploración y Producción y asociadas a propiedades donde hayan surgido cuestiones técnicas, operativas o comerciales.
- (d) Un Coordinador Calificado de Reservas (“CCR”), profesional asignado en cada Gerencia Regional de Exploración y Producción de nuestra compañía a fin de asegurar la existencia de controles efectivos en la estimación de reservas comprobadas y el proceso de aprobación de las estimaciones de nuestra compañía y el informe oportuno sobre el impacto financiero respectivo de los cambios producidos en las reservas comprobadas. Los CCR son responsables de la revisión de las estimaciones de las reservas comprobadas. Las calificaciones de cada CCR son analizadas caso por caso, con referencia al reconocimiento y respeto de sus pares. La compañía normalmente considera que un CCR está calificado si dicha persona: (i) cuenta con un mínimo de 5 años de experiencia en ingeniería de petróleo, o geología de producción de petróleo, con al menos tres años de experiencia a cargo de la estimación y evaluación de información de reservas, y (ii) tiene (A) una licenciatura o título superior en ingeniería de petróleo, geología u otra disciplina relacionada de ingeniería o ciencias físicas, obtenido de una universidad o instituto de carácter reconocido o, (B) ha recibido, y mantiene una licencia profesional certificada o registrada de ingeniería o geología, o una equivalente, otorgada por la autoridad gubernamental u organización profesional correspondiente.
- (e) Una revisión formal a través de comités de revisión técnicos a fin de asegurar que tanto los criterios técnicos como comerciales se cumplan antes de la asignación de capital a los proyectos.
- (f) Nuestro equipo de auditoría interna, que examina la efectividad de los controles financieros de la compañía, diseñados para asegurar la confiabilidad de la información reportada y salvaguarda de todos los activos, y analizar la observancia de las leyes, las disposiciones y los estándares internos de nuestra compañía.
- (g) Todos los volúmenes registrados son sometidos a auditorías de reservas por un tercero en forma periódica. Los yacimientos sometidos a auditorías de reservas para cualquier año se seleccionan conforme a los siguientes parámetros:
 - i. todos los yacimientos en un ciclo de tres años; y
 - ii. yacimientos recientemente adquiridos no sometidos a una auditoría, estimación o revisión durante el ciclo anterior y yacimientos respecto de los cuales se encuentra disponible información nueva que podría afectar materialmente las estimaciones de reservas anteriores.

Para aquellas áreas sometidas a auditorías externas, las estimaciones de YPF de reservas comprobadas deben estar dentro del 7% o 10 Mbpe de las estimaciones del auditor externo para que YPF declare que el auditor externo ha ratificado los volúmenes. En el caso de que la diferencia fuera mayor que el mencionado nivel de tolerancia, YPF efectuará una nueva estimación de las reservas comprobadas con el objeto de alcanzar ese nivel de tolerancia, o deberá reportar las cifras que surjan del trabajo del auditor externo.

En 2020, DeGolyer and MacNaughton auditó ciertas áreas no operadas y operadas por YPF en las cuencas Neuquina, del Golfo San Jorge and Cuyana de Argentina. Las auditorías se realizaron al 31 de diciembre de 2020, y los campos que, según nuestras estimaciones, contenían en total, reservas comprobadas por aproximadamente 286 Mbpe (126 Mbpe de las cuales eran reservas comprobadas no

desarrolladas) a dicha fecha, representando aproximadamente 31% de nuestras reservas comprobadas y 32% de nuestras reservas comprobadas no desarrolladas en Argentina al 31 de diciembre de 2020.

Como requisito, de conformidad con las Resoluciones N° 324/06 y 69/16 de la Subsecretaría de Hidrocarburos, debemos presentar en forma anual, hasta el 31 de marzo de cada año, detalles de nuestras estimaciones de reservas de petróleo y gas y recursos ante la Subsecretaría de Hidrocarburos, según se define en dicha resolución, con la certificación de un auditor externo de reservas. La mencionada certificación y auditoría externa solamente tiene el alcance que se establece en las Resoluciones N° 324/06 y 69/16, y no deben interpretarse como una certificación o auditoría externa de las reservas de petróleo y gas bajo las normas de la SEC. Hemos presentado el informe correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 y las estimaciones de nuestras reservas de petróleo y gas presentadas ante la Subsecretaría de Hidrocarburos son significativamente superiores a las estimaciones de nuestras reservas comprobadas de petróleo y gas incluidas en el presente Prospecto debido principalmente a que: (i) la información presentada ante la Subsecretaría de Hidrocarburos incluye todas las propiedades de las que somos operadores, independientemente del nivel de participación en dichas propiedades, (ii) la información presentada ante la Subsecretaría de Hidrocarburos incluye otras categorías de reservas y recursos diferentes a las reservas comprobadas que no se incluyen en este Prospecto, el cual contiene solamente estimaciones de reservas comprobadas de acuerdo con la regulación de la SEC y según se menciona en párrafo precedente, y (iii) la definición de reservas comprobadas en virtud de las Resoluciones N° 324/06 y 69/16 es diferente de la definición de “reservas comprobadas de petróleo y gas” establecida en la Norma 4-10(a) de la Regulación S-X de la SEC. Por ende, todas las estimaciones de reservas comprobadas de petróleo y gas incluidas en este Prospecto reflejan solamente las reservas de petróleo y gas en forma acorde con las normas y requisitos de información de la SEC.

Producción de petróleo y gas, precios y costos de producción

El siguiente cuadro presenta nuestra producción de petróleo crudo (incluyendo petróleo y condensados), líquidos del gas natural y producción de gas sobre la base de las ventas, para los años que se indican. En la determinación de los volúmenes netos de producción, excluimos de nuestras cifras las regalías que deban pagar terceros, ya sea en especie o en efectivo, cuando el propietario de las regalías tenga participación directa en los volúmenes producidos y pueda disponer de los volúmenes que le correspondan y comercializarlos por su cuenta. Por el contrario, en la medida en que los pagos en concepto de regalías realizados a terceros, ya sea en especie o en efectivo, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, los volúmenes correspondientes no son descontados de nuestras cifras de producción neta, aún a pesar de que de acuerdo con la legislación aplicable en cada caso se denominen “regalías”. Este último es el caso aplicable a nuestra producción en la Argentina, donde el gasto de regalías se contabiliza como un costo de producción.

Producción de petróleo crudo y condensado (1)	2020	2019	2018
	(Mbbl)		
Sociedades consolidadas			
América del Sur			
Argentina.....	76	83	83
Chile.....		-	-
Total Sociedades consolidadas	76	83	83
Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa			
América del Sur			
Argentina.....			
Chile.....		-	-
Total Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa	-	-	-
Total Producción de petróleo y condensado (2)	76	83	83

Producción de GNL (1)	2020	2019	2018
		(Mbbl)	
Sociedades consolidadas			
América del Sur			
Argentina.....	13	14	14
Chile.....		-	-
Total Sociedades consolidadas	13	14	14
Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa			
América del Sur			
Argentina.....		-	-
Chile.....		-	-
Total Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa	-	-	-
Total Producción de GNL (3)	13	14	14

Producción de Gas natural (1)	2020	2019	2018
		(mMpc)	
Sociedades consolidadas			
América del Sur			
Argentina.....	394	440	461
Chile.....		-	-
Total Sociedades consolidadas	394	440	461
Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa			
América del Sur			
Argentina.....		-	-
Chile.....		-	-
Total Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa	-	-	-
Total Producción de Gas natural (4)(5)	394	440	461

Producción de petróleo equivalente (1)(6)	2020	2019	2018
		(Mbpe)	
Sociedades consolidadas			
Petróleo crudo y condensado.....	76	83	83
GNL.....	13	14	14
Gas natural.....	70	78	82
Sociedades sobre las que se ejerce influencia significativa			
Petróleo crudo y condensado.....	-	-	-
GNL.....	-	-	-
Gas natural.....	-	-	-
Total Producción de petróleo equivalente	159	175	179

(*) Inmaterial (menor a 1)

- (1) Los yacimientos de Loma La Lata Central y Loma La Lata Norte (parte norte y sur del campo Loma La Lata) en Argentina contienen aproximadamente 19% de nuestras reservas comprobadas totales, medidas en barriles equivalentes de petróleo. La producción de petróleo crudo y condensado en estos yacimientos fueron de 8, 9 y 8 Mbbl para los años finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente. La producción de GNL en estos campos fue de aproximadamente 5, 5 y 5 Mbbl para los años finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente. La producción de gas natural en el yacimiento Loma La Lata fue 87, 97 y 109 mMpc para los años finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 respectivamente.
- (2) La producción de petróleo crudo para los años 2020, 2019 y 2018 incluye 11, 12 y 12 Mbbl, respectivamente, correspondientes a regalías que constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción.
- (3) La producción de líquidos del gas natural para los años 2020, 2019 y 2018 incluye 1, 1 y 2 mMpc, respectivamente, correspondientes a regalías que constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción.
- (4) La producción de gas natural para los años 2020, 2019 y 2018 incluye un estimado de aproximadamente 53, 60 y 61 mMpc, respectivamente, correspondientes a regalías que constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción.
- (5) No incluye los volúmenes consumidos o venteados en la operación (mientras que los volúmenes de venta que se muestran en la tabla de reservas incluidos en "Información sobre la Emisora - Reservas de Petróleo y Gas" incluyen dichas cantidades).
- (6) Los volúmenes de gas natural se han convertido a razón de 5.615 pies cúbicos por barril de petróleo equivalente.

La composición del petróleo crudo que producimos en Argentina varía según el área geográfica. Casi la totalidad del petróleo crudo producido por nosotros en Argentina tiene un muy bajo contenido de azufre, o directamente no contiene azufre. Vendemos el petróleo

que producimos en Argentina casi completamente a nuestra unidad de negocios de Refino y Marketing. La mayoría del gas natural que producimos en Argentina es de calidad apta para gasoducto. Todos nuestros yacimientos de gas producen cantidades comerciales de gas condensado y prácticamente todos nuestros yacimientos de petróleo producen gas asociado.

El siguiente cuadro, basado en información y cálculos internos de la Sociedad, muestra los costos promedio de producción y los precios promedio de venta expresados en Ps./bpe por área geográfica para los años 2020, 2019 y 2018:

Costo de producción y precio de venta	Total	Argentina (Ps./bpe)	Chile
Año 2020			
Costo de extracción (Lifting costs).....	733,40	733,40	(*)
Tributos ⁽¹⁾	32,52	32,40	(*)
Otros costos.....	198,43	197,52	(*)
Costo promedio de producción.....	964,35	963,32	(*)
Precio promedio de venta del petróleo	2.798,38	2.798,38	—
Precio promedio de venta del líquido de gas natural	1.709,43	1.709,43	—
Precio promedio de venta del gas natural ⁽²⁾	1.068,07	1.068,07	—
Año 2019			
Costo de extracción (Lifting costs).....	620,44	619,55	(*)
Tributos ⁽¹⁾	31,09	30,97	(*)
Otros costos.....	64,51 ⁽³⁾	64,33 ⁽³⁾	(*)
Costo promedio de producción.....	716,04	714,85	(*)
Precio promedio de venta del petróleo	2.351,81	2.351,81	—
Precio promedio de venta del líquido de gas natural	1.167,69	1.167,69	—
Precio promedio de venta del gas natural ⁽²⁾	1.038,96	1.038,96	—
Año 2018			
Costo de extracción (Lifting costs).....	348,68	348,68	—
Tributos ⁽¹⁾	22,92	22,92	—
Otros costos.....	97,77	97,77	—
Costo promedio de producción.....	469,37	469,37	—
Precio promedio de venta del petróleo	1.774,87	1.774,87	—
Precio promedio de venta del líquido de gas natural	1.052,96	1.052,96	—
Precio promedio de venta del gas natural ⁽²⁾	739,49	739,49	—

(1) No incluye IVA ni impuestos a la producción incluyendo el efecto correspondiente a pago de regalías que constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a dichos impuestos, por un total de aproximadamente Ps. 255,36, Ps. 226,21 y Ps. 162,08 por bpe para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

(2) Incluye ingresos del Plan Gas. Para más información véase “Marco legal y normativo y relación con el gobierno nacional argentino —Regulación de Mercado—Gas Natural—Programas de estímulo de gas natural”.

(3) Incluye (64,6) millones de pesos por bpe y (38,2) millones de pesos por bpe, para 2020 y 2019 respectivamente correspondientes a la implementación de la NIIF 16. Para más información Véase Nota 2.b.12) a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

(*) Sin significativa producción asociada.

Downstream

Durante el año 2020, nuestras actividades de Downstream incluyeron la refinación y el transporte de crudo y la comercialización y transporte de lubricantes, GLP, y combustibles refinados, así como de otros productos derivados del petróleo, en los mercados, mayorista y minorista locales, y en ciertos mercados de exportación.

Durante el año 2020, el segmento de Downstream fue organizado en las siguientes divisiones:

- División Refino (refinación de petróleo y producción de petroquímicos);
- División Marketing (comercialización de productos refinados)
- División Química (comercialización de productos petroquímicos);
- División Logística (transporte de petróleo hacia las refinerías y distribución de los productos refinados y petroquímicos para ser comercializados en los diferentes canales de ventas) y;

- División Trading (comercialización de productos refinados y crudo en mercados internacionales).

Comercializamos una amplia gama de productos derivados de la refinación del petróleo en todo el territorio de Argentina mediante una amplia red de vendedores, distribuidores independientes, distribuidores propios, así como un extenso sistema de distribución minorista. Además, exportamos productos derivados de la refinación, principalmente desde el puerto de La Plata. Entre los productos derivados de la refinación del petróleo que comercializamos se incluyen: gasolina, gasoil, aerokerosene, kerosén, fuel oil y otros productos derivados del petróleo, como aceites de motor, lubricantes industriales, GLP y asfalto.

División Refino

Somos propietarios y operamos tres refinerías en Argentina:

- Refinería La Plata, ubicada en la provincia de Buenos Aires;
- Refinería Luján de Cuyo, ubicada en la provincia de Mendoza;
- Refinería Plaza Huincul, situada en la provincia de Neuquén (denominadas en forma conjunta las “refinerías”).

Nuestras tres refinerías tienen una capacidad de refinación total de aproximadamente 319,5 mbbbl de petróleo por día calendario. Están ubicadas estratégicamente a lo largo de nuestros oleoductos y de nuestros sistemas de distribución por ductos. En 2020, el 85,1% del petróleo crudo procesado por nuestras refinerías fue suministrado por nuestras operaciones upstream, mientras que en 2018 fue del 80,1%. A través de nuestra participación en Refinor, también mantenemos una participación del 50% en una refinería con una capacidad de 26.100 bbl de petróleo por día calendario, situada en la provincia de Salta, conocida como Campo Durán.

El siguiente cuadro muestra, de acuerdo a nuestra información interna, el crudo procesado y el rendimiento de producción de nuestras refinerías para cada uno de los tres ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre,		
	2020	2019	2018
	(millones de bbl)		
Crudo procesado	85,8	101,3	103,6
Materia prima	3,8	4,7	4,7
Crudo procesado / Materia prima	89,6	106,0	108,3

Producción:	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre,		
	2020	2019	2018
	(millones de bbl)		
Gasoil	39,3	41,0	41,5
Gasolina	17,8	24,8	26,1
Nafta petroquímica	8,2	8,1	7,4
Aerokerosene	2,4	6,9	6,8
Aceites base	0,9	0,9	0,8
	(miles de toneladas)		
Fuel oil	349	308	234
Coque	750	895	934
GLP	446	597	670
Asfalto	81	121	215

En el año 2020 la utilización global de las refinerías alcanzó el 73,4% en comparación con el 86,9% en 2019, ambos calculados sobre nuestra capacidad nominal de 319,5 mbpe/d. Durante 2020 la actividad se vio afectada en gran medida por los efectos de la pandemia COVID-19, la cual redujo el consumo de gasoil, gasolina y jet fuel a niveles mínimos récord. Esto perjudicó sustancialmente la tasa de utilización del sistema de refinería de YPF. En diciembre 2020, la actividad económica en argentina mostro signos de normalización, llevándonos a alcanzar el 83,9% durante ese mes. Véase “Factores de riesgo — Riesgos relacionados con nuestro negocio — Un brote de enfermedad o una amenaza similar para la salud pública, como la pandemia de COVID-19 en curso, que ha tenido y puede seguir teniendo consecuencias adversas materiales para las condiciones económicas, financieras y comerciales generales, podría afectar de manera material y adversa nuestra situación comercial y financiera y resultados de operaciones.”.

La refinería La Plata es la más grande de Argentina, con una capacidad nominal de 189 mbbbl/d de crudo por día calendario. La refinería cuenta con tres unidades de destilación, dos unidades de destilación al vacío, dos unidades de craqueo catalítico fluido, dos unidades de coque, una unidad de hidrotratamiento de nafta de coque, una unidad de platforming, dos unidades de hidroterminado de gasoil, un hidrotratador de gasolina, una unidad de isomerización, una unidad de fraccionamiento y desulfuración de nafta de Cracking Catalítico Fluido (FCC), un complejo de lubricantes, y además un complejo petroquímico que genera MTBE, TAME y componentes aromáticos que son agregados a las gasolinas y otros productos químicos para la venta. La refinería está situada en el puerto de la ciudad de La Plata, en la provincia de Buenos Aires, aproximadamente a 60 km de la ciudad de Buenos Aires. Durante 2020, la tasa de utilización

de la refinería La Plata se vio afectada por actividades de mantenimiento de las unidades de destilería Topping B y vaccum B. Como resultado, y principalmente debido a las restricciones causadas por el COVID-19, la refinería procesó aproximadamente 134,3 mbbbl/d con una tasa de utilización de la capacidad de 71,1%, comparado con 160,4 mbbbl/d procesados en 2019, con una tasa de utilización de 84,9%.

El crudo procesado en la refinería La Plata, del cual el 83,9% fue producido por YPF en 2020, proviene principalmente de la cuenca Neuquina y la cuenca del Golfo San Jorge. Los suministros de crudo para la refinería La Plata se transportan desde la cuenca Neuquina por oleoducto y desde la cuenca del Golfo San Jorge por buque, en ambos casos hacia Puerto Rosales, y luego por oleoducto desde Puerto Rosales hasta la refinería.

La refinería Luján de Cuyo tiene una capacidad nominal de 105,5 mbbbl por día calendario, lo que la convierte en la tercera entre las refinerías con mayor capacidad de Argentina. Cuenta con dos unidades de destilación, una unidad de destilación al vacío, dos unidades de coqueo, una unidad de cracking catalítico fluido (FCCU), una unidad de platforming, una unidad de MTBE, una unidad de isomerización, una unidad de alquilación, un separador de nafta, una unidad de hydrocracking, una unidad de hidrotratamiento de nafta y dos unidades de hidrotratamiento de gasoil. Durante 2020 la refinería procesó aproximadamente 83,8 mbbbl/d con una tasa de utilización de 79,4% comparado con 93,5 mbbbl/d procesados en 2019, con una tasa de utilización de 88,6%. En 2020, el procesamiento de la refinería de Luján de Cuyo se vio afectado por la menor disponibilidad de crudo de las cuencas del área de Mendoza.

Debido a su ubicación en la provincia occidental de Mendoza y su cercanía a importantes terminales de distribución de nuestra propiedad, la refinería Luján de Cuyo se ha convertido en la principal instalación responsable de proveer productos derivados del petróleo para consumo interno a las provincias centrales y del noroeste de Argentina. La refinería Luján de Cuyo recibe suministros de crudo de las cuencas Neuquinas y Cuyana por oleoducto, directamente en sus instalaciones. Aproximadamente el 86,3% del crudo procesado en la refinería Luján de Cuyo en 2020 fue producido por nosotros, mientras que, en 2019, el porcentaje alcanzó el 78,4% del total de crudo procesado. La mayor parte del crudo comprado a terceros proviene de yacimientos petrolíferos situados en las provincias de Neuquén y Mendoza.

La refinería Plaza Huincul, ubicada en la provincia de Neuquén, posee una capacidad instalada de 25 mbbbl por día calendario. En 2020, la refinería procesó aproximadamente 16,2 mbbbl/d de crudo con una tasa de utilización de la capacidad de 65,0%, comparado con 23,6 mbbbl/d procesados en 2019, una tasa de utilización de la capacidad de 94,5%.

Actualmente, los únicos productos que se producen en la refinería son nafta, gasoil y aerokerosene, que se venden principalmente en las zonas aledañas y en las regiones del sur de Argentina. En la medida en que la producción exceda la demanda local, los productos más pesados se mezclan con el crudo y se transportan por oleoducto desde la refinería hasta la refinería La Plata para su posterior procesamiento. La refinería Plaza Huincul recibe sus provisiones de crudo desde la cuenca Neuquina vía oleoducto. En 2020, como resultado la menor actividad, sólo el 5,1% de los suministros de crudo fueron adquiridos a otras compañías, mientras que en el 2018 fue 20%.

De acuerdo con las regulaciones del Ministerio de Energía, las ventas de gasolina y diesel deben mezclarse con biocombustibles. La gasolina requiere una mezcla de etanol al 12% (Resolución N° 37/2016) y el diesel requiere una combinación del 10% de FAME (Resolución N° 1.125/2013), el mismo requerimiento de 2019 y 2018. Durante 2020 los productores de FAME descontinuaron las entregas, argumentando que el precio fijado por el gobierno argentino no hacía rentables sus operaciones. Como consecuencia de la falta de producto, desde agosto de 2020 YPF disminuyó la mezcla de FAME en todo el país, y en algunos casos produjo diesel sin utilizar este biocombustible. El 5 de enero de 2021, la SE ha marcado un camino de recomposición de precios hasta el mes de mayo de 2021 y ha modificado la combinación de FAME al 5% en enero 6,7% en febrero 8,4% en marzo volviendo al 10% a partir de abril. Durante enero de 2021, la situación de suministro de FAME ha mejorado parcialmente pero no fue suficiente para añadir un 5% de FAME en el gasoil.

Desde 1997 y 1998 todas nuestras refinerías fueron certificadas bajo la norma ISO (International Organization for Standardization) 9001 (Sistemas de gestión de calidad) e ISO 14001 (sistema de gestión medioambiental). Todas ellas fueron también certificadas bajo ISO 45001 (2020) / OHSAS 18001 (Sistema de gestión de desempeño en salud y seguridad ocupacional) estándar. Los inventarios de gases de efecto invernadero industriales y el ahorro de emisiones de CO2 equivalente (proyectos MDL) han sido verificadas de conformidad con la norma ISO 14064, en las tres refinerías (2009 La Plata y Luján de Cuyo 2017 Plaza Huincul). Las refinerías mantienen sus sistemas bajo mejora continua y revisión de los organismos autorizados.

Durante 2020, la energía renovable producida por el parque eólico de Manantiales Behr (ubicado en la provincia de Chubut) y el parque eólico Los Teros I (ubicado en la provincia de Buenos Aires) representó el 20% del consumo eléctrico de las refinerías de Luján de Cuyo y La Plata, comparado contra el 15% de 2019. El primer parque se incorporó a la matriz de consumo de electricidad en julio de 2018, mientras que Los Teros I se incorporó a la matriz durante septiembre 2020. Ambas plantas son propiedad de YPF EE. Para más información véase “Información sobre la Emisora—Gas y Energía—Generación Eléctrica en YPF” de este prospecto).

División Marketing

Nuestra división de Marketing suministra nafta, gasoil, JET-A1 Fuel, lubricantes, asfalto, GLP y otros derivados de petróleo en Argentina y en otros países de la región. Proveemos a numerosas industrias, incluidos retail, transporte y agro.

Durante 2020, como resultado de la pandemia del COVID-19, la economía argentina se contrajo aproximadamente un 10% , y el volumen de venta de nuestros combustibles disminuyó un 20,6% con respecto a 2019 debido a restricciones en la circulación y a la actividad reducida en las diferentes industrias. Consulte “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera — Factores que afectan nuestras operaciones — Condiciones Macroeconómicas”.

Sin embargo, YPF mantuvo su liderazgo en Argentina con una cuota de mercado del 54,2% para los combustibles líquidos.

YPF comercializa dos tipos de gasolina: Infinia, una gasolina premium de 98 octanos y Super, una gasolina estándar de 95 octanos. El mix de premium en 2020 (27,2%) se mantuvo estable en relación al promedio anual de mix de premium de 27,3% para 2019.

Nuestra cuota de mercado de la nafta Infinia y de la nafta Super, de acuerdo con información provista por la Secretaría de Energía, fue del 58,3% y del 51,1% respectivamente al 31 de diciembre, 2020, en comparación con el 61,0% y 54,1%, del 31 de diciembre 2019. Nuestro volumen de ventas de Infinia fue de 964 mm³ en 2020 (31,1% menos que en 2019) y 2.580 mm³ para Super en 2020 (30,6% menos que en 2019).

En lo que respecta a Gasoil, según nuestras estimaciones, se alcanzó para diesel (500 y 800 parte por millón de azufre (“ppm”)) e Infinia diesel (10 ppm) una cuota de mercado del 53,8% y 59,0% respectivamente, al 31 de diciembre 2020, comparado con 55,6% y 59,7%, respectivamente al 31 de diciembre de 2019. En términos de mercado, la demanda Diesel se redujo un 11% en relación a 2019. El volumen de venta de Infinia Diesel fue 1.616 mm³ durante el 2020 (19,3% menor a 2019) y 4.853 mm³ para Diesel en 2020 (11,6% menor que en 2019). Estos volúmenes de venta no incluyen las ventas bunker realizadas en el mercado externo ni ventas a otras compañías. Incluyendo dichas ventas, los volúmenes comercializados para Diesel (500 y 800 ppm) disminuyeron 8,2% en comparación con 2019. Por último, el volumen de ventas Diesel Infinia alcanzó el 25,0% de las ventas totales del volumen de gasoil, frente al 26,7% en 2019.

Nuestros competidores estuvieron activos en cuanto a comunicación, promociones, tarjetas de fidelidad y descuentos bancarios, a pesar de la pandemia.

En consecuencia, 2020 fue un año durante el cual YPF centró sus esfuerzos en los siguientes pilares estratégicos: contribuir en el desarrollo y expansión de la red, desarrollo de la identificación de la marca y la construcción de una estrategia de combustibles innovativa e integral.

Con respecto a nuestra red de estaciones de servicio, durante el 2021 planeamos agregar una propuesta de valor diferencial para las estaciones de servicio, en base a las necesidades y expectativas de los clientes.

Para potenciar la fidelidad a la marca, YPF lanzó campañas para mejorar la comunicación y el impacto en los consumidores objetivo. YPF celebró una alianza con Messi, AFA (“Asociación del Fútbol Argentino”) y Adidas, lanzando la promoción del balón de fútbol en diciembre de 2020. Además, se desarrolló la plataforma de viajes buscando brindar a los clientes una serie de beneficios exclusivos durante sus vacaciones.

En noviembre de 2020 lanzamos la campaña '360 Infinia' comunicando nuestra nueva fórmula con el objetivo de recuperar la participación en el mercado de la gasolina premium y construir los atributos de calidad e innovación.

La División de Marketing local incluye siete sub-divisiones principales: Retail, Tiendas, Agro, Industrias, Aviación, Lubricantes y Especialidades y GLP.

Unidad Retail

Al 31 de diciembre de 2020, la red de ventas de la Unidad de Retail en Argentina incluía 1.632 estaciones de servicio minoristas comparado con 1.620 al 31 de diciembre de 2019, de los cuales 110 nos pertenecen en su totalidad, y las restantes 1.522 son estaciones de servicio abanderadas. Operadora de Estaciones de Servicio S.A. (“OPESSA”), (sociedad en la cual mantenemos el 100% de participación), opera activamente 166 de nuestras estaciones de servicio minoristas, 88 de las cuales nos pertenecen en forma directa, 24 son alquiladas al ACA (Automóvil Club Argentino), y 54 son alquiladas a propietarios independientes. Adicionalmente, contamos con el 50% de participación en Refinor, operadora de 93 estaciones de servicio, una tienda de servicios de lubricación y diagnóstico llamado YPF Boxes también operado en 346 estaciones de servicio en el país.

Según nuestras estimaciones, al 31 de diciembre de 2020, fuimos el principal distribuidor de combustibles en Argentina, con el 32,8% de las estaciones de servicio del país, seguida por Shell, Axion y Puma con una cuota del 14,9%, 12,8% y 6,3%, respectivamente.

Durante 2020, YPF renovó con éxito 134 contratos con los operadores de estaciones de servicio. de los cuales 28 correspondían a contratos con vencimiento en 2021. Durante 2020, continuamos implementando medidas diseñadas para mejorar la infraestructura de nuestra red de estaciones de servicio e introdujimos un nuevo modelo de negocio modular y flexible que busca construir una estación en un período corto de tiempo, con una inversión mínima y bajos costos de mantenimiento, que a su vez permite servicios ágiles, simplificados y fáciles de operar. Durante 2020, nuestras estaciones de servicio adoptaron y siguieron los protocolos del Gobierno Nacional y las autoridades locales para abordar la pandemia de COVID-19.

Lanzamos el “Programa + Ventas” para incentivar la venta de combustibles. El programa se ejecuta cada dos meses y reconoce las estaciones de servicio con mejor desempeño, recompensándolas con una comisión adicional y excepcional (hasta el 1%) basada en un sistema de puntos.

La herramienta APP de YPF se implementó en más de 1.170 estaciones de servicio. Con esta aplicación se logró agilizar el proceso de pago y también centralizar los beneficios y descuentos de la red otorgados como los del personal de salud, promociones bancarias, descuento en Boxes, entre otros.

Unidad Tiendas (Full Stores)

La Unidad de tiendas de YPF consta de 635 franquicias al 31 de diciembre de 2020 (comparado con 631 en 2019), las cuales se encuentran abiertas las 24 horas. De estas 635 tiendas, 161 son operadas por OPESSA S.A., mientras que 474 son operadas por terceros.

Las ventas de YPF Full Stores se han visto afectadas por las medidas de bloqueo de COVID-19. A la fecha de emisión de este prospecto, todas las tiendas YPF Full están nuevamente abiertas. Con el fin de reducir el impacto de la pandemia y apoyar las ventas, se desarrollaron nuevas alternativas para los clientes. En primer lugar, 200 tiendas implementaron un servicio de entrega. Por otro lado, 513 tiendas han lanzado la posibilidad de comprar con YPF APP, evitando el intercambio de dinero o tarjetas de crédito y reduciendo el riesgo de contagio. También se incluyeron nuevos productos "esenciales" en las tiendas.

Durante 2020, como resultado de las medidas adoptadas para mitigar el impacto de la pandemia COVID-19, las unidades vendidas a través de la red YPF Full Store se redujeron (solo) en un 33% en comparación con 2019. YPF renunció al pago de regalías adeudadas por los propietarios de tiendas y proveedores para el período marzo / junio de 2020, por un monto total de aproximadamente US\$ 9,5 millones, para mitigar las consecuencias de la pandemia COVID-19 para los propietarios y sus empleados.

Unidad Agro

La Unidad Agro ofrece una amplia cartera de productos y servicios para el productor agropecuario, que incluye asesoramiento agrícola, la entrega y aplicación de los productos en el lugar de consumo. Durante 2020, en esta Unidad se hizo énfasis en 5 pilares del negocio: enfocarse en brindar servicios al productor para facilitar sus tareas y mejorar los resultados, proporcionar una solución integral al estar presente antes de la siembra y después de la cosecha, producir energía a través de granos, innovar en nuevos productos fitosanitarios (Lambdacialotrina HDS, YPF 2,4D ME, YPF Agro Glifosato Concentrado, Inoculante Y-TERRA Trigo) y, finalmente, mantener no sólo la excelencia operativa de las personas sino también el medio ambiente de trabajo en toda su red.

La estrategia se logra implementar a través de una red de 103 puntos de venta (8 de los cuales son de propiedad de YPF) con áreas comerciales exclusivas en 19 provincias, que ofrecen combustible, fertilizantes, lubricantes, productos fitosanitarios y bolsas de ensilaje. En diciembre 2020, la Unidad Agro implementó el modelo de negocio INTEGRA, que consiste en la comercialización de productos fitosanitarios a granel, descontinuoando el uso de bidones grandes en línea con nuestra conciencia de sustentabilidad ambiental.

Además, YPF Agro firmó un acuerdo con AGCO, empresa líder mundial en el diseño, fabricación y distribución de equipos agrícolas, para crear una propuesta integral de nutrición de cultivos, agregando SUMMA mix, un producto de aplicación eficiente. Con el fin de asegurar una mejor calidad en la genética de semillas, YPF AGRO y AGCO están trabajando con Grupo Don Mario, empresa líder en el negocio de semillas, para el desarrollo de la marca de semillas 'Illinois'.

Para estar cerca del productor agrícola, YPF AGRO se convirtió en el principal sponsor de ExpoAgro (la exposición de agronegocios más relevante del país) desde 2020 hasta 2022, representando la unión estratégica de 2 referentes del sector para el desarrollo de la industria agrícola. YPF Agro también presentó un portfolio renovado de productos y condiciones para el intercambio de granos. Como resultado, el volumen de ventas de los fertilizantes y productos fitosanitarios aumentó un 121% en comparación con 2019. Además, nuestra participación en el mercado de fertilizantes, según nuestra estimación, fue del 13,8% en comparación con el 10,4% en 2019.

YPF desarrolló el financiamiento de cultivos con instrumentos tales como tarjetas de crédito con bancos locales, por más de US\$ 148,6 millones. La compañía acepta distintos cereales en parte de pago (canje), especialmente soja, pero también maíz, arroz, trigo, sorgo, cebada y algodón. Algunas de las semillas de soja son procesadas por terceros para obtener aceite de soja, harina y cáscara que generalmente exportamos. Además, parte del aceite de soja se procesa en la producción de FAME ("fatty acid methyl esters"), un producto natural añadido al diésel de calidad comercial), que cubre aproximadamente el 12,7% de las necesidades de refinado de YPF. Durante 2020, recibimos aproximadamente 1,5 millones de toneladas de granos (un descenso del 13% con respecto a 1,7 millones de toneladas en 2019), principalmente de soja. Al 31 de diciembre de 2020, los ingresos por exportaciones representaron aproximadamente US\$ 403 millones, un crecimiento de 14% en comparación con 2019.

En febrero de 2021, YPF emitió Obligaciones Negociables con vencimiento en 2026, garantizadas por una estructura de cuenta que se financia con depósitos realizados por ciertos clientes designados por YPF como pago por las exportaciones de YPF de ciertos productos agrícolas y otros vendidos a dichos comerciantes. Véase "Perspectivas y revisión operativa y financiera — Liquidez y recursos de capital — Préstamos".

Unidad Industria

Esta Unidad suministra a todos los sectores de la industria nacional y del transporte terrestre, que requieran un amplio portafolio de productos y servicios para satisfacer las necesidades de sus clientes. Desarrolla soluciones específicas para la minería, petróleo y gas, transporte e industrias en general. También proveemos productos tales como combustibles (gasol, naftas, fuel oil), lubricantes, carbón, asfaltos, parafinas y derivados (azufre, CO₂, decanted oil, extracto aromático) ya sea directamente de nuestras refinerías hasta el punto de consumo (más de 8.500 clientes directos) a través de nuestra red terrestre y fluvial, o a través de una red de 22 distribuidores industriales con cobertura nacional (minería, petróleo y gas y asfaltos).

Nuestro propósito en la división industria es promover eficientemente la cadena de suministro, ofreciendo soluciones energéticas a través de suministros y servicios. Consecuentemente, nuestra estrategia está basada en la cercanía con el cliente y el desarrollo de soluciones a medida innovadoras.

Durante 2020 las actividades de nuestra unidad industrial variaron, reflejando el impacto de la pandemia COVID-19 en nuestros diferentes clientes. Si bien segmentos como Oil & Gas se vieron particularmente afectados por la pandemia COVID-19 y vieron la actividad prácticamente paralizada hasta septiembre de 2020, otros segmentos como la minería pudieron continuar sus actividades en niveles similares a 2019.

En el segmento de transporte, implementamos un nuevo sistema conocido como “Everilion” en YER (tarjeta de flota que abastece y administra las necesidades de vehículos de carga y pasajeros).

En el segmento de petróleo y gas, la actividad se paralizó por completo por los efectos de la pandemia de marzo a septiembre de 2020. Sin embargo, continuamos construyendo un centro de excelencia para el suministro de combustibles y lubricantes en el corazón de Vaca Muerta. Nuestro principal objetivo es entregar los servicios y soluciones disponibles según lo requiera cada cliente y reducir los costos operativos en todas las operaciones upstream, evitando desabastecimientos debido a la lejanía de las plantas de despacho. Esperamos implementar esta iniciativa durante la segunda quincena de marzo de 2021.

En el segmento minero, la actividad se mantuvo en niveles en torno al 90% durante la pandemia. En este contexto renovamos y entramos en nuevos contratos con las siguientes compañías: Sales de Jujuy S.A., Minera Exar S.A. y Minera Piquitas S.A.

Llegamos a un acuerdo con Lafarge Holcim (cemento) por un contrato de dos años para suministrar Petcoke y Gas Natural a todas sus Plantas.

Firmamos un nuevo contrato para suministrar más de 1 millón de toneladas de Petcoke a Copetro, la única empresa calcinadora que opera actualmente en Argentina.

También continuamos con el nuevo modelo de relación con clientes estratégicos (comenzado en 2019) que involucra el consumo de energía, a través de una amplia gama de productos independientes de la unidad de negocio de YPF. La estrategia involucra a una amplia gama de clientes, desde la agricultura hasta la siderurgia que operan no solo en Argentina sino también en los países limítrofes. El objetivo es tener en agenda proyectos de energías renovables y sostenibilidad, para lo que YPF está trabajando actualmente.

Unidad Aviación

La Unidad Aviación proporciona combustible JET-A1 en 50 aeropuertos y combustible AVGas-100LL en 41 aeropuertos de Argentina.

Durante 2020, debido a los efectos del COVID-19, la demanda cayó aproximadamente un 70% con respecto a 2019. Por lo tanto, el volumen abastecido de YPF cayó de 1.231.321 cm en 2019 a 336.256 cm en 2020. Para información de la demanda y oferta véase “Revisión y Perspectivas Operativas y Financieras - Factores que Afectan Nuestras Operaciones - Macroeconómicas condiciones — brote de COVID-19.”

en 2020 la participación de mercado de YPF para JET fue un 5,1% menor que en 2019 y en YPF Chile, el volumen de ventas de JET A-1 disminuyó en 65% respecto a 2019.

Unidad Lubricantes y Especialidades

En el mercado de lubricantes, YPF ocupa una posición de liderazgo con una participación de mercado. Fabricamos una amplia gama de productos que incluyen lubricantes de aceite para motor, de servicio pesado e industriales en los mercados minoristas, mayoristas e industriales a través de una red de comerciantes y distribuidores. En el complejo industrial de La Plata, operamos una instalación de fabricación moderna y eficiente donde producimos lubricantes, no solo para el mercado interno, sino también para exportación.

Nuestra línea de lubricantes para automóviles, incluidos los aceites minerales y sintéticos, han recibido la aprobación y la recomendación de los principales fabricantes mundiales de automóviles y motores, incluyendo Ford, GM, Porsche, Scania, Mercedes Benz, Volkswagen, Renault, PSA, Audi, Deutz, Cummins, Volvo, Toyota, MAN Truck, Subaru, Suzuki, Metalfor, Detroit Diesel, ZF, Allison y MTU. Con respecto a las naftas Infinia y Super, alcanzaron el estándar "Top Tier", esto fue otorgado por Mercedes Benz, BMW, Audi, GM, Ford, Toyota, Honda, Volkswagen, Navistar y FCA.

Durante 2020, nuestras ventas de lubricantes disminuyeron un 6,4% con respecto a 2019. Las ventas en mercado local cayeron un 11,4% debido a una severa contracción del mercado, como resultado de la pandemia originada por el COVID-19.

Las ventas por exportaciones aumentaron un 28% en 2020 comparado con 2019. Vendimos a empresas de nuestra propiedad en Brasil y Chile. Los volúmenes de ventas a Brasil aumentaron un 364% comparado con 2019 (principalmente por inconvenientes en el suministro de insumos de materia prima a nivel internacional y la menor producción de bases Petrobras); y a Chile aumentaron un 13%, comparados con 2019. Por otro lado, exportamos a nuestra red de distribuidores ubicados en Bolivia, Uruguay y Paraguay, en donde las ventas disminuyeron un 10% con respecto al año 2019.

La estrategia de YPF es continuar su liderazgo en el desarrollo de lubricantes para satisfacer los requisitos de fabricantes de equipos originales (OEMs) de última generación para la protección y las necesidades de rendimiento en vehículos pesados y de pasajeros, manteniendo el liderazgo en el mercado de lubricantes de alta rentabilidad. Nuestra participación de mercado al 31 de diciembre de

2020 fue de 37,9% (una disminución de 0,6 puntos porcentuales comparado con 2019) según la información proporcionada por la Secretaría de Energía. Los factores críticos de la competitividad son los acuerdos de uso y referencia de los principales OEMs (Ford, General Motors, Porsche y Scania) y llegar al cliente con la mejor cobertura de red y servicio.

Los ingresos de nuestra línea de aceite de automóvil para pasajeros (PCMO) ("Elaion" es la marca más importante para el segmento automotriz) en el mercado doméstico bajaron a 8,5 Mm3 en 2020, una disminución de 25% en comparación con 2019, la cual es atribuible al impacto de la pandemia del COVID-19 en el uso general de los automóviles durante la cuarentena. Con respecto a nuestras líneas de lubricantes para pesados (HDMO) (Extravida), los ingresos de 2020 disminuyeron un 11,2% comparado con el año anterior. El volumen de ventas de Azul 32 (el cual cumple con el estándar Euro 5) disminuyó un 18% comparado con 2019, principalmente debido a una menor cantidad de vehículos Euro 5 patentados durante la pandemia del COVID-19.

Nuestros controles de calidad garantizan que el producto llegue al cliente en condiciones óptimas y cumpla con los estrictos estándares determinados por ISO 22241 para este producto. Desde 1995, la División de Lubricantes y Especialidades ha obtenido las certificaciones ISO 9001: 2015, ISO 14001: 2015, ISO 45001: 2018, IATF 16949-Tercera edición. Además, YPF ha obtenido para el producto Azul 32 una certificación API como parte del Programa de Certificación de Líquido de Escape de Diesel del American Petroleum Institute (API) y la aprobación VDA para utilizar la marca AdBlue.

Unidad GLP

En materia de GLP, se gestiona el negocio mayorista cuya actividad abarca tanto la logística como la comercialización del producto en el mercado interno y externo. El abastecimiento de GLP se realiza desde las plantas y refinerías de procesamiento de gas natural o a través de compras a terceros. Además de gas butano y propano, se comercializa propelente, el cual es utilizado en la fabricación de aerosoles.

En el mercado interno, vendemos GLP principalmente a distribuidores, los cuales abastecen el mercado minorista nacional. La Unidad GLP no abastece directamente al mercado minorista, este suministrado por nuestra filial YPF Gas S.A.

Durante 2020, vendimos aproximadamente el 26% de nuestra producción de GLP a YPF Gas S.A. en el mercado interno.

Somos los productores de GLP más grandes de Argentina con una venta en 2020 de aproximadamente 494 mtn, comparados con 555 mtn en 2019, de las cuales aproximadamente 364 mtn se vendieron en el mercado interno, comparados con 374 mtn en 2019. Nuestros principales clientes en el mercado doméstico son las empresas fraccionadoras que comercializan el GLP envasado o a granel a los consumidores finales y a los hogares en algunas localidades del país. Por su parte, las exportaciones en 2020 alcanzaron aproximadamente 130 mtn, comparado con 181 mtn en 2019, siendo los principales destinos Chile, Paraguay y Uruguay. El transporte de GLP a los clientes del exterior se realiza por camiones, ducto y barcazas.

Producimos 472 mtn de GLP en 2020, sin incluir la producción de GLP destinada para uso petroquímico, y también hemos comprado GLP a terceros, según se detalla en la siguiente tabla:

	Producción y Compras (millones de toneladas) - 2020
LPG a las plantas de procesamiento de gas natural:⁽¹⁾	
<i>El Portón</i>	81,7
<i>San Sebastián</i>	19,4
<i>Loma Negra</i>	21,5
<i>Estación Fernandez Oro</i>	3,6
<i>Total Upstream</i>	126,2
LPG a las Refinerías y Plantas de petroquímica:	
Refinería La Plata	219,7
Refinería Luján de Cuyo	59,3
Planta petroquímica Ensenada	29,6
Total Refinerías & Planta petroquímica ⁽²⁾	308,6
LPG comprado a entidades bajo control conjunto (negócios conjuntos) ⁽³⁾	1,2
LPG compras a terceros no relacionados	35,9
Total	472

La planta de San Sebastián, El Portón, Loma Negra y EFO son 100% de nuestra propiedad; General Cerri pertenece a un tercero con el que tenemos un acuerdo de procesamiento.

- (1) La planta de San Sebastián, El Portón, Loma Negra y EFO son 100% de nuestra propiedad; General Cerri pertenece a un tercero con el que tenemos un acuerdo de procesamiento.
- (2) Esta producción no incluye el GLP utilizado como materia prima para la industria petroquímica (derivados de olefinas, polibutenos y maleico).
- (3) Comprado a Refinor. También tenemos una participación del 50% en Refinor que produjo 635,9 mtn de GLP en el año 2020.

En cuanto a los precios de venta, el mercado local de butano está regulado por el gobierno argentino. En octubre de 2020, mediante la Disposición N° 30/20 el gobierno argentino actualizó los precios máximos de referencia de Butano para el mercado local, reconociendo una mejora en los precios de venta, los cuales se habían mantenido inalterados desde julio 2019.

En el caso del propano, los precios locales publicados por la Secretaría de Energía se determinan a paridad de exportación. Durante segundo y tercer trimestre de 2020, los precios del propano en el mercado local fueron regulados por el gobierno argentino para mitigar el impacto de la pandemia COVID-19 (Decreto N° 311/2020).

Unidad Química

Los productos petroquímicos se producen en las unidades productivas de los complejos Ensenada, Luján de Cuyo y Plaza Huincul.

Las operaciones de producción petroquímica en el Complejo Industrial Ensenada ("CIE") están estrechamente integradas con nuestras actividades de refinación en la Refinería La Plata, permitiendo un abastecimiento flexible de materia prima, un uso eficaz de los subproductos, como el hidrógeno, y suministro de aromáticos para incrementar los niveles de octanaje en las naftas.

Los principales productos petroquímicos y la capacidad de producción anual son los siguientes:

	Capacidad (toneladas por año)
Planta Petroquímica Ensenada:	
BTX (benceno, tolueno, xilenos mezclados)	526.000
Ortoxileno	25.000
Ciclohexano.....	95.000
Solventes	66.100
MTBE	60.000
Buteno I.....	25.000
Oxoalcoholes.....	35.000
TAME	105.000
LAB	52.000
LAS	32.000
PIB	26.000
Anhídrido maleico.....	17.500
Propileno	120.000
Plaza Huincul:	
Metanol	411.000
Luján de Cuyo:	
Propileno	100.000

El gas natural, materia prima para la producción de metanol, es provisto por nuestra división de Exploración y Producción. El uso de gas natural como materia prima nos permite monetizar reservas, evidenciando la integración entre la unidad Petroquímica y la división de Exploración y Producción.

La Refinería La Plata es el principal proveedor de la materia prima para la producción petroquímica en Ensenada, que incluye nafta virgen, propano, butano y kerosene.

El 4 de julio de 2020, la ruptura del sobrecalentador E102II y diferentes daños causados en la turbina CT-201, resultaron en el cierre repentino de la planta de Metanol en la que operamos en Plaza Huincul y exigieron cubrir los costos de producción local del producto importado para evitar falta de suministro en el país y cumplir con los contratos de los clientes. La producción en esta planta de Metanol se reinició el 22 de noviembre de 2020.

Actualmente, estamos trabajando con los agentes liquidadores designados por las aseguradoras en el ajuste preliminar y total del siniestro, correspondiente a los daños materiales y lucro cesante atribuibles a los efectos del accidente que provocó el cierre. Al 31 de diciembre de 2020, recibimos un pago de US\$ 5,5 millones como forma de anticipo de la pérdida final que aún no se ha determinado.

En 2020, 2019 y 2018 nuestras ventas de petroquímica (incluyendo propileno) en el mercado local representaron el 75%, 72% y 67%, respectivamente. Las exportaciones de petroquímicos se destinan a los países del Mercosur, el resto de América Latina, Europa y los Estados Unidos. En 2019 incrementamos nuestra presencia comercial en Brasil, a través de la contratación de almacenamiento adicional de metanol.

La planta Petroquímica La Plata obtuvo también la certificación ISO 9001 (2018), ISO 14001 (2017), ISO 45001 (2020), ISO 50001 (2019) y la planta verificó la emisión de CO₂, CH₄ y N₂O bajo las ISO 14064 (2017). El laboratorio de nuestra planta petroquímica de Ensenada obtuvo la certificación ISO 17025 en 2019.

La planta de metanol fue certificada bajo la norma ISO 9001 (2019), ISO 14001 (2019) y OHSAS 18001 (2017).

Además, la planta petroquímica de La Plata fue certificada bajo “*Certificado de Cuidado Responsable*” (2019), que es un programa voluntario de la industria química que promueve la mejora continua en áreas de seguridad, salud ocupacional y medio ambiente.

La certificación del negocio petroquímico de YPF abarca los siguientes procesos:

- Proceso de refinación de crudo y producción de gas y combustibles líquidos, aceites base lubricantes y parafina, coque de petróleo (coque verde) y productos petroquímicos en las unidades de refinación, transformación, lubricantes, aromáticos, olefinas PIB (polibutenos) / maleico y LAB / LAS (Lineal alquilbenceno / sulfonato de alquilbenceno lineal), producción de metanol y almacenamiento.
- Gestión y desarrollo de actividad petroquímica de YPF S.A., planificación y económica y control comercial, comercialización y post venta de servicios de productos petroquímicos.
- Producción de compuestos aromáticos complejos, olefinas, maleico, polibutenos y provisión de servicios energéticos que operan dentro del Complejo Industrial La Plata - Química.

La división Química, tiene una participación del 50% en Profertil, un negocio conjunto con Nutrien, líder mundial en fertilizantes, que inició operaciones en 2001. Profertil produce y comercializa en su planta de Bahía Blanca 1.300.000 toneladas anuales de urea y 790.000 toneladas anuales de amoníaco. Se comercializan también otros nutrientes y se preparan mezclas especiales para ser utilizadas en la tierra con el objetivo de optimizar su rendimiento.

Unidad Logística (Transporte y almacenamiento de petróleo crudo y productos)

Contamos con una red de cinco oleoductos principales disponibles para nuestro uso, dos de los cuales son de nuestra propiedad en su totalidad. La red de transporte de crudo incluye alrededor de 2.800 km de cañerías con una capacidad de transporte total de productos de aproximadamente 640.000 bbl/d. Tenemos una capacidad de almacenamiento de crudo de aproximadamente 7 Mbbbl y poseemos terminales en cinco puertos argentinos.

La información, de acuerdo a nuestra información interna, con respecto a nuestra participación en nuestra red de oleoductos se indica en el cuadro siguiente:

De	A	Participación de YPF	Longitud (km)	Capacidad diaria (bbl/día)
Puesto Hernández.....	Refinería Luján de Cuyo	100%	528	93.509
Puerto Rosales.....	Refinería La Plata	100%	585	326.541
Refinería La Plata.....	Dock Sud	100%	52	141.006
Loma Campana	Lago Pellegrini	85%	88	125.860
Brandsen.....	Campana	30%	168	120.700
Puesto Hernández/ Plaza Huincul/Allen..	Puerto Rosales	37%	888	232.000

Poseemos dos oleoductos en Argentina. Uno de ellos conecta Puesto Hernández con la refinería Luján de Cuyo (528 km), y el otro une Puerto Rosales con la refinería La Plata (585 km) y se extiende hasta la refinería de Shell en Dock Sud, en el puerto de Buenos Aires (otros 52 km). También tenemos una planta para almacenamiento y distribución de crudo en la provincia norteña de Formosa, con una capacidad de operación de 19.000 m³, y tres tanques en la ciudad de Berisso, en la provincia de Buenos Aires, con una capacidad de 90.000 m³. Somos propietarios del 37% del capital accionario de Oleoductos del Valle S.A., operador de una red de oleoductos de 888 km, con un oleoducto principal doble de 513 km que conecta la cuenca Neuquina con Puerto Rosales.

Un hito importante alcanzado fue el inicio de la operación del oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini, en junio de 2019. Esto permite la evacuación de crudo convencional y no convencional de Vaca Muerta. El oleoducto es propiedad de OLCLP, una corporación propiedad de YPF (85%) y Tecpetrol (15%), y operada por una tercera compañía, Oleoductos del Valle S.A.

Participamos, a través de Oleoducto Transandino Argentina S.A., y de Oleoducto Transandino Chile S.A., con una participación del 36% y 18% respectivamente en el oleoducto trasandino de 428 km, que transportaba crudo desde Argentina hacia Concepción en Chile. Ese oleoducto dejó de operar el 29 de diciembre de 2005, como consecuencia de la interrupción de las exportaciones de petróleo que surgió a raíz de la disminución en la producción en el norte de la provincia de Neuquén. Los activos relacionados se registraron a su valor recuperable. Actualmente estamos analizando el activo como una posible forma de evacuar el crudo no convencional.

También poseemos el 33,15% de Terminales Marítimas Patagónicas S.A., operador de dos instalaciones portuarias y de almacenamiento: Caleta Córdova (en la provincia de Chubut), con una capacidad de 314.000 m³ y Caleta Olivia (en la provincia de Santa Cruz), con una capacidad de 246.000 m³. También tenemos una participación del 30% en el capital accionario de Oiltanking Ebytem S.A., operador de la terminal marítima de Puerto Rosales, que tiene una capacidad de 480.000 m³ y del oleoducto que une Brandsen (capacidad de almacenaje de 60.000 m³) con la refinería de Axion Energy Argentina S.R.L. (anteriormente ESSO, una antigua filial de ExxonMobil que fue adquirida por Bridas Corporation) en Campana (168 km), en la provincia de Buenos Aires.

En Argentina, también operamos una red de poliductos para el transporte de productos refinados con una longitud total de 1.801 km. Además, poseemos 17 terminales de almacenamiento para la distribución de productos refinados y 7 terminales de almacenamiento de

GLP con una capacidad total aproximada de 1.620.000 m³. Tres de nuestras plantas para almacenaje y distribución se encuentran anexadas a las refinerías de Luján de Cuyo, La Plata y Plaza Huincul. Diez de nuestras plantas para almacenaje y distribución tienen conexiones marítimas o fluviales. Operamos 50 aeroplantas (40 de ellas son propiedad de YPF en su totalidad) con una capacidad de 22.500 m³; 141 surtidores manuales y 13 expendedoras automáticas. Esas instalaciones ofrecen un sistema de distribución flexible en todo el país y nos permiten facilitar las exportaciones a mercados extranjeros, en la medida permitida conforme a las reglamentaciones gubernamentales. Los productos se despachan por una flota exclusiva de camiones cisterna de aproximadamente 2.400 unidades, de las cuales 23 son de nuestra propiedad. Durante 2019, hemos estado trabajando en la revisión de la terminal ubicada en el Río Paraná (Terminal Fluvial San Lorenzo), adquirida en 2018.

Durante 2020 se firmó un contrato con Refinor para la reversión del gasoducto Monte Cristo-Banda Río Salí con el propósito de reducir los costos de distribución y permitiendo el abastecimiento competitivo en canales regionales. Actualmente, se trabaja en la adecuación de las instalaciones, anticipando el inicio de operaciones en la terminal de despacho de combustible de Banda Río Salí, Tucumán, en el segundo trimestre de 2021.

Unidad Trading

Nuestra División Trading vende crudo y productos refinados a clientes internacionales y compra crudo a las compañías petroleras nacionales. Las exportaciones incluyen crudo, gasoil, fuel oil, GNL, nafta liviana, nafta virgen, MTBE, coque verde, aceite decantado y AVGAS.

Las exportaciones de esta división se realizan principalmente a Estados Unidos, Brasil, Emiratos Árabes Unidos, así como también a otros países. Las ventas a clientes internacionales para los años 2020 y 2019 ascendieron a Ps. 28.834 millones y Ps. 29.512 millones, respectivamente. En 2019, las ventas de productos refinados representaron el 37% de las ventas de exportación totales, frente al 36% en 2019.

En 2020, las ventas de combustibles navales o marítimos alcanzaron un 31% del total de las ventas totales, al igual que en 2019. En 2020 y 2019, los volúmenes de ventas a clientes fuera de Argentina consistieron en 5,65 mmbbl y 6,08 mmbbl de productos refinados, respectivamente, y 1,8 mmbbl y 1,9 mmbbl de combustibles navales o marítimos, respectivamente.

Para el mercado interno, las ventas de crudo fueron de Ps. 5.251 millones o 2,06 mmbbl en 2020 y Ps. 4.783 millones o 1,9 mmbbl en 2019. La venta de combustibles navales o marítimos fue de Ps. 6.273 millones o 0,97 mmbbl en 2020 y Ps. 5.104 millones o 1,1 mmbbl en 2019.

Además, las importaciones de diesel de bajo azufre, combustible aéreo y otros en 2020 ascendieron a 2,7 mmbbl, una baja de 58% en comparación con 6,5 mmbbl el 2019. Estados Unidos y Arabia Saudita fueron los principales orígenes de estas importaciones. Durante 2020 no se realizaron importaciones de JET debido a la pandemia originada por el COVID-19.

Las importaciones de fertilizantes y agroquímicos totalizaron 0,5 millones de toneladas en 2020, una suba del 151% en comparación con 0,20 millones de toneladas en 2019. Egipto y China fueron los principales orígenes.

En 2020, no importamos crudo. Exportamos 5,2 mmbbl de petróleo crudo, el cual estuvo disponible como resultado de la menor demanda a partir de nuestro complejo de refinación de La Plata y el impacto de la pandemia COVID-19.

Gas y Energía

Durante 2020, nuestras actividades de gas y energía incluyeron: (i) la comercialización y distribución de gas natural a terceros y (ii) la operación técnica de licuefacción de GNL en las terminal de Bahía Blanca y Escobar (hasta octubre 2020), y la terminal de regasificación de Escobar a través de la contratación de dos buques; y (iii) la generación de proyectos de energía eléctrica convencional térmica y renovable principalmente desarrollados por YPF EE. (una compañía co-controlada por YPF y GE EFS Power Investments B.V. ("GE")).

Suministros de gas natural en Argentina

La mayoría de nuestras reservas comprobadas de gas natural en Argentina (aproximadamente el 76% al 31 de diciembre de 2020) se encuentran en la cuenca Neuquina, que está ubicada estratégicamente con respecto al principal mercado de Buenos Aires y, durante la mayor parte del año, está apoyada por una capacidad de gasoductos suficiente. Por consiguiente, creemos que el gas natural proveniente de esa región posee una ventaja competitiva en comparación con el gas natural proveniente de otras regiones. La capacidad de los gasoductos en Argentina, en el pasado, por momentos ha demostrado ser inadecuada para satisfacer los picos de demanda de los días de invierno, y no existe una capacidad de almacenaje significativa en Argentina.

Estimamos (sobre la base de informes de cantidades preliminares suministrados por compañías de transporte de gas) que el consumo de gas natural en Argentina ascendió a un total aproximado de 1,69 bcf (o 47.960 bcm) en 2020. Calculamos que, la cantidad de usuarios conectados a los sistemas de distribución en toda Argentina era de aproximadamente 8.94 millones al 31 de diciembre de 2020.

Durante 2020, nuestras ventas de gas natural fueron aproximadamente: 33,78% a compañías de distribución residencial locales, 2,63% a GNC (Gas Natural Comprimido) para usuarios finales, 31,86% a usuarios industriales (incluyendo nuestras subsidiarias Compañía Mega S.A. (“Mega”) y Profertil), 20,16% a usinas (incluyendo nuestra subsidiaria YPF Energía Eléctrica) y 6,9% fue consumido en las operaciones downstream de YPF. Nuestras ventas se vieron afectadas por el consumo creciente de usuarios residenciales durante los meses de invierno (junio, julio y agosto). Durante 2020, aproximadamente el 85% de nuestra producción de gas provino de la cuenca Neuquina.

Durante los últimos años, el gobierno argentino tomó algunas medidas con el fin de satisfacer la demanda de gas natural del país, como la regulación de precios, de las exportaciones, el aumento de las retenciones a las exportaciones y de los requerimientos de inyección al mercado local. Dichas regulaciones fueron aplicadas a todos los productores exportadores de Argentina, lo cual afectó las exportaciones de gas natural desde cada una de las cuencas productoras (Véase “Contratos de Abastecimiento y Exportaciones de Gas Natural”).

Por información adicional de esta u otras regulaciones asociadas, véase “Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno nacional argentino—Regulaciones a la exportación de gas natural y prioridades del abastecimiento local” y “Marco Legal y Regulatorio y relación con el gobierno Nacional Argentino - Gas Natural”.

Durante 2018 y 2019, el mercado de gas natural se vio profundamente afectado por la coyuntura adversa de la economía argentina y caracterizándose también por un exceso de oferta frente a la demanda interna en determinadas épocas del año, lo que impactó la producción de gas natural resultando en el cierre temporal de producción en algunas localidades, así como en la reinyección de hidrocarburos. Con base en este nuevo escenario, nuevas regulaciones (Véase “Marco Legal y Regulatorio y relación con el gobierno Nacional Argentino —Gas Natural”) y convenios, los precios de venta del gas natural en dólares decrecen en relación a los precios establecidos en 2017 y 2018, respectivamente.

Durante 2020 la producción local disminuyó sustancialmente debido a la caída natural de los campos y la disminución de las inversiones en un contexto de caída de la demanda. Sin embargo, los precios del gas natural se mantuvieron relativamente estables en terminos de Pesos por una serie de razones como (i) una demanda ya debilitada, que fue a marzo de 2020, impactada por las medidas tomadas por el gobierno ante el estallido de la pandemia COVID-19. (Véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera — Factores que afectan nuestras operaciones — Condiciones Macroeconómicas — Brote de COVID-19”). (ii) la competencia entre productores para conseguir contratos de consumidores industriales en un contexto de sobreoferta (especialmente durante la temporada de verano), (iii) la reducción de CAMESSA, a través de los precios de licitación electrónica del precio de referencia para la generación de energía en la temporada de invierno de US\$ 4,95 por MMBtu a US\$ 2,67 por MMBtu. Consecuentemente, con el objetivo de posibilitar inversiones para incrementar la producción de gas natural en todas las cuencas del país y satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país, el 16 de noviembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 892/2020, que (i) declaró la promoción de la producción de gas natural argentino para que sea de interés público nacional, y (ii) aprobó e instruyó a la Secretaría de Energía para implementar el “Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024” (“Plan GasAr”). Véase “Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino — Regulación del Mercado — Gas natural — Programas de Estímulo al Gas Natural — Decreto N° 892/2020” y Véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera — Factores que afectan nuestras operaciones — Condiciones Macroeconómicas” y “Estacionalidad”.

Para información relacionada con la venta de gas a empresas distribuidoras locales, y el Decreto N° 1.053/2018, que estableció las diferencias generadas por variaciones en el tipo de cambio entre los precios y tarifas del gas natural, en el período de abril de 2018 a marzo de 2019. Véase “Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino — Regulación del Mercado”

El 14 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.591, que aprueba el Presupuesto de la Nación para el año fiscal 2021. El artículo 91 de la Ley N° 27.591 derogó el Decreto N° 1.053/2018, vigente a partir de su sanción. YPF está analizando posibles medidas para defender sus derechos considerando la derogación del Decreto No 1.053/2018.

Comenzando el 1 de enero de 2021 existen nuevos contratos con empresas distribuidoras locales como resultado del proceso de licitación celebrado en diciembre de 2020. Estos contratos finalizan el 31 de diciembre de 2024.

Durante 2020 YPF incrementó su participación de mercado en el segmento de mercado de gas natural comprimido impulsado por un acuerdo alcanzado con la mayoría de las estaciones bajo la marca YPF y la continuación del suministro de gas natural a su subsidiaria OPESSA. En diciembre de 2020, YPF tenía una participación de mercado de aproximadamente el 24% en este segmento, en comparación con una participación de mercado de aproximadamente el 5% en abril de 2020.

El mercado del gas natural para la generación de energía también sufrió cambios en 2020:

- CAMMESA continuó comprando gas natural para la generación de energía a través de licitaciones mensuales con el precio máximo de gas provisto por la resolución. CAMMESA tiene la obligación de “tomar o pagar” de 0%, que luego se elevó al 30%. Asimismo, YPF tiene la obligación de “entregar o pagar” el 100% al igual que el resto de los productores.
- El 24 de enero de 2020, la SE requirió a CAMMESA introducir obligaciones DoP en sus procesos de licitación y adoptar nuevos precios máximos de referencia de US\$ 4,02 por mmBtu para junio, julio y agosto del 2020 y US\$ 2,67 por mmBtu para septiembre 2020 y los meses siguientes. Este requisito redujo el precio de referencia de la temporada de verano de US\$ 3,67 por mmBtu a US\$ 2,67 por mmBtu, redujo el precio de referencia de la temporada de invierno de US\$ 4,95 por mmBtu a US\$ 4,02 por mmBtu y redujo la temporada de invierno de cinco a tres meses (Junio a Agosto).

- El 21 de mayo de 2020 la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA adoptar nuevos precios máximos de referencia reduciendo aún más los precios máximos de referencia para las compras de gas natural para junio, julio y agosto de 2020 de US\$ 4,02 por mmBtu a US\$ 2,67 por mmBtu, resultando en la aplicación del mismo precio bajo de verano durante todo el año.

Para mayor información sobre el mercado de gas natural véase “Información de la empresa — Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino — Regulación del mercado — Gas natural” y “—Marco legal y regulatorio y relación con el gobierno argentino— Regulación del mercado: electricidad”.

Distribución de gas natural

Actualmente, poseemos una participación del 70% en Metrogas S.A. (“Metrogas”), una distribuidora de gas natural de Capital Federal y la zona sur de Buenos Aires y una de las principales distribuidoras de la Argentina. Durante 2020, Metrogas distribuyó aproximadamente 6.893 Mm3 (o 243,03 mMpc) de gas natural a 2,2 millones de clientes, en comparación con aproximadamente 7.599,6 Mm3 (o 267,96 mMpc) de gas natural distribuidos a 2,2 millones de clientes en el año 2019. Durante mayo de 2013, la Compañía, a través de su filial YPF Inversora Energética S.A. adquirió el 100% del control de Gas Argentino S.A. (“GASA”), controlante de Metrogas, mediante la adquisición de todas acciones representativas restantes, representando el 54,7% de GASA, que ya no son de nuestra propiedad. En 2016, absorbimos GASA e YPF Inversora Energética, que se disolvieron sin liquidación.

El 28 de diciembre de 2016 YPF recibió una copia enviada por ENARGAS a Metrogas, en la cual se requiere a Metrogas adaptar su composición accionaria de en línea con la ley vigente en o antes de el 31 de diciembre de 2017. Con fecha 30 de marzo de 2017, YPF presentó un recurso de reconsideración solicitando a ENARGAS se deje sin efecto la Nota del ENARGAS y se emita una nueva decisión que fije un plazo razonable para ajustar la estructura accionaria. El 5 de abril de 2018, Metrogas fue notificada que ENARGAS rechazó el recurso de reconsideración presentado por YPF. Con fecha 8 de octubre de 2018, YPF presentó un recurso de alzada a la SGE, actual SE. A la fecha de este Prospecto, esta presentación se encuentra pendiente de resolución.

Situaciones relacionadas a las tarifas de Metrogas:

Para más información relacionada con temas de tarifas de Metrogas y ajustes tarifarios véase la Nota 34 de los Estados Financieros Auditados consolidados y por los acuerdos firmados durante los últimos años, véase “Marco Legal y Regulatorio y relación con el gobierno nacional argentino—Regulación del mercado—Gas Natural”. “—Marco legal y regulatorio y relación con el gobierno argentino — Regulación del mercado — Gas natural — Tarifas”.

Debido a la pandemia COVID-19, el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto de Necesidad y Urgencia (“DNU”) No. 311/2020 (y modificaciones) que establece la imposibilidad de suspender o interrumpir el servicio público operado por MetroGAS a ciertos clientes debido a la morosidad o falta de pago de hasta siete facturas consecutivas o alternas con vencimiento a partir del 1 de marzo de 2020 por 180 días, efectivo a partir del 25 de marzo de 2020. En septiembre de 2020, el Gobierno Nacional extendió la imposibilidad de suspender o interrumpir el servicio público operado por MetroGAS a ciertos clientes por morosidad o falta de pago según establece el DNU No. 311/2020 y extendido este plazo por 180 días, hasta el 31 de diciembre de 2020.

Debido a la Pandemia del COVID-19 (Coronavirus), el gobierno nacional emitió el DNU N° 311/2020 (y modificaciones) prohibiendo la interrupción del servicio público operado por MetroGAS a ciertos clientes por morosidad o falta de pago de hasta siete facturas consecutivas o alternas. con vencimiento desde el 1 de marzo de 2020 por 180 días, efectivo desde el 25 de marzo de 2020. En septiembre de 2020, el Gobierno Nacional extendió la prohibición, hasta el 31 de diciembre de 2020.

GNL - Regasificación y Licuefacción:

YPF comenzó a proporcionar servicios de regasificación a IEASA (anteriormente ENARSA) en virtud de ciertos acuerdos desde mayo de 2008.

YPF es el operador de la UT Escobar (un negocio conjunto formado por YPF e IEASA), que opera una terminal de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL Escobar) situada Paraná en la Provincia de Buenos Aires. La UT de GNL Escobar celebró acuerdos con Excelerate Energy para proveer y operar una embarcación de regasificación de 151 mm3 (o 533 mcf) amarrada en las instalaciones de GNL Escobar con la capacidad de suministrar hasta 22,7 Mm3/d (o 800 Mpc/d) de gas natural.

Desde el inicio de sus operaciones, LNG Escobar convirtió Gas Natural licuado (GNL) en estado gaseoso por un volumen de 21,95 bcm (o 775 bcf) de gas natural que ha sido inyectado a la red nacional. En 2020, el gas natural inyectado en la red ascendió aproximadamente a unos 1,87 bcm (o 65,9 bcf).

El 16 de octubre de 2020 YPF recibió un aviso emitido por el Juzgado Federal de Campana ordenando la clausura de LNG Escobar, dadas ciertas preocupaciones de seguridad que supuestamente fueron identificadas en un informe técnico emitido por la Universidad de Lomas de Zamora. YPF, como operadora de la UT Escobar interpuso recurso de apelación el 21 de octubre de 2020 argumentando que (i) el informe técnico ha llegado a conclusiones erróneas; y (ii) la terminal de regasificación cumple con todos los requisitos técnicos y de seguridad de la industria, por lo que cuenta con todos los permisos y autorizaciones pertinentes de los reguladores aplicables. El Juzgado Federal de Campana admitió dicho recurso y a la fecha de emisión de este prospecto el tribunal superior aún no ha emitido una decisión al respecto. El 29 de enero de 2021 el Juzgado Federal de Campana ordenó la suspensión del cierre hasta un

nuevo informe técnico en pleno cumplimiento de las normas y requisitos aplicables para que dichos informes sean incorporados al expediente judicial.

Durante 2018, YPF celebró dos acuerdos: un contrato de fletamento para una barcaza de licuefacción, posteriormente fue llamado "Tango FLNG", con Exmar Energy Netherlands B.V. ("Exmar"); y un acuerdo de servicios de licuefacción con Exmar Energy Services B.V. (ambas compañías son afiliadas de Exmar N.V.). Los acuerdos tienen un plazo de 10 años, con una inversión de YPF de hasta aproximadamente US\$ 16 millones. El acuerdo con Exmar Energy Services B.V. se asignó en 2019 a Exmar Argentina S.A.U., también una filial de Exmar N.V., incorporada bajo las Leyes de la República de Argentina.

Mediante estos acuerdos, YPF pudo producir un volumen aproximado de gas natural licuado (GNL) de 500.000 toneladas por año tomando gas natural proveniente de sus yacimientos en todo el país. La barcaza tenía una capacidad de almacenamiento 16.100 cm GNL y de licuefacción de 2,5 mmcm/d de gas natural.

El Tango FLNG fue la primera barcaza de este tipo. Operaba en Bahía Blanca, donde llegó a principios de febrero de 2019. Desde que comenzó las operaciones en septiembre de 2019 la unidad produjo 20.988 m3 de GNL y exportó cinco cargas, tres de ellos durante 2020. Esos tres cargamentos se han entregado en Huelva (España), Escobar (Argentina) y Sergipe (Brasil).

En octubre de 2020, YPF celebró un acuerdo de conciliación con EXMAR Energy Netherlands B.V., Exmar Argentina S.A.U. y Exmar NV, que, sin reconocer hechos ni derechos, establece la terminación del contrato de fletamento y el contrato de servicios de licuefacción de la barcaza de licuefacción TANGO FLNG, ejecutado el 20 de noviembre de 2018, y la terminación de las demandas arbitrales iniciadas por EXMAR Energy Netherlands B.V. y Exmar Argentina SAU contra YPF, el 15 de julio de 2020, no teniendo estas empresas nada más que reclamar contra YPF con respecto a tal reclamo.

La Compañía tiene intenciones de pagar el monto total de liquidación de US\$ 150 millones, que incluye un pago inicial, ya realizado de US\$ 22 millones y el monto restante está programado a pagar en 18 cuotas mensuales.

Para información adicional ver Nota 33.f de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Otras inversiones y actividades de Gas Natural

Transporte y capacidad de almacenamiento del gas natural

Entregamos gas natural mediante nuestros propios sistemas de conexión y a través de las empresas de midstream como Gasoducto del Pacífico Argentino S.A. ("GPA") y Transportadora de Gas del Sur S.A. ("TGS") a las cinco tuberías troncales de cada una de las principales cuencas a las cinco tuberías troncales.

Durante 2020 renegociamos con GPA la firma de servicios de transporte de gas natural firmada en septiembre de 2016 reduciendo la capacidad reservada de 7,5 mmcm/d a 3 mmcm/d con el fin de reducir su costo en un 40% anual, dado que no esperamos requerir esta capacidad extra en los próximos 10 años.

Adicionalmente YPF provee servicios de midstream como transporte de gas y procesamiento de gas en nuestras propias instalaciones. En 2019, hemos firmado un nuevo contrato con Pampa Energía S.A. para transportar y procesar hasta 2 mmcm/d desde enero de 2021 hasta diciembre de 2022.

Hemos utilizado estructuras subterráneas naturales, ubicadas cerca del mercado consumidor, como instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural, con el objeto de almacenar volúmenes limitados de gas natural durante períodos de baja demanda y venderlo en momentos de alto consumo. Nuestra planta principal de almacenamiento, "Diadema", se encuentra ubicada en la Patagonia, cerca de la ciudad de Comodoro Rivadavia. La inyección de gas natural en el reservorio comenzó en enero de 2001. Durante 2020, extrajimos 127,89 mmcm de gas natural de Diadema y lo vendimos a nuestros clientes.

En mayo de 2019, comenzamos la construcción del nuestro segundo almacenamiento subterráneo de gas natural ("Cupén UGS") alocado en un embalse agotado llamado Cupén Mahuida en el área de Aguada Toledo de la cuenca Neuquina. Cupén UGS está conectado al sistema de gasoducto troncal de gas y permitirá a YPF absorber el cambio de demanda durante la temporada de verano y aumentar la producción durante la temporada de invierno.

Se espera que Cupén ASGN ahorre hasta 250 mmcm de gas natural durante las temporadas primavera-otoño y retire este volumen durante los cuatro meses más fríos del año. La primera inyección tiene el objetivo de lograr el gas amortiguador y una fracción del gas de trabajo. Esta actividad comenzó a fines de 2019 y alcanzará un volumen de 10,4 mmcm después de tres meses de inyecciones. Durante 2020 como resultado de la pandemia de COVID-19 y la reducción de inversiones, hay un atraso en la actividad de perforación de Cupén UGS, sin embargo, el modelo dinámico continuo.

Líquidos del gas natural

YPF participó en el desarrollo de su filial Compañía MEGA S.A. ("MEGA") para incrementar su capacidad para separar el gas natural de los productos líquidos del petróleo. Mediante el fraccionamiento de gases líquidos, MEGA aumentó la producción en el campo de gas Loma La Lata en aproximadamente 5.0 mmcm/d (o 176.5 mmcf/d) en 2001 con nuestra asistencia.

YPF tiene una participación del 38% en MEGA, junto con Petrobras y Dow Chemical que poseen una participación del 34% y del 28%, respectivamente.

MEGA opera:

- Una planta de separación, ubicada en Loma La Lata, en la provincia de Neuquén.
- Una planta de fraccionamiento de líquidos del gas natural, que produce etano, propano, butano y gasolina natural, y está situada en la ciudad de Bahía Blanca, en la provincia de Buenos Aires.
- Un poliducto que une ambas plantas y que transporta líquidos del gas natural.
- Instalaciones de transporte, almacenamiento y portuarias en las cercanías de la planta de fraccionamiento.

La capacidad máxima anual de producción de MEGA es de 1,62 millones de toneladas de gasolina natural, GLP y etano. YPF es el principal proveedor de gas natural de MEGA. La producción de la planta fraccionadora se utiliza en las operaciones petroquímicas de Petroquímica Bahía Blanca S.A. ("PBB"), de propiedad de Dow Chemical, y se exporta a través de buques a Petrobras y otros clientes.

Mercado de Generación eléctrico en Argentina

La demanda de energía de Argentina en 2020 (127,306 GWh) disminuyó 1,3% en comparación con 2019, según el último reporte de CAMMESA. Durante 2019, el consumo residencial varió un 8%, principalmente debido a que hay más gente en sus hogares debido al brote de la pandemia COVID-19. La demanda interna compensó en gran medida la caída que enfrentaron el comercio (5,3%) y las industrias (11,3%), que fueron las actividades más afectadas por la pandemia. En 2020 las importaciones de energía eléctrica (1.204 GWh) disminuyeron (56,2%) en comparación con 2019, mientras que las exportaciones (3.089 GWh) se incrementaron del 11,8% en 2020 comparado con 2019, principalmente por las exportaciones al sur de Brasil en el último trimestre de 2020, que la demanda creció como consecuencia de la sequía que afectó esa región.

La generación total de energía en Argentina fue (134.171 GWh), un crecimiento de 2,2% con respecto a 2019, según el último informe de CAMMESA. Este crecimiento está fundado en el mayor nivel de exportaciones de electricidad, compensado por la caída de la demanda en Argentina. En 2020, 61,4% de la generación de energía en Argentina provino de las centrales térmicas, el 21,7% de las centrales hidroeléctricas, 7,5% de las plantas nucleares, 9,5% de fuentes de energía renovables y 0,9% de importaciones spot desde Uruguay, Brasil, Paraguay y Chile. Esas importaciones spot se utilizaron para satisfacer las horas de mayor demanda sin reservas de capacidad.

Las plantas de energía térmica consumieron 851.425 Mm3 de gasoil, (un incremento de 111,1% comparado con 2019), 580.648 toneladas de Fuel Oil, (un aumento del 212,9% con respecto a 2019), 474.988 toneladas de carbón (un aumento del 114,1% con respecto a 2019) y 16,283 bcm de gas natural, (5,4% de disminución comparado con 2019). La generación térmica tuvo una tasa de calor promedio durante 2020 de 1.848 kcal/kwh, siendo un 2,14% más eficiente que en 2019.

El precio promedio de la electricidad fue 2.088 Ps./MWh que representa una disminución de 3,3% comparado con 2019, mientras que el costo marginal promedio anual de producción fue Ps. 4.066/MWh lo que representa un incremento de 24,7% comparado con 2019, debido principalmente a la depreciación del peso (el costo promedio en US\$ fue de 57,1 /MWh, una disminución del 14,2% en comparación con los costos de 2019).

Para obtener información relacionada con la generación del mercado eléctrico, véase "—Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino — Regulaciones del mercado — Electricidad".

Generación Eléctrica en YPF

El 1 de agosto de 2013 y por la escisión de los activos de Pluspetrol Energy S.A., YPF Energía Eléctrica S.A. ("YPF EE") fue creada para continuar las operaciones de generación de energía y negocios de Central Térmica Tucumán y Central Térmica San Miguel de Tucumán.

Durante 2017 YPF EE estableció negociaciones con GE Energy Financial Services Inc. ("GE EFS"), una compañía con la que controlamos conjuntamente YPF EE con el fin de redistribuir su capital social, confiando en que la entrada de un socio estratégico acelerará el crecimiento de la compañía en el país.

Con fecha 14 de diciembre de 2017, el Directorio de la Sociedad aprobó los términos del acuerdo de entendimiento celebrado con EFS que establecía las condiciones marco bajo las cuales las partes acordarían la capitalización de YPF EE.

Para obtener información adicional, véase Nota 3 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

El 29 de mayo de 2019, YPF recibió un aviso de IEASA informando que YPF y Pampa Cogeneración SA, una entidad controlada por Pampa Energía SA, fueron los postores exitosos de la Licitación Pública Nacional e Internacional N° CTEB 02/2019 de conformidad con su oferta conjunta, que se lanzó mediante la Resolución N° 160/19 de la Secretaría de Gobierno de Energía (la "SGE" conforme dicha secretaría se denominó durante el gobierno de Mauricio Macri y el "Proceso de Licitación"), relacionada con la venta y transferencia por parte de IEASA de la buena voluntad de la Central Térmica Ensenada de Barragán (la "Estación") YPF y Pampa Energía S.A adquirieron conjuntamente la Estación, a través de CT Barragán S.A., una compañía co-controlada por YPF S.A. y Pampa Cogeneración S.A. (el "SPV"). La estación está ubicada en el complejo petroquímico de Ensenada, provincia de Buenos Aires, y actualmente tiene una capacidad de potencia instalada de 560 MW. Como parte del proceso de licitación, se requiere que el SPV complete los trabajos necesarios para que la estación opere en un ciclo combinado, que al finalizar aumentará la capacidad de potencia

de la estación a 847 MW. El cierre de este ciclo implicará un aumento en la eficiencia de la Estación, ya que el mismo combustible (gas) producirá un 50% adicional de electricidad. Una vez que se completen las obras del ciclo combinado, se estima que la estación será una de las unidades más eficientes térmicamente entre los generadores de electricidad del país. La inversión conjunta estimada relacionada con la adquisición de la Estación es de US\$ 290 millones, que incluye el monto final (en efectivo) ofrecido el proceso de licitación y el precio de compra de una cierta cantidad de valores ("VRD") emitidos como resultado de El Acuerdo Complementario del Programa Fiduciario Financiero y de Gestión Global para la Ejecución de Obras de Infraestructura Energética - Serie 1 - IEASA (antiguo ENARSA (el "Acuerdo Fiduciario"). Se estima que las obras de cierre del ciclo alcanzarán un monto aproximado de US\$ 180 millones. Además, la adquisición de la buena voluntad de la Estación incluye la asignación del Acuerdo de Fideicomiso a favor del SPV, como fideicomitente del fideicomiso. La deuda de VDR bajo el Acuerdo de Fideicomiso (excluyendo los VDR que serán adquiridos por el SPV) asciende a aproximadamente US\$ 200 millones, que se espera pagar con flujos de efectivo de la Estación. El 26 de junio de 2019, se ejecutó la venta y transferencia por parte de IEASA de la buena voluntad de la Estación a CT Barragán S.A. El SPV ha firmado un acuerdo de préstamo sindicado por un monto igual a US\$ 170 millones. Este préstamo es sin recurso a sus accionistas, siempre que el SPV reciba su licencia de operación comercial dentro de un período de 30 meses.

Durante 2020, YPF EE participó en las siguientes plantas eléctricas con una capacidad agregada total neta de 2.237 MW a través de:

- una participación del 100% en Central Térmica Tucumán (ciclo combinado de 447 MW, en la cual YPF EE tiene 100% de participación;
- una participación del 100% en Central Térmica San Miguel de Tucumán (ciclo combinado de 382,23 MW), en la cual YPF EE tiene 100% de participación;
- una participación del 100% en Loma Campana Este (motogeneradores de 17 MW), en la cual YPF EE tiene 100% de participación;
- una participación del 100% en Loma Campana I (turbinas de gas de 105 MW), en la cual YPF EE tiene 100% de participación;
- una participación del 100% en La Plata Cogeneración (turbinas de gas de 128 MW), en la cual YPF EE tiene 100% de participación;
- una participación del 100% en Loma Campana II (turbinas de gas de 107 MW), a través de YGEN, en la cual YPF EE tiene 100% de participación;
- una participación del 100% en El Bracho (turbinas de gas de 274 MW), a través de YGEN II, en la que YPF EE tiene el 100% de participación; y una participación del 100% en la turbina de vapor El Bracho (turbina de vapor de 199 MW), a través de YGEN II, en la YPF EE tiene 100% de participación;
- una participación del 100% en Manantiales Behr (turbinas de gas de 99 MW), en la cual YPF EE tiene 100% de participación; y
- una participación del 30% en Central Dock Sud S.A. (ciclo combinado de 797,5 MW y turbinas de gas de 72 MW), directamente y a través de Inversora Dock Sud S.A., en la cual YPF EE tiene 30% de participación;
- una participación del 100% en La Plata Cogeneración II (turbina de gas de 90,2 MW), en la que YPF EE tiene una participación del 100%; y
- una participación del 100% en Los Teros I (parque eólico de 123 MW), en la que YPF EE tiene una participación del 100%;

Además de YPF EE, YPF también posee y opera las siguientes centrales eléctricas, que son abastecidas con gas natural de producción de YPF, las cuales generan energía para abastecer las actividades de upstream y downstream:

- la central eléctrica Los Perales (77,6 MW), ubicada en el yacimiento de gas natural Los Perales;
- la central eléctrica Plaza Huinul (36,8 MW);
- la central eléctrica Puesto Hernández (19,4 MW);
- la central eléctrica Lomita (20 MW);
- Manantiales Behr (18 MW);
- Ensenada de Barragán (560 MW), que está co-controlada con Pampa Energía S.A. YPF EE y Pampa Energía S.A. actuarán como operadores por períodos de cuatro años, e YPF LUZ actuará como operador durante el período inicial. El cierre del ciclo de la planta está actualmente en construcción (280 MW) y se espera que esté terminado durante el segundo semestre de 2020; y
- Filo Morado (63 MW), que no ha estado en funcionamiento desde noviembre de 2008

En 2020 YPF EE generó 8.991 GWh con sus plantas en Tucumán, La Plata, Buenos Aires, Neuquén y Chubut, un 16% de crecimiento con respecto a 2019.

Estas dos plantas de ciclos combinados en Tucumán generaron 4.148 GWh en 2020, un 12% de crecimiento comparado con 2019, donde la Central Térmica Tucumán que generó 2.582 GWh, mientras que la producción de Central Térmica San Miguel de Tucumán sumó 1.565 GWh. Adicionalmente, la Central Dock Sud generó 4.458 GWh en 2020 considerando la participación de YPF EE un aumento un 5% comparado con 2019.

En 2018, YPF EE compró la planta de cogeneración de Central Puerto S.A (128 MW) en La Plata, que generó 892 GWh en 2020, un crecimiento en la generación de energía del 9% comparado con 2019.

En el marco de la Resolución N° 21/2016 de la SEE, YPF EE, junto con una filial de General Electric, decidió realizar dos proyectos para el desarrollo y operación de dos centrales.

Un proyecto consiste en una nueva planta termoeléctrica de 107 MW ubicada en Loma Campana, en la provincia de Neuquén, Argentina. ("Loma Campana II"), el cual ha logrado obtener un acuerdo de precio de compra en la segunda ronda de la subasta de capacidad de energía establecida mediante la Resolución SEE N° 21/2016 y los términos de referencia emitidos por CAMMESA. La fecha de operación comercial de Loma Campana II fue el 30 de noviembre de 2017, generando 515 GWh durante 2020, un incremento del 2% comparado con 2019.

El segundo proyecto consiste en una nueva turbina de gas de 274 MW ubicada en El Bracho, en la provincia de Tucumán, Argentina. El proyecto ha logrado obtener un acuerdo de precio de compra en la primera ronda de la subasta de capacidad de energía establecida mediante la Resolución SEE N° 21/2016 y los términos de referencia emitidos por CAMMESA. La fecha de operación comercial de este proyecto fue el 27 de enero de 2018. EN 2020, este proyecto generó 480 GWh, 3,5 veces la energía generada durante 2019.

Adicionalmente, para dar soporte a las operaciones de YPF, YPF EE es propietaria de Loma Campana I y Loma Campana Este. Durante 2020, Loma Campana I generó 629 GWh, un 11% de caída en su generación comparado con 2019, mientras que Loma Campana Este generó 41,9 GWh, un 8% de caída comparado con 2019.

En 2016 comienza la construcción de su proyecto de generación renovable, Parque Eólico Manantiales Behr (99 MW), cerca de Comodoro Rivadavia en la provincia de Chubut, con el fin de suministrar el porcentaje de la demanda total de YPF con generación limpia que fue requerido por la Ley N° 27.191 (20% en 2020). Este proyecto comenzó la operación comercial de los primeros 46,2 MW el 24 de julio de 2018 y alcanzando los restantes 52.8 MW el 24 de diciembre de 2018. Durante 2020, Manantiales Behr generó 514 GWh, un 2% de caída comparado con 2019.

En cuanto a la generación eficiente de energía, YPF EE ganó la adjudicación de dos proyectos en la segunda ronda de la subasta de cierre de ciclo y plantas de cogeneración establecida mediante la Resolución SEE N° 287/2017. Un proyecto consiste en una nueva planta de cogeneración de 90,2 MW ubicada en la provincia de Buenos Aires, que estuvo disponible comercialmente el 28 de octubre de 2020, generando 10,3 GWh durante 2020. El otro proyecto implica el cierre del ciclo abierto de la central térmica El Bracho. en Tucumán (199 MW), que se comercializó el 23 de octubre de 2020, generando 259 GWh durante 2020.

Adicionalmente, y de conformidad con la Resolución N° 281-E/2017, se adjudicó a YPF EE la prioridad de envío para dos proyectos de generación renovable adicionales, el Parque Eólico Los Teros I (123 MW) y el Parque Eólico Los Teros II (52 MW). Se espera que estos proyectos permitirán a YPF EE comercializar energía renovable en el mercado privado (Mercado a Término de Energías Renovables, o "MATER"). Las operaciones comerciales de Los Teros I Parque Eólico del 17 de septiembre de 2020 generaron 165 GWh durante 2020. Los Teros II se espera esté terminado durante el segundo trimestre de 2021.

La energía producida por YPF Luz y Central Dock Sud (9.086 GWh en total, considerando la participación de YPF EE en Central Dock Sud) representó el 8,11% de la generación eléctrica de Argentina en 2019.

Además, el Ministerio de Energía y Minería lanzó en agosto de 2017 el Plan RenovAr 2.0, una licitación de 1.200 MW para la construcción de plantas de generación de energía renovable, en la que YPF Luz resultó adjudicada en la construcción del parque eólico Cañadón León, un proyecto de 122 MW de generación limpia, en la provincia de Santa Cruz. Según los términos de la licitación, este proyecto permitirá a YPF EE tener otro acuerdo de compra de energía con CAMMESA. Se espera que este proyecto esté terminado durante la segunda mitad de 2021.

Con todos estos proyectos en su cartera, entre otros, YPF EE se considera como uno de los competidores más fuertes en el mercado de generación eléctrica en Argentina.

El 27 de febrero de 2020, la Resolución N° 31/2020 del Ministerio de Energía se publicó en el Boletín Oficial, a través del cual el gobierno argentino estableció nuevos valores de remuneración por la venta de energía y energía no sujetos a un contrato de venta. Los valores de remuneración mencionados anteriormente, previamente nominados en dólares estadounidenses, se establecen en pesos argentinos y se actualizarán mensualmente en función del IPC y el IPIM publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Censos ("INDEC"). Esta resolución es efectiva y se aplica a las transacciones realizadas a partir de febrero de 2020.

El 8 de abril de 2020, el Secretario de Energía instruyó a CAMMESA a posponer hasta nuevo aviso la implementación de los valores de remuneración para la venta de energía provistos en la Resolución N° 3/2020.

Compromisos de entrega

Nos hemos comprometido, bajo una variedad de acuerdos contractuales, a suministrar cantidades fijas y determinables de petróleo crudo y gas natural en el futuro cercano.

En relación al petróleo crudo, vendemos casi la totalidad de nuestra producción en Argentina a nuestro segmento de negocios de Refino y Marketing, a fin de satisfacer nuestras necesidades de refinación. Al 31 de diciembre de 2020, no teníamos compromisos significativos de entrega de crudo a terceros a futuro.

Al 31 de diciembre de 2020, nos habíamos comprometido contractualmente a entregar 61.274 mmcm (o 2.161 mMpc) de gas natural en el futuro, sin considerar “los contratos de exportación de suministro interrumpibles”, de los cuales aproximadamente 50.024 mmcm (o 1.764 mMpc) deberán ser entregados entre 2021 y 2024. Las cifras mencionadas contienen los compromisos con el plan de gas IV, Véase “Marco legal y normativo y relación con el gobierno nacional argentino —Regulación de Mercado—Gas Natural—Programas de estímulo de gas natural—Decreto N° 892/2020.”. De acuerdo a nuestras estimaciones al 31 de diciembre de 2020, nuestros compromisos contractuales de entrega para los cuatro años siguientes podrían ser cubiertos con nuestra producción y, de resultar necesario, con compras a terceros.

No obstante, desde 2004 el gobierno argentino ha establecido regulaciones tanto para el mercado interno como para las exportaciones de gas natural, las cuales han afectado la capacidad de exportación de gas natural de los productores argentinos. Como consecuencia, desde 2004 hemos sido forzados en diversas oportunidades a suspender parcial o totalmente entregas de gas natural que se encuentran contempladas en nuestros contratos con clientes del exterior. En agosto de 2018, el MINEM emitió la Resolución N° 104/2018 que permite a los productores locales exportar gas natural a Chile bajo nuevos procedimientos. Para más información véase “Marco legal y Normativo y Relación con el Gobierno Nacional Argentino - Regulación del mercado - Gas natural” de este prospecto.

El 21 de agosto de 2019, la Subsecretaría Argentina de Hidrocarburos y Combustibles (SSHyc) emitió la Resolución 168/2019, que establece un máximo de 10 mmcm/d de gas natural que puede exportarse de manera firme entre el 15 de septiembre de 2019 y el 15 de mayo de 2020.

Posteriormente, solo se podrán realizar exportaciones de gas natural, susceptibles de ser interrumpidos. YPF solicitó un permiso de exportación en firme para abastecer en la mayor medida posible a uno de sus clientes chilenos, el cual fue otorgado hasta el 15 de mayo de 2020. Durante marzo y abril de 2020 YPF también solicitó permisos de exportación con posibilidad de ser interrumpidos para abastecer a diferentes clientes. Dichos permisos fueron otorgados entre noviembre y diciembre de 2020 hasta abril de 2021 para Innergy S.A y Methanex S.A y hasta abril de 2022 para YPF Chile S.A.

Para información adicional acerca de las regulaciones que rigen nuestro mercado, véase “Marco legal y Normativo y Relación con el Gobierno Nacional Argentino —Regulación del Mercado” de este prospecto.

Para información adicional acerca de los reclamos a raíz de las restricciones en el mercado de gas natural, véase “Información contable—Litigios” de este prospecto.

Contratos de abastecimiento y exportaciones de gas natural:

El gobierno argentino ha establecido regulaciones tanto para el mercado internacional como para el mercado local, que han afectado la capacidad de los productores argentinos de exportar gas natural. No hemos podido cumplir con sus compromisos de exportación y nos vimos obligados a declarar fuerza mayor según nuestros acuerdos de ventas de exportación de gas natural, aunque ciertas contrapartes rechazaron nuestra posición. Véase “—El mercado de gas natural en Argentina” e “Información Contable—Litigios”. Debido a las acciones tomadas por el gobierno argentino, descritas en mayor detalle en el —Regulación del mercado—Gas natural” nos hemos visto obligados a reducir los volúmenes de exportación autorizados para ser provistos bajo los acuerdos y permisos relevantes. Nuestros principales contratos de suministro se describen brevemente a continuación. Para más información véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Estamos y podríamos estar sujetos a restricciones directas e indirectas a las importaciones y exportaciones, lo que ha afectado los resultados de nuestras operaciones y nos ha llevado a declarar la fuerza mayor en ciertos contratos de exportación”.

Estábamos comprometidos a suministrar una cantidad diaria de 125 mmcf/d (o 3,5 Mm3/d) a la planta Methanex en Cabo Negro en Punta Arenas, Chile (en virtud de tres acuerdos originales del 5 de enero de 1995, (el “Acuerdo de Venta de 1995”) 11 de marzo de 1997 (el “Acuerdo de Venta de 1997”) y el 13 de noviembre de 2001 (el “Acuerdo de Venta de 2001”), que finalizan entre 2017 y 2025). En virtud de las instrucciones recibidas del gobierno, las entregas fueron interrumpidas desde 2007.

En relación con estos contratos, la compañía ha firmado tres acuerdos con Methanex mediante los cuales YPF ha eliminado todas las obligaciones contractuales, los reclamos pasados y potenciales futuros relacionados con los acuerdos originales hasta 2018. El primer acuerdo se firmó en 2011 mediante el cual YPF comprometió inversiones en Exploración y Producción. El segundo acuerdo fue firmado en 2012 por el cual YPF se comprometió a exportar temporalmente gas a Chile e importar metanol como producto final (“Gas Tolling Agreement”), que recibió la aprobación del gobierno argentino.

Un Tercer Acuerdo de Canalización de Gas fue firmado en diciembre de 2016 (“Tercer Acuerdo de Canalización de Gas”) mediante el cual comprometemos un volumen total de gas de 4 bcf (115 Mm3) a Methanex hasta abril de 2018. Este Tercer Acuerdo de Canalización de Gas fue firmado por YPF y Methanex y presentado para la aprobación del gobierno argentino para exportar temporalmente gas e importar metanol. Una adenda de este Tercer Acuerdo de Canalización de Gas fue firmada el 4 de diciembre de

2017 a través de la cual YPF tiene la opción de suministrar 1 Mm³/d hasta septiembre de 2018 o hasta alcanzar una cantidad total de 115 Mm³, lo que ocurra primero. Cada metro cúbico entregado, reduce proporcionalmente el compromiso de YPF para entregar gas natural de concordancia con el Acuerdo de Venta de 1997, desde 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2018. Este Tercer Acuerdo de Canalización de Gas, así como la adenda (ambos aprobados por el MINEM a través de la Resolución N° 502/2017) establece que si los volúmenes de la adenda se entregan completamente, se considera cumplido el compromiso establecido en el Acuerdo de Venta de 1997. Sin embargo, no se aplicará ninguna sanción a YPF si la empresa decide no cumplir con los volúmenes mencionados en la adenda.

Durante 2018, YPF entregó 113 Mm³ de gas natural a Methanex completando el acuerdo alcanzado durante 2017. Como resultado de esta operación y varios acuerdos de renegociación con Methanex, todas las obligaciones contractuales y reclamos potenciales del Acuerdo de Venta de 1995 y el Acuerdo de Venta 1997 y, a su vez, quedaron cumplidas las obligaciones contractuales y resueltos los posibles reclamos hasta 2018, incluidos los relacionados con el Acuerdo de Venta de 2001.

Adicionalmente, el 23 de noviembre de 2018, Methanex e YPF firmaron un acuerdo para suspender hasta el 31 de diciembre de 2019 las obligaciones contractuales según el Acuerdo de Venta de 2001 y para el establecimiento de condiciones contractuales para entregas hasta esa fecha según las disposiciones de la Resolución N° 104/2018, la cual fue aprobada por la SE con fecha 6 de marzo de 2019. Durante 2019, YPF entregó 228 mmcm de gas natural a Methanex, generando un déficit de 202 mmcm de gas natural, ya que estábamos comprometidos a entregar un volumen mínimo de 430 mmcm, bajo el Acuerdo de Venta de 2001.

Conforme a la Resolución N° 168/2019 emitida por SE en agosto de 2019, los contratos de exportación en firme pueden suscribirse hasta el 15 de mayo de 2020 y, a partir de entonces, las exportaciones pueden hacerse de manera interrumpible. El 30 de octubre de 2019, YPF y Methanex suscribieron un acuerdo de venta de manera firme para el período comprendido entre el 1 de enero y el 15 de mayo de 2020, con un volumen comprometido de 149,6 mmcm. Durante la vigencia de este contrato, los suscriptores acordaron suspender el Acuerdo de Venta de 2001. El nuevo contrato también incluye disposiciones de recuperación para cantidades no entregadas de gas natural bajo el acuerdo del 23 de noviembre de 2018.

El 30 de octubre de 2019, Methanex e YPF celebraron dos nuevos acuerdos, uno firme (el “Acuerdo de Venta Firme 2019”) y otro interrumpible (el “Acuerdo de Venta interrumpible de 2019”), renovando la suspensión de las obligaciones contractuales en virtud del acuerdo de 2001 para 2020 y estableciendo nuevas condiciones contractuales para las entregas durante 2020.

Adicionalmente, la SE otorgó (i) una autorización firme de exportación desde el 1 de enero de 2020 hasta el 15 de mayo de 2020 por una cantidad máxima diaria de 1.500.000 m³ y una cantidad máxima total de 204.000.000 m³ y (ii) una autorización interrumpible desde el 16 de mayo de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2020 para una cantidad máxima diaria de (A) 1.100.000 m³ desde el 16 de mayo de 2020 hasta el 15 de septiembre de 2020 y (B) 1.500.000 m³ desde el 16 de septiembre de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2020.

La ejecución del Acuerdo de Venta Firme de 2019 significó la suspensión del Acuerdo de Venta de 2001 hasta el 15 de mayo de 2020 y las partes que acuerden renunciar y ser liberadas de sus obligaciones, reclamos, demandas, responsabilidades bajo el Acuerdo de Venta de 2001 y no comenzar ningún reclamo, acción o demanda contra la otra parte según el Acuerdo de Venta de 2001 hasta el 15 de mayo de 2020.

El Acuerdo de Venta Interrumpible 2019 significó la suspensión del Acuerdo de Venta de 2001 hasta el 31 de diciembre de 2020 y las partes que acuerdan renunciar y liberarse de sus obligaciones, reclamos, demandas, responsabilidades bajo el Acuerdo de Venta de 2001 y no comenzar ningún reclamo, acción o demanda contra la otra Parte según el Acuerdo de Venta de 2001 hasta el 31 de diciembre de 2020.

Los Acuerdo de Venta Firme 2019 y Acuerdo de Venta Interrumpible 2019 también establecen un mecanismo para compensar un volumen de aproximadamente 178.8 mcm, de una manera que las partes acordarán hasta diciembre de 2025.

En diciembre de 2020, Methanex e YPF acordaron extender y modificar ciertas condiciones de este Acuerdo de Venta Interrumpible 2019, que será hasta el 30 de abril de 2021. Suspendiendo las obligaciones contractuales bajo el Acuerdo de Venta de 2001. El 31 de diciembre de 2020 la SE emitió la correspondiente autorización de exportación.

En agosto de 2018, el MINEM emitió la Resolución N° 104/2018, que estableció un procedimiento para exportar gas natural bajo seis modalidades diferentes y sin la obligación de reimportar los volúmenes exportados. Esta resolución deroga la Resolución N° 299/98 y sus modificaciones, la Resolución N° 265/2004, la Resolución N° 883/2005 y la Resolución N° 8/2017. Para más información véase “Marco legal y normativo y relación con el gobierno argentino—Regulación del mercado—Gas natural”.

El 26 de junio de 2019, la Resolución SE N° 417/2019 se publicó en el Boletín Oficial, reemplazando el procedimiento para la autorización de exportaciones de gas natural aprobado por la Resolución N° 104/2018, e instruyendo a SSHyC a regular los mecanismos de reemplazo de energía aplicables a exportaciones firmes y preparar un procedimiento operativo en caso de que la seguridad del suministro interno de gas natural esté en riesgo, y faculta a SSHyC para otorgar permisos de exportación, mediante la emisión del certificado correspondiente.

El 21 de agosto de 2019, se publicó la Disposición SSHyC N° 168/2019 en el Boletín Oficial, que aprobó los términos y condiciones del régimen para la exportación de gas natural en condiciones firmes aplicables del 15 de septiembre de 2019 al 15 de mayo de 2020, y determina un volumen máximo de gas natural que puede exportarse en condiciones firmes a la República de Chile de 10.000.000 m³/d en ese período (dividido en tres zonas de exportación, Noroeste, Centro-Oeste y Sur).

El 31 de octubre de 2019, se publicó la Disposición SSHyC N° 284/2019 en el Boletín Oficial, que aprobó el procedimiento operativo para las exportaciones de gas natural, vigente hasta el 30 de septiembre de 2021, cuyo propósito es regular cualquier necesidad de restringir las exportaciones de gas natural que son operativamente útiles en caso de escasez de oferta en el mercado interno argentino.

Durante 2020, YPF firmó acuerdos de venta para el suministro de 5.3 mmcm/d de forma interrumpible hasta el 30 de abril de 2021 con Innergy Soluciones Energéticas S.A., YPF Chile S.A. y Methanex S.A.

Estacionalidad

Para una descripción de la estacionalidad de nuestro negocio, véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera-Factores que afectan nuestras operaciones-Estacionalidad”.

Investigación y Desarrollo.

En 2012, YPF creó YPF Tecnología S.A. (Y-TEC), una compañía altamente especializada, enfocada en actividades de investigación y desarrollo (“I+D”). YPF cuenta con el 51% de participación, y el CONICET, el organismo nacional argentino dedicado a la investigación y desarrollo de ciencia y la tecnología, posee el 49% restante.

Prácticamente, todos los proyectos de investigación y desarrollo que lleve a cabo Y-TEC estarán estratégicamente en línea con las necesidades de YPF. El Directorio de Y-TEC está conformado por tres directores nombrados por YPF y dos directores nombrados por el CONICET; El presidente y el director general de Y-TEC son nombrados por YPF. Las actividades se desarrollan en unas instalaciones que albergan 47 laboratorios y 12 plantas experimentales, en las cuales se desempeñan aproximadamente 250 profesionales dedicados al desarrollo de soluciones innovadoras para el sector energético.

Y-TEC tiene el mandato de coordinar y gestionar todos los esfuerzos de I + D de YPF, consolidando e impulsando un Portafolio de 44 proyectos (a diciembre de 2020) destinados a generar soluciones tecnológicas de alto impacto. Y-TEC también tiene varias plataformas de servicio que brindan servicios de soporte técnico y de laboratorio de alta calidad. Durante 2020, Y-TEC ejecutó más de 70 servicios de asistencia técnica y especializados.

Y-TEC explora oportunidades en todo el sector energético actual y futuro. Este es un enfoque de estrategia amplio y diversificado, que en 2020 se ha revisado para mejorar las estrategias de transferencia de tecnología y, por lo tanto, el tiempo de comercialización, manteniendo la alineación con las necesidades de YPF. Actualmente los programas de I + D abarcan áreas centrales como equipos y herramientas inteligentes, productos químicos innovadores para Crudo y Gas, combustibles y energías de transición, tecnologías subterráneas y soluciones de sostenibilidad ambiental.

Y-TEC cree en el valor del enlace con socios tecnológicos para reforzar el liderazgo regional, adoptando el concepto de innovación abierta. Este concepto permite a la compañía reducir el riesgo tecnológico, acortar el tiempo para tener el producto en el mercado y minimizar los costos.

Y-TEC busca relacionarse con la comunidad científica en Argentina y en el exterior. Estos esfuerzos están liderados por Y-TEC para complementar la capacidad científica en instituciones públicas y privadas y permitir el desarrollo de productos tecnológicos de alto impacto para la industria energética. Y-TEC y el CONICET reúnen conocimientos, experiencia y equipos de vanguardia.

En el área de tecnologías del subsuelo (exploración y producción de recursos no convencionales), los esfuerzos de I+D se centran en la reducción del costo de desarrollo a través el diseño, desarrollo y aplicación de diversas tecnologías específicas. Algunos de nuestros retos más importantes incluyen el diseño y desarrollo de herramientas de simulación para yacimientos no convencionales, así como modelos digitales de rocas, junto con novedosas metodologías para caracterizar rocas y mejorar el conocimiento de los fenómenos del subsuelo.

Nuestros productos químicos innovadores para los programas de Crudo y Gas se enfocan en incrementar el factor de recobro a través del desarrollo de mejores tecnologías químicas de recuperación de petróleo, nuevas tecnologías de rastreo para mejorar la recuperación secundaria mediante el desarrollo de una gama más amplia de trazadores y nuevos productos químicos para depósitos no convencionales, así como fluidos y aditivos hechos a medida.

En línea con el compromiso de YPF con la sustentabilidad ambiental, desarrollamos tecnologías que mitigan el impacto de la industria de Crudo y Gas en el medio ambiente, en áreas como la recuperación de petróleo de agua y suelo y tecnologías novedosas y de revegetación en áreas de operación impactadas, como Y- SIEMBRA, que ayudan a restaurar la cobertura del suelo. Según la estrategia de sostenibilidad de YPF, el desarrollo de bioproductos innovadores, particularmente para el negocio Agro, también forma parte del enfoque de I + D.

Los combustibles y energías de transición representan un área estratégica de I+D, enfocado no solo en la investigación y desarrollo de combustibles con rendimiento superior, sino también en el almacenamiento de energía basado en tecnologías li-ion, producción de hidrógeno, bioenergía y eficiencia energética.

Como parte del rediseño de los programas de I + D en 2020, decidimos trasladar el núcleo del centro de excelencia (CdE) para Analytics a YPF SA con el fin de fomentar una mejor integración con todos los negocios de YPF. Y-TEC retuvo conocimientos técnicos

específicos en los campos de I + D en Internet de las cosas y Modelado y simulación para crear un nuevo departamento técnico dentro de la Gestión de I + D, denominado Tecnologías Digitales.

La pandemia de COVID-19 tuvo un impacto en las operaciones de I + D. Desde el 20 de marzo de 2020 hasta el 20 de mayo de 2020, no pudimos regresar a nuestras instalaciones, manteniendo solo la vigilancia sobre equipos críticos. No obstante, después de ser autorizado por las autoridades locales y provinciales y de ejecutar nuevos protocolos para evitar la propagación del COVID-19, las actividades experimentales se reanudaron con éxito y continuaron durante 2020 con una combinación de operaciones remotas en el sitio y habilidades por tecnología.

Por otro lado, durante el tercer trimestre de 2020, apoyándose en su experiencia en transferencia de tecnología y escalado, Y-TEC firmó un acuerdo de comercialización con una start-up científica local, NEOKIT SAS, que desarrolló una prueba rápida de COVID-19. Esto ha llevado a Y-TEC a comercializar más de 600.000 kits de prueba durante 2020. Y-TEC también ha contribuido al desarrollo de desinfectantes de manos para YPF y ha colaborado con instituciones científicas y tecnológicas de Argentina en el desarrollo de dispositivos respiratorios artificiales.

Competencia

En nuestros negocios de Exploración y Producción, competimos con las compañías petroleras internacionales más importantes y con otras compañías petroleras nacionales en la adquisición o renovación de permisos de exploración y concesiones de explotación. En nuestros negocios de Exploración y Producción también podremos enfrentarnos a la competencia de compañías de petróleo y gas creadas por determinadas provincias, y de propiedad de éstas, así como de ENARSA, la compañía energética de propiedad estatal, especialmente a la luz de la transferencia de ciertas propiedades de hidrocarburos a ENARSA y a las provincias argentinas en 2007. Para más información véase “Información sobre la Emisora - Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino –Panorama General” y “Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino– Ley N° 26.197. Sin embargo, cambios introducidos en la Ley de Hidrocarburos por la Ley N° 27.007 (2014) limitan la capacidad de las mencionadas compañías provinciales de poseer futuros derechos exclusivos sobre los permisos y concesiones, impulsando la competencia en la industria del gas y el petróleo en Argentina. Para más información véase “Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino - Ley N° 27.007, modificatoria de Ley N° 17.319”. Por otra parte, durante los últimos años hemos hecho un esfuerzo para asegurar, ya sea renovando, extendiendo y convirtiendo a través de los mecanismos previstos en la Ley, la mayoría de los permisos y concesiones en Argentina, considerado valioso en el largo plazo.

En nuestro negocio de downstream poseemos competencia de compañías locales e internacionales. En el mercado externo, competimos con numerosas compañías petroleras y de trading. Nosotros operamos en una industria de gas y petróleo competitiva con un mercado dinámico. Los precios del crudo y de la mayoría de los productos refinados están sujetos a la oferta y la demanda internacionales y en ciertos casos a las regulaciones de Argentina.

Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Las limitaciones a la fijación de precios locales de nuestros productos en Argentina podrían afectar en forma adversa los resultados de nuestras operaciones”, “—Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios del petróleo, el gas y los productos refinados” y “Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno nacional argentino—Regulación del mercado—Gas Natural”.

Evaluamos continuamente el entorno externo y nuestra posición competitiva para ajustar nuestras estrategias comerciales y nuestros planes para crear y mantener una ventaja competitiva.

Cuestiones ambientales

YPF – Operaciones en Argentina

YPF se compromete a operar en equilibrio con su entorno. En este sentido, lleva adelante su misión de producir y proporcionar energía enfocándose en el cuidado del medio ambiente, tratando de minimizar el impacto, buscando potenciar los efectos positivos asociados a su trabajo y priorizando la protección de los trabajadores, el medio ambiente y la comunidad en general.

Durante 2020, continuamos con la implementación de nuestra Política de Excelencia Operacional la cual fue aprobada en 2018, para reemplazar y mejorar nuestra Política de Protección Ambiental y Preservación de la Salud. La gestión ambiental se basa en una sólida cultura corporativa de seguridad y protección, y se implementa a través de un sistema de gestión centrado en los riesgos laborales, la mitigación de riesgos industriales y la integración de los principios de seguridad de los procesos para controlar los riesgos y los impactos. Este sistema de gestión y su aplicación están certificados según las normas OHSAS 18001 (Seguridad) e ISO 14001 (Medioambiente) en los principales centros industriales de la empresa.

Todos los segmentos de la compañía están constantemente actualizando sus sistemas integrados de gestión, y sus principales parámetros ambientales están sujetos a informes y monitoreos como un medio para evaluar nuestro desempeño e implementar las mejoras necesarias.

Nuestras operaciones están sujetas a un gran número de leyes y reglamentaciones relacionadas con el impacto general de las operaciones industriales sobre el medioambiente, que incluyen las emisiones al aire, la disposición de aguas residuales y de residuos tóxicos, los recursos para remediar suelos o aguas contaminados con residuos tóxicos o peligrosos, las especificaciones de los combustibles para

tratar las emisiones al aire y el efecto del medioambiente en la salud y la seguridad. Hemos realizado y continuaremos realizando gastos e inversiones para garantizar la confiabilidad e integridad de nuestros activos y operaciones, y para cumplir con dichas leyes y reglamentaciones. En Argentina, las autoridades municipales, provinciales y nacionales son cada vez más estrictas en cuanto a la exigencia del cumplimiento de las leyes aplicables. Asimismo, desde 1997, Argentina ha estado implementando reglamentaciones que exigen que nuestras operaciones cumplan con normas ambientales más estrictas, cuyos estándares son comparables en muchos aspectos con aquellas vigentes en Estados Unidos y en países de la Comunidad Europea. Estas reglamentaciones establecen el marco general para las obligaciones de protección ambiental, que incluyen la aplicación de multas y sanciones penales en caso de violación de dichas obligaciones. Hemos tomado las medidas necesarias para lograr el cumplimiento de estas normas y emprendimos diversos proyectos de reducción y remediación, de los cuales más adelante se detallan los más significativos. No podemos predecir la reglamentación o legislación en materia medioambiental que se promulgará en el futuro, ni cómo se administrarán o se harán cumplir las leyes existentes o futuras. El cumplimiento de leyes o reglamentaciones más estrictas, así como la exigencia de políticas más enérgicas por parte de los organismos de control, podrían requerir en el futuro inversiones adicionales que incluyan la instalación y operación de sistemas y equipos destinados a medidas de remediación y que podrían afectar nuestras operaciones en general. Adicionalmente, la violación de dichas leyes y regulaciones podría resultar en la imposición de multas administrativas o sanciones penales, y podría acarrear demandas por daños personales y otras contingencias por daños.

Asimismo, hemos implementado políticas de administración de riesgos integrales en relación con nuestros activos, procesos, negocios y proyectos, integrando, en todas las etapas de sus ciclos de vida, criterios y acciones preventivas para la protección ambiental, de seguridad, salud, calidad, integridad y confiabilidad. Operamos no sólo en estricto cumplimiento con las políticas, normas y procedimientos, dentro del marco legal y regulatorio actual de Argentina, sino también adoptando proactivamente estándares de referencia en caso de ausencia de legislación específica.

Como ejemplo de nuestro trabajo hacia las mejores prácticas en la industria, hemos implementado un plan de inversión destinado a mejorar la calidad de los combustibles. En septiembre de 2019, la resolución N° 558/2019 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos sustituyó la Resolución N° 5/2016 y estableció modificaciones a las nuevas especificaciones sobre el contenido de azufre en combustibles. Esta resolución estableció que en 2024 se ajustarán las especificaciones del contenido de azufre para la gasolina y el gasoil grado 2. Debido a ello, en el año 2018 se comenzaron a realizar inversiones para el cumplimiento de estas nuevas especificaciones, con la construcción e instalación de una nueva unidad de hidrotratamiento de naftas de coque y las mejoras de las unidades de magnaforming e hidrotratamiento de naftas de FCC en el Complejo Industrial La Plata; y las ingenierías para las mejoras del hidrotratamiento de naftas y una nueva unidad desulfuradora en la Refinería Luján de Cuyo. Se estima la puesta en marcha de estas unidades a fines de 2024.

En el Complejo Industrial La Plata desde el año 2014 se está llevando adelante un ambicioso plan de adecuación de efluentes, que incluye la segregación de fluidos de drenajes y la construcción de balsas, lo que también nos permite fortalecer la resistencia de nuestras instalaciones a las nuevas condiciones climáticas de la región. Además, se están llevando a cabo las obras de conexión de descargas de seguridad a antorcha, para dar cumplimiento a la normativa vigente. En Logística se desarrolla anualmente el plan de obras de integridad en tanques y ductos, a fin de asegurar la estanqueidad de los mismos.

Anualmente se desarrollan planes en las distintas unidades de negocio para dar cumplimiento a distintas resoluciones de seguridad y medioambiente. Se realizan obras en tanques, relacionadas con las Resoluciones 785/05 y 404/94; y se realizan verificaciones en ductos para cumplir con la Resolución 120-E/17 y verificaciones de contenedores a presión en el Complejo Industrial La Plata, atento a las normativas del Organismo Provincial de Desarrollo Sustentable de la Provincia de Buenos Aires.

Adicionalmente a los proyectos mencionados precedentemente, continuamos trabajando en la implementación de una amplia gama de proyectos medioambientales en los segmentos de Exploración y Producción, de Refino y Marketing y Química, tales como un incremento de la capacidad de tratamiento biológico en la Refinería La Plata, una nueva antorcha en la Refinería Luján de Cuyo que contribuirá con el control de las corrientes de sulfuro, el tratamiento de aguas residuales, el incremento de la capacidad de instalaciones para el tratamiento de aguas residuales y de lluvia, una antorcha en el complejo industrial Plaza Huincul, mejoras en las instalaciones existentes de protección contra incendios y la implementación del sistema de carga ventral en las terminales de despacho.

Nosotros, y varias otras compañías industriales que operan en el área de La Plata, nos adherimos a un acuerdo comunitario de respuesta ante emergencias junto con tres municipalidades y hospitales locales, bomberos y otros prestadores de servicios de salud y de seguridad, para implementar un plan de contingencias ante emergencias. El objetivo de ese programa de ayuda mutua es evitar daños y pérdidas ocasionados por accidentes y emergencias industriales y ambientales. El programa incluye reuniones, simulacros, visitas a plantas y comunicaciones de riesgo y desarrollo de capacidades. También se desarrollaron proyectos y acuerdos similares en otras refinerías y terminales portuarias. Luego de llevar a cabo estas acciones, implementamos programas similares en Bahía Blanca y Luján de Cuyo. Desde 2018 continuamos dichos proyectos en las áreas de Rincón de los Sauces, Tupungato, Malargüe, en el complejo logístico San Lorenzo, Plaza Huincul, Añelo y Allen (operaciones de upstream y downstream).

En 2020, continuamos nuestro convenio con la empresa Oil Spill Response Ltd. ("OSRL") para soportar nuestro plan de contingencia para derrames de hidrocarburos evaluando y reduciendo el posible daño ambiental en Argentina ocasionado por los derrames de petróleo en aguas superficiales y por lo tanto reduciendo el potencial impacto ambiental de posibles derrames de petróleo offshore. Este acuerdo incluye la asistencia técnica y operativa en caso de derrame de petróleo en ríos o en el mar a causa de accidentes que involucren cisternas o la exploración y producción offshore. Adicionalmente, realizamos varios ejercicios y simulacros con la participación y asesoría de los asesores. También mantenemos nuestro convenio con Wild Well Control Inc. Actualizado, con el fin de estar preparados para posibles fugas.

Durante 1997 y 1998, cada una de nuestras refinerías (La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul) fueron certificadas bajo la norma ISO (International Organization for Standardization) 9001 de rendimiento de calidad e ISO 14001 (rendimiento medioambiental), los cuales

son regularmente renovados. Todos ellas también están certificadas bajo la norma OHSAS 18001 de salud ocupacional y seguridad. Además, desde el año 2008, las Refinerías de La Plata y de Luján de Cuyo han sido verificadas de conformidad con la norma ISO 14064 para los inventarios de gases de efecto invernadero industrial. Las refinerías mantienen sus sistemas bajo mejora continua y bajo la revisión por parte de organizaciones acreditadas.

Con foco en el desarrollo y la investigación, la compañía creó YPF Tecnología S.A. (véase “—Investigación y desarrollo”) que está implementando un Programa de Sustentabilidad Ambiental centrado en tres áreas estratégicas: reducción de emisiones, aumento de la producción sustentable y desarrollo de bioproductos. Esto se traduce en proyectos de alto impacto para la industria, tales como tratamiento de efluentes, desarrollo de nuevas tecnologías de producción, biorremediación de suelos, captura y valorización de CO₂, eliminación de contaminantes atmosféricos y valorización de productos agrícolas y desechos. Con respecto al cambio climático, durante los próximos años estamos comprometidos con una reducción en las emisiones de dióxido de carbono a través de una producción de petróleo, gas, combustibles y derivados más eficiente, menor intensidad en emisiones de efecto invernadero (“GHG”) y una energía eléctrica más limpia con una mayor proporción de energías renovables.

En este contexto, durante 2019 reafirmamos nuestro Compromiso sobre Cambio Climático y Eficiencia Energética (desarrollado en 2015 y renovado en 2017) que proporciona el marco para trabajar en las actividades de mitigación y adaptación. Las líneas de acción identificadas incluyen las siguientes:

- incorporar métodos de análisis de riesgo climático.
- incrementar la producción de energía eléctrica renovable de manera rentable y energía térmica eficiente a través de YPF EE.
- fomentar e impulsar la eficiencia energética al mejorar el rendimiento en nuestras instalaciones y actividades.
- avanzar en la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías relacionadas.
- lograr una reducción de emisiones de GHG en nuestras operaciones durante los próximos años.
- lograr el objetivo de que aproximadamente el 70% de los combustibles de nuestros vehículos cumplan con los estándares de bajo contenido de azufre (Euro V) en un futuro cercano.
- desarrollar estrategias de adaptación al cambio climático para nuestras operaciones.

Respecto al compromiso con la acción climática y la eficiencia energética este compromiso, continuamos trabajando en:

- Mejora de la Eficiencia Energética. En 2017, completamos una evaluación energética de los procesos de producción en los tres segmentos principales de la compañía (Upstream, Downstream y Gas y Energía). Esto nos ayudó a determinar el equilibrio de YPF, el consumo consolidado y específico del área, establecer una línea de base e identificar oportunidades de eficiencia energética.

Esta evaluación se llevará a cabo en proyectos finalizados, en curso y planificados. En el segmento de Downstream, los proyectos más relevantes están asociados con la cogeneración en la Ciudad de La Plata los cuales comenzaron a operar a fines de 2020 y la renovación de unidades en los Complejos Industriales de La Plata y de Luján de Cuyo, que durante el 2020 aún se estuvieron llevando a cabo. En el segmento de Upstream, son aquellos relacionados con la electrificación y las mejoras generadas por los cambios en equipamiento en campos maduros de petróleo. En Gas y Energía, la clave de la eficiencia energética radica en los proyectos de energía renovable, que serán los contribuyentes más importantes para reducir las emisiones de GHG.

Como parte de este proceso, a principios de 2018, YPF decidió actualizar el sistema de registro y monitoreo de consumos y deficiencias, e implementar un sistema coordinado de gestión de energía para toda la compañía.

Adicionalmente, en 2018 se creó un comité para la eficiencia energética, con el fin de concentrar las distintas acciones que se están desarrollando en la compañía. En 2019 y 2020 el comité continuó su trabajo en promover el alcance de la eficiencia energética en las distintas áreas. Véase “Nuestro compromiso con la sustentabilidad”.

En 2019, siete nuevas instalaciones fueron certificadas bajo la ISO 50001 de gestión energética: nuestra compañía Mega y seis plantas de energía térmica de la compañía YPF EE. Estas locaciones se suman a los certificados obtenidos en los años previos en ocho instalaciones. Por otro lado, se está llevando a cabo un proceso de certificación en la refinería La Plata cuya culminación estaba prevista en 2020 pero fue pospuesta debido a las restricciones sanitarias relacionadas con la pandemia COVID-19. No obstante, se ha continuado con el proceso de documentación e implementación en la Refinería La Plata.

Hemos sostenido en el tiempo procesos diseñados para mejorar la eficiencia energética en nuestro negocio upstream, incluida la consolidación de un proceso de gestión energética (basado en el esquema ISO 50001) estableciendo métricas y metas.

Durante 2020 se han realizado más de 100 revisiones energéticas de instalaciones, que incluyeron la detección de oportunidades de optimización y el diseño de líneas base, con más de 50 controles operativos actualizados. Se generaron documentos formativos específicos, como manuales documentados de eficiencia y diagnóstico energético de instalaciones y cursos on-line sobre el sistema de gestión energética.

En el área de gestión energética, desde 2019 hemos trabajado en incrementar la instrumentación de procesos significativos para el consumo energético, como inyección de agua, compresión y generación eléctrica, además de antorchas. Se ha

trabajado adicionalmente en el desarrollo de herramientas en línea para el seguimiento y análisis del uso y consumo de energía. En cuanto a las acciones de mejora, se ha trabajado de forma continua e incremental para detectar y priorizar proyectos que relacionen su mejora energética con el potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Las acciones emprendidas incluyen, la instalación de Unidades de Recuperación de Vapor (VRU), la optimización de los sistemas de calefacción y compresión, la mejora en la gestión de los sistemas de alivio, la optimización de los sistemas de inyección, la sustitución parcial de fluidos de perforación a base de petróleo por fluidos de perforación a base de agua y la optimización de la recuperación de los fluidos de perforación que se envían para su destrucción.

- Durante 2019 y 2020, la mejora en la gestión de las antorchas se ha realizado mediante proyectos piloto realizados con nuevas herramientas, instrumentos y análisis. Además, durante 2020 estuvimos trabajando en la evaluación de nuevas tecnologías, como aéreos, satélites y drones, para la detección y medición de fugas y respiraderos de metano para fortalecer las actividades ya realizadas en tierra con cámaras de detección móviles. Adicionalmente, se llevó a cabo un proyecto piloto para reemplazar parcialmente el combustible líquido por GNL en equipos de fractura, con el fin de utilizar la captura de GNL durante las actividades de prueba de pozos. Monitoreo de nuestros dos proyectos registrados bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), que nos permite reducir las emisiones en las diferentes etapas y procesos de refinación de petróleo crudo a través de la recuperación de gas quemado en la Refinería La Plata y la Refinería Luján de Cuyo. Los gases residuales se comprimen e inyectan en el sistema de combustibles para alimentar hornos y calderas, evitando así la necesidad de utilizar gas natural y fuel oil para calefacción. En 2020, el CO₂ se redujo alrededor de 113.840,2 tCO₂ entre ambos proyectos.

La metodología desarrollada por YPF fue aprobada por las Naciones Unidas en 2007 bajo el nombre de AM0055 “Metodología de Línea de Base y Monitoreo para la Recuperación y Utilización de Gas Residual en Instalaciones de Refinería”. Hasta la fecha, hay seis proyectos registrados bajo el MDL que han implementado esta metodología en todo el mundo (Argentina, China, Kuwait y Egipto).

- Continuar y fortalecer el Inventario de GHG (emisiones de efecto invernadero). Desde 2008, hemos ido introduciendo gradualmente sistemas de gestión en nuestras operaciones para registrar las emisiones a través de los inventarios de GHG, aplicando la norma ISO 14064-1. Este inventario ha sido verificado con éxito en el Complejo Industrial de Ensenada desde 2008 y posteriormente en el complejo industrial Lujan de Cuyo. Durante 2016, comenzamos a implementar el proceso de verificación externa del inventario de emisiones de gases de efecto invernadero por parte de un tercero en la Refinería Plaza Huincul. Durante 2020, y como parte de las restricciones establecidas por la situación sanitaria, realizamos y completamos un proceso de verificación interna de todos los complejos industriales de YPF para el inventario en La Plata (Refinería y Planta Petroquímica), Luján de Cuyo y Plaza Huincul (Refinería y Planta de Metanol). También supervisamos otras emisiones al aire (SO₂, NO_x, CO, NMVOC y partículas) de acuerdo con las regulaciones aplicables.
- Proyectos forestales en desarrollo ubicados en la Provincia de Neuquén, que constituyen aproximadamente 7.000 hectáreas de árboles forestados bajo un programa de trabajo a largo plazo. Usando las metodologías y herramientas de forestación disponibles en el sitio web de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (“CMNUCC”) del Mecanismo de Desarrollo Limpio, fue posible llegar a una conservadora cantidad estimada de aproximadamente 760.000 toneladas equivalentes de CO₂ capturadas por las actividades del proyecto de forestación desde 1984 (cuando se produjo la primera actividad de forestación) hasta 2014. En 2020, la Compañía presentó el CarbonDisclosure Project (“CDP”), un cuestionario sobre cambio climático.
- Continuamos comprometidos a minimizar el gas enviado a las antorchas y el gas venteado, cumpliendo con los requisitos establecidos en las Resoluciones Nacionales 236/93 y 143/98 emitidas por la ex Secretaría de Energía de La Nación (SEN) y todas las regulaciones provinciales aplicables. Hay una nueva iniciativa, implementada en la Provincia de Mendoza: el gasoducto virtual, que implica la licuefacción y el transporte del gas natural asociado desde pozos remotos a una planta de energía eléctrica para reducir la quema y el venteo. En 2019 esta práctica se desarrolló en otras instalaciones de producción de gas asociado, como Bajo del Toro, mientras que en 2020 se desarrolló en Puntilla del Huincan, Rincón Amarillo y La Ribera Sur.
- Desarrollando proyectos de energía eléctrica y energías renovables.
- Como referencia de nuestro Compromiso con el Cambio Climático, buscamos gestionar las amenazas y oportunidades que plantea el cambio climático, y apoyamos la ejecución de iniciativas de cambio climático. Consideramos los riesgos asociados con los cambios en los patrones climáticos, así como los riesgos que surgen para las políticas, comunidades, regulaciones, legales, tecnológicos y de mercado debido a los desafíos que plantea el cambio climático e identificados en nuestro análisis de enfoque basado en riesgos.

Estamos trabajando para mejorar nuestra comprensión de las posibles vulnerabilidades climáticas de nuestras operaciones e instalaciones para establecer la planificación de la resiliencia y las medidas de adaptación a nivel de activos.

Nuestro proceso de gestión de riesgos nos ayuda a identificar los riesgos climáticos para contribuir a la evaluación en los procesos de inversión.

Como parte de los resultados, buscamos reducir las emisiones en nuestras actividades operativas para mitigar nuestra exposición al riesgo derivado posibles regulaciones y decretos futuros.

La responsabilidad de la gestión de riesgos y la supervisión forman parte integral de nuestras actividades de gestión y brindan a la Junta información sobre las tendencias y la exposición agregada a los riesgos relacionados con el clima y el desempeño del Comité de Riesgos y Sustentabilidad. La información sobre los riesgos del cambio climático relacionados con eventos climáticos extremos se considera durante el proceso de análisis de riesgos ya que la probabilidad y el impacto potencial de los riesgos podrían amenazar la integridad de las operaciones y activos de la Compañía. Los riesgos relacionados con el clima están vinculados a la transición y al riesgo físico que deben integrarse en la medida de adaptación y formar parte de los procesos de toma de decisiones. Véase “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio” y “• El cambio climático y la transición energética podrían afectar nuestros resultados y acceso al capital”.

- Adaptación al cambio climático: Avanzamos con proyectos de evaluación de riesgo climático en nuestras instalaciones mediante la implementación de la herramienta de evaluación de impacto climático de áreas de negocios (“BACLIAT”: Business Areas Climate Impact Assessment Tool). También utilizamos dicha herramienta en la Terminal Logística ubicada en Concepción del Uruguay en 2017; En un oleoducto en la provincia de Mendoza en 2018, y en la terminal Barranqueras y en una instalación de Upstream en Comodoro Rivadavia en 2019. La herramienta nos permite analizar las tendencias climáticas pasadas, actuales y futuras; detectar los riesgos primarios; e identificar acciones de mitigación para reducir la vulnerabilidad y alentar la acción temprana. Adicionalmente a la implementación de la herramienta en otras instalaciones, en 2019 comenzamos a trabajar en el desarrollo de mapas de clima para identificar riesgos relacionados con el cambio climático en nuestras operaciones e instalaciones. Durante 2020, finalizamos el desarrollo de estos mapas de riesgo climático y los pusimos a disposición a través de una plataforma web del Sistema de Información Geográfica (SIG). Estos mapas nos permitirán identificar operaciones e instalaciones expuestas a riesgo climático en diferentes escenarios climáticos potenciales y enfocarnos en aquellos que evidencian mayor riesgo para las medidas de implementación y adaptación de BACLIAT.
- Fortalecer la relación establecida con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de La Nación, en particular con la Secretaría de Cambio Climático, con el fin de colaborar con el desarrollo de la Tercera Comunicación Nacional sobre Cambio Climático de la Convención de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático y durante 2017 en los talleres organizados por la Dirección de Cambio Climático para el desarrollo de los Planes Nacionales sobre Cambio Climático relacionados con las Contribuciones Determinadas Nacionalmente cometidas por el país en virtud del Acuerdo de París. En relación a esto, YPF firmó un acuerdo marco con la autoridad ambiental argentina para una colaboración mutua en temas ambientales, particularmente en relación con el cambio climático. En 2020, participamos en el Diálogo Climático convocado por la Autoridad Ambiental Argentina, en particular la Secretaría de Cambio Climático, Desarrollo Sostenible e Innovación que se llevó a cabo en noviembre de 2020 y para la presentación del segundo borrador de la NDC a mediados de diciembre de 2020.

Gestión de recursos hídricos

YPF está comprometido con un enfoque de gestión integral del agua centrado en la sustentabilidad de los recursos, tal como se establece en sus regulaciones corporativas. El enfoque identifica tres aspectos estratégicos: gestión del agua basada en riesgos (identificación de riesgos hídricos a nivel nacional y local: (Acueducto / LWT-IPIECA), optimización del uso del agua (eficiencia hídrica y balance de uso del agua) y evaluación de recursos (Línea Base Hidrológica). Estudios y estudios de escorrentía.

En 2015 iniciamos un estudio de evaluación de la gestión del agua en varios activos dentro de los segmentos de Downstream y Gas y Energía que continuó durante los años siguientes. En 2020, iniciamos un proceso de actualización y verificación para todos los puntos de recolección y descarga.

Desde 2015 hemos avanzado en el análisis de aguas subterráneas mediante la realización de estudios hidrogeológicos en las provincias de Neuquén, Río Negro y Santa Cruz. Tenemos previsto iniciar estos estudios en las provincias de Mendoza y Tierra del Fuego. Estos trabajos tienen aplicación directa en actividades de perforación, estimulación hidráulica, reparación y abandono de pozos. En cuanto a la gestión de las aguas subterráneas, la protección de los acuíferos ya está incorporada en todas las actividades de Upstream.

Un proceso mejora continua de la gestión del agua se lleva a cabo en el segmento de Upstream donde cada negocio de esta área cuenta con un plan de administración de recursos hídricos actualizado anualmente.

En 2016 comenzamos la implementación de la Herramienta de Agua Local orientada a la identificación de riesgos y prácticas para un manejo adecuado del agua y los efluentes, a través del análisis de los Complejos Industriales Luján de Cuyo y el complejo industrial y la planta de energía térmica en Tucumán. En los años siguientes, continuamos con la implementación de esta herramienta en otras instalaciones de YPF donde se identificaron nuevos riesgos potenciales y se incluyeron en los planes de acción relevantes, incluyendo los balances de agua capturados y producidos y la identificación acciones de mejora y optimización.

Asimismo, durante 2019, también comenzamos a usar el Acueducto; Una herramienta que nos permite identificar áreas con riesgo potencial de estrés hídrico junto con el mapeo de nuestras áreas operativas. Esta información se está utilizando para el desarrollo de actividades de planificación a este respecto. Además, también realizamos durante 2019 una actividad piloto en las operaciones de Upstream para el desarrollo de un proceso que nos permitirá evaluar la eficiencia del uso del agua en las diferentes instalaciones de la empresa. En 2020, con la información recopilada de los proyectos piloto, se avanzó en el desarrollo de un procedimiento para la eficiencia del recurso hídrico (actualmente en estado de borrador).

Además, en 2020, la Compañía tomó la decisión de trabajar en el llenado del Formulario de seguridad del agua para CDP el cual planea completarlo en 2021 para promover el intercambio de información cualitativa y cuantitativa sobre la gestión del agua con accionistas e inversores.

Gestión de residuos

En cumplimiento de las regulaciones argentinas y nuestros estándares ambientales, desarrollamos actividades de gestión integrada de desechos que buscan: (a) eliminar gradualmente la generación de desechos; (b) reducir la peligrosidad de los residuos y el consiguiente impacto ambiental; (c) garantizar el tratamiento adecuado y la disposición final; y (d) establecer programas de mejora continua.

Desde 2012, estamos trabajando en el segmento de Upstream para reducir sistemáticamente la cantidad de suelos con hidrocarburos. Esto se está realizando con el compromiso, liderazgo y responsabilidad de toda la compañía, logrando desde 2012 hasta noviembre 2020 una reducción del 76% de las existencias en nuestros repositorios. Algunas de las actividades que nos permiten alcanzar este objetivo se relacionan con acciones a los proveedores, principalmente con el desarrollo de especificaciones técnicas para los arreglos contractuales y la supervisión técnica efectiva de sus actividades, optimizando los tiempos de biotratamiento.

Durante el 2017, comenzó en la Provincia de Santa Cruz el tratamiento de materiales plásticos contaminados con hidrocarburos, su recuperación y puesta en valor, a través del lavado y reciclado de los mismos, priorizando su reutilización y evitando la incineración de los mismos, promoviendo la economía circular y reduciendo las emisiones de CO₂.

Además, cada unidad de negocios desarrolló Planes de Gestión de Residuos en línea con el Procedimiento de Gestión de Residuos de Upstream y la Normativa Corporativa. Junto con estos planes, también se desarrolló el procedimiento de limpieza de derrames de petróleo, que se centra en la minimización de residuos durante las actividades de remediación.

En 2019, lanzamos el proyecto Economía Circular que busca fortalecer una cultura circular en toda la empresa. La iniciativa cubre la revalorización de oportunidades y riesgos inherentes a toda la cadena de valor de bienes y servicios, desde su diseño y adquisición hasta el final de su ciclo de vida, con acciones como el desarrollo de un inventario de iniciativas circulares en curso en toda la empresa ya en progreso. En 2019 se estableció un grupo de especialistas que comenzó a trabajar sobre las bases para establecer en 2020 metas de reducción de generación de residuos a partir de 2021 en adelante.

Particularmente, en los negocios de Downstream, mantenemos nuestro compromiso con proyectos relacionados con la reutilización o reciclaje de los catalizadores gastados logrando en 2020 una recuperación de metales preciosos (como platino, paladio, etc.) de esos residuos.

Preparación y respuesta ante derrames

La compañía cuenta con un Sistema de Prevención y Control de Derrames que ha ayudado a reducir la tasa de frecuencia de derrames durante los últimos años. Este sistema proporciona un plan de inversión enfocado en la integridad, el mantenimiento y la mejora de las instalaciones y ductos. Incluye una comunicación de derrames y un procedimiento de respuesta que informa a un programa de software que alerta automáticamente a la autoridad ambiental pertinente.

En el segmento de Downstream, las actividades de mejora se dirigieron al almacenamiento y al transporte por camiones y ductos.

Los simulacros se planifican y llevan a cabo anualmente, incluidos simulacros de nivel rojo en los que participa la alta dirección.

Entre 2018 y 2020, se realizó y finalizó un estudio de escorrentía de plantas en 41 instalaciones relevantes Upstream con el fin de evaluar la ocurrencia potencial y eventuales efectos adversos de grandes derrames, enfocándose en el diseño y estado de las instalaciones de protección de cada planta y en los entornos geomorfológicos cercanos.

Gestión de la biodiversidad y los servicios de los ecosistemas

YPF realiza sus operaciones con respeto a la biodiversidad y trabaja para salvaguardar los ecosistemas y su diversidad durante todo el ciclo de vida de sus operaciones y productos, particularmente en áreas ecológicamente sensibles. Las acciones están enfocadas a analizar, evitar y minimizar impactos a través de la prevención; en la rehabilitación del entorno en el que desarrollamos nuestras actividades, especialmente en áreas naturales sensibles, biológicamente diversas o protegidas; y en la adopción de medidas compensatorias cuando proceda.

Como parte de nuestra mejora continua, en 2019 hicimos una revisión de nuestro estándar corporativo de Gestión de la Biodiversidad y actualizamos nuestro sistema de información geográfica (SIG) como parte del proyecto de mapa de biodiversidad que comenzamos en 2018. Esta iniciativa nos permite visualizar cualquier superposición de actividades con áreas especialmente sensibles en Argentina y nos ayudarán a priorizar cualquier acción requerida en sitios con interferencia. El mapa no solo incluye áreas bajo protección internacional, nacional o jurisdiccional, sino también áreas privadas y áreas habitadas por especies en peligro de extinción. En 2020, pusimos el mapa a disposición de toda la Compañía al incluir la información en una plataforma basada en la web.

La gestión de la biodiversidad se centra principalmente en instancias donde se realizan operaciones en áreas sensibles a la ecología. Estas actividades están siendo documentadas en los Planes de Gestión de la Biodiversidad. Actualmente, nuestra unidad de negocios Upstream tiene dos de estos planes, uno para nuestras operaciones en el sitio Ramsar Llanquanelo en la Provincia de Mendoza y otro en el sitio Auca Mahuida en la Provincia de Neuquén.

Las actividades relacionadas con la gestión de la biodiversidad en muchos casos implican cambios en los procedimientos operativos, como el desarrollo de múltiples locaciones, el camuflaje de los equipos de perforación e incluso acciones que requieren la adaptación de los sitios de operación para promover la alocación de especies particulares.

A medida que las operaciones continúan adaptándose, las actividades de monitoreo de biodiversidad también se van realizando bajo un proceso complejo debido a las frecuentes variaciones naturales que afectan a las poblaciones silvestres, los ecosistemas y los procesos ecológicos en el mediano y largo plazo. Esto se hace con el fin de recopilar información relacionada con el ecosistema local y se centra en su protección y, en caso necesario, en su restauración. Esta información también es importante para el uso adecuado y sustentable de los recursos naturales antes de que comiencen las operaciones.

Durante 2018, realizamos un estudio técnico que analizó e informó el grado de restauración ecológica de sitios sin vegetación en nuestras operaciones en la Provincia de Santa Cruz. El área en estudio abarcó 10 bloques o áreas de concesión, que suman un área total de 6.943 km² y 1.968 lugares abandonados. Este estudio técnico permitió priorizar áreas que tuvieron que ser intervenidas para su restauración, separándolas de que aquellas que no requirieron intervención. En 2020, continuamos y fortalecimos el proyecto incluyendo las áreas operativas de la provincia de Neuquén donde se desarrollan actividades convencionales y no convencionales.

Actividades ambientales lideradas por YPF en áreas de explotación no convencional de petróleo crudo y gas natural

Las formaciones de shale gas y shale oil están atrayendo cada vez más atención en todo el mundo, como fuentes de importantes reservas de gas natural y petróleo.

Desde el año 2008, YPF ha realizado varios proyectos de exploración y desarrollo relacionados con recursos no convencionales en Argentina, siendo los más importantes en la formación Vaca Muerta dentro la cuenca Neuquina.

La formación Vaca Muerta se encuentra entre 2.500 y 4.000 metros de profundidad, más de 2.000 metros por debajo del nivel freático, que normalmente se encuentra en profundidades de 300 a 500 metros. Para más información véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Nuestra operación está sujeta a extensa regulación” y “—Las actividades de petróleo y de gas se encuentran sujetas a riesgos operativos, económicos, sociales, ambientales significativos y fluctuación estacional de la demanda”.

La estimulación hidráulica, una tecnología de larga data probada, permite que estos recursos se extraigan de una manera eficiente y respetuosa con el medio ambiente. La estimulación hidráulica consiste en la inyección de fluidos y arena a alta presión en el pozo para romper la roca y permitir a los hidrocarburos atrapados en la formación fluir a la superficie como en cualquier pozo convencional.

Generalmente, esta técnica usa agua y arena (99,5% de agua se puede reciclar), y menos de un 1% de químicos o aditivos. Estos aditivos son los mismos que los utilizados en los productos para el hogar y aplicaciones comerciales, tales como cloruro de sodio (utilizado en la sal de mesa), sales de borato (utilizadas en cosméticos), carbonato de potasio (utilizado en detergentes), goma guar (utilizado en helados) y alcohol isopropílico (utilizado en desodorantes).

El agua utilizada para el desarrollo de estos reservorios se adquiere a partir de cuerpos de agua corriente y representa sólo un pequeño porcentaje del flujo total, e involucra volúmenes mucho más bajos que los que se utilizan para el consumo humano y agrícola en la Provincia de Neuquén. Desde 2019 usamos agua subterránea no apta para consumo humano o para riego.

Desde el comienzo de las operaciones no convencionales, YPF ha considerado la protección del medioambiente como uno de sus valores en la Política de Salud, Seguridad y Excelencia Operacional.

De acuerdo con la Disposición 112/2011 de la Subsecretaría de Medioambiente de la Provincia de Neuquén, el proyecto cuenta con un Estudio Ambiental de Base (“EAB”). Dicho estudio incluye la descripción actual y la caracterización ambiental de las áreas de concesión y específicamente de los componentes ambientales que pueden verse afectados de manera significativa por los proyectos y actividades.

YPF desarrolló un marco de gestión del agua, que se centra en tres áreas claves del uso del agua: recursos hídricos (factores de sustentabilidad, medidas que tengan en cuenta las necesidades de otros usuarios locales del agua y el efecto ambiental neto); uso y eficiencia del agua (controles de sustitución del agua, reducción del consumo, reutilización y reciclado considerando el efecto neto ambiental); y gestión de aguas residuales (considera similares factores de sustentabilidad y efecto neto ambiental como se describe en la sección de Gestión de recursos hídricos).

Adicionalmente, YPF encargó los siguientes estudios: (i) estudio hidrogeológico de los acuíferos confinados y semiconfinados de la Provincia de Neuquén y Grupos Rayosos y estudio hidrogeológico de los acuíferos freáticos de la llanura aluvial del Río Neuquén en el área de Loma Campana y (ii) un estudio similar en el área de Narambuena, que se llevó a cabo en 2016.

Luego de los estudios hidrogeológicos realizados en 2015 y 2016, durante 2017 YPF enfocó sus estudios en la recolección de información hidrogeológica mediante perfiles eléctricos y muestras de agua con el fin de obtener los datos base para realizar un estudio hidrogeológico regional para todas las áreas convencionales y no convencionales en la Provincia de Neuquén. Este estudio hidrogeológico se finalizó en noviembre de 2018, que abarcó no sólo los aspectos hidrogeológicos tradicionales sino también la evaluación de la calidad del agua para riego y agua potable. El objetivo principal del estudio era la identificación de los acuíferos que deben protegerse. Véase “—Gestión de recursos hídricos”.

Nuestro Compromiso con la sustentabilidad

La industria del petróleo y gas actualmente está atravesando profundos cambios impulsados por la necesidad de armonizar una creciente demanda de energía con nuevos desafíos en términos de costos y rentabilidad, diversificación de la matriz energética y una creciente

preocupación por el cambio climático y la descarbonización de la economía. Cada región o país tendrá que desarrollar su propia hoja de ruta para la transición en función de su propio punto de partida, disponibilidad de recursos y capacidades.

Las regulaciones actuales y pendientes relacionadas con el cambio climático, como los costos relacionados con el monitoreo o la reducción de emisiones, pueden afectar negativamente nuestras operaciones y aumentar nuestros costos de cumplimiento. Véase *"Información clave—Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Podríamos incurrir en significativos costos y obligaciones vinculados a cuestiones ambientales, de salud y de seguridad"*.

YPF entiende la sustentabilidad como una forma de hacer negocios que implica:

- Trabajo transparente y responsable a nivel económico, ambiental y social.
- Rentabilidad y enfoque en el crecimiento a través de la innovación y las nuevas tecnologías.
- Generación de valor a corto y largo plazo para accionistas, inversores, socios, clientes, empleados, proveedores, las comunidades donde operamos y nuestro país.

Este enfoque se describe en la Política de Sustentabilidad y se refleja tanto en nuestro sistema de gestión como en nuestro modelo de excelencia operacional, y extendemos este desafío a nuestros líderes, empleados, proveedores y socios.

La alta gerencia revisa y monitorea los temas relevantes de sustentabilidad. El Directorio monitorea el cumplimiento de la política de sustentabilidad a través del Comité de Riesgos y Sustentabilidad. Este Comité se encarga de establecer políticas de gestión integrales para los riesgos empresariales y de supervisar su implementación adecuada, así como de promover las mejores prácticas de sustentabilidad, entre otras responsabilidades.

Buscamos conducir nuestro negocio en línea con los objetivos del Acuerdo de París firmado en el año 2015, sobre el Cambio Climático, la Agenda 2030 de las Naciones Unidas para los Objetivos de Desarrollo Sustentable y los Diez Principios del Pacto Mundial de las Naciones Unidas.

Guiados por nuestros valores corporativos, las políticas y el código de ética de la compañía, nuestra visión y estrategia enmarcan nuestra comprensión y nuestra respuesta a los problemas de sustentabilidad. En este sentido, hemos renovado nuestro compromiso con la sustentabilidad para contribuir con el acceso y la transición energética, a través de un negocio responsable y transparente basado en la innovación, las nuevas tecnologías y siguiendo las mejores prácticas económicas, ambientales y sociales y al mismo tiempo creando un valor compartido para nuestros propietarios, clientes, personas, proveedores, socios, la sociedad y nuestro país, al mismo tiempo.

Por eso, aunque el petróleo y el gas seguirán siendo la base de nuestra cartera de negocios para los próximos años, estamos comprometidos con el fortalecimiento de la eficiencia energética, la reducción de emisiones específicas y el desarrollo de alternativas energéticas más sustentables, incluida la promoción de la producción de las energías renovables y el gas natural y como alternativas más limpias al petróleo, no solo para el mercado doméstico, sino que también para el mercado externo, sujeto a las condiciones de mercado. Lo hacemos a través de un negocio responsable y transparente basado en la innovación, las nuevas tecnologías y la mejor economía, la excelencia operacional y la transformación de las operaciones y la cultura corporativa. En particular, en energía renovable, al proporcionar una fuerte inversión en I+D y proyectos en esta área, esperamos aumentar nuestra capacidad de generación de energía mediante la diversificación de las fuentes de energía, incluido el aumento de los usos del gas natural, la energía térmica, solar y eólica.

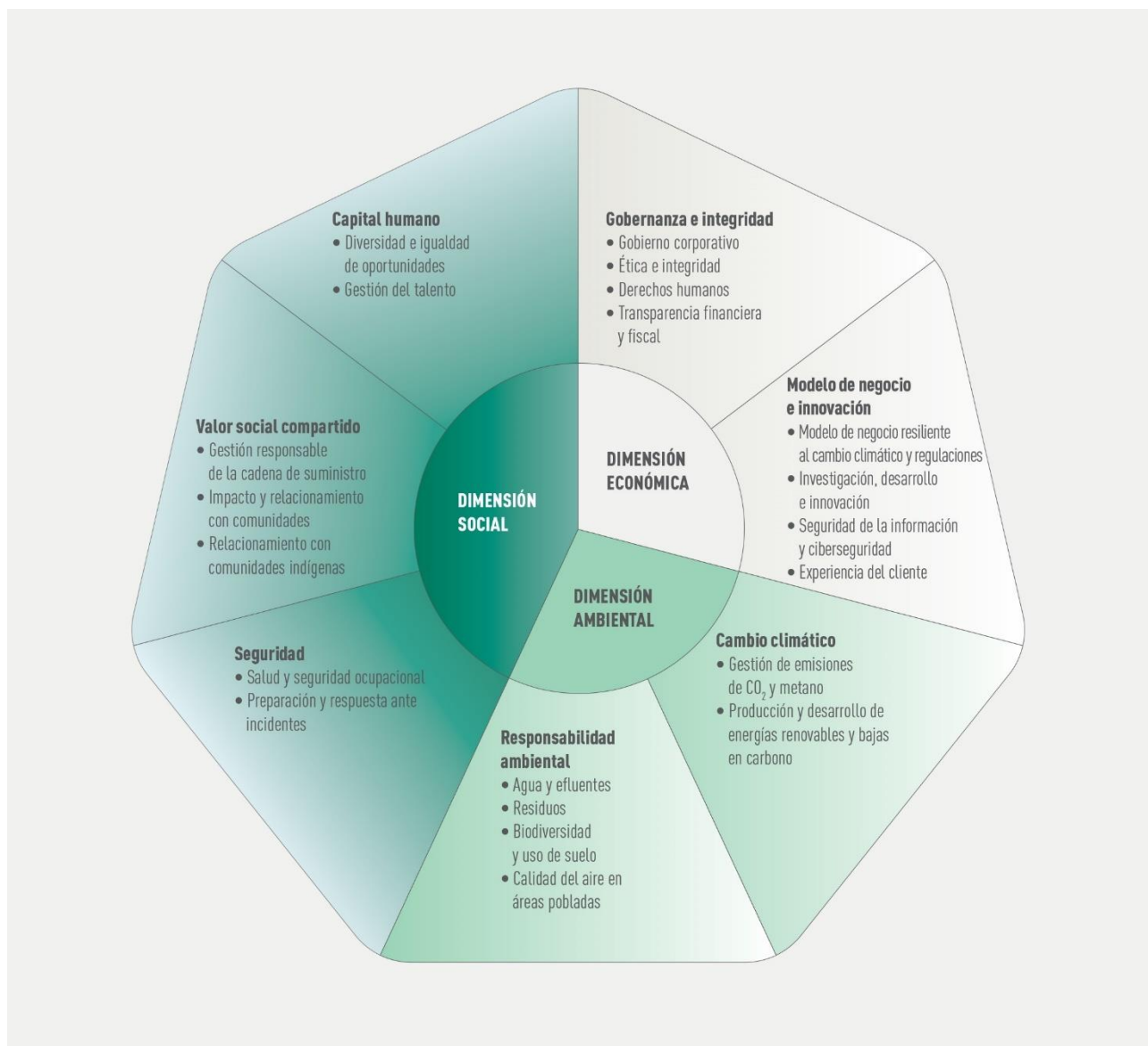
Durante 2020, continuamos trabajando en nuestra política de sustentabilidad corporativa y nuestro compromiso con el cambio climático a través de nuestros Departamentos de Sustentabilidad Corporativa y medio ambiente.

En el contexto de la pandemia del COVID-19 y con el objetivo de consolidar nuestra estrategia de sustentabilidad e iniciativas relacionadas, enfocamos las actividades de 2020 en cuatro pilares principales:

- Implementación y mejoras de iniciativas en las principales áreas de ASG - Ambiental, Social, Gobernanza: gobierno, transparencia e integridad, derechos humanos, prácticas laborales, diversidad, medio ambiente, salud y seguridad, cadena de suministros y relaciones con las comunidades.
- El Plan de Sustentabilidad de la compañía y sus respectivos indicadores de performance, alineado con los compromisos globales de sustentabilidad que asumimos. Para hacerlo, actualizamos, entre otros, una evaluación de nuestro desempeño de acuerdo con las calificaciones ASG reconocidas mundialmente.
- Participación en organizaciones reconocidas a nivel mundial, nacional y local e iniciativas relacionadas con la sustentabilidad corporativa y energética. YPF continúa liderando la Red Argentina de la Iniciativa del Pacto Mundial de las Naciones Unidas y participa en el Consejo Empresarial Mundial Argentino para el Desarrollo Sostenible (WBCSD). La compañía también participó y promovió durante 2020 la segunda fase de la Hoja de Ruta de los Objetivos de Desarrollo Sostenible del Petróleo y Gas (ODS) a través de la Institución Argentina para el Petróleo y Gas (IAPG) y en colaboración con el Consejo Empresarial Mundial Argentino para el Desarrollo Sostenible (WBCSD). Participaron 29 empresas en la iniciativa y el mapa se presentó oficialmente durante la XII reunión argentina de petróleo y gas celebrada en septiembre de 2019, con la participación de los presidentes de IAPG e YPF. En diciembre de 2020, el director ejecutivo de la empresa también fue elegido copresidente del grupo de trabajo de eficiencia energética y de recursos 2021 B20.
- Fortalecimiento de la comunicación con nuestros grupos de interés a través de: el Informe de Sustentabilidad Anual, que proporciona una mejor comunicación y más enfocada en asuntos de ASG; talleres específicos para gerentes y empleados con el fin de aumentar su conocimiento sobre sustentabilidad; y la publicación en la plataforma del WBCSD

para los ODS, las principales iniciativas que ya están en marcha y que contribuyen a la Agenda Global 2030 para el Desarrollo Sustentable.

Adicionalmente, durante 2020, y dada la actual pandemia de COVID-19, actualizamos la evaluación de materialidad de los problemas de ESG teniendo en cuenta las consultas internas, así como una evaluación de las encuestas de opinión pública y las encuestas de reputación de marca para fortalecer nuestro entendimiento acerca de las preocupaciones y expectativas de nuestros accionistas mientras mantenemos un diálogo continuo con ellos. La evaluación de materialidad realizada para dar forma al contenido del Informe de Sustentabilidad de 2019 sirve como una revisión retrospectiva y prospectiva de nuestras prioridades. Esta evaluación muestra que los temas materiales relacionados con algunas actividades se han mantenido en gran medida consistentes durante los últimos tres años.



Adicionalmente, YPF en 2020 continuó siendo parte de las compañías que integran el primer Índice Sustentabilidad en el mercado bursátil argentino. Este índice es elaborado por Bolsas y Mercados Argentinos (BYMA), con la colaboración del Banco Interamericano de Desarrollo y Thomson Reuters, el índice reúne a las 15 empresas que tienen una performance destacada en sustentabilidad.

El índice, que apunta a impulsar un mercado de capitales cada vez más responsable en línea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas, evalúa el desempeño de las compañías involucradas con respecto a cuatro ejes: ambiental, social, de gobierno corporativo y desarrollo sostenible, en función de la información pública que las empresas comunican en sus Reportes de Sustentabilidad e informes societarios como el 20F. Actualmente, el Índice de Sustentabilidad se encuentra integrado por 15 compañías.

Como parte de una buena práctica de gobierno corporativo, YPF continuó midiendo voluntariamente su desempeño de sostenibilidad a través de la evaluación anual SAM Corporate Sustainability (“CSA”). SAM, forma parte de S&P Global. Este consultor ha calculado el índice de YPF que está por encima del promedio de la industria. En 2020, YPF mejoró su puntaje ubicándose en el décimo lugar en el sector de Oil & Gas.

Propiedades, Planta y Equipo

La mayor parte de nuestras propiedades, que comprenden inversiones en activos que nos permiten explorar o explotar reservas de petróleo crudo y gas natural, así como refinerías, instalaciones de almacenamiento, manufactura y transporte y estaciones de servicio, está ubicada en Argentina. Véase “Downstream—División de refinación” y “División Logística (Transporte y almacenamiento de petróleo crudo y productos)”. Al 31 de diciembre de 2020, el 100% de nuestras reservas probadas estaban ubicadas en Argentina.

Nuestros derechos de exploración y producción de petróleo se basan en general en concesiones soberanas. Al vencimiento de la concesión, nuestros activos de exploración y producción asociados con la propiedad particular sujeta a la concesión relevante revierten al gobierno argentino. Véase “—Descripción general ascendente — Propiedades principales” y la Nota 8 de los estados financieros consolidados auditados.

Operaciones en Argentina – Seguro por daños

Aseguramos nuestras operaciones contra los riesgos inherentes a la industria del petróleo y gas, incluida la pérdida o el daño a los bienes y nuestros equipos, incidentes de control de pozos, incidentes de pérdida de producción o ganancias, remoción de desechos, contaminación súbita y accidental, daños y limpieza y reclamos de terceros, incluidos daños personales y pérdida de la vida, entre otros riesgos de negocios. Nuestras pólizas de seguros suelen ser renovables anualmente y, por lo general, contienen límites, exclusiones y deducibles. YPF cumple con la Ley Nacional de Ambiente N° 25.675, contrata el Seguro Ambiental Obligatorio (SAO) que la misma Ley establece.

Nuestra póliza de seguro que cubre nuestras operaciones en Argentina proporciona cobertura de responsabilidad civil de hasta US\$ 400 millones por siniestro, con un deducible de US\$ 2 millones, en cada pérdida. Ciertos tipos de siniestro, como la contaminación intencional y la contaminación gradual y progresiva, se excluyen de la cobertura de la póliza. La cobertura de la póliza se extiende al siniestro de control de pozos, que se define como un flujo no intencionado de fluido de perforación, petróleo, gas o agua del pozo que no puede ser contenido por el equipo en el lugar, al aumentar el peso del fluido de perforación o mediante la desviación de los fluidos en forma segura a la producción. Nuestra política establece la cobertura de responsabilidad civil de los reclamos correspondientes a la contaminación provocada por un evento de control de pozos que oscila entre US\$ 75 millones para ciertas pérdidas onshore y un límite único máximo combinado de US\$ 250 millones para las pérdidas offshore.

Nuestra póliza de seguro cubre también la pérdida física o el daño en relación con, por ejemplo, los bienes onshore y offshore de cualquier naturaleza o denominación (ya sea upstream o downstream), hasta US\$ 3.000 millones por siniestro combinado para las operaciones de downstream y upstream, con deducibles que varían entre US\$ 5 millón y US\$ 10 millones, incluida la pérdida de producción o ganancias con deducibles de 90 días para las operaciones downstream y 60 días para las operaciones upstream.

La normativa argentina nos exige contratar con compañías de seguros especializadas (Aseguradoras de Riesgos de Trabajo - ART) un seguro que cubra el riesgo de lesiones personales y la pérdida de la vida de nuestros empleados. Nuestras pólizas de seguros cubren gastos médicos, pérdida de sueldos y pérdida de la vida, en las cantidades establecidas en la normativa aplicable. Estas disposiciones normativas se aplican también a todos nuestros contratistas.

Hemos adoptado una posición en los acuerdos celebrados con los contratistas que prestan servicios de perforación, servicios de pozos y otros servicios a nuestras operaciones de exploración y producción (“Acuerdos de servicios de E&P”), a partir de los cuales los contratistas son generalmente responsables de indemnizarnos en diversos grados por ciertos daños causados por su personal y bienes sobre la superficie de perforación. Del mismo modo, somos generalmente responsables en nuestros contratos de perforación de indemnizar a nuestros contratistas por los daños causados por nuestro personal y bienes sobre la superficie de perforación.

En relación con las pérdidas o responsabilidades derivadas de los daños ocasionados por debajo de la superficie, hemos acordado con algunos contratistas que YPF asume la responsabilidad de indemnizar a nuestros contratistas, siempre que dichos daños bajo la superficie no han sido causados por la negligencia del contratista, en cuyo caso el contratista será responsable hasta una cantidad limitada acordado por las partes en los acuerdos de servicios de exploración y producción. Sin embargo, también hemos acordado con un número de contratistas que YPF será responsable y deberá indemnizar a los contratistas por los daños y perjuicios ocasionados por debajo de la superficie, salvo que tales daños o pasivos sean resultado de una negligencia grave o dolo de los contratistas, en cuyo caso el contratista podrá ser responsable en su totalidad o, en ciertos casos, hasta una cantidad limitada.

Los Acuerdos de servicios de E&P suelen establecer que los contratistas son responsables de la contaminación incluidos los costos de limpieza y daños a terceros causados por encima de la superficie por el derrame de sustancias bajo su control, siempre que el daño haya sido causado por negligencia o dolo del contratista. En el caso de la contaminación producida por debajo de la superficie, los contratistas también suelen ser responsables de los daños causados por su negligencia o su conducta dolosa. Sin embargo, en este último caso los daños también se limitan por lo general a una cantidad acordada entre las partes en el Acuerdo de servicios de E&P.

También somos parte en varios UT y proyectos que no son operados por nosotros. Las disposiciones contractuales, así como nuestras obligaciones derivadas de cada acuerdo, pueden variar. En algunos casos, la cobertura de seguro es proporcionada por la póliza de seguro suscrita por el operador, mientras que, en otros, nuestros riesgos están cubiertos por una póliza de seguro que cubre nuestras operaciones en Argentina. Además, en determinados casos se puede contratar un seguro que cubra los daños o incidentes específicos que no están previstos en la póliza de seguro del operador. También mantenemos el riesgo de responsabilidad no indemnizada por el operador del yacimiento o del equipo de perforación en exceso de nuestra cobertura de seguros. Con respecto a los contratos de servicios posteriores, los contratistas generalmente son responsables de los daños a su propio personal y causados por ellos a terceros, y generalmente nos indemnizan por los daños al equipo. Se incluye una disposición mutua indemne para daños indirectos como los que resultan de la pérdida de uso o la pérdida de beneficios.

Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino

La industria de los hidrocarburos en la Argentina se encuentra regulada por (i) la Ley N° 17.319, mencionada precedentemente como la “Ley de Hidrocarburos”, la cual fue dictada en el año 1967 y modificada por la Ley N° 26.197 promulgada en 2007 y por la Ley N° 27.007 promulgada en 2014, la cual complementó la estructura legal para la exploración y producción de hidrocarburos, (véase “Información sobre la Emisora - Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino - Ley N° 27.007, modificatoria de Ley N° 17.319”). y (ii) por la Ley N° 24.076, denominada como “Ley de Gas Natural”, dictada en 1992, la cual estableció la base para la desregulación de las industrias de transporte y distribución de gas natural.

Adicionalmente el Poder Ejecutivo ha emitido reglamentaciones para complementar estas leyes. El marco regulatorio de la Ley de Hidrocarburos se creó sobre la presunción de que los reservorios de hidrocarburos serían bienes de dominio público y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado, nuestra predecesora, lideraría la industria de los hidrocarburos y operaría bajo un marco diferente al de las compañías privadas. En 1992, la Ley N° 24.145, denominada como Ley de Privatización, privatizó nuestra compañía y dispuso la transferencia de reservorios de hidrocarburos del gobierno argentino a las provincias, con sujeción a los derechos existentes de los tenedores de permisos de exploración y concesiones de explotación.

La Ley de Privatización nos otorgó 24 permisos de exploración cubriendo aproximadamente 132.735 km² y 50 concesiones de explotación cubriendo aproximadamente 32.560 km². Los límites bajo la Ley de Hidrocarburos en el número de concesiones de transporte que pueden ser otorgadas a una entidad cualquiera y también el área total de permisos de exploración que puede ser otorgada a una sola entidad fueron eliminados por la Ley N° 27.007. Como consecuencia de la transferencia de la propiedad de determinadas áreas de hidrocarburos a las provincias, participamos en rondas de licitación competitivas organizadas desde el año 2000 por varios gobiernos provinciales para el otorgamiento de contratos para la exploración de hidrocarburos.

En octubre de 2004, el Congreso Argentino dictó la Ley N° 25.943 creando una nueva compañía energética de propiedad estatal, la entonces Energía Argentina S.A., denominada como “ENARSA”. El objeto societario de ENARSA es la exploración y explotación de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, el transporte, el almacenamiento, la distribución, comercialización e industrialización de esos productos, así como también el transporte y la distribución de gas natural y la generación, transporte, distribución y venta de electricidad. Inicialmente, la Ley N° 25.943 otorgó a ENARSA todas las concesiones de exploración con respecto a las áreas con ventajas fiscales ubicadas más allá de 12 millas náuticas desde la línea costera hasta el límite exterior de la plataforma continental que estaban vacantes al 3 de noviembre de 2004. Sin embargo, la Ley N° 25.943 ha sido modificada por la Ley N° 27.007, como se describe a continuación, eliminando todos los permisos y concesiones de explotación de hidrocarburos en los que no se han firmado acuerdos de asociación con ENARSA y revirtiendo aquellos a la Secretaría de Energía (“SE”) (a excepción de los permisos y las concesiones otorgadas antes de la Ley N° 25.943). Para mayor información, véase “Información sobre la Emisora —Upstream”.

Además, en octubre de 2006, la Ley N° 26.154 creó un régimen de incentivos impositivos dirigidos a alentar la exploración de hidrocarburos y que se aplica a los nuevos permisos de exploración otorgados con respecto a las zonas offshore otorgadas a ENARSA y aquellas sobre las cuales no se han otorgado derechos a terceros en virtud de la Ley de Hidrocarburos, siempre que las provincias en las cuales estuvieron ubicados los reservorios de hidrocarburos adhieran a ese régimen. Asociarse con ENARSA es una condición previa para gozar de los beneficios que brinda el régimen creado por la Ley N° 26.154. Los beneficios incluyen: el reintegro anticipado del impuesto al valor agregado por las inversiones hechas y los gastos incurridos durante el período de exploración y por las inversiones hechas dentro del período de producción, la amortización acelerada de las inversiones hechas en período de exploración y el reconocimiento acelerado de los gastos en conexión con la producción a lo largo de un período de tres años en vez de a lo largo de la duración de la producción, y exenciones al pago de derechos de importación por activos de capital no fabricados dentro de la Argentina. A la fecha de este prospecto no hemos usado los incentivos impositivos previamente mencionados.

La propiedad de las reservas de hidrocarburos fue transferida a las provincias a través del dictado de las siguientes disposiciones legales que efectivamente modificaron la Ley de Hidrocarburos:

En 1992, la Ley de Privatización aprobó la transferencia del derecho de dominio sobre las reservas de hidrocarburos a las provincias en que aquellas están ubicadas. Sin embargo, esta ley establecía que la transferencia estaba condicionada al dictado de una ley que modificara la Ley de Hidrocarburos para contemplar la privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado.

En octubre de 1994, se reformó la Constitución de la Nación Argentina, en virtud de lo cual el Artículo 124 otorgó a las provincias el control primario de los recursos naturales ubicados dentro de sus territorios.

En agosto de 2003 el Decreto del Poder Ejecutivo N° 546/2003 transfirió a las provincias el derecho de otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos en determinadas ubicaciones designadas como “áreas de transferencia”, así como también en otras áreas designadas por las autoridades provinciales competentes.

En enero de 2007 la Ley N° 26.197 reconoció el derecho de propiedad de las provincias sobre los reservorios de hidrocarburos de acuerdo con el Artículo 124 de la Constitución de la Nación Argentina (incluyendo reservorios respecto de los cuales se habían otorgado concesiones con anterioridad a 1994) y les otorgó a las provincias el derecho de administrar esos reservorios.

Decreto N° 882/2017

Con fecha 1 de noviembre de 2017, el Decreto N° 882/2017 se publicó en el Boletín Oficial, que ordenó la fusión de ENARSA y Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. (EBISA) y formó una nueva empresa llamada Integración Energética Argentina S.A. ("IEASA").

La Ley de Expropiación**Descripción general**

El 7 de mayo de 2012, la Ley de Expropiación, se publicó en el Boletín Oficial, declarando como de interés público nacional y prioritario para argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos.

El artículo 3 de la Ley de Expropiación establece que los principios de la política de hidrocarburos de la Argentina son los siguientes:

- a) La promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones;
- b) La conversión de los recursos hidrocarburíferos en reservas comprobadas y su explotación y la restitución de reservas;
- c) La integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales;
- d) La maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo;
- e) La incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la promoción del desarrollo tecnológico en la Argentina con este objeto;
- f) La promoción de la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos con alto valor agregado;
- g) La protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos;
- h) La obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

De acuerdo con artículo 2 de la Ley de Expropiación, el Poder Ejecutivo Nacional, en su calidad de autoridad a cargo de la fijación de la política en la materia, arbitrará las medidas conducentes al cumplimiento de los fines de dicha ley con el concurso de los Estados provinciales y del capital público y privado, nacional e internacional.

Creación del Consejo Federal de Hidrocarburos

El artículo 4 de la Ley de Expropiación crea el Consejo Federal de Hidrocarburos, el que se integrará con la participación de a) El Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social y el Ministerio de Industria, a través de sus respectivos titulares y b) Las provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a través de los representantes que cada una de ellas designen. De acuerdo con el artículo 5, son funciones del Consejo Federal de Hidrocarburos las siguientes: a) Promover la actuación coordinada del Estado nacional y los Estados provinciales, a fin de garantizar el cumplimiento de los objetivos de la presente; b) Expedirse sobre toda otra cuestión vinculada al cumplimiento de los objetivos de la presente ley y a la fijación de la política hidrocarburífera de la Argentina, que el Poder Ejecutivo Nacional someta a su consideración.

Consejo Federal de Energía

El 26 de octubre de 2017, el Decreto N° 854/2017 se publicó en el Boletín Oficial, creando el Consejo Federal de Energía que incluye la participación del Gobierno Federal, así como de las provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Consejo Federal de Energía actuará como un cuerpo asesor en todos los asuntos relacionados con el desarrollo energético de la República Argentina.

Expropiación de las acciones de propiedad de Repsol YPF

Con el propósito de garantizar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF Sociedad Anónima representado por igual porcentaje de las acciones Clase D de dicha empresa, pertenecientes a Repsol YPF S.A., sus controlantes o controladas, en forma directa o indirecta. De acuerdo con la Ley de Expropiación, las acciones sujetas a expropiación, las cuales fueron declaradas de utilidad pública y fueron transferidas a la República de Argentina, serán distribuidas del siguiente modo: el 51% pertenecerá al Estado nacional y el 49% restante se distribuirá entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. Asimismo, la Ley de Expropiación estableció la expropiación del 51% del patrimonio de Repsol YPF GAS S.A. representado por el 60% de las acciones Clase A de dicha empresa, pertenecientes a Repsol Butano S.A., sus controlantes o controladas.

A la fecha de este prospecto, la transferencia de las acciones sujetas a expropiación entre el Estado Nacional y las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos se encontraba pendiente. De acuerdo con el artículo 8 de la Ley de Expropiación, la distribución de las acciones entre las provincias deberá realizarse en forma equitativa, teniendo en cuenta para tal fin los niveles de producción de hidrocarburos y de reservas comprobadas de cada una de ellas.

A efectos de garantizar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo Nacional, por sí o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos de voto sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. La cesión de los derechos políticos y económicos de las acciones sujetas a expropiación, que efectúe el Estado nacional a favor de los Estados provinciales integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos, contemplará el ejercicio de los derechos accionarios correspondientes a ellas en forma unificada por el plazo mínimo de 50 años a través de un pacto de sindicación de acciones.

Cualquier transferencia posterior de las acciones sujetas a expropiación se encuentra prohibida sin la autorización del Congreso de la Nación con el voto de las dos terceras partes de sus miembros.

De acuerdo al Artículo 9 de la Ley de Expropiación, la designación de los Directores de YPF que corresponda nominar en representación de las acciones sujetas a expropiación deberá ser completada considerando la proporción de las tenencias de la República Argentina y los gobiernos provinciales y un Director representará los trabajadores de YPF.

La gestión de los derechos accionarios correspondientes a las acciones sujetas a expropiación, por parte del Estado nacional y las provincias, se efectuará con arreglo a los siguientes principios: a) La contribución estratégica de YPF Sociedad Anónima al cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación; b) La administración de YPF Sociedad Anónima conforme a las mejores prácticas de la industria y del gobierno corporativo, preservando los intereses de sus accionistas y generando valor para ellos; y c) El gerenciamiento de YPF S.A. a través de una gestión profesionalizada.

Véase "Ley N° 26.932" para una descripción del Acuerdo entre Repsol y la República Argentina relativo a la indemnización por la expropiación del 51% del capital social de YPF propiedad, directa o indirecta, por parte de Repsol, y el acuerdo entre Repsol e YPF para el retiro de determinadas reclamaciones y acciones relacionadas con dicha expropiación.

Naturaleza jurídica de la Compañía

De acuerdo con la ley de expropiación, YPF es y continuará operando como sociedad anónima abierta, en los términos del Capítulo II, Sección V, de la Ley General de Sociedades y normas concordantes, no siéndole aplicable legislación o normativa administrativa alguna que reglamente la administración, gestión y control de las empresas o entidades en las que el Estado nacional o los Estados provinciales tengan participación.

De acuerdo con el artículo 17 de la Ley de Expropiación, con el fin de cumplir con su objeto y los fines de dicha ley, YPF acudirá a fuentes de financiamiento externas e internas y a la concertación de asociaciones estratégicas, UT, uniones transitorias y todo tipo de acuerdos de asociación y colaboración empresarial con otras empresas públicas, privadas o mixtas, nacionales o extranjeras.

Ley N° 26.932

Con fecha 25 de febrero de 2014, el Gobierno de la República Argentina y Repsol S.A. ("Repsol") alcanzaron un acuerdo (en adelante, el "Acuerdo") respecto de la compensación por la expropiación de 200.589.525 acciones Clase "D" de YPF de conformidad con la Ley N° 26.741 (el "Acuerdo"), en el marco de lo dispuesto por la Ley N° 21.499 de Expropiaciones. El Acuerdo fue ratificado por el Congreso mediante la Ley N° 26.032. Como resultado, el Gobierno de la República Argentina es propietario del 51% del capital social de YPF y de YPF GAS S.A.

La Ley N° 26.197

La Ley N° 26.197, que modificó la Ley de Hidrocarburos, transfirió a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires la propiedad sobre todos los reservorios de hidrocarburos ubicados dentro de sus territorios y en los mares adyacentes hasta 12 millas náuticas desde la costa. La Ley N° 26.197 también dispone que los reservorios de hidrocarburos ubicados más allá de las 12 millas náuticas desde la costa hacia el límite exterior de la plataforma continental permanezcan dentro de la propiedad del gobierno argentino.

De acuerdo con la Ley N° 26.197, el Congreso de la Nación continuará dictando leyes y reglamentaciones para desarrollar los recursos de hidrocarburos existentes dentro del territorio argentino (incluyendo su mar), pero los gobiernos de las provincias donde están ubicados los reservorios de hidrocarburos serán responsables del cumplimiento de esas leyes y reglamentaciones, la administración de los yacimientos de hidrocarburos y actuarán como autoridades otorgantes de permisos de exploración y concesiones explotación. Sin embargo, las facultades administrativas otorgadas a las provincias serán ejercidas dentro del marco de la Ley de Hidrocarburos y las reglamentaciones que la complementan.

Por consiguiente, aun cuando la Ley N° 26.197 estableció que las provincias serán responsables de la administración de los yacimientos de hidrocarburos, el Congreso de la Nación Argentina retuvo su facultad de emitir normas y regulaciones concernientes al marco legal de los hidrocarburos. Además, el Poder Ejecutivo Nacional retuvo la facultad de determinar la política energética nacional.

Se indica expresamente que la transferencia no afectará los derechos y las obligaciones de los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación ni la base para el cálculo de regalías, las cuales se calcularán de acuerdo con el título de concesión y pagadas a la provincia donde están ubicados los reservorios.

La Ley N° 26.197 dispone que el Poder Ejecutivo Nacional retiene la facultad de otorgar concesiones de transporte para: (i) concesiones de transporte ubicadas dentro del territorio de dos o más provincias y (ii) concesiones de transporte que tengan como destino directo la exportación de hidrocarburos. Consecuentemente, las concesiones de transporte que están ubicadas dentro del territorio de una sola provincia y que no están conectadas con instalaciones de exportación, son transferidas a las provincias. Finalmente, la Ley N° 26.197 otorga las siguientes facultades a las provincias: (i) el ejercicio en forma total e independiente de todas las actividades relacionadas con la supervisión y el control de los permisos de exploración y concesiones de explotación transferidos por la Ley N° 26.197, (ii) la ejecución y cumplimiento de todas las obligaciones legales y/o contractuales relacionadas con inversiones, información y producción racional y canon y pago de regalías, (iii) la prórroga de plazos legales y/o contractuales, (iv) la aplicación de sanciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos y (v) todas las demás facultades relacionadas con el poder otorgado por la Ley de Hidrocarburos.

Decreto N° 1.277/2012

El Decreto N° 1.277/2012 derogó las disposiciones principales relativas a la libre disponibilidad de los hidrocarburos, los cuales estaban específicamente contenidos en el Artículo 5 Inciso d) y los Artículos 13, 14 y 15 del Decreto No. 1.055 / 89, los Artículos 1, 6 y 9 del Decreto No. 1.212/89 y los Artículos 3 y 5 del Decreto No. 1.589/89. El Decreto N° 1.277/12 promulgó las “Reglas del Régimen de Soberanía de Hidrocarburos” que regula la Ley de Expropiaciones.

Esta reglamentación creó la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “Comisión”). Esta Comisión se encargaba de realizar anualmente el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

El Decreto N° 1.277/2012 requería a cada compañía que realiza actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos suministrar a la Comisión toda la información técnica requerida. La Comisión también era responsable del Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el que todas las compañías que realizan las actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización deben registrarse. Todas estas compañías también tenían que presentar un plan anual de inversiones antes del 30 de septiembre de cada año incluyendo un detalle de sus metas cuantitativas con respecto a la exploración, explotación, refinación y/o comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles.

En cuanto a la industria de Refino, el Decreto N° 1.277/2012 le brindó a la Comisión la facultad de regular el porcentaje mínimo de refinación primaria y secundaria. También tenía la posibilidad de adoptar medidas de promoción y de coordinación, con el objetivo de garantizar el desarrollo de la capacidad de procesamiento local de acuerdo con las metas establecidas en el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburos.

Con respecto a la comercialización, la Comisión tenía derecho a publicar los precios de referencia de los costos y los precios de venta de los hidrocarburos y combustibles, los cuales deben permitir cubrir los costos de producción y obtener un margen de beneficio razonable. Asimismo, la Comisión tiene que revisar periódicamente la razonabilidad de los costos informados y de los precios de venta, con derecho a adoptar las medidas necesarias para prevenir o corregir prácticas distorsivas que puedan afectar a los intereses de los consumidores en cuanto a precio, calidad y disponibilidad de los combustibles.

Esta Comisión fue disuelta por el Decreto N° 272/2015 el 4 de enero de 2016, y sus funciones fueron asumidas por el ex Ministerio de Energía y Minería (véase Decreto N° 272/2015).

Decreto N° 13/2015

El 11 de diciembre de 2015, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina el Decreto N° 13/2015, el cual modifica la Ley de Ministerios N° 22.520. Entre otros cambios, se creó el MINEM, que absorbió las funciones de la Secretaría de Energía y Minería y entidades descentralizadas, del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Las responsabilidades de MINEM incluyen participar “en la gestión de las participaciones del Estado en las empresas y las empresas que operan en el ámbito de su competencia.”

Este Decreto fue modificado por el Decreto N° 575/2018 publicado en el Boletín Oficial el 22 de junio de 2018, y el ex Ministerio de Energía sustituyó al Ministerio de Energía y Minería. La Secretaría de Minería informará al ex Ministerio de Producción (actualmente, el Ministerio de Desarrollo Productivo). Para más información véase “Decreto N° 575/2018”.

Decreto N° 272/2015

El 4 de enero de 2016, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina el Decreto N° 272/15 modificando el Decreto N° 1.277/2012. Entre otros cambios, se disolvió la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, derogó ciertas competencias de la Comisión y establece que las tareas previamente asignadas a la Comisión pasarían a ex MINEM.

Otra modificación relevante es que el ex MINEM podría ejercer los derechos asociados a las acciones de YPF e YPF GAS S.A., propiedad de la República Argentina, con la excepción de las acciones que pertenecen al Fondo de Garantía de Sustentabilidad del Sistema Integrado Provisional Argentino, creado por el Decreto N° 897/07.

Por otra parte, el Decreto establece que el ex MINEM llevaría a cabo una revisión exhaustiva y un reordenamiento integral de las normas de su competencia referidas a la creación de registros y deberes de información en la industria de los hidrocarburos, los que continuarán vigentes en tanto no se encuentren alcanzados por la derogación dispuesta en el decreto o por el reordenamiento que disponga el MINEM. Para más información véase “Decreto N° 575/2018”.

Decreto N° 2/2017

El 3 de enero de 2017 se publicó el Decreto N° 2/2017 en el Boletín Oficial, modificando la Ley de Ministerios N° 22.520. Entre otros cambios, dividió ex MINEM, creando el ex Ministerio de Economía y el ex Ministerio de Hacienda y separando sus respectivos poderes y responsabilidades.

Decreto N° 575/2018

El 22 de junio de 2018, se publicó el Decreto N° 575/2018 en el Boletín Oficial, modificando la Ley de Ministerios N° 22.520. Entre otros cambios, el ex MINEM sustituyó al ex Ministerio de Energía y Minería. La Secretaría de Minería debía informar al ex Ministerio de Producción (actualmente Ministerio de Desarrollo Productivo).

Este Decreto fue modificado por los Decretos N° 801/2018 y N° 802/2018, y el ex Ministerio de Energía fue sustituido por la entonces Secretaría de Gobierno de Energía, que debía informar al Ministerio de Hacienda. Para más información véase “Decreto N° 801/2018 y Decreto N° 802/2018”.

Decreto N° 801/2018 y Decreto N° 802/2018

El 5 de septiembre de 2018, se publicó el Decreto N° 801/2018 en el Boletín Oficial, modificando la Ley de Ministerios N° 22.520. Entre otros cambios, el ex Ministerio de Energía se disolvió y el ex Ministerio de Hacienda fue nombrado sucesor del ex Ministerio de Energía.

También en esa fecha, se publicó el Decreto N° 802/2018 en el Boletín Oficial, que creó la ex SGE.

Decreto N° 872/2018

El 2 de octubre de 2018, se publicó el Decreto N° 872/2018 en el Boletín Oficial de la República Argentina, que ordenó a la SGE emitir una licitación pública para la obtención de los permisos de exploración para áreas offshore. Esta licitación se emitió el 6 de noviembre de 2018, según los términos establecidos en el Decreto N° 872/2018, mediante la promulgación de la Resolución N° 65/2018.

Los resultados de la licitación se informaron mediante ciertos decretos que otorgan los permisos de exploración correspondientes.

Decreto N° 7/2019

El 11 de diciembre de 2019, se publicó el Decreto N° 7/2019 en el Boletín Oficial, que modifica la Ley de Ministerios N° 22.520. Entre otros cambios, este decreto creó el Ministerio de Desarrollo Productivo y declaró que la Secretaría de Energía (ex Secretario de Gobierno de Energía) informará al Ministerio de Desarrollo Productivo. Según el Decreto, las responsabilidades del Ministerio de Desarrollo Productivo incluyen, entre otras, participar "en la gestión de las participaciones del Estado en las corporaciones y empresas que operan en el área de su competencia".

Decreto N° 706/2020

Mediante Decreto N° 706/2020, el gobierno argentino otorgó al Ministerio de Economía la responsabilidad de elaborar, proponer y ejecutar la política nacional en materia energética.

Decreto N° 732/2020

En septiembre de 2020, el gobierno argentino decretó la transferencia de la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo al Ministerio de Economía. La transferencia incluyó la Subsecretaría de Hidrocarburos.

Ley N° 27.275 – Acceso a Información Pública

Con fecha 10 de noviembre de 2015, la Corte Suprema de Justicia de la Nación, emitió un fallo por el cual se nos obligó a brindar información vinculada a un contrato comercial oportunamente celebrado entre la Compañía y Chevron para el desarrollo del negocio hidrocarburífero en la Argentina, todo ello dentro del marco de las obligaciones establecidas por el Decreto N° 1.172/2003 el cual reglamenta el acceso a la información pública. La información solicitada antes mencionada fue presentada ante la justicia con fecha 23 de febrero de 2016. La Sociedad considera que la divulgación de información confidencial podría colocar a la Compañía en una posición desventajosa frente a sus competidores, contratistas y potenciales socios. Es por ello y en atención a la naturaleza y el valor comercial, industrial, técnico, económico y financiero que posee la documentación requerida conforme al fallo mencionado, se solicitó se arbitren todos los medios necesarios para la correcta preservación de la misma, habiendo en consecuencia expresado su firme voluntad de cumplir con lo dispuesto por el decreto de acceso a la información pública sin perjuicio de recurrir a las protecciones previstas en la propia norma en materia de cuestiones industriales, comerciales, financieras y técnicas. No obstante lo anterior, con fecha 14 de marzo de 2016 el juez nos ordenó entregar el contrato solicitado en el término de cinco días hábiles, sin posibilidades de mantener cierta información confidencial conforme a lo solicitado por nosotros y de acuerdo con las excepciones dispuestas por el Decreto N° 1.172/03. Con fecha 16 de marzo de 2016 la Sociedad apeló dicha decisión.

El 14 de julio de 2016, la Cámara Contencioso Administrativo Federal - Sala I, confirmó el fallo del Tribunal de Primera Instancia, estipulando que la Compañía debe cumplir con la orden de entrega de la documentación requerida en relación con su Acuerdo con Chevron dentro de los cinco días hábiles.

El 11 de agosto de 2016, la Compañía presentó un Recurso Extraordinario Federal que impugnó la decisión de la Cámara Contencioso Administrativo Federal.

El 22 de septiembre de 2016 la Compañía informó que fue notificada con fecha 15 de septiembre de 2016, de la resolución de la Sala I de la Cámara Contencioso Administrativo Federal que rechaza el Recurso Extraordinario Federal interpuesto oportunamente por la Compañía, contra la resolución de la misma Sala que ordenó a YPF cumplir con la entrega del Project Investment Agreement (“PIA”), celebrado con Chevron el 16 de julio de 2013.

La Compañía presentó una copia completa del PIA en cumplimiento de la decisión del Tribunal Administrativo Federal - Sala I.

En ambos casos, la Compañía señaló que el PIA fue suscrito bajo la Ley N° 19.550 y que la confidencialidad de los términos de la misma tenía por objeto salvaguardar la información geológica, comercial y financiera, lo cual era de valor estratégico para ambas partes del PIA.

El 29 de septiembre de 2016 se publicó en el Boletín Oficial la ley N° 27.275 “Derecho de acceso a la información pública”. Esta ley garantiza el ejercicio de este derecho que comprende la posibilidad de buscar, acceder, solicitar, recibir, copiar, analizar, reprocesar, reutilizar y redistribuir libremente la información bajo custodia de los sujetos obligados enumerados en el artículo 7 de dicha ley. Las empresas del Estado, las sociedades del Estado, las sociedades anónimas con participación estatal mayoritaria, las sociedades de economía mixta y todas aquellas otras organizaciones empresariales donde el Estado Argentino tenga participación mayoritaria en el capital o en la formación de las decisiones societarias son considerados sujetos obligados, excepto que se trate de sociedades anónimas sujetas al régimen de oferta pública. La ley N° 27.275 entrará en vigencia al año de su publicación en el Boletín Oficial. Adicionalmente, la Sección N° 19 de la Ley N° 27.275 creó la Agencia de Acceso a la Información Pública como su autoridad de control, que es una entidad independiente que opera con autonomía funcional.

La entrega del PIA no implica la renuncia de la Compañía a los derechos en caso de que se requiera revelar cualquier otra información confidencial y/o documentos de la Compañía en el futuro.

El 31 de enero de 2017, se publicó en el Boletín Oficial el decreto N° 79/2017 que modifica el Reglamento General del Acceso a la Información Pública para el Poder Ejecutivo Nacional. Este decreto establece que las excepciones a la definición de sujetos obligados establecidas por la ley N° 27.275 se harán efectiva a partir del día siguiente al de la publicación de este decreto en el Boletín Oficial.

El 28 de marzo de 2017 se publicó el Decreto Reglamentario N° 206/2017 en el Boletín Oficial y entró en vigencia el 29 de septiembre de 2017, que regula ciertos aspectos de la Ley N° 27.275, incluyendo mayores aclaraciones con respecto al alcance de las excepciones a la obligación de las partes vinculadas de proporcionar cierta información.

Además, los Decretos N° 746/2017 y N° 899/2017 nombraron a la Agencia de Acceso a la Información Pública como la autoridad de control en el tratamiento de la Ley de Protección de Datos N° 25.326, en reemplazo de la Dirección Nacional de Protección de Datos Personales.

En este contexto, con fecha 5 de febrero de 2018, la Agencia de Acceso a la Información Pública emitió la Resolución N° 5-E/2018, que estableció un procedimiento para armonizar el derecho de acceso a la información pública con la protección de datos personales y enfatizó la existencia de agencias de control en otros países que supervisan tanto el acceso a la información pública como la protección de datos personales. Además, se refiere al principio general según el cual toda la información de las agencias públicas se presume pública a menos que se encuentre dentro de una excepción, como la protección de datos personales. Asimismo, establece resolver cualquier conflicto que pueda surgir en función de los criterios de proporcionalidad.

En consecuencia, la Resolución N° 5-E/2018, establece como procedimientos internos obligatorios dentro de la Agencia de Acceso a la Información Pública (i) que la Dirección Argentina de Protección de Datos debe intervenir y emitir un informe sobre cualquier reclamo basado en el acceso a la Ley N° 27.275 que pueden afectar los datos personales; y (ii) que la Dirección Argentina de Acceso a la Información debe intervenir y emitir un informe en cualquier procedimiento relacionado con la Ley N° 25.326, que puede constituir solicitudes de acceso a la información pública.

Además, la Resolución N° 5-E/2018 establece que, en caso de discrepancia total o parcial entre estos informes, el Director de la Agencia de Acceso a la Información Pública resolverá el asunto y explicará los motivos subyacentes a la decisión.

La Resolución N° 268/2019 se publicó en el Boletín Oficial y establece que la Agencia de Acceso a la Información Pública proporciona ciertas pautas y mejores prácticas por las cuales las partes sujetas a esta ley pueden rechazar debidamente las solicitudes de información.

Ley N° 27.007, modificatoria de Ley N° 17.319

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial, el texto de la ley N° 27.007, que modifica la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 y entró en vigencia el 8 de noviembre de 2014. La ley de hidrocarburos aplica en ciertos aspectos de algunas de las concesiones existentes de YPF, así como futuras concesiones. Los aspectos más relevantes de la nueva ley son los siguientes:

- Con respecto a los permisos de exploración distingue entre aquellos que tengan objetivos convencionales y no convencionales, y aquellos en los que se lleva a cabo la exploración en el mar territorial y la plataforma continental. La Ley N° 27.007 modifica los períodos básicos, excluyendo el tercer período y limitando los mismos a dos períodos de hasta tres años para la exploración con objetivos convencionales y dos períodos de hasta cuatro años para la exploración con objetivos no convencionales y la exploración en el mar territorial o en la plataforma continental. En los tres casos se mantiene el período de prórroga de hasta cinco años (ya establecidos en la Ley N° 17.319), aunque está sujeto a que el titular del permiso haya cumplido con las inversiones y otras obligaciones a su cargo. En relación con la reversión de las áreas, al final del primer período básico y

siempre que el titular del permiso haya cumplido con sus obligaciones en virtud de la autorización, el titular del permiso podrá mantener toda el área. Después del segundo período básico, el titular del permiso podrá revertir toda el área o, si el titular decide accionar el período de prórroga, devolverá el 50% de la superficie restante.

- En relación con concesiones, la ley N° 27.007 prevé tres tipos de concesiones, de explotación convencional, de explotación no convencional, y de explotación en el mar territorial o en la plataforma continental. Cada uno de ellos deberá durar 25, 35, y 30 años, respectivamente. Adicionalmente los permisionarios o concesionarios de explotación podrán solicitar concesiones de explotación no convencionales sobre la base del desarrollo de un plan piloto. En tanto que los concesionarios hayan cumplido con sus obligaciones, se encuentren produciendo hidrocarburos en las zonas bajo consideración, y presenten para tales áreas a las autoridades competentes un plan de inversiones para su desarrollo, podrán solicitar, hasta un año antes de la terminación de cada período de la concesión, extensiones por períodos de diez años por vez.
- Los importes a pagar en concepto de canon hidrocarburífero anual conforme a los artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos para los períodos de exploración y producción se han incrementado con el objetivo de incentivar a los titulares de permisos de exploración y áreas de desarrollo a una liberación temprana de superficies que no registren actividad. Además, a partir del segundo período de exploración básica, los montos correspondientes a canon exploratorio pueden reducirse parcialmente a la luz de las inversiones efectivamente realizadas en las áreas. También se eliminaron las restricciones sobre el número de permisos y/o concesiones que una misma persona física o jurídica pueda tener. Mediante Decreto N° 771/2020, el gobierno argentino estableció los valores vigentes del canon a pagar por los titulares de permisos de exploración y concesionarios de explotación.
- La Ley de Hidrocarburos establece un plazo de 35 años para las concesiones otorgadas para el transporte de gas y de petróleo que los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir. La Ley N° 27.007 modifica el plazo otorgado para las concesiones de transporte de hidrocarburos, que se sincronizan con los períodos de concesión de producción.
- En relación con la oferta de exploración y explotación, las licitaciones deberán ser nacionales e internacionales, y buscar la mayor participación posible. Adicionalmente, los documentos de licitación serán preparados por las autoridades competentes sobre la base de un Pliego Modelo. El Pliego Modelo deberá ser preparado dentro de los 180 días de la entrada en vigencia de la Ley N° 27.007 en colaboración con las autoridades competentes de las provincias y la SE. La licitación se adjudicará al oferente que presente la oferta más relevante, en particular, la propuesta que contenga la mayor inversión o actividad exploratoria.
- Las regalías hidrocarburíferas se han fijado en un 12% sobre la producción de petróleo crudo o gas natural. Las regalías pueden reducirse, hasta 5%, teniendo en cuenta la productividad del área y el tipo de producción. En los casos de las prórrogas de concesiones se añadirá una regalía adicional del 3% para cada extensión, hasta un máximo del 18%. Adicionalmente, en caso de dichas prórrogas, la autoridad competente podrá incluir el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual al resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión a ser extendida por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los hidrocarburos en cuestión, para el período de dos años anteriores al momento en que se concede la prórroga.
- La ley N° 27.007 también prevé que el Gobierno argentino no deberán establecer, en el futuro, nuevas áreas reservadas a favor de entidades o empresas públicas o empresas con participación pública. Adicionalmente, con respecto a las áreas que hayan sido reservadas y que no tengan acuerdos de asociación con terceros, a partir de la fecha de esta nueva ley, podrán llevarse a cabo esquemas asociativos siempre y cuando, durante la fase de desarrollo, la participación de las entidades o empresas públicas o empresas con participación pública sea proporcional a las inversiones comprometidas y llevadas a cabo por ellos.
- La ley, además, incorpora al Régimen de Promoción de Inversiones para la Exploración de Hidrocarburos (Decreto N° 929/2013) proyectos, según lo autorizado por el ex MINEM (actualmente, Ministerio de Economía), que implican inversiones directas en moneda extranjera superiores a US\$ 250 millones que se invertirán durante los tres primeros años del proyecto. Además, modifica los porcentajes de hidrocarburos que, después de este período de tres años, serán objeto de los beneficios del régimen. Para las concesiones de explotación no convencionales, convencionales, así como de las concesiones en mar terrestre a profundidades menores o iguales a 90 metros, el porcentaje será del 20%; para concesiones en mar terrestre a profundidades superiores a 90 metros, el porcentaje será del 60%.
- En el marco del Régimen de Promoción de Inversiones para la Exploración de Hidrocarburos, la ley prevé contribuciones a ser realizadas por las compañías a las provincias en las que los proyectos se llevan a cabo, de un 2,5% del monto de la inversión inicial del proyecto, que será destinado a Responsabilidad Social Empresaria; adicionalmente, un importe que será determinado por la Comisión a la luz de la magnitud del proyecto deberá ser aportado por la República Argentina.
- La ley N° 27.007 establece que los bienes de capital e insumos que son esenciales para la ejecución de los planes de inversión de las empresas inscritas en el Registro Nacional de Inversiones de Hidrocarburos estarán sujetos a los derechos de importación establecidos en el Decreto N° 927/2013 y modificatorias (alícuotas reducidas). Esta lista podrá ampliarse a otros productos estratégicos.
- De acuerdo con esta ley, el Gobierno Nacional y las Provincias deben tender a establecer una legislación ambiental uniforme y la adopción de un tratamiento fiscal uniforme. Asimismo, las autoridades competentes, incluyendo la Secretaría de Energía el actualmente el Ministerio de Economía, promoverán la unificación de procedimientos y registros.
- De acuerdo con el artículo 30 de la Ley N° 27.007, todos los permisos nacionales offshore y concesiones de explotación de hidrocarburos costa afuera en la que no tenían acuerdos de asociación con ENARSA a la fecha de esta nueva ley, se revirtieron y fueron transferidos a la Secretaría de Energía. Para mayor información, véase “Información sobre la Emisora—Upstream” de este prospecto.

Resolución N° 14/2015

El 4 de febrero de 2015, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 14/2015 que crea el Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo ("El Programa"), el cual estuvo en vigencia desde el 1 de enero de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2015. Este programa consistió en una compensación económica a favor de las empresas beneficiarias, pagaderas en pesos, por un monto equivalente de hasta tres dólares por barril, por la producción total de cada empresa que resulte beneficiaria, siempre y cuando su producción trimestral de crudo haya sido mayor o igual a la producción tenida por base para dicho programa, además del cumplimiento de otros requisitos relacionados con el nivel de actividad de la empresa tal como se establece para la Resolución N° 33/2015. Se definió como producción base a la producción total de petróleo crudo de las empresas beneficiarias correspondiente al cuarto trimestre de 2014. Aquellas empresas beneficiarias que, una vez abastecida la demanda de todas las refinerías habilitadas para operar en el país, destinen parte de su producción al mercado externo, podrán recibir una compensación económica adicional de dos o tres dólares por barril de petróleo crudo exportado, dependiendo del nivel de volumen de exportación alcanzado.

Los pagos debían ser realizados en pesos argentinos al tipo de cambio de referencia, según Comunicación "A" 3.500 del BCRA, del último día hábil anterior a la presentación de la información del trimestre correspondiente a la Comisión. Para más información véase *"Reseña, Perspectiva Operativa y Financiera—Principales Rubros del Estado de Resultados—Ingresos Ordinarios"*.

El 13 de julio de 2015, el gobierno argentino, mediante Decreto N° 1.330/2015, dio por terminado el Programa, estableciendo una compensación pagadera en bonos soberanos argentinos (es decir, BONAR 2018 y BONAR 2024) por los créditos fiscales devengados pero no pagados bajo este programa.

Resolución MINEM N° 21/2016

Con fecha 11 de marzo de 2016 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 21/2016, que estableció un programa de estímulo a la exportación de petróleo crudo excedente, luego de satisfacer la demanda doméstica, para el petróleo crudo tipo Escalante proveniente de la Cuenca del Golfo San Jorge. El estímulo mencionado se pagó por cada embarque en la medida que la cotización promedio del petróleo Brent, dentro de los dos días anteriores y posteriores al embarque, no superó los US\$ 47,5 por barril, y tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016. La compensación a ser pagada por el Estado Nacional ascendió a US\$ 7,50, en la medida que se cumplieron las condiciones establecidas.

Decreto N° 442/2016 - Provincia de Chubut

El 11 de abril de 2016 se publicó en el Boletín Oficial de la provincia de Chubut el Decreto N° 442/2016, que estableció un programa de estímulo a la exportación de petróleo crudo excedente, luego de satisfacer la demanda interna. El estímulo mencionado se pagó por cada embarque en la medida que la cotización promedio del petróleo Brent, dentro de los dos días posteriores al embarque, no excediera los US\$ 47,20 por barril, y tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016. La compensación pagada por la provincia de Chubut ascendió a US\$ 2,50 por barril, en la medida que se cumplieron las condiciones establecidas.

La Resolución MINEM No. 21/2016 fue modificada por la Resolución MINEM 32/2016, de fecha 29 de marzo de 2016.

Decreto MINEM N° 192/2017

El 21 de marzo de 2017 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 192/2017 que creó el "Registro de Operaciones de Importación de Petróleo y sus Subproductos" (el "Registro") cuya autoridad de aplicación es el MINEM, a través de la Secretaría de Recursos Hidrocarburos. El registro involucra operaciones de importación de: i) petróleo crudo y ii) otros subproductos específicos, enumerados en su sección 2. Por medio de este reglamento, toda empresa que desee realizar este tipo de operaciones de importación tiene la obligación de registrar la operación en este Registro y obtener su autorización por parte del MINEM antes de la importación. El registro de la operación ante el MINEM será archivado de acuerdo con un procedimiento específico que dicha autoridad establezca para tal efecto.

De acuerdo con este Decreto, el MINEM también fijará la metodología aplicable a la expedición de autorizaciones de importación, que se basará en sobre lo siguiente: a) Falta de oferta de crudo de iguales características en el mercado interno; b) falta de capacidad de tratamiento adicional en refinerías locales con petróleo crudo local c) carencia de oferta de subproductos enumerados en el artículo 2 del Decreto. Este régimen excluye cualquier importación que deba realizar CAMMESA, con el fin de abastecer a las centrales eléctricas cuyo objetivo principal sea el suministro técnico al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). El Decreto N° 192/2017 estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017, de acuerdo con el Decreto N° 962/2017 (publicado en el Boletín Oficial de la República de Argentina el 27 de noviembre de 2017).

Emergencia pública

El 6 de enero de 2002 el Congreso de la Argentina dictó la Ley de Emergencia Pública (Ley N° 25.561), que representó un profundo cambio del modelo económico vigente hasta esa fecha, y derogó la Ley de Convertibilidad que había estado vigente desde 1991 y había atado el peso al dólar en una paridad uno a uno. Además, la Ley de Emergencia Pública otorgaba al Poder Ejecutivo Nacional la facultad de dictar todas las reglamentaciones necesarias con el fin de superar la crisis económica en la que la Argentina se encontraba inmersa. La situación de emergencia declarada por la Ley N° 25.561 ha sido parcialmente extendida hasta el 31 de diciembre de 2019 por la ley N° 27.345, específicamente con respecto a la emergencia social según lo establecido por la Ley 27.200 (pero no con respecto a la emergencia económica que expiró el 31 de diciembre de 2017). El Poder Ejecutivo Nacional está autorizado para ejercer los poderes delegados por la ley N° 25.561 hasta la fecha indicada.

Después de la promulgación de la Ley de Emergencia Pública, varias otras leyes y reglamentos han sido promulgadas para superar la crisis económica, incluyendo (1) la conversión a pesos de los depósitos, obligaciones y tarifas de los servicios públicos, entre otros, y

(2) la imposición de derechos aduaneros a la exportación de hidrocarburos con instrucciones al Poder Ejecutivo Nacional para establecer la alícuota aplicable del mismo. La aplicación de estas obligaciones y la instrucción al Poder Ejecutivo Nacional ha sido prorrogada hasta enero de 2017 por la Ley N° 26.732. El 8 de enero de 2017, los derechos aduaneros sobre la exportación de hidrocarburos establecidos por la Ley N° 26.732 dejaron de ser exigibles; sin embargo, los derechos de exportación a los hidrocarburos y sus derivados se han restablecido a través del Decreto N° 793/2018, publicado el 4 de septiembre de 2018, el cual se aplicó hasta el 31 de Diciembre de 2020. Para más información véase " Información clave —Factores de riesgo —Factores Relacionados con nuestro negocio —La implementación de nuevos derechos de exportación, otros impuestos y regulaciones respecto a las importaciones podría afectar de modo adverso nuestros resultados" y "—Derechos de exportación".

Con fecha 23 de diciembre de 2019, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva N° 27.541 fue publicada en el Boletín Oficial (la "Ley de Solidaridad Social"), que declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, de pensiones, aranceles, energía, salud y asuntos sociales.

Con base en la emergencia, y con referencia expresa al artículo 76 de la Constitución argentina, la Ley N° 27.541 delegó importantes poderes legislativos al Poder Ejecutivo Nacional.

La Ley N° 27.541 establece principalmente que tales poderes deben ejercerse de acuerdo con la siguiente "base" de delegación:

- Crear condiciones para asegurar la sostenibilidad de la deuda pública, la que deberá ser compatible con la recuperación de la economía productiva y con la mejora de los indicadores sociales básicos;
- Reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos;
- Promover la reactivación productiva, poniendo el acento en la generación de incentivos focalizados y en la implementación de planes de regularización de deudas tributarias, aduaneras y de los recursos de la seguridad social para las micro, pequeñas y medianas empresas;
- Crear condiciones para alcanzar la sostenibilidad fiscal;

Al establecer una amplia delegación de poderes legislativos al Poder Ejecutivo Nacional en el marco de la declaración de emergencia, la Ley N° 27.541 utiliza instrumentos similares a los utilizados en 2002 con la Ley N° 25.561 sobre Reforma de Emergencia Pública y Régimen de Intercambio, que se amplió sucesivamente hasta el 31 de diciembre de 2017.

Con respecto a los asuntos energéticos, que pueden afectar los negocios de la Compañía, la Ley N° 27.541 establece como base para la delegación legislativa (i) la reestructuración del esquema de tarifas energéticas siguiendo los criterios de equidad distributiva y producción sostenible y (ii) la reorganización de las agencias reguladoras del sector energético, para garantizar una administración eficiente.

Además, la Ley N° 27.541 aborda los siguientes asuntos:

- Exportaciones de hidrocarburos

Para información con respecto a la exportación de hidrocarburos véase la Nota 34.d) de los estados financieros auditados consolidados.

- Regulación tarifaria

El artículo 5 de la Ley N° 27.541 establece que las tarifas de electricidad y gas natural (incluida la transmisión y distribución) que están sujetas a la jurisdicción federal no deben ajustarse por un plazo de 270 días a partir de la fecha de vigencia de dicha Ley y las provincias están invitadas a implementar esta política. Además, el Poder Ejecutivo Nacional tiene derecho a renegociar las tarifas sujetas a la jurisdicción federal, en el marco de las revisiones tarifarias generales existentes o mediante revisiones extraordinarias, de conformidad con la Ley N° 24.076, y enmiendas, con respecto a las tarifas de gas natural y la Ley N° 24.065, y enmiendas, con respecto a las tarifas de electricidad, para reducir la carga de estas tarifas en los hogares y las empresas durante 2020.

El 18 de junio de 2020, el gobierno argentino prorrogó el plazo de 180 días previsto en el artículo 5 de la Ley de Solidaridad Social por un adicional de 180 días. Véase "Decreto N° 543/2020".

Intervención administrativa

De conformidad con el artículo 6 de la Ley N° 27.541, el Poder Ejecutivo Nacional tiene derecho a intervenir en el Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE") y el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") por un período de un año.

Mediante Decreto N° 1020/2020, de 16 de diciembre de 2020, se prorrogó la intervención del ENARGAS por un período de un año desde su vencimiento (31 de diciembre de 2020) o hasta que se complete la renegociación de la revisión tarifaria prevista por el decreto., lo que ocurra primero.]

Además, el Título IV, Capítulo 6 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva establece el impuesto para una Argentina Inclusiva y Solidaria ("PAIS"). El impuesto PAIS se aplica dentro del territorio argentino en las siguientes transacciones:

- compra de moneda extranjera, incluidos cheques de viajero, con fines de ahorro o sin destino específico realizado por residentes argentinos;
- operaciones de cambio de divisas realizadas por entidades financieras en nombre del comprador de bienes o del prestatario de servicios, con el fin de pagar los bienes o servicios adquiridos en el extranjero, siempre que el pago se realice mediante

- tarjeta de crédito o débito. Esta disposición incluye: (a) retiros de efectivo y adelantos de efectivo con tarjetas de crédito; y (b) compras realizadas a través de sitios web de comercio electrónico u otras modalidades en moneda extranjera;
- operaciones de cambio de divisas realizadas por entidades financieras en nombre de un residente argentino que es prestatario de un servicio prestado por un residente no argentino, con el propósito de pagar dicho servicio, siempre que el pago se realice a través de cargo, crédito o tarjeta de débito;
 - adquisición de servicios en el extranjero a través de agencias de viajes y turismo en Argentina;
 - adquisición de servicios de transporte de pasajeros (por cualquier medio de transporte) con un destino internacional, siempre que se requiera una transacción de cambio de divisas para adquirir la moneda extranjera relevante para cancelar la compra, de acuerdo con las pautas que se proporcionarán por inminentes regulaciones.

Los residentes argentinos, ya sean individuos, sucesiones indivisas, personas jurídicas o cualquier otro que pueda ser considerado responsable del pago de impuestos como residente argentino, que realice las transacciones mencionadas anteriormente, están sujetos al impuesto PAIS.

Sin embargo, las siguientes transacciones están exentas del impuesto PAIS:

- transacciones realizadas por el Sector Público (incluida la administración central y las entidades descentralizadas, según lo dispuesto en la definición de la Sección 8 inciso a) de la Ley N° 24.156, y enmiendas) a nivel federal, provincial y municipal;
- pagos de gastos de salud y compra de medicamentos;
- compra de libros en cualquier formato;
- uso de plataformas educativas web y software con fines educativos;
- pago de gastos asociados a proyectos de investigación llevados a cabo por investigadores que trabajen en el sector público; y,
- compra de materiales y equipos por parte de las asociaciones de bomberos voluntarios.

La tasa impositiva del impuesto PAIS es del 30% y la base imponible es el monto total de cada transacción sujeta a impuestos. En el caso de la adquisición de servicios de transporte de pasajeros (por cualquier medio de transporte) con un destino internacional, la tasa impositiva es el precio cobrado por la empresa de transporte, neto de impuestos y tasas.

En el caso de transacciones expresadas en moneda extranjera, la conversión a su equivalente en pesos debe realizarse aplicando el tipo de cambio del vendedor establecido por el Banco de la Nación Argentina al cierre del último día hábil inmediatamente anterior a la fecha de emisión del crédito, extracto de la tarjeta, la liquidación o la factura correspondiente o documento equivalente.

Pago de impuestos: aunque el impuesto será responsabilidad del adquirente, comprador o prestatario, se estableció un mecanismo de recaudación del impuesto PAIS en la Ley N° 27.541 y la AFIP establecerá las formalidades, términos, requisitos y otras condiciones para recaudar y pagar el impuesto PAIS, así como la evidencia que se requerirá para invocar una exención al impuesto PAIS.

Finalmente, el Poder Ejecutivo Nacional tiene las siguientes facultades: (i) incorporar nuevas transacciones sujetas al Impuesto PAIS, siempre que esas transacciones requieran directa o indirectamente la adquisición de moneda extranjera, y designar nuevos agentes de cobranza; (ii) reducir la tasa del impuesto PAIS; (iii) suspender la aplicación del impuesto PAIS; (iv) establecer una tasa reducida de impuesto PAIS para ciertos servicios digitales prestados desde el extranjero que ya están sujetos al IVA; y (v) realizar estudios sobre el impacto social y económico del impuesto PAIS.

El producido del Impuesto PAIS será distribuido por el Poder Ejecutivo Nacional de acuerdo con las siguientes prioridades: (i) 70% para los programas de financiamiento a cargo de la Agencia Nacional de Seguridad Social ("ANSES"); y (ii) 30% para el financiamiento de viviendas sociales, el fideicomiso denominado "Fondo de Integración Socio Urbana" (creado por la Ley N° 27.453), otras obras de infraestructura económica y el desarrollo del turismo interno.

En cuanto al sector de la energía, el Poder Ejecutivo Nacional está facultada para mantener las tarifas de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal y para comenzar un proceso de renegociación de revisión integral de tarifas (RTI) o llevar a cabo una revisión extraordinaria, de conformidad con los términos de las leyes 24.065 y 24.076 y otras leyes relacionadas, a partir de la aplicación de la N° 27.541 y por un plazo de hasta 180 días, destinadas a reducir las tarifas de los hogares, las empresas y la industria en 2020.

La N° 27.541 fue regulada por el Decreto N° 99/2019, publicado en el Boletín Oficial con fecha 12 de diciembre de 2019.

Decreto N° 311/2020

Mediante Decreto N° 311/2020, de fecha 25 de marzo de 2020, el gobierno nacional prohibió a los prestadores de discontinuar los servicios de energía eléctrica y gas (entre otros servicios) a los usuarios finales como resultado del incumplimiento o no -pago de hasta tres facturas consecutivas o alternas, con vencimiento a partir del 1 de marzo de 2020 (posteriormente modificado a siete facturas). La medida es aplicable entre otros a: beneficiarias de la Asignación Universal por Hijo (AUH) y la Asignación por Embarazo; beneficiarios de Pensiones No Contributivas que perciban ingresos brutos mensuales que no excedan DOS (2) veces el Salario Mínimo Vital y Móvil; usuarios registrados en el Régimen Social de Monotributo; jubilados y pensionados; trabajadores en relación de dependencia que perciban una remuneración bruta menor o igual a DOS Salarios Mínimos; trabajadores del Monotributo registrados en una categoría cuyo ingreso anual mensual no exceda DOS veces el Salario Mínimo; usuarios que reciben seguro de desempleo; Ciertas cooperativas, Micro, Pequeña y Mediana Empresa instituciones de salud públicas y privadas afectadas por la pandemia del COVID-19. Esta medida fue extendida hasta el 31 de diciembre 2020.

Determinación de precios para la facturación de entregas de petróleo crudo en el mercado local - Decreto N° 488/2020

Con fecha 19 de mayo de 2020 se publicó en el BO el Decreto N° 488/2020 del PEN (el “Decreto”), el cual dispuso que, hasta el 31 de diciembre de 2020, las entregas de petróleo crudo que se efectúen en el mercado local deberán ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y sujetos comercializadores, tomando como referencia para el crudo tipo Medanita el precio de US\$ 45/Bbl. Este precio será ajustado para cada tipo de crudo por calidad y por puerto de carga utilizando la misma referencia de conformidad con la práctica habitual. Dicho precio será de aplicación para la liquidación de regalías hidrocarburíferas de acuerdo con lo previsto en el artículo 59 de la Ley 17.319.

Además, el Decreto N° 488/2020 establece que durante el plazo de vigencia la cotización del Brent supere los US\$ 45/Bbl durante 10 días consecutivos, considerando para ello el promedio de las últimas 5 cotizaciones publicadas por el “Platts Crude Marketwire” bajo el encabezado “Futures”, quedarán sin efecto las disposiciones referidas a precio. El 28 de agosto de 2020 se cumplieron los 10 días consecutivos.

Además, el Decreto N° 488/2020 establece que durante el plazo de vigencia, las empresas productoras deberán sostener los niveles de actividad y/o de producción registrados durante el año 2019, tomando en consideración la situación de contracción de la demanda del petróleo crudo y sus derivados tanto en el mercado local como internacional producto de la situación del COVID-19 y siempre dentro de los parámetros de explotación adecuada y económica previstos en el artículo 31 de la Ley N° 17.319. Las empresas productoras deberán aplicar idéntico criterio con relación al sostenimiento de los contratos vigentes con empresas de servicios regionales y al mantenimiento de la planta de trabajadores que tenían al 31 de diciembre del 2019, lo que deberá realizarse en un marco de consenso con las organizaciones de trabajadores en procura conjunta de alcanzar modalidades laborales que mejoren la eficiencia, la tecnología y la productivas y de acuerdo a las mejores prácticas nacional e internacional de la actividad hidrocarburífera. Por último, el decreto 488/2020 también modifica los derechos a la exportación de hidrocarburos y los valores de las multas del artículo 87 de la ley 17.319 y sus enmiendas.

Ley N° 27.562

El 26 de agosto de 2020 se publicó en el BO la Ley N° 27.562, ampliando el régimen de regularización de obligaciones impositivas, previsionales y aduaneras originariamente establecido por la Ley N° 27.541 el 30 de noviembre de 2020.

YPF, teniendo en consideración la opinión de sus asesores externos, y sin perjuicio de los méritos técnicos para defender su posición, con fecha 30 de noviembre de 2020 adhirió al mencionado régimen por los períodos fiscales 2011 a 2013 por 2.953, terminando así con la controversia correspondiente a dichos períodos. Asimismo, YPF procedió a refinanciar la deuda de los períodos fiscales 2005 a 2010 oportunamente regularizada por el régimen anterior.

Conforme la Ley N° 27.541 debemos pre cancelar dicha deuda impositiva a fin de distribuir dividendos con anterioridad al 26 de agosto de 2022.

Para información adicional véase la nota 15.a.5) de los estados financieros consolidados.

Decreto N° 543/2020

El 19 de junio de 2020, mediante Decreto N° 543/2020, el l congelamiento tarifario establecido en la Ley de Solidaridad fue extendido por 180 días adicionales a partir del vencimiento del plazo anterior, para de reducir la carga arancelaria real sobre los hogares y las empresas.

Decreto No 1.020/2020

El 16 de diciembre de 2020, mediante Decreto N° 1020/2020:

(i) se inició la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a los proveedores de servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural de jurisdicción federal, en el marco de lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley de Solidaridad. El plazo de la renegociación no podrá exceder de dos años contados a partir de la fecha de emisión del referido Decreto.

(ii) La congelación arancelaria impuesta por la Ley de Solidaridad se prorroga por un período adicional de noventa días a partir de la finalización del plazo establecido en el Decreto N° 543/2020, o hasta que entren en vigencia los nuevos valores arancelarios provisionales, lo que ocurra primero.

El 22 de febrero de 2021, el ENARGAS emitió la Resolución N° 47/2021, estableciendo una audiencia pública con el propósito de tratar el “Régimen Tarifario de Transición”, de conformidad con el Decreto N° 1.020/2020. La audiencia pública N° 101 se realizó el 16 de marzo de 2021. A la fecha de este Prospecto, el ENARGAS no ha emitido un informe sobre el Régimen Tarifario de Transición.

Exploración y producción

La Ley de Hidrocarburos establece el marco legal básico para la regulación de la exploración y producción de hidrocarburos en Argentina. La Ley de Hidrocarburos faculta al Poder Ejecutivo Nacional del gobierno argentino a crear una política nacional para el desarrollo de las reservas de hidrocarburos de la Argentina, con el principal objetivo de satisfacer la demanda doméstica.

En virtud de la Ley de Hidrocarburos, la exploración y explotación de petróleo y gas se lleva a cabo a través de permisos de exploración, concesiones de explotación, contratos de explotación o acuerdos de asociación. La Ley de Hidrocarburos permite también el reconocimiento superficial del territorio no cubierto por permisos de exploración o concesiones de explotación, con autorización de la SGE y/o de la autoridad provincial competente, según lo determinado por la Ley N° 26.197, y con el permiso del propietario de la propiedad privada. La información obtenida como resultado del reconocimiento superficial debe ser dada a la SGE y/o a la autoridad

provincial competente, quienes no podrán revelar esta información por un plazo de dos años sin el permiso de la parte que llevó a cabo el reconocimiento, salvo en conexión con el otorgamiento de permisos de exploración o concesiones de explotación.

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, las autoridades federales y/o las autoridades provinciales competentes, según corresponda, pueden otorgar permisos de exploración a través de licitaciones públicas. Los permisos se otorgaron a terceros en conexión con el proceso de desregulación y desmonopolización. Asimismo, mediante la Ley de Privatización se nos otorgaron los permisos de exploración sobre áreas en las que estaba operando nuestra empresa predecesora, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad de Estado, a la fecha de sanción de dicha ley. En 1991, el Poder Ejecutivo Nacional creó un programa bajo la Ley de Hidrocarburos (conocido como el Plan Argentina) en virtud del cual se licitaban permisos de exploración. El titular de un permiso de exploración tiene el derecho exclusivo de realizar las operaciones necesarias o adecuadas para la exploración de hidrocarburos dentro del área determinada por el permiso. Bajo la Ley de Hidrocarburos, cada permiso de exploración puede cubrir solo áreas no comprobadas que no excedan los 10.000 km² (15.000 km² offshore), y puede tener un plazo de hasta 14 años (17 años para la exploración offshore). El plazo de 14 años está dividido en tres períodos básicos y un período de prórroga. El primer período básico es de hasta cuatro años, el segundo período básico es de hasta tres años, el tercer período básico es de hasta dos años y el período de prórroga es de hasta cinco años. A la finalización de cada uno de los primeros dos períodos básicos, las áreas cubiertas por el permiso se reducen, como mínimo, al 50% de las áreas restantes cubiertas por el permiso, y el titular del permiso puede decidir qué parte del área conserva. A la finalización de los tres períodos básicos, el titular del permiso debe entregar toda el área remanente al gobierno argentino, a menos que el titular solicite un período de prórroga, en cuyo caso ese otorgamiento es limitado al 50 % del área restante. Bajo la Ley N° 27.007, la cual aplica a los permisos de exploración emitidos a partir del 31 de octubre de 2014, cada permiso puede tener un plazo de hasta 11 años para objetivos convencionales y 13 años para objetivos no convencionales y exploración offshore. Los plazos están divididos en dos períodos básicos y un plazo de prórroga. El primer y segundo período básico son de hasta tres años, para objetivos convencionales y de hasta cuatro años para objetivos no convencionales y exploración offshore, y el plazo de prórroga es de hasta cinco años, siempre que el titular haya cumplido con sus inversiones y otras obligaciones. Al vencimiento del primer período básico, el titular del permiso tendrá el derecho de continuar la exploración de toda el área durante el segundo período siempre que haya cumplido con sus obligaciones según el permiso. Al vencimiento del segundo período básico, se requiere que el titular del permiso entregue la totalidad de la superficie restante, salvo que el titular solicite el plazo de prórroga, en cuyo caso la subvención se limita al 50% de la superficie restante.

Si el titular de un permiso de exploración descubre cantidades comercialmente explotables de petróleo o de gas, tiene el derecho de obtener una concesión exclusiva para la producción y explotación de esos hidrocarburos. La Ley de Hidrocarburos, modificada por la Ley N° 27.007, establece que las nuevas concesiones de explotación de hidrocarburos convencional tendrán vigencia durante 25 años desde la fecha del otorgamiento de la concesión de explotación, las nuevas concesiones de producción de petróleo y gas no convencionales continuarán en vigencia durante 35 años desde esa fecha, y las nuevas concesiones de producción de petróleo y gas offshore seguirán vigentes por 30 años desde esa fecha, con más el lapso no transcurrido del permiso de exploración. La Ley de Hidrocarburos, modificada por la Ley N° 27.007, establece además que el período de concesión pueda ser prorrogado por períodos de hasta 10 años cada uno, con sujeción a que los términos y condiciones sean aprobados por la autoridad concedente al momento de la prórroga. Tales condiciones pueden incluir el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual al resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los dos (2) años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga. Según la Ley N° 26.197, la facultad para prorrogar los plazos de permisos y concesiones de explotación existentes y nuevos ha sido conferida a los gobiernos de las provincias en las cuales se encuentra ubicado el bloque pertinente (y al gobierno argentino con respecto a los bloques offshore más allá de las 12 millas náuticas). A efectos de estar habilitado para obtener la prórroga de una concesión de explotación, un concesionario, tal como nosotros, debe haber cumplido con todas sus obligaciones bajo la Ley de Hidrocarburos, incluyendo, aunque no limitado al pago de impuestos y regalías y el cumplimiento de obligaciones ambientales, de inversión y de desarrollo, debe estar produciendo hidrocarburos en la zona en cuestión y debe presentar un plan de inversiones para desarrollar la concesión. Una concesión de explotación también otorga al titular el derecho de realizar todas las actividades necesarias o adecuadas para la producción de hidrocarburos, siempre que esas actividades no interfieran con las actividades de otros titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación. Una concesión de explotación da derecho al titular a obtener una concesión de transporte a efectos de evacuar los hidrocarburos producidos en el área. Para más información véase “Información sobre la Emisora— Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino Transporte de Hidrocarburos Líquidos”.

Los permisos de exploración y las concesiones de explotación establecen la obligación de los titulares de llevar a cabo todos los trabajos que les correspondan por la Ley de Hidrocarburos, observando las técnicas más adecuadas y eficientes, y de hacer las inversiones comprometidas. Además, los titulares deben:

Evitar daños a los yacimientos de hidrocarburos y el desperdicio de hidrocarburos;

Adoptar medidas adecuadas para evitar accidentes y daños a las actividades agrícolas, a la industria pesquera, a las redes de comunicación y a los mantos de agua que se hallaren durante la perforación; y

Cumplir con todas las leyes y reglamentaciones federales, provinciales y municipales aplicables.

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, los titulares de concesiones de explotación, incluyéndonos a nosotros, también deben pagar regalías a la provincia donde se realiza la producción. Modificado por la Ley N° 27.007, las regalías se han fijado en un máximo del 12% (aunque se añadirá un 3% por cada extensión hasta un máximo del 18%). Se pagan sobre el valor de boca de pozo (igual al precio donde el producto es entregado, menos costos de transporte y tratamiento y otras deducciones) de la producción de petróleo crudo y los volúmenes de gas natural vendidos. Estas tasas de regalías pueden ser reducidas, hasta 5%, teniendo en cuenta la productividad y el tipo de producción en cuestión. No obstante, lo anterior, en concesiones extendidas antes de la entrada en vigencia de la Ley N° 27.007, el 31 de octubre de 2014, las condiciones anteriores continúan en vigencia. En algunos casos, ha sido incorporada una regalía adicional de 3%. (véase “Información sobre la Emisora - Upstream”). En la extensión que comprende nuestras concesiones en Santa Cruz, acordamos una regalía del 10% (en lugar del 12%) para los hidrocarburos no convencionales. El valor se calcula en base al volumen y precio de venta del petróleo crudo y el gas producido, menos los costos de transporte y almacenamiento. Además, en

conformidad con la Resolución S.E. N° 435/2004 emitida por la SE, si un concesionario asigna producción de crudo para llevar a cabo procesos industriales en sus plantas, el mismo concesionario deberá acordar con las autoridades provinciales, o en su caso la SGE, el precio de referencia a utilizar para el cálculo de las regalías.

Considerando, entre otras cosas, que como resultado de la Resolución del Ministerio de Economía y Producción N° 394/2007, que elevó los derechos de exportación sobre ciertos hidrocarburos, compañías argentinas comenzaron a negociar el precio del petróleo crudo en el mercado doméstico, el cual después sería usado como base para el cálculo de regalías. En enero de 2013, el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas emitió la Resolución N° 1/13, modificando el Anexo I de la Resolución N° 394/2007 del Ministerio de Economía y Producción, estableciendo así un nuevo precio de referencia para el petróleo crudo (US\$ 70 por barril), entre otros productos. En octubre de 2014, el Ministerio de Economía emitió la Resolución N° 803/2014 que incorpora el Anexo III de la Resolución N° 394/2007 del Ministerio de Economía, modificando así los porcentajes aplicables de los derechos de exportación de determinados productos por debajo de ciertos precios.

Sin embargo, el 29 de diciembre de 2014 la Resolución N° 1.077/2014 deroga la Resolución N° 394/2007, en su versión modificada, y establece un nuevo programa de retenciones basado en el precio internacional del crudo (el “Precio Internacional”). El Precio Internacional se calculó en base del valor Brent aplicable al mes menos US\$ 8 por barril. El nuevo régimen estableció una retención nominal general de 1% aplicable a todos los productos contemplados en la resolución, incluidos crudos, gasoil, naftas y lubricantes, así como también otros productos derivados del petróleo, en la medida que el Precio Internacional estaba por debajo de los US\$ 71 por barril. La resolución prevé además una tasa de retención variable en aumento sobre las exportaciones de crudo en la medida que el Precio Internacional supere los US\$ 71 por barril. Como resultado, el precio máximo que un productor pudo cobrar fue aproximadamente US\$ 70 por barril exportado, dependiendo de la calidad del crudo vendido. La resolución también dispone un aumento de las tasas de retención a las exportaciones de gas oil, naftas, lubricantes y otros derivados del petróleo cuando el Precio Internacional excede los US\$ 71 por barril que permiten al productor recibir una parte del aumento en los precios.

El 14 de diciembre de 2019, se publicó el Decreto N° 37/2019 en el Boletín Oficial por el cual se aumentó el impuesto a la exportación en la mayoría de los productos, incluidos los hidrocarburos, del 6,7% al 12% del valor FOB derogado por el decreto N° 793/18. Posteriormente, el 23 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541 de Solidaridad y Reactivación Productiva, en el marco de la Emergencia Pública, mediante la cual se determinó un nuevo límite de impuestos a la exportación aplicable a las exportaciones de hidrocarburos y minería del 8% de El valor aplicable o el valor FOB.

El 8 de enero de 2017, los derechos aduaneros sobre las exportaciones de hidrocarburos establecidos por la Ley N° 26.732 dejaron de ser aplicables.

Sin embargo, el 3 de septiembre de 2018, se establecieron derechos aduaneros sobre la exportación de hidrocarburos a través del Decreto N° 793/2018, publicado en el Boletín Oficial el 4 de septiembre de 2018. La tasa del impuesto a la exportación se incrementó a 12%, con un umbral de Ps. 3 o Ps. 4 por dólar dependiendo del producto. Adicionalmente, la Ley de Emergencia Pública, la cual creó las retenciones a las exportaciones, estableció que éstas no serían deducidas del precio de exportación a los fines de calcular las regalías del 12%. El gasto de regalías incurrido en la Argentina se contabiliza como un costo de producción (como se detalla en “Exploración y Producción - Producción de petróleo y gas - Precios y costos de producción”). De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, cualquier hidrocarburo producido por el titular de un permiso de exploración antes del otorgamiento de una concesión de explotación está sujeto al pago del 15% por regalías.

Posteriormente, de conformidad con el Decreto N° 37/2019 (publicado en el Boletín Oficial el 14 de diciembre de 2019), se eliminó el límite mencionado anteriormente y la Ley N° 27.541 (publicada en el Boletín Oficial el 23 de diciembre de 2019) estableció un umbral del 8%.

El 19 de mayo de 2020 se publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 488/2020 emitido por el Poder Ejecutivo, estableciendo que las entregas de crudo que se realicen en el mercado interno deben ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y comercializadoras, teniendo como Precio tipo crudo Medaño de US\$ 45 / Bbl como referencia, hasta el 31 de diciembre de 2020. Este precio fue ajustado para cada tipo de crudo por calidad y puerto de carga utilizando la misma referencia de acuerdo con las prácticas ordinarias. Dicho precio era aplicable al pago de regalías de hidrocarburos en cumplimiento del artículo 59 de la Ley N° 17.319.

El Decreto N° 488/2020 dispuso que, en caso de que durante la vigencia del Decreto N° 488/2020, el precio del “ICE BRENT PRIMERA LÍNEA” supere los US\$ 45 / Bbl durante 10 días consecutivos, considerando para tal efecto el promedio de las últimas 5 tasas de mercado publicadas por “PLATTS CRUDE MARKETWIRE” en el rubro “Futuros”, las provisiones relacionadas con el precio serán nulas. El 28 de agosto de 2020 se completaron los 10 días consecutivos.

Además, en virtud de los Artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos, los titulares de permisos de exploración y de concesiones de explotación deben pagar un canon anual por cada kilómetro cuadrado o fracción del área del permiso o la concesión y que varía dependiendo de la fase de la operación, es decir, exploración o explotación, y en el caso de la primera, dependiendo del período pertinente del permiso de exploración. Estos montos fueron ajustados recientemente mediante el Decreto N° 771/2020 aplicable a períodos anuales a partir del 1 de enero de 2021.

Los permisos de exploración y las concesiones de explotación o de transporte pueden caducar ante cualquiera de los siguientes hechos, según el artículo 80 de la ley de Hidrocarburos:

- Falta de pago de una anualidad del canon respectivo dentro de los tres meses de la fecha de vencimiento,
- Falta de pago de regalías dentro de los tres meses de la fecha de vencimiento,
- Incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones estipuladas en materia de productividad, conservación, inversión, trabajo o ventajas especiales,

- Por trasgresión reiterada del deber de proporcionar la información exigible, de facilitar las inspecciones de la autoridad de aplicación correspondiente o de observar las técnicas adecuadas en la realización de los trabajos,
- En el caso de permisos de exploración, la falta de solicitud de la concesión de explotación dentro de los 30 días de determinada la existencia de cantidades comercialmente explotables de hidrocarburos,
- La quiebra del titular del permiso o concesión,
- El fallecimiento o la finalización de la existencia legal del titular del permiso o concesión, o
- Si no se transportare hidrocarburos para terceros sobre una base no discriminatoria o la violación reiterada de las tarifas autorizadas para ese transporte.

La Ley de Hidrocarburos establece además que, de manera previa a la declaración de caducidad, la autoridad de aplicación deberá otorgar al concesionario que hubiere incumplido, un período para la subsanación de la infracción que será determinado por la SE y/o las autoridades provinciales competentes.

Además, el artículo 81 de la Ley de Hidrocarburos establece que las concesiones y permisos se extinguen cuando (i) expiran sus plazos y (ii) el titular renuncia a sus derechos, los cuales pueden referirse solo a una parte del área respectiva, con reducción de sus obligaciones, siempre que sea compatible con la finalidad de su derecho.

Cuando una concesión venciére o concluyere, todos los pozos de hidrocarburos, el equipo de operación y mantenimiento y las instalaciones pasarán automáticamente a la provincia donde el reservorio está ubicado o a la República Argentina en el caso de reservorios bajo jurisdicción federal (por ejemplo, ubicados en la plataforma continental o más allá de las 12 millas náuticas offshore), sin indemnización al titular de la concesión.

La mayoría de las concesiones de explotación que expiraban han sido extendidas desde sus fechas de vencimiento originales. El otorgamiento de la prórroga es un proceso no regulado y normalmente involucra prolongadas negociaciones entre el solicitante y el gobierno correspondiente. Aunque la Ley de Hidrocarburos, modificada, establece que las solicitudes deben ser presentadas por lo menos un año antes de la fecha de vencimiento de la concesión, es una práctica de la industria comenzar el proceso mucho antes, tradicionalmente tan pronto como la factibilidad técnica y económica de los nuevos proyectos de inversión más allá del plazo de la concesión se hagan visibles.

El 16 de marzo de 2006 la ex Secretaría de Energía emitió la Resolución S.E. N° 324/2606 requiriendo que los titulares de permisos de exploración y concesiones de hidrocarburos debían presentar ante esa agencia detalles de sus reservas comprobadas existentes en cada una de sus áreas, cada año, con la certificación de un auditor externo de reservas. Los titulares de concesiones de hidrocarburos que exportaren hidrocarburos tienen la obligación de certificar sus reservas comprobadas de hidrocarburos. La certificación antes mencionada sólo tiene el significado establecido por la Resolución S.E. N° 324/2006, de acuerdo con la cual la certificación no deberá ser interpretada como una certificación de hidrocarburos bajo las normas de la SEC (véase “Información sobre la Emisora—Reservas de Petróleo y Gas”). El 7 de noviembre de 2016 la resolución N° 69/2016 del Ministerio de Energía y Minería, incluyó modificaciones técnicas a la Resolución N° 324/2006 mediante la modificación de algunos de sus anexos técnicos que regulan la reserva de información que debe proporcionarse. También estableció sanciones a los Productores de Hidrocarburos en caso de irregularidades en los informes de reservas presentadas, pudiendo ser: amonestación, suspensión o cancelación del Registro de Productores de Hidrocarburos, dependiendo de la magnitud de la irregularidad.

En marzo de 2007, la ex Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 407/2007 que aprobó nuevas normas sobre el Registro de Empresas Petroleras. El 10 de diciembre de 2019 se publicó en el Diario Oficial la Disposición SSHC N° 337/2019 y reemplaza la Resolución N° 407/07. De acuerdo con esta Disposición, YPF, como titular de concesiones de producción y permisos de exploración, está prohibida de contratar o de alguna manera se beneficie de cualquier empresa o entidad que esté desarrollando o ha desarrollado actividades de exploración de petróleo y gas en la plataforma continental argentina sin la autorización de las autoridades argentinas pertinentes.

En relación con la extensión de concesiones véase “Información sobre la Emisora—Upstream” de este prospecto.

Legislación sobre Zonas de Seguridad

La ley argentina restringe la capacidad de las compañías y personas extranjeras que no son argentinas de ser propietarias de bienes inmuebles, concesiones petroleras o derechos de minería ubicados dentro o con respecto a áreas definidas como zonas de seguridad (principalmente áreas fronterizas). Se requiere la aprobación del gobierno argentino:

La compra de bienes inmuebles por empresas no argentinas y personas extranjeras en zonas de seguridad (es decir, zonas que se encuentran entre 150 km. de las fronteras terrestres y 50 km. de las costas) está sujeta a autorización previa y especial emitida por la Comisión Nacional de Zona de Seguridad de Fronteras.

Además, se requiere la aprobación previa del gobierno argentino:

Para que accionistas no argentinos adquieran control de nuestra compañía (véase “Expropiación de las acciones de propiedad de Repsol YPF”), o

- Si, y cuando la mayoría de nuestras acciones pertenecieran a accionistas no argentinos, como fue el caso mientras estábamos bajo el control de Repsol (Véase “Información sobre la Emisora—Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino—La Ley de Expropiación”), para cualquier adquisición adicional de bienes inmuebles, derechos de minería, petróleo u otras concesiones del gobierno argentino ubicadas dentro o con respecto a zonas de seguridad.

Transporte y distribución de gas natural

El sistema de transporte de gas se divide en dos sistemas principalmente sobre una base geográfica (los sistemas de gasoductos troncales norte y sur), el cual es operado por dos compañías. Esto fue diseñado para dar acceso a ambos sistemas, a las fuentes productoras de gas y a los principales centros de consumo, en Buenos Aires y sus alrededores. Adicionalmente, el sistema de distribución de gas se divide en nueve compañías regionales de distribución, en las cuales se incluye dos compañías de distribución para dar servicio al área del Gran Buenos Aires.

La estructura regulatoria para la industria del gas natural crea un sistema de acceso abierto, bajo el cual los productores de gas como nosotros tienen acceso abierto a capacidad disponible futura en los sistemas de transporte y distribución sobre una base no discriminatoria.

Se construyeron gasoductos transfronterizos para interconectar Argentina, Chile, Brasil y Uruguay y productores, como nosotros, han exportado gas natural a los mercados chilenos y brasileiros en la medida en que lo permite el gobierno argentino. Durante los últimos años las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas que restringen las exportaciones de gas natural desde Argentina, incluyendo la emisión de una instrucción de suministro interno en virtud de la Disposición S.S.C. N° 27/2004 y las Resoluciones N° 265/2004, N° 659/2004 y N° 752/2005 (las cuales requieren que los exportadores suministren gas natural al mercado local argentino) instrucciones expresas de suspender las exportaciones, la suspensión del procesamiento de gas natural y la adopción de regulaciones a las exportaciones de gas natural impuestas a través de compañías transportadoras y/o comisiones de emergencia creados para tratar situaciones de crisis. Sin embargo, desde 2017 las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas destinadas a permitir a las empresas reanudar las exportaciones de gas natural. Para más información véase “Información sobre la Emisora - Regulación del Mercado - Regulaciones a la exportación de gas natural y prioridades del abastecimiento doméstico”.

Transporte de hidrocarburos líquidos

El sistema de transporte de gas se divide en dos sistemas principalmente sobre una base geográfica (los sistemas de gasoductos troncales norte y sur), el cual es operado por dos compañías. Esto fue diseñado para dar acceso a ambos sistemas, a las fuentes productoras de gas y a los principales centros de consumo, en Buenos Aires y sus alrededores. Adicionalmente, el sistema de distribución de gas se divide en nueve compañías regionales de distribución, incluyendo dos compañías de distribución para dar servicio al área del Gran Buenos Aires.

La estructura regulatoria para la industria del gas natural crea un sistema de acceso abierto, bajo el cual los productores de gas como nosotros tienen acceso abierto a capacidad disponible futura en los sistemas de transporte y distribución sobre una base no discriminatoria.

Se construyeron gasoductos transfronterizos para interconectar Argentina, Chile, Brasil y Uruguay y productores, como nosotros, han exportado gas natural a los mercados chilenos y brasileiros en la medida en que lo permite el gobierno argentino. Durante los últimos años las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas que restringen las exportaciones de gas natural desde Argentina, incluyendo la emisión de una instrucción de suministro interno en virtud de la Disposición S.S.C. N° 27/2004 y las Resoluciones N° 265/2004, N° 659/2004 y N° 752/2005 (las cuales requieren que los exportadores suministren gas natural al mercado local argentino) instrucciones expresas de suspender las exportaciones, la suspensión del procesamiento de gas natural y la adopción de regulaciones a las exportaciones de gas natural impuestas a través de compañías transportadoras y/o comisiones de emergencia creados para tratar situaciones de crisis. Sin embargo, desde 2017 las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas destinadas a permitir a las empresas reanudar las exportaciones de gas natural. Para más información véase “Información sobre la Emisora - Regulación del Mercado - Regulaciones a la exportación de gas natural y prioridades del abastecimiento local”.

Transporte de hidrocarburos líquidos

La Ley de Hidrocarburos, permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones de 35 años para el transporte de petróleo, gas y derivados luego de la presentación de ofertas licitatorias competitivas. En virtud de la Ley N° 26.197, los gobiernos provinciales correspondientes tienen las mismas facultades. Los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir una concesión para el transporte de su producción de petróleo, gas y derivados. El plazo de una concesión de transporte puede ser prorrogado por un período adicional de diez años luego de ser solicitado al Poder Ejecutivo Nacional.

La Ley N° 27.007, que se aplica a las concesiones de transporte de hidrocarburos líquidos otorgadas después de octubre 2014, excepto de las que ya se rige por las leyes anteriores, permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones para el transporte de petróleo, gas y derivados por términos equivalentes a los otorgados por las concesiones de explotación vinculados a esas concesiones de transporte, luego de la presentación de ofertas licitatorias competitivas. El plazo de una concesión de transporte puede ser prorrogado por un período adicional equivalente al de la concesión de explotación asociada. El titular de una concesión de transporte tiene el derecho de

- Transportar petróleo, gas y derivados;
- Construir y operar ductos de petróleo, gas y derivados, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas compresoras, caminos, ferrocarriles y otras instalaciones y equipos necesarios para la operación eficiente de un sistema de tuberías.

El titular de una concesión de transporte tiene la obligación de transportar hidrocarburos para terceros, sin discriminación, a cambio de una tarifa. Esta obligación, no obstante, se aplica a los productores de petróleo o de gas sólo en la medida en que el titular de la concesión tuviere capacidad adicional disponible y está expresamente subordinada a los requerimientos de transporte del titular de la concesión. Las tarifas de transporte están sujetas a aprobación de la SE para oleoductos y derivados de petróleo, y por el ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas) para gasoductos. Al vencimiento de una concesión de transporte, los oleoductos e instalaciones

asociadas revierten al gobierno argentino sin ningún pago al titular. La Ley de Privatización nos otorgó una concesión de transporte de 35 años con respecto a los que operaba Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado a tal fecha. Los gasoductos y sistemas de distribución transferidos en el marco de la privatización de Gas del Estado están sujetos a un régimen diferente bajo la Ley de Gas Natural.

Adicionalmente, en virtud de la Ley N° 26.197, todas las concesiones de transporte ubicadas íntegramente dentro de la jurisdicción de una provincia y no conectadas directamente a un ducto de exportación revierten a esa provincia. El Poder Ejecutivo Nacional retiene la facultad de regular y hacer cumplir todas las concesiones de transporte ubicadas dentro de dos o más provincias y todas las concesiones de transporte conectadas directamente a ductos de exportación.

Refinación

Las actividades de refinación de petróleo crudo llevadas a cabo por productores de petróleo u otros están sujetas a la inscripción previa de las compañías petroleras en el registro que lleva la SE y al cumplimiento de disposiciones ambientales y sobre seguridad, como también a la legislación ambiental provincial e inspecciones municipales de seguridad e higiene. En enero de 2008, la Secretaría de Comercio Interior emitió la Resolución N° 14/2008, mediante la cual se ordenó a las compañías refinadoras a optimizar su producción con el objetivo de obtener los máximos volúmenes de acuerdo con su capacidad.

Por medio del Decreto N° 2.014/2008 de fecha 25 de Julio de 2008 emitido por el Poder Ejecutivo Nacional, se creó el programa de Refinación Plus, destinado a fomentar la producción de combustibles y gasolina. La ex Secretaría de Energía por medio de la Resolución N° 1.312/2008 de fecha 1 de diciembre de 2008, aprobó la reglamentación del programa. De acuerdo a dicho programa, las empresas refinadoras que emprendan la construcción de una nueva refinería o la ampliación de la capacidad de refinación y/o conversión de una refinería existente, cuyos planes sean aprobados por la ex Secretaría de Energía, tendrán derecho a recibir créditos de derechos de exportación que se aplicarán a las exportaciones de los productos en el ámbito de aplicación de la Resolución N° 394/2007 y la Resolución N° 127/2008 (Anexo) expedidas por el Ministerio de Economía y Producción. Durante el mes de febrero de 2012, por Nota N° 707/2012, complementada por Nota N° 800/2012, ambas emitidas por la ex Secretaría de Energía, YPF fue notificada que los beneficios concedidos en el marco de los programas Refinación y Petróleo Plus se encuentran suspendidos temporalmente y que dicha suspensión también aplica a las presentaciones por beneficios ya realizadas por YPF hasta la fecha de las notas antes mencionadas. Las razones invocadas son que estos programas fueron creados en un contexto de precios locales bajos en relación con los precios actuales y que los objetivos de los programas fueron cumplidos. El 16 de marzo de 2012 YPF presentó un recurso administrativo contra la suspensión temporal antes mencionada. A la fecha de este prospecto, YPF ha cobrado parcialmente las compensaciones esperadas de acuerdo con programa.

A pesar de la suspensión del Programa, y luego de diferentes presentaciones de YPF con información técnica adicional sobre los cuatro planes de expansión/conversión restantes, el 27 de agosto de 2019, la ex Secretaría de Energía del Gobierno argentino aprobó el reconocimiento del crédito fiscal a favor de YPF de aproximadamente US\$ 68 millones, a lo que YPF acordó el 30 de agosto de 2019. Este crédito debe utilizarse para cancelar derechos de crédito de derechos de exportación de hidrocarburos.

Regulación del mercado

Panorama general

Bajo la Ley de Hidrocarburos y los Decretos aplicables, los titulares de concesiones de explotación, como nosotros, tienen el derecho de producir y adquirir la propiedad de los hidrocarburos que extraen, y están habilitados para disponer de esa producción en el mercado local o en el de exportación, con sujeción, en cada caso, a las condiciones que se describen a continuación.

La Ley de Hidrocarburos autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a regular los mercados argentinos del petróleo y el gas y prohíbe la exportación de petróleo crudo durante los períodos en que el Poder Ejecutivo Nacional encuentre que la producción interna es insuficiente para satisfacer la demanda interna. Si el Poder Ejecutivo Nacional restringe la exportación de combustible crudo y productos o la libre disponibilidad del gas natural, los Decretos aplicables establecen que los productores, refinadores y exportadores recibirán un precio por el petróleo crudo y productos derivados, que no sea inferior al precio del petróleo crudo y de los productos derivados importados de calidad similar.

Asimismo, los Decretos aplicables requieren expresamente que el Poder Ejecutivo Nacional notifique con doce meses de anticipación todas las futuras regulaciones a las exportaciones. No obstante, las disposiciones precedentes, algunas resoluciones dictadas con posterioridad (la Resolución S.E. N° 1679/2004, la Resolución del Ministerio de Economía y Producción N° 532/2004 y la Resolución N° 394/2007 del Ministerio de Economía y Producción) han modificado el mecanismo de precios mencionado precedentemente, resultando, en determinados casos, en precios a los productores menores que los niveles descriptos más arriba.

Adicionalmente, en mayo de 2012, la Ley de Expropiación fue aprobada por el Congreso argentino y entró en vigencia. Para más información véase “La Ley de Expropiación” y “Decreto N° 1.277/2012”, “Decreto N° 272/2015” y “Decreto N° 7/2019”.

El 15 de julio de 2013, mediante el Decreto N° 929/2013, publicado en el Boletín Oficial, se dispone la creación de un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (el “Régimen Promocional”), tanto convencionales como no convencionales, el que será de aplicación en todo el territorio de la República Argentina. Podrán solicitar su inclusión en el Régimen Promocional los sujetos inscriptos en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que sean titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos y/o terceros asociados a tales titulares conjuntamente con éstos, que presenten ante la Comisión creada por el Decreto N° 1.277/2012 un “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” que implique la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a un monto de US\$ 1.000 millones calculada al momento de la presentación del “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” y a ser invertidos durante los primeros cinco años del Proyecto de Inversión. Dentro de los beneficios establecidos para los sujetos alcanzados por el Régimen Promocional

se destacan: i) gozarán, en los términos de la Ley de Hidrocarburos, a partir del quinto año contado desde la puesta en ejecución de sus respectivos “Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos”, del derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20% de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos Proyectos de Inversión, con una alícuota del 0% de derechos de exportación, en caso de resultar éstos aplicables; ii) tendrán la libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de la exportación de los hidrocarburos mencionados en el punto precedente, siempre que el “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” aprobado hubiera implicado el ingreso de divisas a la plaza financiera argentina por al menos US\$ 1.000 millones y según se menciona precedentemente; iii) si la producción nacional de hidrocarburos no alcanzase a cubrir las necesidades internas de abastecimiento en los términos del artículo 6° de la Ley de Hidrocarburos, los sujetos incluidos en el Régimen Promocional gozarán, a partir del quinto año contado desde la aprobación y puesta en ejecución de sus respectivos “Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos”, del derecho a obtener por el porcentaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos Proyectos de Inversión susceptible de exportación de acuerdo a lo previsto en lo mencionado anteriormente, un precio no inferior al precio de exportación de referencia a efectos de cuya determinación no se computará la incidencia de los derechos de exportación que pudieran resultar aplicables.

La Ley N° 27.007, como se describe anteriormente, ha incorporado al Régimen aquellos proyectos presentados a la Comisión, que supongan una inversión directa en moneda extranjera no inferior a US\$ 250 millones, calculados al momento de la presentación del Proyecto de Inversión, y a ser invertidos durante los primeros tres años del Proyecto de Inversión. Además, la Ley N° 27.007 modifica los porcentajes de hidrocarburos, respecto del cual se aplicarán los beneficios del régimen, al 20% para las concesiones de producción convencional, no convencional y offshore a profundidades menores o iguales a 90 metros y 60% para concesiones de producción offshore a profundidades mayores a 90 metros. Para más información véase “Ley N° 27.007, modificatoria de Ley N° 17.319”, y “Decreto 272/2015”.

Adicionalmente, el Decreto discutido anteriormente crea la figura de la “Explotación No Convencional de Hidrocarburos”, que se ha incorporado en la Ley de Hidrocarburos por la Ley N° 27.007, la que consiste en la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en reservorios ubicados en formaciones geológicas de rocas esquistos o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight gas y tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad. El Decreto dispone que los sujetos titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos, que hayan sido incluidos en el Régimen Promocional, tendrán derecho a solicitar una “Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos”. Asimismo, los titulares de una concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, que a su vez sean titulares de una concesión de explotación adyacente y preexistente a la primera, podrán solicitar la unificación de ambas áreas como una única concesión de explotación no convencional, siempre que se demostrare fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas.

Como se señaló anteriormente, la Ley N° 27.007 establece que las contribuciones de las compañías a las provincias donde los proyectos se llevan a cabo, que equivalen a 2,5% del monto de la inversión inicial del proyecto, sean dirigidas como contribuciones a “Responsabilidad Social Empresaria”. Adicionalmente, un importe a ser determinado por la Comisión, según la magnitud del proyecto, para financiar la infraestructura, debe ser aportado por la República Argentina. Por último, la Ley N° 27.007 establece que los bienes de capital e insumos que son esenciales para la ejecución de los planes de inversión de las empresas inscriptas en el Registro Nacional de Inversión en Hidrocarburos deberán pagar los derechos de importación según lo establecido en el Decreto N° 927/2013 (tasas reducidas). Esta lista puede ampliarse a otros productos estratégicos.

Producción de petróleo crudo y reservas

Mediante el Decreto N° 2.014/2008 del 25 de noviembre de 2008, el Poder Ejecutivo Nacional creó el programa Petróleo Plus, destinado a fomentar la producción de petróleo crudo y el aumento de las reservas a través de nuevas inversiones en exploración y desarrollo. La Secretaría de Energía por medio de la Resolución N° 1.312/2008 de fecha 1 de diciembre de 2008, aprobó la reglamentación del programa. El programa autoriza a las empresas de producción, cuyos planes sean aprobados por la Secretaría de Energía, que aumentan su producción y reservas en el ámbito del programa, a recibir créditos de derechos de exportación que se aplicarán a las exportaciones de los productos en el ámbito de aplicación de la Resolución N° 394/2007 y la Resolución N° 127/2008 (Anexo) expedidas por el Ministerio de Economía y Producción. Durante el mes de febrero de 2012, por Nota N° 707/2012, complementada por Nota N° 800/2012, ambas emitidas por la Secretaría de Energía, YPF fue notificada que los beneficios concedidos en el marco de los programas Refinación y Petróleo Plus se encuentran suspendidos temporalmente y que dicha suspensión también aplica a las presentaciones por beneficios ya realizadas por YPF hasta la fecha de las notas antes mencionadas. Las razones invocadas son que estos programas fueron creados en un contexto de precios locales bajos en relación con los precios actuales y que los objetivos de los programas fueron cumplidos. El 16 de marzo de 2012 YPF presentó un recurso administrativo contra la suspensión temporal antes mencionada. El Decreto Ejecutivo N° 1.330/2015, de 13 de julio de 2015, declaró la finalización del programa “Petróleo Plus” estableciendo una compensación en títulos públicos (“BONAR 2024”).

Productos refinados

En abril de 2002, el gobierno argentino y las principales compañías petroleras en Argentina, incluidos nosotros, llegaron a un acuerdo sobre un subsidio dado por el gobierno argentino a las compañías de transporte público de colectivos. El Convenio de Estabilidad de Suministro de Gasoil fue aprobado mediante el Decreto del Poder Ejecutivo N° 652/2002 y aseguró a las compañías de transporte la provisión necesaria de gasoil a un precio fijo de Ps. 0,75 por litro desde el 22 de abril de 2002 hasta el 31 de julio de 2002. Acuerdos posteriores entre el gobierno argentino y las principales compañías petroleras en Argentina extendieron el esquema de subsidios hasta diciembre de 2009, habiendo sido revisado el precio antes mencionado en ciertas ocasiones.

En marzo de 2009, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 1.390/2009 autorizó al Jefe de Gabinete a firmar acuerdos anuales extendiendo el subsidio para el gasoil destinado a compañías de transporte para el año fiscal 2009 y hasta la finalización de la emergencia pública declarada por la Ley de Emergencia Pública y sus modificaciones, y ordenó a dicho funcionario incorporar las modificaciones necesarias con el objeto de extender la posibilidad de compensar con créditos por impuestos a las exportaciones de todos los productos

hidrocarbúricos actualmente exportados, y en su defecto, en efectivo. No obstante, el esquema de subsidios ha continuado vigente sobre la base de las comunicaciones mensuales de la Secretaría de Transporte de la Argentina indicando a las compañías petroleras los volúmenes a ser distribuidos a cada beneficiario de los subsidios, habiendo asimismo continuado el gobierno argentino con la correspondiente compensación a las compañías petroleras por las entregas de gasoil hechas bajo el esquema antes indicado.

La ex Secretaría de Energía de la República Argentina ha emitido una serie de resoluciones con el fin de proporcionar al mercado información sobre los precios y volúmenes de los combustibles líquidos. Por ejemplo, la Resolución S.E. N° 1.102/2004 creó el Registro de Puntos de Abastecimiento de Combustibles Líquidos, Autoconsumo, Almacenamiento, Distribuidores y Vendedores a Granel de Combustibles e Hidrocarburos y de Gas Natural Comprimido; la Resolución S.E. N° 1.104/2004 creó un módulo de información sobre precios de venta a granel como parte integral del sistema federal de información sobre combustibles, así como un mecanismo para la comunicación de los volúmenes vendidos. La Resolución S.E. N° 1.834/2005 obliga a las estaciones de servicio y operadores de puntos de suministro y/o autoconsumo de combustibles líquidos e hidrocarburos, que han solicitado y no han sido suministrados, a comunicar dicha situación a la ex Secretaría de Energía de la Nación. La Resolución S.E. N° 1.879/2005 estableció que las compañías refinadoras registradas por la ex Secretaría de Energía que fueren partes en contratos que crean algún grado de exclusividad entre la compañía refinadora y el expendedor de combustible, deben asegurarle a éste el suministro continuado, confiable, regular y no discriminatorio, dando el derecho al expendedor de obtener el producto de una fuente alternativa, y ante ello, cobrar la diferencia extra en los costos correspondientes a la compañía refinadora.

La Disposición S.S.C. N° 157/2006 de la Subsecretaría de Combustibles dispone que los operadores de estaciones de servicios que son parte de contratos que crean algún grado de exclusividad entre la compañía refinadora y la estación de servicios, y que por alguna razón estuvieren buscando rescindir de ese contrato, deberán informar la rescisión en forma anticipada a la Subsecretaría de Combustibles a fin de informar a la Secretaría de Comercio Interior. El Secretario de Comercio Interior debe: (i) emitir una declaración con relación a la validez de la rescisión del contrato y (ii) emplear todos los medios necesarios para permitir que la estación de servicios que está rescindiendo el contrato celebre otro contrato con una compañía refinadora y/o comercializador de combustibles para garantizarle el suministro de combustible. La Disposición antes mencionada no ha sido impuesta por las autoridades en los casos de YPF.

La Resolución S.E. N° 1.679/2004 reinstaló el registro de operaciones de exportación de gasoil y petróleo crudo creado por el Decreto del Poder Ejecutivo N° 645/2002, y ordenó a los productores, comercializadores, compañías refinadoras y cualquier otro agente del mercado que estuviere interesado en exportar gasoil o petróleo crudo a que registren esa operación y prueben que la demanda interna se encuentra satisfecha y que han ofrecido al mercado local el producto a ser exportado. Asimismo, la Resolución S.E. N° 1338/2006 incorporó otros productos hidrocarbúricos al régimen de registro creado por el Decreto N° 645/2002, incluyendo gasolina, fuel oil y sus derivados, combustibles para la aviación, carbón de coque, asfaltos y ciertos productos petroquímicos y lubricantes. La Resolución N° 715/2007 de la ex Secretaría de Energía facultó a la Dirección Nacional de Refinación y Comercialización a determinar las cantidades de gasoil que serán importadas por cada compañía, en períodos determinados del año, para compensar las exportaciones de productos incluidos bajo el Régimen de la Resolución N° 1679/2004; el cumplimiento de esta obligación de importar gasoil es necesario para obtener autorización para exportar los productos incluidos bajo el Decreto N° 645/2002, (crudo, fuel oil, gasoil, carbón de coque y gasolina, entre otros). Asimismo, la Resolución N° 25/2006 de la Secretaría de Comercio Interior, dictada dentro del marco de la Ley N° 20.680, impone a las compañías refinadoras argentinas la obligación de abastecer toda la demanda razonable de gasoil, suministrando ciertos volúmenes mínimos (establecidos por la resolución) a sus usuarios habituales, principalmente distribuidores y operadores de estaciones de servicio. YPF ha cumplido debidamente su obligación en virtud de la presente Resolución y no ha recibido ningún tipo de sanción de las autoridades en este sentido.

El 17 de agosto de 2010, la Secretaría de Comercio Interior emitió la Resolución N° 295/2010, la cual estableció que el precio de comercialización de los combustibles líquidos debía ser reestablecido a los precios vigentes el 31 de julio de 2010. Esta resolución fue impugnada con éxito por otra empresa y mediante una medida cautelar se concedió la suspensión de los efectos de esta Resolución. La Resolución fue derogada posteriormente por la Resolución N° 543/2010 de la Secretaría de Comercio Interior.

Asimismo, el 2 de febrero de 2011, la Secretaría de Comercio Interior emitió la Resolución N° 13/2011, la cual indicaba que el precio de los combustibles líquidos tenía que ser retrotraído a los precios vigentes al 28 de enero de 2011. Esta resolución también requería que las refinadoras y las compañías petroleras continúen suministrando cantidades de combustible al mercado interno compatible con el volumen de entregas del año anterior, ajustado por la correlación positiva entre el aumento de la demanda de combustible y el producto bruto interno. Sin embargo, el 29 de marzo de 2011, la Secretaría de Comercio Interior derogó dicha Resolución, alegando modificaciones en las condiciones de mercado.

El 10 de abril de 2013, la Resolución N° 35/2013 de la Secretaría de Comercio Interior determinó un precio tope de comercialización de hidrocarburos líquidos a aplicar por todos los expendedores, el cual debía ser igual al más elevado que se hubiera informado al 9 de abril de 2013 en cada una de las regiones geográficas identificadas en el Anexo a la Resolución.

Las resoluciones anteriores que afectan a los precios internos expiraron en noviembre de 2013 y ya no están en vigencia.

Adicionalmente, en mayo de 2012 la Ley de Expropiación fue promulgada por el Congreso de la Nación y entró en vigencia. Para más información véase “Ley de Expropiación” y “Decreto N° 1.277/2012”.

El 30 de diciembre de 2013, la Comisión aprobó, mediante la Resolución N° 99/2013, las normas generales para la concesión de cuotas de volúmenes de combustibles líquidos que pueden ser importados por empresas registradas en el país, incluyendo, entre otros, las compañías petroleras registradas en los registros pertinentes de la Secretaría de Energía. Esta Ley regula los requisitos, concesión de volúmenes a ser importados y otras condiciones que deben cumplir las empresas que deseen importar combustibles líquidos libres de Impuestos sobre Combustibles Líquidos (establecido por la Ley N° 23.966) y de Impuestos sobre el Gas Oil (establecido por la Ley N° 26.098), conjuntamente con otros combustibles, hasta un importe máximo total de 7.000.000 metros cúbicos.

La Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos aprobó la Resolución N° 5/2016 del 31 de mayo de 2016, en sustitución del Anexo II de la Resolución N° 1.283/2006, la cual establecía previamente las especificaciones para los dos grados de gasolina y nafta de la Argentina. El nuevo Anexo II incluye modificaciones al contenido de plomo, manganeso, oxígeno y etanol y, lo que es más importante, azufre, y exige que las compañías de petróleo y gas apliquen un plan para reducir los límites de azufre a 50 mg/kg para la gasolina de grado 3 y de 350 mg/kg para el gasoil entre 2019 y 2022. Las compañías de petróleo y gas deben presentar a la Secretaría de Recursos Hidrocarburos un cronograma detallado del programa de inversiones para los próximos cuatro años para alcanzar las metas establecidas en el Anexo II. A partir del 1 de junio de 2016, el límite de azufre para el fuel oil será de 7.000 mg/kg. Las refinerías locales que produzcan fuel oil que no cumplan con las especificaciones mencionadas anteriormente deben presentar a la Secretaría de Recursos Hidrocarburos un plan de remediación que incluya pasos y acciones para cumplir el límite máximo de azufre dentro de los 24 meses. Sobre la base de lo anterior, YPF se ha enfrentado a varios estudios en relación con configuraciones y estimaciones de inversión, bajo el asesoramiento de los principales expertos tecnológicos sobre el terreno para adecuar sus unidades de redes industriales de acuerdo con los parámetros requeridos por el mencionado reglamento. En el pasado mes de octubre de 2016, YPF presentó al Ministerio de Energía la siguiente información: a) Un plan de inversión hacia 2019 que contiene información detallada sobre proyectos y plazos necesarios para cumplir con la nueva especificación de calidad de los productos establecida en la Resolución N° 5/2016; y b) una evaluación de los términos necesarios para desarrollar los estudios de configuración ya mencionados. Una vez concluidos estos estudios junto con su impacto económico, YPF obtendrá la aprobación interna de su Directorio y luego someterá al Ministerio de Energía el programa de inversiones hacia 2022 para cumplir con el requisito de calidad adicional establecido por la Resolución N° 5/2016. No obstante, la SE promulgó la Resolución N° 576/2019 que modificó la Resolución N° 5/2016 reemplazando su Anexo I con especificaciones para la gasolina grado 2 y nafta grado 3 de Argentina, y extendió el plazo para cumplir con las nuevas especificaciones hasta el 1 de enero de 2024. En consecuencia, YPF actualmente está revisando sus programas de inversión en vista de esta nueva resolución.

Productos Agrícolas - Modificación impuestos de exportación

El 4 de marzo de 2020, el Gobierno Argentino ejerció los poderes otorgados por la Ley N° 27.541 y anunció nuevos ajustes a su régimen de impuestos a la exportación a través del Decreto N° 230/2020, que incluía aumentar el impuesto a la exportación de soja y productos de soja al 33% (máximo permitido por la Ley N° 27.541), entre otras. Los impuestos a la exportación de trigo, maíz y sorgo se mantuvieron en 12%. En octubre de 2020, el gobierno argentino redujo los aranceles a la exportación de soja, pasando de 33% a 30%, que subieron a 33% nuevamente en enero de 2021. Adicionalmente, para subproductos como aceite y harina de soja, la reducción de aranceles a la exportación de octubre de 2020 fue de un 27%, que luego subió progresivamente hasta el 30% en enero de 2021.

Licencias Automáticas y No Automáticas

El 23 de diciembre de 2015, el Ministerio de Producción publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 5/2015, que estableció las Licencias de Importación Automáticas y/o no Automáticas ("LAI" y "LNA", respectivamente). En 2013, el entonces Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, eliminó las LNA considerando que coexistía con la Declaración Jurada Anticipada de Importación (DJAI), implementada en febrero 2012 y, recientemente derogada por la Resolución N° 3.823 de la AFIP.

Asimismo, la Resolución N° 5/2015 estableció que las importaciones comprendidas en todas las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (N.C.M.) deben obtener una LAI previo a ingresar el producto a la Argentina.

Ciertos productos, listados desde el Anexo II al XVII de la Resolución N° 5/2015 estarán sujetos a la LNA. La LNA será aplicable a una gran variedad de productos, incluyendo, pero no limitado a los textiles, calzado, juguetes, aplicaciones domésticas, motocicletas y partes de automóviles.

Para obtener la LNA, los importadores deberán presentar cierta información del propio importador (apellido y nombre o razón social del importador, clave única de identificación tributaria del importador (CUIT), etc.), y del producto (valor FOB, tipo y cantidad, marca, modelo, país de origen y de procedencia, etc.), a través de Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI), aprobado por la Resolución General N° 3.823 de la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP). Posteriormente a la presentación de esta información, los importadores tendrán 10 días hábiles para consignar cierta información adicional requerida por la Resolución N° 5/2015. Vencido dicho plazo, la solicitud ingresada será automáticamente dada de baja del SIMI.

Respecto a la LNA, la Resolución N° 5/2015 establece que, la Autoridad de Aplicación de dicha norma podrá requerir al importador en cualquier instancia del trámite, información o documentación sobre cualquier aspecto de la operación y/o la mercadería involucrada, como así también, solicitar la intervención de los organismos técnicos competentes.

Las licencias de importación tendrán un plazo de validez de 90 días corridos contados a partir de la fecha de su aprobación en el SIMI.

Las siguientes importaciones están exentas del régimen de importación establecido en la Resolución N° 5/2015:

- Régimen de muestras;
- Régimen de donaciones;
- Régimen de franquicias diplomáticas;
- Importaciones de mercaderías con franquicias de derechos y tributos;
- Importaciones de mercaderías provenientes del Área Aduanera Especial (Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur);
- Importaciones realizadas por la Secretaría General de la Presidencia de la Nación.
- Régimen de courier o de envíos postales sólo en los casos en que sean destinadas para uso o consumo particular del importador.

La Resolución N° 5/2015 fue efectiva a partir del 24 de diciembre 2015 y la Secretaría de Comercio fue la Autoridad de Aplicación, y fue derogada por la Resolución N° 292/2017 publicada en el Boletín Oficial el 7 de julio de 2017.

La Resolución N° 523-E/2017 del Ministerio de Producción estableció un nuevo régimen de licencias de importación que aún requerirá que los importadores de una amplia gama de productos obtengan una licencia de importación antes de la importación.

De acuerdo con la Resolución N° 523-E/2017, las importaciones en Argentina deben obtener una licencia de importación automática, a excepción de una serie de artículos que deberán obtener una licencia no automática. Las licencias automáticas se procesarán a través del Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI) después de que el importador proporcione cierta información, incluido su nombre y número de identificación fiscal, el valor FOB del producto, la clasificación arancelaria, el tipo y la cantidad, la marca, el modelo, la versión, el estado de los productos y el país de origen y país de procedencia.

Los importadores que deseen obtener una licencia de importación no automática deben estar debidamente registrados en el Registro Único del Ministerio de Producción (RUMP), proporcionar la información antes mencionada y proporcionar dentro de los 10 días hábiles a partir de la fecha en que se formalizó el procedimiento y se consultaron ciertos datos adicionales, información que puede incluir, entre otras cosas, el nombre y la dirección del exportador e información más detallada sobre las mercancías que se importarán, así como las normas aplicables o los requisitos de certificación. En el caso de artículos de viaje y productos textiles, prendas de vestir y calzado (así como algunos otros artículos), también se debe proporcionar información sobre la composición del producto. Si la información requerida no se proporciona dentro de los 10 días hábiles, se cancelará la solicitud de la licencia de importación no automática.

Recientemente, el Ministerio de Desarrollo Productivo (antiguo Ministerio de Producción) emitió la Resolución N° 1/2020 que introduce cambios en el Sistema de Monitoreo de Importaciones establecido por la Resolución N° 523-E / 2017, y los productos que caen bajo Licencias de Importación Automática y No Licencias automáticas de importación.

A continuación, se presentan los principales cambios introducidos por la Resolución mencionada anteriormente:

- Expansión de los códigos arancelarios sujetos a LNA.
- Reducción del margen de tolerancia. La resolución reduce el margen de tolerancia al 5% (evaluado sobre el valor FOB) para mercancías sujetas a LNA. El antiguo régimen proporcionó una tolerancia del 7%.
- Reducción del término de validez de las licencias de importaciones. La resolución limita la validez de las licencias de importación a un plazo de 90 días calendario, lo que implica una reducción sustancial en comparación con los 180 días calendario previstos por el régimen anterior. Este período puede extenderse a solicitud del importador, siempre que la solicitud de extensión se realice al menos 15 días antes de la fecha de vencimiento e invocando razones justificadas.
- Designación de una nueva autoridad de aplicación y la fecha efectiva de su entrada en vigor. La nueva autoridad encargada de implementar el régimen SIMI es el Subsecretario de Política y Gestión Comercial de la Secretaría de Industria, Economía del Conocimiento y Gestión Comercial Externa del Ministerio de Desarrollo Productivo. La Resolución entra en vigencia a partir del 10 de enero de 2020.
- Designación de licencias ya emitidas antes de la fecha de vigencia. Las licencias de importación aprobadas antes de la entrada en vigor de la Resolución seguirán vigentes hasta su uso o el cumplimiento del plazo para el que se otorgó, lo que ocurra primero.

El 10 de marzo de 2021 la Subsecretaría de Política y Gestión Comercial publicó la disposición No. 5/2021 que establece el petróleo crudo, la gasolina y el gasoil como productos que entran en el ámbito del régimen de licencias automáticas.

Gas natural

En enero de 2004, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 180/2004 (i) creó el Mercado Electrónico del Gas (“MEG”) para las operaciones de venta spot diarias de gas natural y un mercado secundario de servicios de transporte y distribución y (ii) estableció deberes de información para los compradores y vendedores de gas natural con relación a sus respectivas operaciones comerciales, requeridos como condición para inyectar y transportar cualquier volumen de gas natural a través del sistema de transporte (ulteriormente regulado por la Resolución N° 1.146/2004 de noviembre de 2004 y la Resolución N° 882/2005 emitidas por la Secretaría de Energía). De acuerdo con el Decreto del Poder Ejecutivo N° 180/2004, todas las ventas spot diarias de gas natural deben ser negociadas dentro del ámbito del MEG.

En enero de 2004, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 181/2004 autorizó a la Secretaría de Energía a negociar con los productores de gas natural un mecanismo de ajuste de precios del gas natural suministrado a industrias y compañías de generación de electricidad.

El 14 de junio de 2007, la Resolución N° 599/2007 de la ex Secretaría de Energía homologó una propuesta de acuerdo con los productores de gas natural con relación al suministro de gas natural al mercado local durante el período 2007 a 2011 (de acá en adelante “Acuerdo 2007-2011”). Nosotros firmamos el acuerdo teniendo en cuenta que las exportaciones de gas natural y determinadas ventas internas de productores que no celebren el Acuerdo 2007-2011 serán llamados en primer lugar para satisfacer la demanda interna, antes de que sean afectadas las ventas de exportación de los productores firmantes del Acuerdo 2007-2011. El objeto del Acuerdo 2007-2011 es garantizar el abastecimiento de la demanda del mercado local a los niveles registrados en el año 2006, más el crecimiento en demanda de los usuarios residenciales y pequeños comerciales. No obstante, hemos manifestado expresamente que la ejecución del Acuerdo 2007-2011 no implicó el reconocimiento por parte nuestra de la validez de los términos y condiciones de las diversas resoluciones de la ex Secretaría de Energía de la Argentina que establecen programas de reducción o redireccionamiento de exportaciones para satisfacer la demanda interna. Desafiamos la Resolución N° 599/2007 y declaramos que firmamos el Acuerdo 2007-2011 teniendo en cuenta las posibles consecuencias de no hacerlo.

La Secretaría de Energía creó, bajo la Resolución N° 24/2008 emitida el 13 de marzo de 2008, un programa denominado “GAS PLUS” para incentivar la producción de gas natural, resultante de nuevos descubrimientos de reservas, nuevos yacimientos, tight gas, etc. El gas natural producido bajo el programa GAS PLUS no está sujeto al Acuerdo 2007-2011 y particularmente no está sujeto a las condiciones de precio establecidas en dicho acuerdo.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 1.031/2008 emitida el 12 de septiembre de 2008, modificó la Resolución N° 24/2008, estableciendo las condiciones personales que los peticionantes deberán tener para solicitar Gas Plus. Algunas de estas condiciones se modificaron en la Resolución N° 695/2009 de la ex Secretaría de Energía para solicitar Gas Plus exigiendo el cumplimiento de los compromisos asumidos con anterioridad.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 1.070/2008 emitida el 1 de Octubre de 2008, ratifica el acuerdo complementario suscripto entre los Productores de Gas Natural y la Secretaría de Energía el 19 de septiembre de 2008 (el “Acuerdo Complementario”) cuyo objeto es (i) la reestructuración de precios de gas en boca de pozo y la segmentación de la demanda residencial de gas natural y (ii) establecer el aporte de los productores de gas natural al Fondo Fiduciario creado por la Ley N° 26.020. El Acuerdo Complementario también contiene ciertos requerimientos vinculados a la provisión de GLP en el mercado doméstico. Para más información véase “Gas Licuado de Petróleo”. A través de la Resolución N° 1470/2008, la Secretaría de Energía determinó los precios base para el segmento residencial aplicable a los productores que firmen el Acuerdo Complementario. Con fecha 13 de enero de 2010 se firmó una Adenda al Acuerdo Complementario con Productores de Gas Natural de fecha 19 de septiembre de 2008 estableciendo el aporte del sector de los Productores al Fondo Fiduciario creado por la ley N° 26.020 para el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2010. Con fecha 25 de enero de 2011 se firmó una segunda Adenda al Acuerdo Complementario que extendió dicho compromiso hasta el 31 de diciembre de 2011.

El 19 de marzo de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 55/2012 de la ex Secretaría de Energía, la cual extendió el Acuerdo Complementario hasta el año 2012 y estableció lo siguiente respecto de los no firmantes del Acuerdo: (i) el incremento en el precio del gas natural establecido en el Acuerdo Complementario no será aplicable al gas natural inyectado en el sistema de gas natural por los no firmantes del Acuerdo; (ii) el gas natural inyectado por los no firmantes será consumido primero en el orden de prioridad por los usuarios residenciales, cuyas tarifas se encuentran en el rango más bajo; y (iii) los no firmantes deberán cumplir con los compromisos asumidos por los productores de gas natural bajo el Acuerdo 2007-20011, extendido por la Resolución N° 172. El 23 de marzo de 2012, la Resolución SE N° 55/2012 fue complementada por la Resolución del ENARGAS N° 2087/2012 que establece, entre otros, el procedimiento de distribución que deben seguir las empresas para asegurar los montos a ser depositados en el fondo fiduciario creado por la Ley N° 26.020. Además, según esta resolución, los productores no firmantes de la extensión del Acuerdo Complementario correspondiente a 2012 no les es permitido cargar a los consumidores abastecidos directamente por las empresas distribuidoras los precios incrementales para el precio del gas en boca de pozo según lo establecido por las Resoluciones N° 1.070/2008 y N° 1.417/2008. Consecuentemente, los productores no firmantes tienen que facturar los precios más bajos que estaban en vigor antes de la adopción de dichas resoluciones para el gas suministrado a las empresas de distribución.

A partir de entonces, el 19 de abril de 2012, 18 de diciembre de 2012 y 19 de diciembre de 2013, YPF firmó la extensión del Acuerdo Complementario correspondiente al año 2012, 2013 y 2014, respectivamente. El mecanismo de despacho para el Gas Natural fue regulado además por la Resolución N° 1.410/2010, como se explica a continuación.

El Decreto del Poder Ejecutivo N° 2.067/2008 del 3 de diciembre de 2008, creó el Fondo Fiduciario para atender las Importaciones de gas natural necesaria para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades nacionales. El Fondo Fiduciario estará integrado por los siguientes recursos: (i) cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución, por los sujetos consumidores de gas que reciben directamente el gas de los productores sin hacer uso de los sistemas de transporte o distribución de gas natural y por las empresas que procesen gas natural; (ii) los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales; y (iii) a través de sistemas de aportes específicos, a realizar por los sujetos activos del sector. Este decreto ha sido objeto de diversos reclamos judiciales. En ese sentido, juzgados de diversas zonas del país han dictado medidas cautelares suspendiendo los efectos derivados de la aplicación del mencionado decreto. Con fecha 8 de noviembre de 2009 el ENARGAS dictó la Resolución N° 1.982/2009, complementaria del Decreto N° 2.067/2008. La resolución mencionada ajusta los importes del cargo establecido por el Decreto N° 2.067/2008 como así también amplía los sujetos alcanzados, incluyendo los servicios residenciales, procesamiento de gas y centrales de generación eléctrica, entre otros. La presente medida es de aplicación para los consumos que se efectúen a partir del 1° de diciembre de 2011. Con fecha 24 de noviembre de 2011 se dictó la Resolución ENARGAS N° 1.991/2011 ampliando los sujetos alcanzados por el cargo mencionado. YPF ha recurrido las mencionadas Resoluciones. El 13 de abril de 2012, nos fue otorgada una medida cautelar con relación a la planta de procesamiento El Portón, suspendiendo los efectos de la Resolución N° 1.982/2009 con relación a dicha planta.

El 5 de noviembre de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 26.784, la cual aprobó el Presupuesto Nacional para 2013. El artículo 54 de la Ley establece que los cambios tarifarios y el fondo fiduciario establecidos por el Decreto N° 2.067/2008 y todos sus actos complementarios, se regirán por la Ley N° 26.095.

Mediante la Resolución N° 28/2016, publicada el 1 de abril de 2016, el MINEM declaró que todos los actos que determinaron la imposición de cargos tarifarios dejaron de ser efectivos e instruyó al ENARGAS para que adopte medidas para dejar de facturar los cargos mencionados.

El 17 de julio de 2009 el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y los Productores de Gas Natural (incluyendo YPF) firmaron un acuerdo en el cual: (i) se fijan los precios de gas natural en boca de pozo para el segmento usinas desde julio hasta diciembre de 2009 y (ii) se fija un incremento del precio del gas natural, a partir de agosto de 2009, a percibir por los productores de Gas Natural por sus ventas al segmento residencial, cuyo valor será ajustado mensualmente de forma tal que los montos resultantes representen el 50% de lo recaudado por el Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural.

En abril de 2018 y con respecto al cargo tarifario del Decreto N° 2.067/2008, el Juzgado Contencioso Administrativo Federal N° 11 dictó sentencia a favor de MEGA (por el período posterior al dictado de la Ley de Presupuesto del año 2013 N° 26.784), declarando la inconstitucionalidad de los arts. 53 y 54 de la ley mencionada. Dicha sentencia quedó firme por no haber sido apelada por el Estado Nacional.

Con fecha 4 de octubre de 2010 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1.410/2010 del ENARGAS mediante la cual se establece un “Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas” que implementa nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, imponiendo nuevas y más severas regulaciones a la disponibilidad de gas por parte de los productores, y según se menciona a continuación:

- Las Distribuidoras quedan habilitadas a nominar todo el gas necesario para atender la Demanda Prioritaria, aun cuando se trate de volúmenes que excedan los que la SE les hubiese asignado en virtud del Acuerdo homologado por la Resolución SE N° 599/2007. Para más información véase “Información sobre la Emisora -Gas y Energía - Compromisos de Entrega.”
- Los Productores están obligados a confirmar todo el gas natural requerido por las Distribuidoras para abastecer la demanda prioritaria. Las participaciones de los productores en tales volúmenes están en línea con las participaciones determinadas según el Acuerdo 2007-2011. No podemos en consecuencia predecir la demanda estimada del mercado argentino que deberá ser satisfecha por los productores, con independencia de ser un productor “firmante o no firmante” del Acuerdo 2007-2011 homologado por Resolución SE N° 599/2007.
- Una vez abastecida la demanda prioritaria, se deben confirmar los volúmenes solicitados por el resto de los segmentos, quedando en el último orden de prioridades las exportaciones.
- En caso de que un productor no pueda satisfacer el volumen solicitado, las transportistas serán las encargadas de adecuar las confirmaciones redireccionando el gas hasta completar el volumen requerido por las distribuidoras para la demanda prioritaria. Este mayor volumen deberá ser detráido de las confirmaciones efectuadas por ese productor a otros clientes. Si el productor no hubiere confirmado gas a otros clientes desde la misma cuenca de origen, el faltante será solicitado al resto de los productores de gas.

En consecuencia, el Procedimiento impone una obligación “solidaria” de suministro a todos los Productores en caso de una inyección deficiente de un productor. Hemos recurrido la validez de la Resolución N° 1410/2010. Con fecha 09 de diciembre de 2015 el ENARGAS rechazó la impugnación de YPF a la Resolución N° 1410/2010.

Las normas establecidas por la Resolución N° 1410/16 de ENARGAS fueron enmendadas por la Resolución de MINEM N° 89/2016 del MINEM del 1 de junio de 2016, la cual: obligó al ENARGAS a desarrollar un procedimiento para enmendar y complementar las Resoluciones N° 716/1998 y 1.410/2010 del ENARGAS y establecer las condiciones de operación diarias de los Sistemas de Transporte y Distribución, establece los volúmenes que los distribuidores pueden solicitar para satisfacer la demanda prioritaria y, si se ha celebrado un contrato con un productor para cumplir con dicha solicitud, se reduce el volumen contratado de acuerdo con el marco establecido por la Resolución N° 1.410/2010. En cumplimiento de esta resolución, se emitió la Resolución I/3833/2016 del ENARGAS el 5 de junio de 2016, que establece el “Procedimiento Complementario para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas”.

El 17 de diciembre de 2010 ciertos productores de gas natural (incluyendo YPF) firmaron un acuerdo que fija el porcentaje de GNL regasificado que será asignado a cada productor de gas natural por el año 2011, lo cual deberá ser computado para los compromisos de proveer gas natural a las distribuidoras bajo la Resolución N° 599/2007. Mediante la Resolución de la Secretaría de Energía N° 172/2011, publicada el 5 de enero de 2012, las reglas de asignación y otros criterios determinados por la Resolución N° 599/2007 sobre las obligaciones de suministro de gas natural en el marco del Acuerdo 2007-2011, se prorrogaron temporalmente hasta que se implemente una nueva regulación sobre el tema.

Adicionalmente, Con fecha 1° de junio de 2016, el MINEM publicó la Resolución N° 89/2016 mediante la cual:

- a. Se instruyó al ENARGAS para que elabore un procedimiento que modifique y complemente el establecido en las Resoluciones ENARGAS N° 716/1998 y 1.410/2010 en el que se establezcan las condiciones de operación diaria de los Sistemas de Transporte y Distribución.
- b. Se dispuso los volúmenes que podrán solicitar las Distribuidoras para abastecer la demanda prioritaria y fija que en caso de contratar con un Productor el gas natural con dicho destino, se reducirá el requerimiento de gas natural a dicho productor en el marco de la Resolución 1.410/2010 en la medida del volumen contratado.

Conforme esta Resolución, con fecha 5 de junio de 2016 se dicta la Resolución ENARGAS I/3.833/2016 mediante la cual se aprueba el “Procedimiento Complementario para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas”.

El objetivo del Procedimiento es establecer el mecanismo de transición y criterios de aplicación para la administración del despacho de gas natural para preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución priorizando el consumo de la Demanda Prioritaria ante situaciones de crisis de abastecimiento y/o de emergencias que pongan en riesgo la normal prestación del servicio público de gas natural o que puedan afectar la prestación de otro servicio público.

El nuevo Procedimiento establece que cada día las Prestadoras del Servicio de Distribución solicitarán en los sistemas informáticos de programación de las Transportadoras para el día operativo n+1, con primera prioridad, el gas natural necesario para abastecer la Demanda Prioritaria, en base a su estimación de consumo y conforme a la capacidad de transporte contratada y sus acuerdos de abastecimiento.

La confirmación de gas natural en los PIST (“Puntos de Ingreso al Sistema de Transporte”) para Demanda Prioritaria tendrá prioridad sobre otros segmentos. Las confirmaciones de gas para segmentos distintos de la Demanda Prioritaria mantendrán la prioridad de

confirmación establecida por el Productor en los respectivos contratos con los consumidores directos (o Comercializadores), las cuales serán informadas a las Prestadoras del Servicio de Transporte y Distribución.

La nominación de transporte de cada Prestadora del Servicio de Distribución deberá dar prioridad al abastecimiento de su Demanda Prioritaria por sobre cualquier otro usuario de esa Prestadora.

Las Prestadoras del Servicio de Transporte y Distribución que verifiquen que la capacidad de transporte no es suficiente para abastecer la Demanda Prioritaria deberán convocar al Comité de Emergencia, presidido por el presidente del ENARGAS, quien arbitrará los medios para asignar los volúmenes en la situación de emergencia.

El 30 de marzo de 2017, el ex MINEM emitió la Resolución N° 74/2017, estableciendo los nuevos precios en el TSEP para el gas natural.

Con fecha 6 de junio de 2017 se dictó la Resolución ENARGAS N° 4.502/2017 mediante la cual se aprobó el Procedimiento para la administración del despacho en el Comité Ejecutivo de Emergencia (“CEE”), que modifica el procedimiento para la solicitud de entregas y confirmaciones de gas que fuera aprobado por la Resolución ENARGAS N° 3.833/2016 y dispone medidas y criterios a ser adoptados en situación de crisis de abastecimiento de la Demanda Prioritaria de Gas Natural declarada por las Transportistas, Distribuidoras o el ENARGAS.

Entre dichas medidas, se dispone que el CEE o (en caso de no ponerse de acuerdo el CEE) el ENARGAS, definirán la forma en que se abastecerá la Demanda Prioritaria considerando las cantidades de gas natural disponibles en cada cuenca por cada productor y descontando las cantidades que estén contratadas para abastecer la Demanda Prioritaria.

El 18 de mayo de 2018, el ENARGAS emitió la Resolución N° 59/18, que establece el “Procedimiento Transitorio Para La Administración Del Despacho En El Comité Ejecutivo De Emergencia”, período estacional de invierno.

Con fecha 29 de junio de 2018 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 124/2018 que (i) aprueba el texto ordenado del reglamento interno de los centros de despacho aplicable a partir del 30 de junio de 2018; (ii) deroga las Resoluciones ENARGAS N° I-1410/10, I-3833/16 y I-4502/17; (iii) entiende que no median observaciones del ENARGAS a la propuesta de reprogramación efectuada por la Transportista si no hay comunicación en contrario dentro de una hora desde que fuera requerida; y (iv) establece que durante el invierno de 2018 será aplicable el Procedimiento Transitorio para la Administración del Despacho en el Comité Ejecutivo de Emergencia.

Con fecha 18 de octubre de 2018 se publicó la Resolución ENARGAS N° 302/18 que, considerando que no se habían formalizado en su totalidad los contratos de abastecimiento de gas para la Demanda Prioritaria entre los Productores y las Licenciatarias de Distribución, dispone la prórroga de la vigencia de la Resolución ENARGAS N° 59/2018 por 180 días corridos a contar desde el 1° de octubre de 2018.

Con fecha 16 de abril de 2019 se publicó la Resolución ENARGAS N° 215/2019 que prorroga la vigencia de la Resolución ENARGAS N° 59/2018 por otros 180 días corridos a contar desde el vencimiento del plazo estipulado en la Resolución 12ENARGAS N° 302/2018, por considerar que se mantienen las razones que motivaron su dictado.

Finalmente las resoluciones de ENARGAS N° 656/2019, N°39/2020 y la N°305/2020 extiende la validez de la Resolución N° 59/2018 hasta 30 de Septiembre de 2021.

En el marco del proceso de normalización del sector de la energía, el MINEM convocó a los productores de gas natural (entre ellos YPF) y a ENARSA a fin de que establezcan condiciones básicas que sirvan de marco para los acuerdos de suministro que celebren para la distribución de Gas Natural por Redes a partir del 1 de enero de 2018. El MINEM informó que ante la finalización del período de prórroga fijado en la Ley N° 27.200 con relación a la emergencia pública iniciado en 2002, vuelve a tomar plena vigencia la Ley N° 24.076 la cual prevé que el precio de los acuerdos de suministro del gas natural será aquel que se determine por la libre interacción de la oferta y la demanda.

En este sentido, con fecha 29 de noviembre de 2017, los productores de gas natural (entre ellos YPF) y ENARSA, a instancias del MINEM, suscribieron las “Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes” (las “Bases y Condiciones”).

Las Bases y Condiciones establecen las pautas básicas para garantizar el adecuado abastecimiento de gas natural a las Distribuidoras y consecuentemente a los consumidores finales residenciales y comerciales. Asimismo, establecen la continuidad del sendero gradual y progresivo de reducción de subsidios, todo ello en el marco del proceso de normalización del mercado de gas natural, lo cual se da dentro del período de vigencia de las Bases y Condiciones hasta el 31 de diciembre de 2019 considerado el “período de transición” hasta la normalización antes indicada.

Dentro de los lineamientos establecidos en las Bases y Condiciones se destaca el reconocimiento del derecho a trasladar a la tarifa que pagan los usuarios y consumidores el costo de adquisición del gas; establece los volúmenes disponibles que cada productor y por cada cuenca deberá poner a disposición diariamente a las distribuidoras para cada mes, quienes podrán manifestar su ausencia de interés antes de determinada fecha prevista en las Bases y Condiciones; establece penalidades ante incumplimientos para cualquiera de las partes respecto a su obligación de entregar gas o tomar el mismo; establece los precios del gas para cada cuenca para los próximos dos

años, en dólares estadounidenses, pudiendo las partes fijar precios inferiores a los establecidos conforme a las negociaciones libres aplicables; establece pautas de pago de las compras efectuadas por las Distribuidoras a los productores; ENARSA asume la obligación de abastecer la demanda correspondiente a áreas alcanzadas por los subsidios de consumos residenciales de gas contemplados en el artículo 75 de la Ley N° 25.565 (correspondientes a las zonas de menor precio de gas residencial cobrado a usuarios y consumidores), durante el período de transición.

Las Bases y Condiciones constituyen los términos y condiciones a considerar en las negociaciones de los respectivos acuerdos particulares, sin que ello pueda interpretarse como una obligación. Adicionalmente, las Bases y Condiciones establecen pautas de terminación anticipada ante determinados eventos de incumplimientos por las partes. YPF cumplió con su compromiso de firma de acuerdos de suministro, en los términos y plazos establecidos en Bases y Condiciones.

Como consecuencia de ciertas variables macroeconómicas, los productores de gas natural (incluido YPF) y los distribuidores iniciaron un proceso de renegociación de los acuerdos individuales de suministro celebrados de conformidad con las Bases y condiciones para abordar dos cuestiones principales: (i) el pago por parte de los distribuidores de las deudas que surjan de las diferencias de tipo de cambio (que resultaron del tipo de cambio Dólares estadounidenses - Pesos Argentinos utilizado por los distribuidores para el pago de los precios por el volumen del gas natural, tipo de cambio considerado en las tarifas del gas natural, frente al tipo de cambio que se debería haber considerado según los acuerdos de suministro, por el período de abril a septiembre de 2018) ("Deuda ER") y (ii) los precios del gas natural para el período de octubre a diciembre de 2018.

Con fecha 5 de octubre de 2018 se publicó la Resolución SGE N° 20/2018 que dispuso que, para las diferencias entre el precio del gas previsto en los contratos y el precio de gas reconocido en las tarifas finales de las prestadoras del servicio de distribución, valorizadas por el volumen de gas comprado desde el 1° de abril y hasta el 30 de setiembre de 2018, el ENARGAS instruiría a las prestadoras del servicio de distribución al recupero del crédito a favor de los productores en línea separada en la factura de sus usuarios, en 24 cuotas a partir del 1° de enero de 2019.

El 16 de octubre de 2018, la SGE emitió la Resolución N° 41/2018, que derogó la Resolución N° 20/2018, que intentó establecer un mecanismo extraordinario y transitorio para resolver la Deuda ER trasladando esa diferencia de tipo de cambio a las tarifas del gas natural a ser pagadas por los consumidores finales.

Con fecha 16 de noviembre de 2018, se publicó en el BO el Decreto N° 1053/2018 por el cual el Estado Nacional asumió el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las Distribuidoras y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1° de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período. Las condiciones son las siguientes:

- 30 cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1° de octubre de 2019, para cuya determinación se utilizará la tasa efectiva del BNA para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo ("pizarra"). No obstante, el pago de la primera cuota fue abonado durante diciembre 2019.
- Las cuotas serán percibidas por las Distribuidoras que inmediatamente pagarán a los Productores.
- Distribuidoras y Productores deben adherir al régimen y renunciar expresamente a toda acción o reclamo.

Asimismo, el Decreto N° 1053/18 dispuso que a partir del 1° de abril de 2019, los contratos entre productores de gas natural y distribuidoras deben prever que en ningún caso se trasladará a los usuarios que reciban servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional. También facultó a ENARGAS para regular aún más las condiciones antes mencionadas. (Sin embargo, el Decreto N° 1053/2018 fue derogado por el artículo 91 de la Ley N° 27.591, publicada en el Boletín Oficial el 14 de diciembre de 2020).

Con fecha 12 de febrero de 2019, se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 72/2019 que aprobó la metodología de traslado a tarifas del precio de gas y el procedimiento general para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas aplicable a partir del 1° de abril de 2019. La citada Resolución ENARGAS N° 72/19 fue derogada en su totalidad el 23 de abril de 2020 mediante Resolución ENARGAS N° 27/2020.

Con fecha 11 de febrero de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 32/19 que aprobó el mecanismo de concurso de precios para la provisión de gas natural en condición firme para el abastecimiento de la demanda de usuarios de servicio completo de las prestadoras de servicio público de Distribución para los días 14 de febrero de 2019 (para las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Santa Cruz Sur y Tierra del Fuego) y 15 de febrero de 2019 (para la Cuenca Noroeste). La Resolución SGE N° 32/2019 también, aprobó el modelo de oferta aplicable e instruyó a Mercado Electrónico de Gas Sociedad Anónima ("MEGSA") a que dicte las normas complementarias que considere necesarias para la organización e implementación del mecanismo de concursos de precios aprobado. Los concursos de precios se llevaron a cabo en el ámbito del MEGSA en las fechas previstas ya mencionadas y, en base a los resultados obtenidos, YPF procedió a instrumentar los contratos por los volúmenes adjudicados en relación a las licenciatarias de distribución participantes correspondientes al período abril 2019-marzo 2020.

Con fecha 24 de junio de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 336/2019 que establece un diferimiento de pago para los usuarios residenciales de gas natural y propano indiluido por redes del 22% en las facturas emitidas a partir del 1° de julio de 2019 y hasta el 31 de octubre de 2019, que serán recuperados a partir de las facturas regulares emitidas desde el 1° de diciembre de 2019 y por 5 períodos mensuales, iguales y consecutivos. El costo financiero del diferimiento será asumido por el Estado Nacional en carácter de subsidio,

mediante el pago de intereses a distribuidoras, subdistribuidoras, transportistas y productores, conforme a la metodología que oportunamente se determine y con los controles previos correspondientes, reconociéndose a ese efecto la tasa para plazos fijos por montos de veinte millones de pesos o superiores a plazos de 30 o 35 días, denominada TM20, publicada por el Banco de la Nación Argentina (“BNA”). Con fecha 3 de julio de 2019 se publicó la Resolución ENARGAS N° 359/2019, por la que se instruye a las Licenciatarias del Servicio Público de Distribución a aplicar el diferimiento aprobado por Resolución SGE N° 336/2019.

Con fecha 20 de agosto de 2019 se publicó la Resolución ENARGAS N° 466/2019 que aprueba la Metodología para la determinación del monto neto de las diferencias diarias acumuladas referidas en el artículo 7° del Decreto N° 1.053/2018, aprueba el modelo de solicitud de adhesión fijando plazo para su presentación hasta el 15 de septiembre de 2019 y establece que concomitantemente con la solicitud de adhesión las distribuidoras y sus proveedores de gas natural deberán presentar y exhibir ante el ENARGAS los instrumentos por los cuales se reestructura su relación comercial a los términos del Decreto N° 1.053/2018, que no se admitirán solicitudes de adhesión parciales y/o condicionadas, y que las distribuidoras, una vez percibida del Estado Nacional la cuota correspondiente de cada mes deberán utilizar la totalidad del monto recibido para realizar pagos a los Proveedores de gas natural adheridos al Régimen en un plazo máximo de 5 días. La Resolución establece como principio general que se aplicará la Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas aprobada por Resolución ENARGAS N° 72/2019.

Con fecha 23 de agosto de 2019 se publicó la Resolución SGE 488/2019 que: i) aprueba la metodología de diferimiento de pago de los consumos residenciales de gas natural y de propano indiluido por redes en las facturas emitidas a partir del 1° de julio de 2019 y hasta el 31 de octubre de 2019 establecido en la Resolución N° 336/2019 y de pago de intereses; y ii) instruye a la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles (“SSHyc”) a administrar, ejecutar e implementar bajo su órbita el procedimiento de compensación establecido y requiere al ENARGAS la remisión a la SSHyc de los informes previstos en la metodología que se aprueba.

Mediante Resolución ENARGAS N° 554/2019 publicada el 16 de septiembre de 2019 se pospuso hasta el 15 de octubre de 2019 el plazo para adherir al régimen previsto en el artículo 7 del Decreto 1053/2018. Posteriormente la Resolución ENARGAS N° 636/2019 publicada el 11 de octubre de 2019, pospuso hasta el 25 de octubre de 2019 el plazo para adherirse y estableció que no resultará impedimento para la adhesión al régimen mencionado la falta de presentación de los instrumentos por los cuales las partes reestructuren su relación comercial a los términos del Decreto N° 1053/2018.

Con fecha 4 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 521/2019 que dispuso, entre sus aspectos más relevantes: i) diferir el ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución de gas natural, previsto a partir del 1° de octubre de 2019, para el 1° de enero de 2020; ii) compensar a las licenciatarias del servicio de transporte y distribución de gas natural mediante la revisión y adecuación -en su exacta incidencia- de las inversiones obligatorias a su cargo; iii) incluir en el diferimiento a las tarifas de propano indiluido por redes, que será compensado, en el caso de las licenciatarias de distribución, mediante la adecuación de inversiones obligatorias, y en el caso de subdistribuidoras, la compensación será reconocida a los proveedores de propano como bonificación a ser solventada por el Estado Nacional; iv) diferir el ajuste tarifario por variación del precio de gas en el PIST previsto con vigencia a partir del 1° de octubre de 2019, para el 1° de enero de 2020.

Con fecha 25 de noviembre de 2019 se publicó en el BO la Resolución SGE N° 751/2019, que modifica el artículo 1° de la Resolución SGE N° 521/2019, estableciendo el diferimiento del ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución previsto con vigencia a partir del 1° de octubre de 2019 para el 1° de febrero de 2020, debiendo utilizarse, en esa oportunidad, el índice de ajuste correspondiente para reflejar la variación de precios entre los meses de febrero y agosto de 2019.

Posteriormente, con fecha 5 de diciembre de 2019 se publicó en el BO la Resolución en los términos de la Resolución, la transferencia de los importes asignados a Metrogas de 759 resultaba aplicable en tanto se mantuviera, a criterio de la SGE N° 791/2019, que modifica el artículo 5° de la Resolución SGE N° 521/2019, estableciendo el diferimiento del ajuste por variación del precio de gas en el PIST previsto con vigencia a partir del 1° de octubre de 2019 para el 1° de febrero de 2020.

El 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541, en el marco de Emergencia Pública, que, entre sus aspectos más relevantes, en su artículo 5 faculta al Poder Ejecutivo para “mantener” las tarifas del gas natural bajo jurisdicción federal, renegociar la revisión tarifaria integral (RTI) o iniciar una revisión extraordinaria de acuerdo con las Leyes N° 24.065 y N° 24.076 por un plazo máximo de 180 días a partir de la promulgación de la ley, ofreciendo una reducción de la carga arancelaria real a los consumidores comerciales e industriales para el año 2020.

El 19 de junio de 2020 se publicó el DNU N° 543/2020, extendió el plazo establecido en el citado artículo 5 de la Ley N° 27.541 desde su vencimiento y hasta fines de 2020. El 17 de diciembre de 2020, el Decreto N° 1.020 / 2020 prorroga el congelamiento de tarifas de electricidad y gas natural por un período de 90 días o hasta que entren en vigencia las nuevas tarifas transitorias pactadas en los Acuerdos Transitorios.

Ley N° 27.591 (Ley de Presupuesto 2021)

Con fecha 14 de diciembre de 2020 se publicó en el BO la Ley N° 27.591 que aprobó el presupuesto para el ejercicio 2021, que establece:

- Regularización de deudas con CAMMESA:

La SE requiere establecer un esquema para que las distribuidoras eléctricas puedan regularizar las deudas que tuvieran con CAMMESA acumuladas hasta el 30 de septiembre de 2020. Dicho régimen a establecerse deberá contemplar criterios diferenciados que distinga origen y trayectoria de la deuda de cada distribuidora, las necesidades de sus usuarios, provincias y municipios y el mejor impacto en el servicio público.

El régimen podrá reconocer hasta 5 veces la factura media mensual de la distribuidora o hasta un 66% de la deuda. La deuda remanente deberá ser cancelada mediante un plan de pagos con un plazo de hasta 60 cuotas mensuales, 6 meses de gracia y una tasa de interés equivalente al 50% de la vigente en el Mercado Eléctrico Mayorista "MEM". La SE podrá instrumentar acuerdos particulares con cada distribuidora. Adicionalmente, se pueden acordar mecanismos específicos para promover inversiones para mejorar el servicio o reducir las deudas de los usuarios vulnerables.

Los agentes de las distribuidoras de energía eléctrica del MEM estarán obligados a requerir el reconocimiento y planes antedichos a los distribuidores de energía eléctrica cooperativos que no son agentes del MEM y a los que les suministran energía y potencia en bloque para su posterior distribución a los usuarios finales.

Se estableció un régimen especial de créditos para aquellas distribuidoras, administraciones o empresas provinciales distribuidoras de energía eléctrica, cualquiera sea su organización jurídica, que al 30 de septiembre de 2020 no tengan deuda con CAMMESA y/o con el MEM o su nivel de deuda con esas entidades sea considerada dentro de valores razonables. Dichos créditos serán equivalentes a 5 veces la factura media mensual del año 2020, pudiendo las autoridades provinciales destinarlos a beneficios para los usuarios y consumidores del servicio público de electricidad, a la cancelación automática de obligaciones de pago con CAMMESA o a inversión en energía eléctrica que permitan la mejora en la calidad del servicio en sus respectivas jurisdicciones.

- Otros incentivos a empresas productoras de gas natural

Conforme al artículo 89 de la Ley 27.591 a reglamentar, la SE emitió la Resolución No. 125/2021 reglamentando las condiciones para otorgar incentivos a las empresas productoras de gas natural que cumplan con los requisitos que se establezcan en el marco de los planes de incentivo a la producción e inversión en la extracción de gas natural que implemente la SE, a través del pago de una compensación y la emisión de certificados de crédito fiscal en garantía, aplicables a la cancelación de deudas impositivas que mantengan con la AFIP, devengadas con más sus intereses resarcitorios y/o punitivos, multas y demás accesorios.

Mediante la resolución general N° 4.939/202, AFIP establece el procedimiento para la aplicación de los certificados emitidos en forma electrónica y en moneda extranjera, los que se convertirán a pesos al tipo de cambio comprador conforme a la cotización del BNA al cierre del día anterior al de su efectiva utilización.

Los certificados de crédito impositivo que se emitan a favor de las empresas productoras serán por hasta el importe de las compensaciones que tengan derecho a percibir según el marco de los planes de incentivo a la producción e inversión en la extracción de gas natural que implemente la SE y podrán ser utilizados por las empresas si hubiere vencido el plazo de pago de las compensaciones sin que aquellas hubieren sido canceladas. La compensación podrá imputarse en cualquier impuesto nacional.

- Importación de combustibles para la generación eléctrica:

Se eximió del impuesto sobre los combustibles líquidos y del impuesto al dióxido de carbono a las importaciones de gasoil y diesel oil y su venta en el mercado interno, por hasta un volumen de 800.000 m³, realizadas durante el año 2021, a los fines de compensar los picos de demanda de tales combustibles, destinados a la generación eléctrica, que no pudieran ser abastecidos por la producción local.

- Energías renovables:

La Ley N° 27.591 estableció en 18.500 millones el cupo fiscal para el ejercicio 2021 para ser asignados a los beneficios fiscales para el fomento de los proyectos de energías renovables aprobados por la Secretaría de Energía, siendo efectivos previamente al 31 de diciembre de 2017. Los cupos fiscales no utilizados de los años anteriores se trasladan en forma automática al ejercicio 2021.

Además, el artículo 91 de la Ley N° 27.591 derogado por el Decreto N° 1.053/2018, y establecido un cupo fiscal de 300 millones para ser asignados como un crédito fiscal por hasta el 50% del costo del combustible fósil desplazado por el sistema de generación distribuida.

Gas natural comprimido

La Resolución N° 752/2005 de la ex Secretaría de Energía de Argentina en mayo de 2005 estableció entre otras cosas: (i) un mercado especial, abierto y anónimo, para estaciones de gas natural comprimido para comprar gas natural en condiciones comerciales reguladas, con la demanda siendo garantizado por la antigua Secretaría de Energía de Argentina a través del suministro adicional permanente requerido a los productores exportadores, y (ii) un mecanismo de ofertas irrevocables estandarizadas para generadores de energía eléctrica y consumidores industriales y comerciales para obtener suministro de gas natural, con la demanda garantizada por la ex Secretaría de Energía de Argentina a través de la emisión del Suministro Adicional Permanente mencionado anteriormente. Véase "Regulaciones a la exportación de gas natural y prioridades del abastecimiento local".

El 27 de agosto de 2012, el Boletín Oficial publicó la Resolución N° 1.445/2012 de la Secretaría de Energía, de acuerdo a las consideraciones establecidas en el Decreto N° 1.277/2012, que modificó los precios del gas en boca de pozo relativo al gas natural comprimido (GNC) lo cual representa un incremento de aproximadamente 369% de los precios obtenidos por la Compañía para ese segmento de producto.

Con fecha 4 de abril de 2014, la resolución S.E. N° 226/2014 de la antigua Secretaría de Energía de Argentina se publicó en el Boletín Oficial. Según esta resolución, la Secretaría de Energía estableció nuevos precios para los consumidores residenciales, comerciales y de gas natural comprimido.

La Resolución N° 231/14 fue derogada mediante la Resolución N° 34/2016 del ex MINEM, que también fijaba los precios en el TSEP, para cada cuenca, del gas natural suministrado a gas natural comprimido (GNC) estaciones de suministro. La Resolución N° 34/2016 fue modificada por última vez por la Resolución N° 447/2020 del Ministerio de Economía).

Exportaciones de gas natural licuado

Con fecha 5 de diciembre de 2019, la Disposición SSHyC N° 329/2019 se publicó en el Boletín Oficial a través del cual el GNL se incluyó en la lista de productos establecida por la Resolución N° 241/2019, que requiere el registro previo de las operaciones antes de la exportación. Para obtener el registro y la autorización para exportar, los exportadores de GNL deben verificar ante el antiguo Ministerio de Energía (actualmente Ministerio de Economía) que se les haya otorgado a los posibles agentes del mercado interno que puedan estar interesados en adquirir el gas natural licuado.

Asimismo, es aplicable a las exportaciones de GNL, las disposiciones de la Ley N° 27.541 en el Marco de Emergencia Pública, que en su artículo 52 establece las alícuotas correspondientes a la exportación de hidrocarburos (con una alícuota máxima de 8% del valor, o el Precio FOB final).

Además, el Decreto N° 488, estableció los derechos de exportación para ciertos productos de hidrocarburos, de la siguiente manera: 0% alícuota para derechos de exportación en caso de que los precios internacional sea iguales o inferiores al “valor base” (US \$ 45 / bbl), una alícuota variable entre 0% y 8% para retenciones a las exportaciones cuando el precio internacional se encuentre entre el valor base y el “valor de referencia” (US \$ 60 / bbl), de acuerdo con el artículo 7° de dicho decreto, y una alícuota del 8% para los derechos de exportación en caso de que el precios internacionales sean igual o superiores al valor de referencia.

Programas de estímulo de gas natural

Resolución de la Comisión N° 1/2013

El 14 de febrero 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 1/2013 de la Comisión. Dicha resolución crea el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” (“Plan Gas”). Bajo esta regulación, las empresas productoras de gas estaban invitadas a presentar proyectos para incrementar la inyección total de gas natural (“los proyectos”) con la Comisión antes del 30 de junio 2013, a fin de recibir una compensación de hasta 7,5 US\$/ MBTU correspondiente a la inyección excedente. Los proyectos deberán cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución 1/2013, y estará sujeto a la aprobación por parte de la Comisión. Los proyectos tienen un plazo máximo de cinco (5) años, prorrogables a petición del beneficiario, por decisión de la Comisión. Si la empresa beneficiaria, para determinado mes, no llega al aumento de la producción comprometida de su proyecto y que fuera aprobado por la Comisión, tendrán que compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de Inyección Total comprometidos en su Proyecto. Adicionalmente, la Comisión podrá dejar sin efecto un proyecto de aumento de la inyección total de gas natural previamente aprobado, en la medida que se verifiquen algunos de los siguientes supuestos: (i) la omisión, inexactitud o falseamiento de la información provista por la empresa en el proyecto o durante su ejecución; (ii) el incumplimiento de las obligaciones establecidas en el Decreto N° 1.277/2012, y de sus normas o actos complementarias; (iii) el incumplimiento por parte de la empresa de las obligaciones contraídas en el marco del programa, previa intimación por un plazo no inferior a quince (15) días hábiles; (iv) en caso de que el precio de importación fuere igual o inferior al precio de la inyección excedente, y siempre que dicha situación se extendiere por un plazo de al menos ciento ochenta (180) días corridos; o (v) en caso que los valores de los contratos de suministro o facturas de la empresa, utilizados para el cálculo mensual del promedio ponderado correspondiente a cada mes de vigencia del programa tuvieran una disminución de precios y/o cantidades injustificada. El 23 de mayo de 2013, la Comisión aprobó el proyecto presentado por YPF. Un programa similar fue creado en virtud de la Resolución 60/2013 de la Comisión (plan Gas II), según lo dispuesto por la Resolución 83/2013 de la Comisión, posteriormente modificado, para este tipo de productores de gas que no pudieron presentar su programa de inyección adicional de gas natural antes de la fecha de caducidad establecido en la Resolución 1 / 2013 de la Comisión. La compensación que se otorgará en virtud de este nuevo programa varía de 4,00 US\$ / MBtu a 7,50 US\$ / MBtu, en función de la curva de producción alcanzado por cada empresa beneficiaria.

Simultáneamente, el 18 de mayo de 2016, la Resolución N° 74/2016 del MINEM creó el “Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural” para incentivar la producción de gas natural para las empresas que presenten nuevos proyectos de gas natural que no son beneficiarios del “Programa de Estímulo de Inyección Adicional de Gas Natural” o el “Estímulo de la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”, creado, respectivamente, por las Resoluciones N° 1/2013 y 60/2013 de la antigua Comisión. La presentación de nuevos proyectos, que deberán ser aprobados por la Secretaría de Recursos Hidrocarbúferos, podrá obtener un estímulo de US\$ 7,50 por mmBtu.

Además, los proyectos presentados bajo la derogada Resolución N° 185/2015 de la ex Comisión de Planificación Estratégica y Coordinación del Plan Nacional de Inversiones en Hidrocarburos y que se encuentra pendiente de aprobación, debe ser evaluado bajo el “Programa de Nuevos Proyectos de Gas Natural”.

El “Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural” entró en vigencia a partir de la fecha de publicación de la resolución en el Boletín Oficial de la Federación (el 18 de mayo de 2016) hasta el 31 de diciembre de 2018. Los requerimientos de gas para ser considerado un nuevo proyecto de gas natural son: deben (i) provenir de una concesión de explotación otorgada como resultado de un hallazgo informado después de la fecha de vigencia de la Resolución N° 1/2013 de la antigua Comisión; (ii) provenir de una concesión de explotación de áreas clasificadas como “Gases Estrechos” o “Gases Esmerilados”; O (iii) pertenecer a sociedades sin registros de inyección de gas natural que adquieran participación en áreas pertenecientes a empresas registradas en el “Programa de Estímulo de Inyección Adicional de Gas Natural” o en el “Estímulo de Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida” 1/2013 y 60/2013, respectivamente, de la anterior Comisión, pero para los cuales la inyección total procedente de las áreas en cuestión, incluidas las áreas adquiridas, ha sido cero durante el período en el que la empresa vendedora ha calculado su inyección base.

Siguiendo esta resolución, no se pueden presentar nuevos proyectos bajo el Programa de incentivos a la producción de gas natural conocido como "Gas Plus", creado por la Resolución N° 24/2008 de la ex Secretaría de Energía del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. No obstante lo anterior, cualquier proyecto aprobado bajo dicho Programa permanecerá vigente de acuerdo con los términos de sus respectivas aprobaciones.

Con fecha 20 de mayo de 2016 se publicó el Decreto 704/2016 mediante el cual la deuda pendiente, nominada en pesos, bajo los programas de estímulo de Gas Natural, se cancelaban con Bonos de la Nación Argentina en dólares estadounidenses sujetos a un interés del 8% anual con vencimiento en el año 2020 ("BONAR 2020 US\$") para su cancelación.

En este orden, con fecha 13 de julio de 2016, en concepto del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, el Grupo recibió BONAR 2020 US\$, por un valor nominal de US\$ 630 millones. Asimismo, con fecha 21 de septiembre de 2016, en concepto del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido, el Grupo recibió BONAR 2020 US\$, por un valor nominal de US\$ 12 millones.

Resolución del MINEM N° 97/2018

Con fecha 3 de abril de 2018 se publicó en el BO la Resolución MINEM N° 97/2018 que aprueba el procedimiento (el "Procedimiento") de cancelación de las compensaciones pendientes de liquidación y/o pago en el marco del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida y del Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural, al que podrán adherir las empresas beneficiarias.

Cada empresa puede optar por percibir las compensaciones bajo el Procedimiento aprobado manifestando su adhesión dentro de los 20 días hábiles de la publicación de la resolución. Se exige renunciar a todo derecho, acción, recurso y reclamo, administrativo y/o judicial, con fundamento en el Programa, salvo: i) la impugnación de los actos administrativos que determinen las compensaciones que corresponden de acuerdo al Procedimiento; y ii) el incumplimiento de los pagos previstos bajo el Procedimiento por un monto mínimo de 3 cuotas, a opción de cada empresa beneficiaria.

La determinación del monto de la deuda se realizará del siguiente modo: 85% del monto en dólares calculado según el tipo de cambio al momento de la inyección ("tipo de cambio del Programa") y el 15% del monto en dólares pero devaluado (multiplicado por el cociente entre el tipo de cambio del Programa y el tipo de cambio correspondiente a las fechas de pago de las resoluciones de compensación ya emitidas o de la fecha de publicación de la Resolución 97/2018, según corresponda). La deuda comenzará a cancelarse a partir de enero de 2019 en 30 cuotas mensuales y consecutivas, en pesos al tipo de cambio de referencia Comunicación A 3500 del BCRA (Mayorista) promedio mensual del mes anterior a cada cuota.

Con fecha 5 de mayo de 2018, el Grupo ha realizado la adhesión al Procedimiento mencionado precedentemente.

Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado una ganancia de Ps. 804 millones incluida en el rubro "Resultados financieros, netos".

Con fecha 4 de diciembre de 2018 se publicó en el B.O. la Ley 27.467 de Presupuesto de la Administración Nacional para el año 2019, la cual incluye en su artículo 55 la autorización para la emisión de instrumentos de deuda pública por hasta US\$ 1.600 millones, para la cancelación de las compensaciones del año 2017 del Plan Gas I (conforme lo dispuesto en la Resolución 97 del 28 de marzo de 2018 del Ministerio de Energía).

Con fecha 21 de febrero de 2019, se publicó la Resolución SGE N° 54/19, que modifica parcialmente la Res. N° 97/2018, adecuándola al mecanismo de pago definido por el art. 55 de la Ley N° 27.467. Dispone, entre otras cosas, que para solicitar la cancelación conforme este mecanismo, las empresas beneficiarias deberán manifestar su consentimiento dentro del plazo de diez días de notificadas, y que, al adherirse al mecanismo de cancelación mencionado, renuncian a todo derecho, acción o reclamo en relación a los programas, los actos administrativos de compensación y órdenes de pago que se hubieren emitido.

Con fecha 28 de febrero de 2019, se publicó en el BO la Resolución Conjunta N° 21/19 de las Secretarías de Finanzas y Hacienda que dispuso la emisión con fecha 27 de febrero de 2019 de los "Bonos Programas Gas Natural" por un monto hasta un valor nominal de US\$ 1.600 millones, cuya fecha de vencimiento será el 28 de junio de 2021. La amortización será en 29 cuotas mensuales y consecutivas. Dicho programa no devenga interés.

También con fecha 28 de febrero de 2019, la SGE notificó a YPF del monto de las compensaciones incluidas calculadas en el marco de la Resolución N° 97/2018 por un total de US\$ 758 millones.

Con fecha 1° de marzo, la Sociedad presentó su carta de adhesión ante la SGE en los términos previstos por la Resolución SGE 54/19.

A la fecha de emisión de este Prospecto, hemos recibido el pago de 27 cuotas.

Resolución MINEM N° 46/2017

Con fecha 6 de marzo de 2017, se publicó la Resolución del MINEM 46-E/2017 por la cual se crea el "Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales" (en adelante el "Programa"), destinado a incentivar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de dichos reservorios en la Cuenca Neuquina, teniendo una vigencia desde su publicación hasta el 31 de diciembre de 2021.

La Resolución establece una compensación para los volúmenes de producción de Gas No Convencional provenientes de concesiones ubicadas en la Cuenca Neuquina incluidas en el Programa, para lo cual dicha concesión deberá primero contar con un plan de

inversión específico, aprobado por la Autoridad de Aplicación Provincial, con la conformidad de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos.

La compensación será la que resulte de restar el Precio Efectivo unitario ponderado obtenido de las ventas de gas natural al mercado interno, incluyendo el gas de origen convencional y no convencional, y el Precio Mínimo unitario establecido por la Resolución para cada año, multiplicado por los volúmenes de producción de gas no convencional. Los Precios Mínimos establecidos por la Resolución son de 7,50 US\$/MMBTU para el año 2018, 7,00 US\$/MMBTU para el año 2019, 6,50 US\$/MMBTU para el año 2020, 6,00 US\$/MMBTU para el año 2021.

Las compensaciones derivadas del Programa se abonarán, para cada concesión incluida en el Programa, en un 88% a las empresas y el 12% a la Provincia correspondiente a cada concesión incluida en el Programa.

Con fecha 2 de noviembre, se publicó la Resolución MINEM 419-E/2017, cuyo Anexo reemplaza el similar Anexo de la Resolución 46-E/2017. La nueva resolución modifica la anterior en los siguientes aspectos:

a) Define que la Producción Inicial que se computará será la “producción de Gas No Convencional media mensual calculada para el período entre el mes de julio de 2016 y el mes de junio de 2017”. Y que la Producción Incluida, a los efectos de las compensaciones, será i) para las concesiones con Producción Inicial menor 500.000 m3/d, la totalidad de la producción mensual de Gas No Convencional proveniente de dicha Concesión Incluida, a la que tenga derecho la empresa solicitante y ii) para las concesiones con Producción Inicial mayor a 500.000 m3/d: la totalidad de la producción mensual de Gas No Convencional proveniente de dicha Concesión Incluida, a la que tenga derecho la empresa solicitante, descontando la Producción Inicial.

b) Modifica la definición de Precio Efectivo, antes definido como “el precio promedio ponderado por volumen del total de ventas de gas natural de cada empresa al mercado interno”, y ahora como “el precio promedio ponderado por volumen del total de ventas de gas natural en la República Argentina que será publicado por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos”, reglamentando los lineamientos que deberán seguirse para realizar este cálculo.

c) Se introduce como requisito para calificar al Programa, que el plan de inversión que se presente para cada concesión alcance una producción media anual, en cualquier período consecutivo de doce meses antes del 31 de diciembre de 2019, igual o superior a 500.000 m3/d. Y la obligación de reintegrar los montos de las compensaciones recibidas (actualizadas con Interés) correspondientes a las concesiones que no alcancen el nivel de producción mencionado, la posibilidad que la SRH exija la presentación de una póliza de caución para garantizar el eventual reintegro de las compensaciones percibidas por las empresas participantes, y la facultad de suspender los pagos si no se presenta la póliza requerida.

No se han introducido modificaciones a las definiciones de Gas No Convencional incluido y Concesiones Incluidas, Precio, ni a la Forma y Fechas de Pago y Control de la Producción, entre otros aspectos inicialmente incluidos en el anexo aprobado por la Resolución 46-E/2017.

Con fecha 17 de noviembre de 2017, se publicó la Resolución MINEM N° 447-E/2017 que extiende la aplicación del “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” (aplicable a la Cuenca Neuquina, creado por Resolución MINEM N° 46-E/2017 y modificado por Resolución MINEM N° 419-E/2017) a la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales ubicados en la Cuenca Austral.

Con fecha 23 de enero de 2018 se publicó en el BO la Resolución MINEM N° 12-E/2018 que modifica la Resolución 46-E/2017:

(i) hace aplicable los incentivos a las concesiones adyacentes que sean operadas de manera unificada y cumplan con los siguientes requisitos: contar con un plan de inversión común; ser operado en forma conjunta utilizando, sustancialmente, las mismas instalaciones de superficie; en el caso de cotitularidad, se tengan en todas las concesiones los mismos porcentajes de participación y toda cesión de participación se efectúe de manera conjunta y simultánea por todas las participaciones.

(ii) adecúa la fecha de pago de la primera compensación bajo el Programa y, correlativamente, efectúa las correspondientes revisiones relacionadas con el pago provisorio inicial, estableciendo que para las solicitudes presentadas hasta el 31 de enero de 2018 será la correspondiente al mes de enero de 2018 y para las solicitudes presentadas con posterioridad al 31 de enero de 2018, la correspondiente al mes en que se haya presentado la solicitud de inclusión en el Programa.

Con fecha 4 de diciembre de 2018 se publicó la Ley N° 27.467 correspondiente al Presupuesto de la Administración Nacional para el año 2019, la cual dispuso en su artículo 58° la creación de un fideicomiso de garantía para obligaciones contingentes del “Programa Estímulo a las Inversiones en Desarrollo de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios no Convencionales” dispuesto por medio de la Resolución 46 del 2 de marzo de 2017 del ex MINEM con el objeto de garantizar hasta en un 30% las obligaciones que pudieran generarse bajo dicho programa a partir del 1° de enero de 2019.

En relación con las concesiones Aguada Pichana Este, Aguada Pichana Oeste – Aguada de Castro, Estación Fernández Oro y La Ribera I y II, la Secretaría de Energía emitió resoluciones autorizando el pago a YPF de Compensaciones Definitivas ((es decir, pagos directos por el monto total de la compensación basados en los volúmenes declarados por el productor y certificados por un auditor independiente), Compensaciones Provisorias (es decir, pagos parciales equivalentes al 85% del monto de la compensación con base en los volúmenes declarados por el productor en una declaración jurada) y Compensaciones de Ajuste (pago parcial equivalente a la diferencia entre (i) la compensación total adeuda basada en los volúmenes declarados por el productor y certificados por un auditor independiente y (ii) el pago provisorial). Los montos de dichas compensaciones autorizadas por la Secretaría de Energía se determinaron considerando como límite la estimación de la producción incluida reportada inicialmente por YPF. YPF ha venido impugnando administrativamente estas resoluciones, entendiendo que el monto de las compensaciones debe determinarse en base a la

producción efectivamente producida en la concesión en cada mes, sin aplicar límite alguno. Para obtener información adicional, consulte la Nota 34 de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Decreto N° 892/2020

En noviembre de 2020, el gobierno argentino anunció el Plan GasAr, destinado a garantizar que el nivel de producción adecuado para abastecer la mayor demanda de verano. Los aspectos más relevantes del Plan GasAr son:

- El Plan GasAr se implementará mediante contratos directos entre los productores de gas, por un lado, y los distribuidores y/o subdistribuidores de gas (para satisfacer la demanda prioritaria) y CAMMESA (Administrador del Mercado Eléctrico Mayorista, para satisfacer la demanda de centrales térmicas), en el otro. Los contratos serán adjudicados y negociados mediante, y el precio del gas en el PIST surgirá de, una subasta, licitación y / o procedimiento similar a ser diseñado por la Secretaría de Energía.
- El programa tendrá una duración inicial de cuatro años, la cual podrá ser prorrogada por la Secretaría de Energía por períodos adicionales de un año cada uno en base a su análisis del mercado de gas, volúmenes de demanda y posibilidades de inversión en infraestructura. Para proyectos costa afuera, se puede contemplar un plazo más largo de hasta ocho años.
- Será por un volumen total de 70 mmcm/d para los 365 días de cada año en que se encuentre vigente el Plan GasAr (distribuido de la siguiente manera (i) Cuenca Austral 20 mmcm/d, (ii) Cuenca Neuquina 47.2 mmcm/d, y (iii) Cuenca Noroeste 2.8 mmcm/d), y ciertos volúmenes adicionales para el período estacional de invierno de cada uno de los cuatro años.
- Los productores deberán presentar un plan de inversiones para alcanzar los volúmenes de inyección comprometidos y estar obligados a lograr una curva de producción por cuenca que garantice el mantenimiento y/o aumento de los niveles actuales de producción.
- Se podrá ofrecer a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales para las exportaciones en firme hasta un volumen total de 11 mmcm/d, que se comprometerán exclusivamente durante el período no invernal. Los beneficios por exportaciones se aplicarán tanto a la exportación de gas natural por ductos como a su licuefacción en Argentina y posterior exportación como GNL.
- El gobierno argentino podrá asumir en forma mensual el pago de una porción del precio del gas natural en el PIST, con el fin de mitigar el impacto del costo del gas natural a ser transferido a los usuarios finales.
- El Banco Central debe establecer los mecanismos adecuados para garantizar la repatriación de las inversiones directas y sus respectivos retornos y / o el pago de capital e intereses de los financiamientos externos, siempre que dichos fondos hayan sido transferidos a Argentina y cambiados a pesos a través del Mercado Cambiario Argentino a partir de la entrada en vigor del decreto, y se utilizan para financiar proyectos bajo el Plan GasAr.

Además, Plan GasAr contempla diversas sanciones por incumplimiento de las entidades participantes en el cumplimiento de sus compromisos.

Resolución SE N° 317/2020

El 24 de noviembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 317/2020, que prevé la convocatoria de concurso público para la adjudicación efectiva de volúmenes mínimos totales de gas natural de 70.000.000 m3/d para los 365 días de cada año calendario bajo el esquema aprobado por Decreto N° 892/2020; y un volumen adicional para cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024. Para mayor información sobre la Resolución SE N° 317/2020, ver Nota 34 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Resolución SE N° 354/2020

El 2 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 354/2020 que entra en vigencia a partir de la fecha de inicio de los contratos correspondientes al Plan GasAr.

Esta Resolución busca minimizar los costos de suministro y concretar el ámbito de actuación de CAMMESA para la implementación del Plan GasAr:

- Define cuáles serán los volúmenes de gas “firmes” para CAMMESA;
- Instruye a CAMMESA para que realice la asignación de ranuras de gas natural para consumo de energía térmica, con una determinada prioridad de despacho.

Esta resolución también estableció los nuevos precios máximos en el TSEP, para cada cuenca, para la producción de gas natural no comprendida en el Plan GasAr.

Resolución SE N° 391/2020

El 16 de diciembre de 2020 la Secretaría de Energía emitió resolución aprobando en el BO la Resolución SE N° 391/2020, la cual:

- Aprobó la licitación y procedimiento implementado para el Concurso Nacional de Licitaciones para la adjudicación de volúmenes de gas natural a un volumen mínimo total de gas natural de 70.000.000 m³ / d en cumplimiento del esquema aprobado por el artículo 2 del Decreto N° 892 y un volumen adicional para cada uno de los periodos invernales de los años 2021 a 2024, incluidos, convocados mediante Resolución N° 317.

- Se adjudicaron los volúmenes de gas natural y los precios de gas natural aprobados en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) correspondientes a los volúmenes adjudicados.

- Declara desierta la Licitación Pública Nacional convocada por Resolución SE N° 317/2020 relativa a la Cuenca Noroeste (NOA) y cede el volumen restante a la Cuenca Neuquina en cumplimiento del Decreto N° 892/2020.

- Estableció que los contratos cuyos formularios estándar fueron aprobados bajo los artículos 3 y 4 de la Resolución SE N° 317/2020 deberán suscribirse y entrar en vigencia antes del 1 de enero de 2021.

- Licitadores notificados bajo el Plan GasAr. Del Concurso Nacional de Licitaciones relativo al Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 y distribuidores y subdistribuidores que se hubieran adherido al Esquema de Oferta y Demanda establecido en el Decreto N° 892/2020 y CAMMESA.

En virtud de la mencionada Resolución, la SE adjudicó la aprobación de la Licitación y la adjudicación de los volúmenes de gas natural a los postores, adjudicando a YPF un volumen de suministro de gas anual de hasta 7.628,5 mmcm (o Mm³ (20,9 mmcm/ d), el monto total ofertado en la subasta, todos correspondientes a la Cuenca Neuquina.). Del volumen total adjudicado a YPF comprometido, aproximadamente el 56% se destinará a cubrir parte de la demanda de las centrales a través de CAMMESA, abasteciendo la demanda prioritaria (empresas distribuidoras de gas) y el 44% restante. La demanda prioritaria de las empresas distribuidoras. Por otra parte, el precio adjudicado fue de 3.66 US\$ / MBtu, que considerando el volumen sujeto a compensación bajo el Programa de Estímulo a la Producción de Gas No Convencional aprobado por Resolución N° 46-E / 2017 emitida por el ex MINEM para las concesiones en las que la Compañía mantiene en el Programa (Aguada Pichana Este y Aguada Pichana Oeste-Aguada de Castro), resulta en un precio de valor presente estimado de 3,21 US \$/MBtu.

Resolución SE N° 447/2020

Con fecha 30 de diciembre de 2020 se publicó en el BO la Resolución SE N° 447/2020 que:

- Aprueba una nueva asignación de volúmenes por los que distribuidoras/CAMMESA y productores deben suscribir los contratos (reemplazando el anterior aprobado por Resolución SE N° 391/2020)
- Deroga los artículos 4, 5 y 7 de la Resolución N° 34/2016 referidos al abastecimiento por las distribuidoras a estaciones de GNC, y establece la vigencia del Esquema Gas 2020-2024 las distribuidoras no adquirirán gas con destino a estaciones de GNC y que dicho abastecimiento será realizado en forma transitoria por IEASA hasta el 31 de marzo de 2021.
- Modifica el modelo de oferta para las distribuidoras en los puntos precio de venta (aclarando que el precio será en cada momento el precio en cuadros tarifarios vigente), mora, intereses (eliminando un párrafo que refería a imputación en primer orden a intereses) y ley aplicable y jurisdicción (estableciendo que las partes podrán optar por recurrir a arbitraje Bolsa de Comercio o CCI o tribunales federales con asiento en Ciudad de Buenos Aires).
- Establece que las distribuidoras deben depositar los montos recibidos por el gas en una cuenta segregada que no permite el uso de dichos fondos para otros gastos, con el fin de garantizar el cumplimiento de sus obligaciones de pago bajo los contratos de compra de gas; y
- Convoca a los Ministerios de Desarrollo Productivo y Ciencia, Tecnología e Innovación, a las Provincias que adhieran al Plan GasAr y a organizaciones de trabajadores y empresariales para el seguimiento, control y sanción del cumplimiento del Plan GasAr 892 y establece que cualquier incumplimiento resultará sancionable con una advertencia. Estas advertencias incluirán periodos de corrección y una proporcional y progresiva reducción de compensación recibida por el gobierno argentino. Además, provee 30 días corridos el plazo para que los productores presenten el plan de abastecimiento.

Con fecha 18 de febrero de 2021, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 117/2021 que convoca para el 15 de marzo de 2021 a Audiencia Pública a los efectos del tratamiento de la porción del precio del gas natural en el PIST que el Estado Nacional tomará a su cargo en el marco del Plan GasAr. La audiencia pública se llevó a cabo el 15 de marzo de 2021 y de acuerdo con el Decreto N° 1172/2003 la Subsecretaría de Hidrocarburos tiene 10 días a partir de la terminación de la audiencia pública para emitir el memorando definitivo a la Secretaría de Energía que tiene hasta 30 días recibir el memorando final de la Subsecretaría de Hidrocarburos para emitir la resolución final

Con fecha 23 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución ENARGAS N° 47/2021 que convoca para el 16 de marzo de 2021 a audiencia pública con el objeto de poner a consideración: i) el Régimen Tarifario de Transición - Decreto N° 1020/2020; y ii) celebrar la audiencia pública prevista en las Resoluciones de Directorio ENARGAS N° 271/2020 a 276/2020 virtualmente desde la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La audiencia pública se llevó a cabo el 16 de marzo de 2021 y de acuerdo a la Resolución N° 4089/16 las divisiones relevantes del ENARGAS tienen 10 días a partir de la terminación de la audiencia pública para emitir el memorando final a la Intervención del ENARGAS que tiene hasta 30 días de recibida el memorando final de las divisiones del ENARGAS para emitir la resolución final

Mediante la Resolución N° 144/2021 emitida por la Secretaría de Energía, se establecieron una serie de pautas para evitar prácticas desleales contra el Plan GasAr, en materia de empleo y provisión directa de bienes y servicios por parte de pequeñas y medianas empresas y compañías regionales.

Almacenamiento de gas natural

El 8 de noviembre de 2019, la Resolución N° 722/2019 de ENARGAS fue publicado en el Boletín Oficial por la Resolución ENARGAS N° 722/2019. El presente Reglamento establece las condiciones, procedimientos y requisitos que deben cumplir las entidades jurídicas privadas que deseen actuar como operadores de almacenamiento de gas, junto con los requisitos para el registro de las instalaciones de almacenamiento de gas correspondientes, creando así el Registro de almacenamiento de gas natural, en el que dichos operadores de almacenamiento de gas e instalaciones de almacenamiento de gas deberán estar registrados.

Calidad del gas natural

El 12 de diciembre de 2019, la calidad del gas natural para las especificaciones de transporte y distribución se publicó en la Gaceta Oficial mediante la Resolución ENARGAS N° 819/2019, que aprobó la Norma NAG (Norma Argentina Gas) N° 602/2019 y derogó la Resolución N° ENARGAS 259/2008.

Oferta para la nueva licencia de transporte

El 10 de julio de 2019, se publicó el Decreto N° 465/2019 en el Boletín Oficial que instruye a la SE a convocar una licitación nacional e internacional para otorgar una nueva licencia de servicios de transporte de gas natural para conectar Neuquén (cerca de Trateyen) con Salliquelo en la provincia de Buenos Aires. La nueva licencia de transporte que se otorgará debe establecer un nuevo régimen por un período de 17 años en el que se aplicarán las siguientes reglas: (i) la remuneración de las empresas de transporte y los ajustes serán libremente acordados por las partes sin discriminación; (ii) los valores acordados en la negociación no deben transferirse a usuarios residenciales; (iii) la oferta se establecerá para la asignación parcial de la capacidad de transporte directamente y la capacidad restante se otorgará a través de un proceso abierto para asegurar el acceso sin discriminación.

Mediante Resolución N° 448/2020 publicada en el Boletín Oficial el 30 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía derogó la Resolución N° 437/2019 e instruyó a la Subsecretaría de Hidrocarburos a realizar una evaluación técnica y legal a fin de considerar las mejores alternativas para la construcción de un nuevo gasoducto y / o el incremento de la capacidad de transporte actual para la evacuación del gas natural producido en la Cuenca Neuquina hacia el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) y el Área Litoral.

Tarifas

El 4 de abril de 2014, la Resolución ex SGE N° 226/2014 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía se publicó en el Boletín Oficial. En virtud de esta Resolución, la Secretaría de Energía establece nuevos precios para los consumidores comerciales, residenciales y GNC. Aquellos consumidores residenciales y comerciales que logran ciertos ahorros de consumo en comparación con el mismo período del año anterior serán: (i) excluidos; o (ii) sujeto a un incremento de los precios más bajos. Los usuarios industriales y centrales eléctricas están excluidos del incremento de precios. También se excluyen los consumidores atendidos por distribuidora Camuzzi Gas del Sur S.A. o sus sub-distribuidores.

Después que se llevaron a cabo las audiencias públicas con respecto a la revisión integral de la tarifa del gas los días 16, 17 y 18 de septiembre de 2016, el 7 de octubre de 2016, MINEM emitió la Resolución N° 212/2016, que establece los nuevos precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) y los nuevos aranceles de tarifas de gas natural para los usuarios que compran gas a los distribuidores.

La Resolución 212/2016 encarga a la Secretaría de Hidrocarburos, hasta que los precios del gas PIST se establezcan mediante la libre interacción de oferta y demanda, presentar al MINEM para su aprobación, una propuesta de precios de PIST de gas natural, cada uno a partir del 1 de abril y el 1 de octubre de cada año, con base en los valores contemplados en el esquema de reducción de subsidios, ajustando para cada semestre el precio objetivo, según las condiciones de mercado en el momento de elaboración de los precios propuestos. Dicha propuesta se presentará con 30 días de antelación al inicio de cada semestre y con un informe que contenga la base de los ajustes o modificaciones propuestas.

Asimismo, a través de la Resolución N° 212/2016, se encarga a ENARGAS que prevea las medidas necesarias para que el monto final, incluyendo impuestos, de las facturas emitidas por los distribuidores de gas a través de redes en todo el país, que los usuarios estén obligados a pagar sobre la base de consumos posteriores a la vigencia de los precios de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) establecidos en la presente resolución, no exceda de los montos máximos equivalentes a los porcentajes siguientes, considerados como porcentajes incrementales sobre la suma total, incluidos los impuestos, de la factura emitida al mismo usuario por el mismo período de facturación en el año anterior:

- Usuarios R1-R23: 300%;
- Usuarios R31-R33: 350%;
- Usuarios R34: 400%;
- SGP de Usuarios: 500%.

Se establece además que los límites de aumento establecidos anteriormente sobre los montos facturados finales se aplicarán siempre que el importe total de la factura supere el monto de pesos doscientos cincuenta (Ps 250).

En esa misma fecha, ENARGAS publicó las Resoluciones N° 4.044/2016, 4.045/2016, 4.046/2016, 4.047/2016, 4.048/2016, 4.049/2016, 4.050/2016, 4.051/2016, 4.052/2016, 4.053/2016 y 4.054/2016, mediante las cuales aprobó las tablas tarifarias para los usuarios en las siguientes sociedades: Metrogas SA, Gasnea SA, Gas Natural Ban SA, Camuzzi Gas Del Sur SA, Camuzzi Gas Pampeana SA, Distribuidora de Gas Cuyana SA, Gasnor SA, Litoral Gas SA, Transportadora de Gas del Norte SA y Transportadora De Gas del Sur SA.

El 16 de febrero de 2017, el MINEM publicó la Resolución N° 29-E/2017, mediante la cual convocó una audiencia pública que se celebrará el 10 de marzo de 2017 para considerar los nuevos precios del gas natural en PIST que se determinaría aplicar al semestre, Comenzando en abril de 2017. La audiencia tuvo lugar y el informe final de la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos fue entregado al MINEM; sin embargo, hasta la fecha de este informe, la resolución del MINEM que determina dichos precios aún está pendiente

El 30 de marzo de 2017, el ex MINEM emitió la Resolución N° 74/2017, estableciendo los nuevos precios en el PIST para el gas natural.

Renegociación tarifaria

Acuerdo Transitorio 2017

Con fecha 30 de marzo de 2017, Metrogas suscribió con el MINEM y con el Ministerio de Hacienda el Acuerdo Transitorio 2017 que dispone la adecuación transitoria de precios y tarifas del Servicio Público de Distribución de Gas Natural, la afectación específica de los montos allí previstos hasta la suscripción del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral y la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios definitivos que resulten de la Revisión Tarifaria Integral (“RTI”). El Acuerdo Transitorio 2017 es complementario del Acuerdo Transitorio 2008, y ampliatorio del Acuerdo Transitorio 2014 y del Acuerdo Transitorio 2016, suscriptos en años anteriores.

El Acuerdo Transitorio 2017, el cual no se encuentra sujeto a ratificación por parte del Poder Ejecutivo Nacional, establece un régimen tarifario de transición a partir del 1° de abril de 2017 consistente en la readecuación de tarifas considerando los lineamientos necesarios para mantener la continuidad del servicio a los efectos de permitir a Metrogas afrontar sus gastos de operación y mantenimiento, administración y comercialización, las erogaciones correspondientes a la ejecución del plan de inversiones obligatorias que determine el ENARGAS y dar cumplimiento a las obligaciones de pago respectivas, manteniendo su cadena de pagos a los efectos de asegurar la continuidad de la normal prestación del servicio público a su cargo hasta la entrada en vigencia del régimen tarifario que resulte del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral.

Asimismo, el Acuerdo Transitorio 2017 prevé la incorporación de la transferencia que resulte de los cambios en las normas tributarias, que estuviesen pendientes de resolución e incorpora en cabeza de Metrogas un Plan de Inversiones Obligatorias.

Por último, Metrogas no podrá distribuir dividendos sin la previa acreditación ante el ENARGAS del cumplimiento integral del Plan de Inversiones Obligatorias.

El 30 de marzo de 2017, el MINEM instruyó al ENARGAS, mediante la Resolución N° 74 - E/2017, a poner en vigencia los cuadros tarifarios resultantes del proceso de RTI.

En este sentido, dispuso que, a los fines de la implementación gradual y progresiva de dicha medida, el ENARGAS debía aplicar en forma escalonada los incrementos tarifarios resultantes de la RTI conforme a la siguiente progresión: 30% del incremento, a partir del 1° de abril de 2017; 40% del incremento, a partir del 1° de diciembre de 2017, y el 30% restante, a partir del 1° de abril de 2018.

Asimismo, y para los casos en que las correspondientes Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral no hubieran entrado en vigencia, instruyó al ENARGAS a aplicar a las Licenciatarias (entre ellas, Metrogas) una adecuación transitoria de las tarifas a cuenta de la RTI.

Con fecha 31 de marzo de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución ENARGAS N° 4356/2017 mediante la cual se aprobaron, con vigencia a partir del 1° de abril de 2017, los cuadros tarifarios resultantes de la RTI de Metrogas y cuadros tarifarios de transición de aplicación a los usuarios de Metrogas. Mediante tarifas diferenciadas, la Resolución ENARGAS N° 4.356/2017 determinó cuadros tarifarios para aquellos usuarios residenciales que registraran un ahorro en su consumo igual o superior al 15% con respecto a igual periodo del año 2015, como así también aquellos que serían de aplicación a los usuarios beneficiarios de la “Tarifa Social” (Resoluciones N° 28/2016 del MINEM y ENARGAS N° I-2.905/2014 y N° 3.784/2016) y las Entidades de Bien Público (Ley N° 27.218).

Los cuadros tarifarios correspondientes a los beneficiarios de la “Tarifa Social” fueron rectificadas por la Resolución ENARGAS N° 4.369/2017. La facturación resultante de la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios transitorios deberá respetar los límites establecidos en el Artículo 10 de la Resolución MINEM N° 212/2016, por lo que se mantienen los criterios de la Resolución ENARGAS N° I-4.044/2016.

Asimismo, la Resolución ENARGAS N° 4.356/2017 dejó sin efecto las Resoluciones ENARGAS N° I-2.407/12 y N° I-3.249/15 que habilitaban el cobro de un monto fijo por factura bajo la operatoria del Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de la Distribución de Gas (“FOEGAS”).

Adicionalmente, la Resolución ENARGAS N° 4.356/2017 aprobó (i) los estudios técnico económicos sobre la RTI de la Compañía, (ii) la Metodología no automática de Ajuste Semestral que entrará en vigencia conjuntamente con el Acta Acuerdo de Readecuación de la Licencia, y (iii) el Plan de Inversiones de Metrogas para el próximo quinquenio.

Con fecha 24 de octubre de 2017, y mediante Resolución ENARGAS N° 74/2017, se convocó a audiencia pública para el día 15 de noviembre de 2017 a fin de considerar la adecuación tarifaria transitoria, vigente a partir del 1° de diciembre de 2017, correspondiente a Metrogas.

En fecha 1° de diciembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial: (i) la Resolución ENARGAS N° 131/2017 que dispuso (a) declarar la validez de la Audiencia Pública convocada mediante Resolución ENARGAS N° 74/2017, (b) aprobar el cuadro tarifario de transición de Metrogas aplicable a partir del 1° de diciembre de 2017 y (c) aprobar nuevos valores para las Tasas y Cargos percibidos por Metrogas por Servicios Adicionales; y (ii) la Resolución ENARGAS N° 132/2017 que instruye una bonificación a implementar por parte de Metrogas a favor de ciertos usuarios que (a) registren un ahorro en su consumos o (b) resulten beneficiarios de la Tarifa Social.

Con fecha 31 de enero de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución ENARGAS N° 249/2018 que convocó a audiencia pública el día 22 de febrero de 2018 para considerar (i) la aplicación de la Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa, de corresponder, para el ajuste de tarifas de Metrogas; (ii) la aplicación del traslado a tarifas del precio de gas comprado y (iii) alternativas metodológicas para una facturación más previsible de los consumos de los usuarios residenciales.

Con fecha 27 de marzo de 2018 se suscribió un acta de intención con ENARGAS, productores, distribuidores y transportistas de gas natural, con el objeto de comprometer esfuerzos tendientes para desarrollar un programa de financiamiento de consumos invernales de gas natural, en conjunto entre las partes firmantes.

Con fecha 23 de mayo de 2018 se publicó en el BO la Resolución 218/2018 del MINEM (posteriormente instrumentada por el ENARGAS a través de la Resolución N° 86/2018) que dispone la suspensión de la aplicación de los criterios de bonificación para los usuarios de la tarifa social establecidos en la Resolución N° 474/2017 para los consumos efectuados durante los meses de mayo y junio del 2018, debiendo aplicarse para la facturación de dichos consumos el régimen de tarifa social con el alcance previsto en la Resolución MINEM N° 28/2016, a cuyos efectos deberá considerarse la bonificación del 100% del precio del gas natural que dichos usuarios consuman.

Con fecha 12 de junio de 2018 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 97/2018 que establece el Programa de Financiamiento de Consumos Invernales de Gas Natural (el “Programa”). La adhesión al Programa por parte de los usuarios beneficiarios es opcional y voluntaria. De acuerdo con los términos del Programa, los consumidores residenciales y comerciales servicio completo de gas natural podrán financiar bajo el mismo, el pago del 25% de las facturas emitidas entre el 1° de julio y el 31 de octubre del año 2018. La tasa de interés aplicable a esta opción será la tasa pasiva canal electrónico exclusivamente sector privado no financiero del BNA para colocación a 30 días del mes anterior del que se facture. La financiación acumulada y sus intereses se recuperarán a partir de las facturas regulares emitidas desde el 1° de noviembre de 2018 y por tres períodos consecutivos para los clientes bimestrales y seis períodos consecutivos para los clientes mensuales. El financiamiento involucrará a cada uno de los segmentos de la actividad (gas, transporte y distribución) y es de carácter excepcional para el invierno 2018.

Como consecuencia de la variación en la paridad cambiaria, productores y distribuidores de gas natural iniciaron un proceso de renegociación de los acuerdos particulares firmados a instancia de las Bases y Condiciones, con precios nominados en dólares estadounidenses. El proceso de renegociación, no terminado aún, incluye dos temas principales: i) el pago de las deudas generadas por las diferencias entre el tipo de cambio al que pagaron las distribuidoras y el tipo de cambio previsto contractualmente (período abril – septiembre 2018) y ii) el precio de gas a aplicar para el período octubre – diciembre 2018.

En cuanto a las deudas generadas por las diferencias de cambio, el 18 de noviembre de 2018, a través del Decreto

N° 1053/18 el Estado Nacional asumió con carácter excepcional el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las distribuidoras y las tarifas vigentes entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019. Será en 30 cuotas mensuales y consecutivas con interés a pagar a partir del 1 de octubre de 2019.

Con fecha 8 de octubre de 2018 se publicó en el BO la Resolución FC ENARGAS N° 281/2018 que: a) Declara la validez de la audiencia pública llamada por la Resolución del ENARGAS N°184/2018; b) aprobar el esquema tarifario temporal de Metrogas aplicable al 8 de octubre de 2018; c) aprobar los nuevos valores para los cargos y tasas a recibir por Metrogas por servicios adicionales; d) ordenar a Metrogas la implementación del bono a los beneficiarios de la tarifa social equivalente al 100% del precio de gas en un bloque de consumos establecidos por la Resolución MINEM N°474/2017. Los consumos de gas en dicho bloque deben pagarse en su totalidad; e) limitar al 50% el aumento del precio del gas para los consumidores de la tarifa social SGP1 y SGP2 por los consumos realizados a partir del 1 de octubre de 2018; f) Ordenar a los consumidores de la tarifa social SGP1 y SGP2 (pequeñas industrias y tiendas minoristas) a inscribirse en el Registro de Sociedades establecido por la Ley N° 24.467 o que sean beneficiarios de la Ley N° 27.218, que estableció el Régimen de Entidades de Bienestar Público; g) Los bonos SGP1 y SGP2 deberán ser detallados en la factura en una línea separada como “Bono Resolución N°14/2018”; y h) los consumidores de GNC tendrán derecho a solicitar los servicios de distribución solamente en el caso que las empresas de distribución hayan garantizado la compra de gas natural por doce meses y a partir del 1 de abril de 2019 deberán informar a las empresas de distribución sus necesidades de gas natural con 60 días de anticipación.

Con fecha 12 de octubre de 2018, la Resolución ENARGAS N° 292/2018 rectificó el esquema tarifario de Metrogas y los valores de los cargos y las tarifas.

Con fecha 29 de marzo de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 146/2019 que modifica las bonificaciones en el precio del gas en el PIST para las Entidades de Bien Público, fijándolas en el 45% del usuario P para las subzonas no alcanzadas por los Subsidios de

Consumos Residenciales de Gas de la Ley 25.565 y 10% de los usuarios residenciales para las subzonas alcanzadas por dichos subsidios.

Con fecha 1° de abril de 2019 se publicó la Resolución SE N° 148/2019 que dispone en beneficio de los usuarios residenciales bonificaciones del 27% y 12% en el precio del gas en el PIST para los consumos de abril y mayo respectivamente. En sus considerandos, la resolución menciona que la bonificación a los usuarios residenciales contará con el correspondiente reembolso a los proveedores de gas, conforme a la metodología y con los controles previos a disponerse en su oportunidad. Con fecha 30 de mayo de 2019, se publicó la Resolución SGE N° 299/2019, complementaria de la anterior, que establece que los proveedores de gas natural deberán emitir la facturación del volumen de gas entregado que tenga por destino a los usuarios beneficiarios con los descuentos en el precio de gas dispuestos como bonificación y aprueba la metodología aplicable para la declaración, verificación, determinación y pago de la compensación a los proveedores de gas por la bonificación aplicada en el precio del gas en el PIST.

Asimismo, con fecha 1° de abril de 2019 se publicó la Resolución ENARGAS N° 198/2019 que declaró la validez de la Audiencia Pública N° 98 y aprobó los Cuadros Tarifarios de Metrogas con vigencia a partir del 1° de abril de 2019 (período invernal 2019).

Con fecha 3 de junio de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 312/2019 que establece que el recargo previsto en el artículo 75 de la Ley N° 25.565 y sus modificatorias con destino al Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumo Residenciales de Gas Natural y Gas Licuado, aplicable para las facturas que se emitan a partir del 1° de junio de 2019, será equivalente al 4,46% sobre el precio de gas natural en el PIST por cada m3 de 9.300 kcal que ingrese al sistema de ductos en el Territorio Nacional, correspondiendo al ENARGAS ajustar los procedimientos para su facturación. El mismo porcentaje de recargo será aplicable a los volúmenes involucrados en el autoconsumo.

Con fecha 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541, en el marco de Emergencia Pública, que, entre sus aspectos más relevantes, en su artículo 5 faculta al Poder Ejecutivo para “mantener” las tarifas del gas natural bajo jurisdicción federal, renegociar la revisión tarifaria integral (RTI) o iniciar una revisión extraordinaria de acuerdo con las Leyes N° 24.065 y N° 24.076 por un plazo máximo de 180 días a partir de la sanción de la ley, ofreciendo una reducción de la carga arancelaria real a los consumidores domésticos, comerciales e industriales para año 2020. El 19 de junio de 2020 el DNU N° 543/2020 prorrogó el plazo establecido en el artículo 5 de la N° 27.541 hasta fines de 2020. El 17 de diciembre de 2020, el Decreto N° 1.020/2020 prorrogó el congelamiento de tarifas de electricidad y gas natural por un período de 90 días o hasta que entren en vigencia las nuevas tablas tarifarias transitorias acordadas en los Convenios Transitorios.

El artículo 6 de la Ley N° 27.541 autorizó al Ejecutivo Nacional a implementar una intervención administrativa de las ENARGAS por el término de un año.

Con fecha 17 de marzo de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 278/2020 implementando la intervención administrativa del ENARGAS hasta el 31 de diciembre de 2020, que fuera prorrogada por el Decreto N° 1.020/2020 el vencimiento del 31 de diciembre de 2021 o hasta que finalice la RTI, el que ocurra primero.

El 17 de diciembre de 2020, el Decreto N° 1.020/2020 fue publicado en el BO, el cual determina el comienzo del RTI para los proveedores de transporte público y distribución de energía eléctrica y gas natural bajo jurisdicción federal. Se espera que la renegociación de las tarifas vigentes se complete en un plazo de dos años y será realizada por el ENRE y el ENARGAS respectivamente, habilitando mecanismos de participación ciudadana.

En términos generales, el Decreto N° 1020/2020 establece que:

- Como en ocasiones anteriores, si bien el proceso de RTI culminará con la firma de un Acuerdo Definitivo (“Acuerdos Definitivos”) que abrirá un nuevo período tarifario según cada marco regulatorio, durante el período de negociación se podrán realizar ajustes transitorios de tarifas o segmentos. ser consumo acordado (“Acuerdos Transitorios”);
- Tanto los Acuerdos Definitivos como los Acuerdos Transitorios deben formalizarse mediante Acta de Acuerdo firmada por:
 - a) los concesionarios o licenciatarios;
 - b) los titulares de ENARGAS y ENRE; y
 - c) el Ministro de Economía ad-referéndum del Poder Ejecutivo.
- El Decreto establece que si no es factible llegar a un acuerdo, las Entidades Reguladoras propondrán, ad referéndum del Poder Ejecutivo, el nuevo marco tarifario a aplicar;
- Extiende el congelamiento de tarifas de electricidad y gas natural por un período de 90 días o hasta que entren en vigencia los nuevos esquemas tarifarios transitorios acordados en los Acuerdos Transitorios;
- Extiende la intervención de ENARGAS y ENRE por un período de 1 año desde su fecha de vencimiento o hasta la finalización del RTI. Durante la vigencia de la intervención se mantendrá la competencia del ENRE sobre EDENOR y EDESUR, ampliando así el plazo de 1 año previsto en la Ley N° 27.541.

El 22 de febrero de 2021, el ENARGAS emitió la Resolución N° 47/2021, estableciendo una audiencia pública con el propósito de tratar el “Régimen Tarifario de Transición”, de conformidad con el Decreto N° 1020/2020. La audiencia pública (N° 101) se realizó el 16 de marzo de 2021.

El 7 de enero de 2020, se publicó la Resolución ENARGAS N° 838/2019 en el Boletín Oficial, que modifica el Artículo 1 de la Resolución de ENARGAS N° 750/2019, que establece que los usuarios se encuentran en las categorías P1 y P2 (consumo de gas natural hasta 9.000 m3 por mes) solo puede contratar el servicio completo con las empresas de distribución del área correspondiente. Los usuarios de la categoría P3 (consumo de gas natural superior a 9.000 m3 por mes) pueden obtener gas natural de empresas de distribución, productores o comercializadores. Si los usuarios de la Categoría P3 eligen contratar el servicio completo con las compañías de distribución, dichos consumidores tienen tiempo para hacerlo hasta dos meses previos de cada período estacional y deben permanecer al menos 12 meses con ese servicio. Esta restricción de tiempo no se aplicará en el caso de que las empresas de distribución tengan la posibilidad de adquirir volúmenes adicionales de gas natural dentro de los contratos preexistentes y a los precios preestablecidos.

Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural (también denominada “Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral”)

Con fecha 30 de marzo de 2017, y en el marco del proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos dispuesto por la Ley de Emergencia, sus prórrogas y los Decretos N° 367/2016 y N° 2/2017, Metrogas suscribió con el MINEM y con el Ministerio de Hacienda un Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural que contiene los términos de la renegociación integral y las condiciones de adecuación del Contrato de Licencia. El Acta Acuerdo tiene como antecedentes el Acuerdo Transitorio 2008, el Acuerdo Transitorio 2014, el Acuerdo Transitorio 2016 y el Acuerdo Transitorio 2017.

Las previsiones contenidas en el Acta Acuerdo, una vez puesta en vigencia a partir de su ratificación por el Poder Ejecutivo Nacional, abarcarán el período contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la finalización del Contrato de Licencia.

En los términos allí previstos, se establecen una serie de pautas que deberá contemplar el proceso de RTI.

El Cuadro Tarifario de Metrogas resultante de la Revisión Tarifaria Integral según las pautas indicadas será aplicable una vez que se encuentren cumplidos todos los procedimientos dispuestos para la entrada en vigencia del Acta Acuerdo. En relación a la entrada en vigencia de la RTI, ésta no excederá del 31 de diciembre de 2017. En caso de que el ENARGAS disponga la aplicación escalonada y progresiva del incremento tarifario resultante de la Revisión Tarifaria Integral, la aplicación del último escalón no podrá exceder del 1° de abril de 2018.

Como condición previa a la ratificación, el Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral prevé la suspensión y desistimiento de todos los reclamos, recursos y demandas entabladas, en curso o en vías de ejecución, tanto en sede administrativa, arbitral o judicial, en la República Argentina o en el exterior, que se encuentren fundados o vinculados a los hechos o medidas dispuestas, respecto del Contrato de Licencia, a partir de la Ley de Emergencia y/o en la anulación del Índice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América). Asimismo, el Acta Acuerdo deberá ser ratificada por la Asamblea de accionistas de Metrogas, de modo que el Poder Ejecutivo Nacional dicte el Decreto ratificadorio de los términos del Acta Acuerdo. Con fecha 27 de abril de 2017, la Asamblea de accionistas de Metrogas ratificó el Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural.

Finalmente, el Acta Acuerdo prevé el compromiso de la Sociedad de realizar durante el plazo de extensión de la Licencia, con más su eventual prórroga decenal y dentro del área de su Licencia, inversiones adicionales sustentables equivalentes al monto del laudo dictado en el arbitraje “BG Group Plc. vs. La República Argentina (UNC 54 KGA)” con el porcentaje proporcional de quita que se hubiere establecido en el acuerdo de pago y excluyendo las sumas correspondientes a los intereses por mora en el pago del laudo. El monto y el plan de inversiones adicionales será determinado por el ENARGAS a propuesta de la Sociedad y las mismas no serán incorporadas en la base tarifaria.

A la fecha de este Prospecto, el Acta Acuerdo se encuentra sujeta a los controles dispuestos por la Ley de Emergencia a fin de que el PEN dicte el Decreto ratificadorio.

Respecto a las Licenciatarias cuya Acta Acuerdo no hubiera entrado en vigencia, se instruyó al ENARGAS a aplicar a las mismas una adecuación transitoria de las tarifas a cuenta de la RTI, tomando en consideración a tales efectos los estudios realizados en el marco de dicha RTI en virtud de lo instruido por el Artículo 1° de la Resolución MINEM N° 31/2016.

Con fecha 28 de marzo de 2018 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 252/2018 por medio del cual el Poder Ejecutivo Nacional ratifica el Acta Acuerdo suscripta por el MINEM, el Ministerio de Hacienda y Metrogas.

En esta misma fecha, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución ENARGAS N° 300/2018 que dispuso declarar la validez de la Audiencia Pública N° 94 y aprobar los cuadros tarifarios definitivos aplicables a partir del 1° de abril de 2018.

Con fecha 27 de septiembre de 2018 se publicó la Resolución SGE N° 14/2018, aplicable a la facturación de las distribuidoras a partir del 1° de octubre de 2018 que, entre otros aspectos, i) deja sin efecto los topes y bonificaciones oportunamente dispuestos en las Resoluciones MINEM N° 212/2016 y N° 474/2017 y se fija una nueva bonificación para los usuarios de la tarifa social del 100% para el bloque de consumo base dispuesto en el Anexo II de la Resolución MINEM N° 474/2017 y los consumos que excedan dicho bloque se pagan al 100%; y ii) establece que el Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas (Art 75 de la Ley N° 25.565) será de 2,96% sobre el precio del gas en el PIST por metro cúbico y establece que la facturación se ajustará a los procedimientos que establezca el ENARGAS.

Con fecha 8 de octubre de 2018 se publicó en el BO la Resolución FC ENARGAS N° 281/2018 que declara la validez de la Audiencia Pública N° 96 y aprueba los Cuadros Tarifarios de Metrogas, con vigencia a partir del día de su publicación, para el período estival 2018-2019. Posteriormente, con fecha 12 de octubre de 2018, se publicó en el BO la Resolución FC ENARGAS N° 292/2018 que rectifica los cuadros tarifarios de la mencionada Resolución FC ENARGAS N° 281/2018, con aplicación retroactiva al 8 de octubre de 2018.

Adicionalmente, en esta misma fecha se publicó en el BO la Resolución MINEM 91/2018 por medio de la cual se unifican los plazos para el ajuste por variaciones en el precio del gas comprado o ajuste estacional y el ajuste semestral de las tarifas, estableciéndose que una vez transcurrido el período de transición, los ajustes serán estacionales, abarcando los períodos del 1° de abril al 30 de septiembre de cada año, y del 1 de octubre al 31 de marzo de 2019.

Asistencia económica transitoria

El 30 de diciembre de 2016 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución MINEM N° 312 – E/2016 que dispuso una nueva asistencia económica transitoria a las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural por Redes por el período abril-septiembre 2016, a los efectos de solventar las inversiones obligatorias establecidas (respecto de Metrogas) en las Resoluciones ENARGAS N° 3.726/2016 y N° 4.044/2016, y el pago a los productores de gas; todo ello a cuenta de la RTI.

En los términos de la Resolución, la transferencia de los importes asignados a Metrogas de Ps. 759 millones resultaba aplicable en tanto se mantuviera, a criterio del ENARGAS, la situación económica financiera de Metrogas que motivara el otorgamiento de la asistencia, teniendo en cuenta la disponibilidad de fondos para atender sus obligaciones de inversión y pagos a productores de gas.

Para el libramiento de los fondos correspondientes a la asistencia económica transitoria, Metrogas debía presentar ante el ENARGAS, una declaración jurada, en los términos de la Nota ENARGAS N° 106/2017, sobre el destino a asignar a los montos requeridos. De acuerdo con el criterio del ENARGAS, de resultar las declaraciones juradas ajustadas a las previsiones de la Resolución MINEM N° 312 – E/2016, las mismas serían remitidas a la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos del MINEM a fin de que dispusiera la transferencia de la asistencia. Asimismo, la Resolución dispuso que las Licenciatarias, no podían efectuar distribución de dividendos, en los términos de la Resolución N° 31/2016 del MINEM.

Con fecha 31 de marzo de 2017, Metrogas percibió la suma de Ps. 759 millones correspondiente a la Resolución MINEM N° 312 E/2016.

Nuevos precios de gas en el PIST

Mediante Resolución N° 74 – E/2017, el MINEM determinó los nuevos precios en el PIST para el gas natural que serán de aplicación, a partir del 1° de abril de 2017 a las categorías de usuarios que allí se indican. Asimismo, determinó los nuevos precios en el PIST bonificados para los usuarios Residenciales de gas natural que registren un ahorro en su consumo igual o superior al quince por ciento (15%) con respecto al mismo período del año 2015. Estos nuevos precios en el PIST han sido contemplados en la Resolución ENARGAS N° 4.356/2017.

Mediante Resolución MINEM N° 474-E/2017, se determinan los nuevos precios del Gas en el PIST a partir del 1° de diciembre de 2017. Además, se fija una bonificación del 10% en el precio del Gas para todas las categorías de usuarios Residenciales que registren un ahorro en su consumo igual o superior al 20% con respecto al mismo período del año 2015, y se establece que la bonificación correspondiente a los beneficiarios de la Tarifa Social será equivalente a: i) 100% del precio del Gas Natural sobre el bloque de consumo base determinado por la Resolución y ii) 75% del precio del Gas Natural sobre un bloque de consumo excedente de igual volumen al determinado en el apartado i). Los consumos por encima del bloque indicado en el apartado ii) se abonarán al 100%. También se establece que la facturación resultante de la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios deberá respetar los límites establecidos en el Artículo 10 de la Resolución N° 212 de fecha 6 de octubre de 2016 del MINEM. Estos nuevos precios en el PIST han sido contemplados en la Resolución ENARGAS N° 131/2017, que aprobó el cuadro tarifario de transición de Metrogas, aplicable a partir del 1° de diciembre de 2017.

Con fecha 1 de agosto de 2018 se publicó en el BO la Resolución 46/2018 del MINEM que instruye a la Subsecretaría de Energía Eléctrica a disponer las medidas necesarias para que CAMMESA implemente mecanismos competitivos para asegurar la disponibilidad de gas para generación eléctrica y establece los nuevos precios máximos (20% inferiores a los vigentes hasta ese momento) en el PIST para el gas natural, para cada cuenca de origen, que serán de aplicación para la valorización de los volúmenes de gas natural con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MEM o, en general, destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad a partir del 1 de agosto de 2018.

El 1 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 354/2020, la cual, entre otras medidas, estableció los nuevos precios máximos en el TSEP, para cada cuenca, para la producción de gas natural no comprendido en el Plan GasAr.

Procedimiento para la compensación de los menores ingresos que las Distribuidoras reciban de sus usuarios por beneficios y/o bonificaciones y por mayores costos de gas no contabilizado.

Con fecha 29 de diciembre de 2017 se publicó la Resolución MINEM N° 508-E/2017 por la que se establece el procedimiento para la compensación de los menores ingresos que las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural por Redes reciban de sus usuarios, como producto de: (i) la aplicación de beneficios y/o bonificaciones a los usuarios resultantes de la normativa vigente en materia tarifaria del servicio de distribución de gas natural por redes y (ii) los mayores costos del Gas Natural No Contabilizado (“GNNC”) respecto a los establecidos para su reconocimiento en las tarifas, aplicable a partir del 1 de enero de 2018.

Con fecha 7 de diciembre de 2018, el ENARGAS comunicó a la Dirección Nacional de Economía de Hidrocarburos observaciones al esquema previsto en la Resolución MINEM N° 508-E/2017. En virtud de ello, la SGE no reconoció el ajuste previsto en la Resolución

MINEM N° 508-E/2017 respecto del GNNC. Adicionalmente, dispuso que las sumas percibidas por el período enero de 2018 a noviembre de 2018 que hasta ese momento tenían carácter provisorio, fueran compensadas con deudas que mantenía la SGE con Metrogas. Asimismo, tampoco fueron reconocidos los ajustes a valores reales que preveía la misma operatoria por ese mismo período, ni los excesos de costos incurridos a partir de diciembre de 2018 hasta septiembre de 2019.

Nota del ENARGAS sobre cobro diferido a usuarios residenciales

Con fecha 25 de agosto de 2017, el ENARGAS mediante Notas instruyó a las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas (“Distribuidoras”), en virtud de la presentación recibida del Sr. Ministro de Energía y Minería de la Nación, y en relación a las facturas que se emitan a partir del 25 de agosto de 2017 y hasta el 31 de octubre de 2017 para usuarios residenciales, a contemplar un diferimiento de pago del cincuenta por ciento (50%) del monto total de la liquidación correspondiente al período de facturación, sin la aplicación de intereses. Según dicha instrucción, los importes objeto del diferimiento deberán ser incluidos en la primera factura que se emita con posterioridad al 31 de octubre de 2017, conforme a los lineamientos relativos a la emisión de comprobantes de Liquidación de Servicio Público de facturación bimestral con obligaciones de pago mensual que rige en la actualidad, esto es, en dos cuotas mensuales, iguales y consecutivas. Dicho diferimiento no resulta aplicable respecto de los usuarios residenciales beneficiarios de la Tarifa Social.

Las Notas enviadas por el ENARGAS también contemplan que, de verificarse una afectación financiera en los ingresos de las Distribuidoras en virtud del diferimiento, tal afectación será oportunamente evaluada y asumida por el Estado Nacional mediante las gestiones presupuestarias que correspondan.

Con fecha 20 de septiembre de 2017, YPF presentó una nota ante el MINEM (con copia al ENARGAS), en la que solicita la intervención del MINEM para que adopte las medidas necesarias para evitar que la instrucción impartida por el ENARGAS pueda ser malinterpretada por algunas Distribuidoras para hacer recaer sobre los Productores, como YPF, el impacto financiero que aquella medida pudiere ocasionarle, mediante la imposición, unilateral, de las obligaciones de pago a cargo de las Distribuidoras.

Como consecuencia de los cambios introducidos a través de la Resolución MINEM N° 474 – E/2017 y las Resoluciones ENARGAS N° 131/2017 y N° 132/2017, y de las pautas establecidas en las Bases y Condiciones, con fecha 29 de diciembre de 2017 (se publicó la Resolución MINEM N° 508-E/2017 (como se mencionó anteriormente) que establece el procedimiento para la compensación de los menores ingresos que las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural por Redes reciben de sus usuarios, como producto de: (i) la aplicación de beneficios y/o bonificaciones a los usuarios resultantes de la normativa vigente en materia tarifaria del servicio de distribución de gas natural por redes y (ii) los mayores costos del GNNC respecto a los establecidos para su reconocimiento en las tarifas.

De acuerdo con el procedimiento de compensación, las Licenciatarias de Distribución deben informar en los plazos que allí se establecen y en base a los consumos anuales mensualizados y con carácter de declaración jurada ante el ENARGAS, los montos necesarios para compensar las diferencias mencionadas. Igual régimen informativo se adopta en relación al GNNC.

De tal forma, para el cálculo de las compensaciones por el monto que dejan de percibir por los descuentos en facturación, así como por las diferencias por GNNC, se establece una compensación resultante de la diferencia entre el precio de compra al productor de gas natural y la venta a sus clientes.

Precios de referencia para la cadena de comercialización del gas butano

Con fecha 5 de abril de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos N° 56-E/2017 estableciendo nuevos precios máximos de referencia para los distintos segmentos de la cadena de comercialización de butano con destino a garrafas de 10, 12 y 15 kg de capacidad conforme el Programa Hogar (Decreto N° 470/2015 y Resolución SE N° 49/2015), y modificando los precios de referencia establecidos en la Resolución de la ex SE N° 70/2015. Los nuevos precios máximos de referencia para productores son butano 2.568 Ps/TN y propano 2.410 Ps/TN. Para los fraccionadores, los precios establecidos mediante Resolución N° 56-E/2017 son de Ps 63,89 para garrafa de 10 kg; Ps 76,67 para garrafa de 12 kg y Ps 95,84 para garrafa de 15 kg.

Con fecha 7 de junio de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos N° 75/2017 que modifica el Reglamento aplicable al Plan Hogar (Resolución SE N° 49/2015). Mediante esta nueva resolución se establece que la actualización de los precios de referencia aplicables a los distintos segmentos de la cadena de comercialización de butano con destino a garrafas de 10 y 12 kg de capacidad no se realizará en forma automática en períodos trimestrales, sino que dichos ajustes serán efectuados a criterio de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos como autoridad de aplicación del Plan. Por otra parte, establece que la actualización de precios de referencia para productores y fraccionadores de GLP por revisión integral que establece el Programa del Plan Hogar en su reglamentación, tendrá lugar previo análisis de variaciones de costos y su incidencia y tomando en cuenta factores regionales, de distribución y logística.

Con fecha 1 de diciembre de 2017 se publicó la Resolución MINEM N° 287-E/2017 que fijó nuevos precios máximos de referencia y compensaciones a productores de butano y propano con vigencia a partir del 1 de diciembre de 2017, e introduce modificaciones al Anexo del Reglamento del Programa Hogares con Garrafas aprobado por Resolución N° 49/2015, entre las cuales, se prohíbe cobrar a los distribuidores ningún servicio o prestación adicional, cualquiera sea la denominación que se le asigne, en tanto con ello se superen los precios máximos de referencia y los apartamientos máximos permitidos.

Con fecha 28 de marzo de 2018 se publicó la Disposición N° 5/2018 de la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos, que estableció: (i) nuevos precios máximos de referencia para la comercialización de butano destinados a la venta de GLP envasado, y (ii) nuevos precios máximos de referencia y compensaciones para los productores de butano y propano; con vigencia a partir del 1 de abril de 2018.

Con fecha 28 de enero de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 15/2019, que actualizó los precios de referencia (en planta de productor) para la comercialización de butano y propano con vigencia a partir del 1° de febrero de 2019 y fijó en Ps. 0 la compensación económica a productores a partir de la misma fecha.

Con fecha 24 de abril de 2019 se publicó la Disposición SSHyC N° 29/2019, que sustituye el apartado VI del anexo de la Resolución N° 49/2015 de la ex Secretaría de Energía, referente a la metodología para la determinación de los aportes de butano y propano por parte de las empresas productoras y los cupos asignados a las empresas fraccionadoras.

Con fecha 27 de junio de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Regulación N° 104/2019 por la Subsecretaría de Hidro- Carburos, estableciendo los precios de referencia y compensaciones para productores de butano y propano, con vigencia a partir del 1° de julio de 2019. Adicionalmente, la Regulación N° 80/2019 emitida por la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles estableciendo nuevos valores de compensación para usuarios residenciales de butano envasado incluidos en el registro de beneficiarios subsidiados.

Con fecha 19 de octubre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 30/2020 que modifica los precios máximos de referencia para los productores de butano y propano y los precios máximos de referencia de garrafas de GLP de 10,12 y 15 kg para los fraccionadores, distribuidores y comercios.

Con fecha 21 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución de la SE N° 392/2020, que establece, el ajuste del precio máximo por la venta de GLP para uso domiciliario para las regiones alcanzadas el subsidio para la compra de GLP previsto en el Programa de Hogares (es decir, Departamento de Malargüe, Región Patagónica y Región La Puna).

Regulaciones a la exportación de gas natural y prioridades del abastecimiento local

En marzo de 2004, la ex Secretaría de Energía emitió la Resolución SE N° 265/2004 adoptando medidas con la intención de asegurar el adecuado del abastecimiento de gas natural al mercado local y regular sus consecuencias sobre los precios mayoristas de la electricidad. Entre las medidas adoptadas estaban:

- La suspensión de todas las exportaciones de excedentes de gas natural;
- La suspensión de las aprobaciones automáticas de solicitudes de exportación de gas natural;
- La suspensión de todas las solicitudes de nuevas autorizaciones para exportar gas natural presentadas o a ser presentadas ante la Secretaría de Energía; y
- Autorizar a la Subsecretaría de Combustibles para crear un programa de racionalización de las exportaciones de gas y de la capacidad de transporte.

En marzo de 2004, la Subsecretaría de Combustibles, en virtud de las facultades otorgadas por la Resolución S.E. N° 265/2004, emitió la Disposición S.S.C. N° 27/2004 estableciendo el programa de racionalización de las exportaciones de gas y de la capacidad de transporte. Entre otras cosas, la Disposición S.S.C N° 27/2004 estableció un límite a las autorizaciones de exportación de gas natural, las cuales, en ausencia de autorización expresa de la Subsecretaría de Combustibles, no podían ser ejecutadas por volúmenes que excedan el volumen de las exportaciones registradas durante el año 2003.

En junio de 2004, la ex Secretaría de Energía emitió la Resolución S.E. N° 659/2004, la cual estableció un nuevo programa para asegurar el abastecimiento de gas natural al mercado local (que sustituye al programa creado por la Disposición S.S.C. N° 27/2004). Bajo la Resolución S.E. N° 659/2004 (modificada por la Resolución S.E. N° 1.681/2004), las exportaciones de gas natural podían ser reducidas debido a la escasez de gas natural en el mercado local, requiriéndose a los productores exportadores que entreguen al mercado local volúmenes adicionales de gas natural más allá de aquellos que esos productores se hubieren comprometido contractualmente a suministrar. La exportación de gas natural bajo los actuales permisos de exportación está condicionada al cumplimiento de requerimientos de inyección adicional impuestos a los productores exportadores por las autoridades gubernamentales.

Este programa fue nuevamente modificado y complementado por la Resolución S.E. N° 752/2005 emitida por la ex Secretaría de Energía en mayo de 2005, que redujo aún más la capacidad de los productores de exportar gas natural y creó un mecanismo bajo el cual la ex Secretaría de Energía puede requerir a los productores exportadores que suministren volúmenes adicionales a los consumidores domésticos durante un período estacional (la “Inyección Adicional Permanente”), volúmenes de gas natural que tampoco están contractualmente comprometidos por los productores exportadores. Sobre la base de las disposiciones de la Disposición N° 27/2004, la Resolución S.E. N° 659/2004 y de la Resolución S.E. N° 752/2005, la ex Secretaría de Energía y/o la Subsecretaría de Combustibles nos han ordenado a redireccionar volúmenes de exportación de gas natural al mercado local, afectando de ese modo los compromisos de exportación. Nosotros impugnamos las regulaciones y resoluciones mencionadas y hemos invocado el acacimiento de un evento de fuerza mayor bajo los contratos de compraventa de gas natural de exportación correspondientes. Las respectivas contrapartes de esos contratos han rechazado nuestra posición. Para más información véase “Información contable - Litigios”.

La Resolución S.E. N° 752/2005 también establece (i) un mercado especial, abierto y anónimo, para que las estaciones de expendio de gas natural comprimido realicen sus adquisiciones de gas natural en condiciones de mercado reguladas, y cuya demanda está garantizada por la ex Secretaría de Energía a través de la Inyección Adicional Permanente requerida a los productores exportadores y (ii) un mecanismo de ofertas irrevocables estandarizadas para que los generadores de electricidad y los usuarios industriales y comerciales obtengan un suministro de gas natural, y cuya demanda se encuentra garantizada por la ex Secretaría de Energía a través de la imposición de Inyección Adicional Permanente mencionada anteriormente.

En virtud del procedimiento de ofertas irrevocables estandarizadas, que opera en el MEG, cualquier consumidor directo puede ofertar para la compra de gas natural a término al precio promedio del gas natural de exportación neto de retenciones por cuenca. El volumen

necesario para satisfacer las ofertas irrevocables estandarizadas que no hubieran sido satisfechas, se requerirá como Inyección Adicional Permanente hasta el final del período estacional durante el cual se hubieran efectuado las ofertas no satisfechas (octubre-abril o mayo-septiembre). Esa Inyección Adicional Permanente es requerida a los productores que exportan gas y que inyectan gas natural desde las cuencas que pueden abastecer las ofertas irrevocables estandarizadas no satisfechas. La Resolución S.E. N° 1.886/2006, publicada el 4 de enero de 2007, prorrogó la vigencia de este mecanismo de ofertas irrevocables estandarizadas hasta el año 2016, y facultó a la Subsecretaría de Combustibles a suspender su vigencia cuando esté satisfecha la demanda doméstica de gas natural ya sea mediante regulaciones, acuerdos o debido al descubrimiento de reservas.

Mediante la Resolución S.E. N° 1.329/2006, posteriormente complementada por la Nota SSC N° 1.011/2007, la ex Secretaría de Energía requirió a los productores a dar primera prioridad en sus inyecciones de gas natural a los gasoductos a determinados consumidores preferenciales y obligó a las compañías transportadoras a que garanticen esas prioridades a través de la asignación de la capacidad de transporte. En términos generales, estas regulaciones subordinan todas las exportaciones de gas natural a la entrega previa de volúmenes de gas natural suficientes para satisfacer la demanda local.

Asimismo, desde el severo invierno argentino de 2007 y con posterioridad a ello, nosotros y la mayoría de los productores de gas así como también las compañías transportadoras, hemos recibido instrucciones del gobierno argentino de suspender las exportaciones, salvo por determinados volúmenes dirigidos a satisfacer los consumos residenciales chilenos y otros consumos específicos.

El Decreto Nacional N° 893/2016, de fecha 25 de julio de 2016, determinó que el MINEM estaría facultado para regular la concesión de permisos de exportación con los siguientes fines: (i) prestar asistencia en situaciones de emergencia de gas natural de países extranjeros; y (ii) sustituir las restricciones naturales de transporte local mediante el uso de infraestructura de transporte exterior para facilitar el transporte de gas natural dentro del mercado argentino y permitir un incremento de la producción local.

El 8 de enero de 2017, los derechos de exportación sobre las exportaciones de hidrocarburos establecidos por la Ley N° 26.732 dejaron de ser aplicables. A partir de entonces, no habrá derechos de exportación sobre las exportaciones de gas natural.

El 13 de enero de 2017 se publicó la Resolución MINEM N° 8/2017 que reguló el Decreto Nacional N° 893/2016, por el que se establece un procedimiento especial para otorgar permisos de exportación de gas natural sujetos a compromisos de importación. Los solicitantes de ambos tipos de permisos tendrán que comprometerse con los volúmenes de gas natural exportados e indemnizar al gobierno argentino por incumplir dicha obligación, incluyendo el pago del 150% de los costos incurridos por el gobierno argentino para reemplazar el gas natural en circulación. Los permisos se prorrogarían por un período máximo de dos años y estarían sujetos a una posible terminación en caso de que el interés público lo haga conveniente para la oferta del mercado local de acuerdo con los criterios del MINEM.

El 27 de noviembre de 2017 se publicó el Decreto N° 962/2017 que entre otros aspectos modifica el Artículo 3 del Decreto Reglamentario de la Ley N° 24.076, estableciendo para las autorizaciones de exportación los siguientes principios: 1) serán emitidas por el MINEM una vez evaluadas las solicitudes; 2) los acuerdos de exportación que impliquen la construcción de nuevas instalaciones y/o nuevas conexiones a los gasoductos, o el uso de cualquiera de los sistemas existentes, u otras alternativas de transporte, serán aprobados por el MINEM previa intervención del ENARGAS; 3) las autorizaciones que emita el MINEM podrán prever la exportación de excedentes de gas a las cantidades establecidas en las mismas, siempre que estén sujetas a interrupción cuando existan problemas de abastecimiento interno.

En este caso, no será necesario obtener la aprobación de cada transacción de exportación excedente en la autorización, sólo para presentarla al ENARGAS, con fines meramente informativos, deberá surgir el contrato respectivo que evidencie la existencia de una condición relacionada con la posibilidad de interrupción y la ausencia de compensación en caso de tal interrupción. Las modificaciones introducidas por el Decreto N° 962/2017 no modifican el régimen de permisos de exportación temporaria previsto en el Decreto N° 893/2016.

Con fecha 22 de agosto de 2018 se publicó en el BO la Resolución MINEM N° 104/2018 posteriormente modificada por la Resolución SE N° 9/2018, la que establece: i) un nuevo Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural; ii) deroga la Resolución N° 299/1998 de la ex Secretaría de Energía y sus modificatorias y establece que los permisos de exportación otorgados en el marco de la normativa que se deroga deberán someterse al Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural; iii) deroga la Resolución N° 131/2001 de la ex Secretaría de Energía y Minería y sus modificatorias; iv) deroga la Resolución N° 265/2004 de la ex Secretaría de Energía y Minería y sus modificatorias; v) deroga la Resolución N° 883/2005 de la ex Secretaría de Energía y sus modificatorias; vi) deroga la Resolución N° 8/2017 del ex MINEM y sus modificatorias; y vii) delega en la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos las tareas que se encomiendan en este nuevo Procedimiento.

Con fecha 4 de septiembre se publicó en el BO el Decreto N° 793/2018. Para más información véase “Exploración y Producción”.

El 14 de noviembre de 2018, en el Boletín Oficial, se publicó la Resolución SGE N° 95/2018 mediante la cual otorgó a YPF un permiso, en virtud de la Resolución N° 104/2018, para exportar gas natural a Innergy Soluciones Energéticas S.A. en condiciones de interrupción para un volumen de 1.500.000 m³/día durante la temporada de verano.

El 14 de diciembre de 2018, en el Boletín Oficial, se publicó la Resolución SGE N° 262/2018 mediante la cual otorgó a YPF un permiso, en virtud de la Resolución N° 104/2018, para exportar gas natural a Colbun S.A. en condiciones interrumpibles por un volumen de 1.500.000 m³/día durante la temporada de verano.

El 21 de diciembre de 2018, en el Boletín Oficial, se publicó la Resolución SGE N° 313/2018 mediante la cual otorgó a YPF un permiso, en virtud de la Resolución N° 104/2018, para exportar gas natural a Aprovechadora Global de Energía S.A. (AGESA) en condiciones de interrupción para un volumen de 1.500.000 m³/día durante la temporada de verano.

El 4 de diciembre de 2018 la Ley N° 27.467 relacionada con el Presupuesto Nacional para el año 2019 fue publicada. Las secciones 81 y 82 de dicha ley establecen: i) El Poder Ejecutivo Nacional podrá fijar derecho a las exportaciones hasta el 31 de diciembre de 2020, cuya tasa no puede exceder el 30% del valor imponible o del precio oficial FOB, con un límite máximo del 12% para aquellos bienes que no se encuentran sujetos a derechos de exportación a partir del 2 de septiembre de 2018 o que se encontrasen gravados a tasa 0% a partir de dicha fecha; ii) el Decreto 793/2018 continúa vigente y efectivo.

El 27 de diciembre de 2018, en el Boletín Oficial, se publicó la Resolución SGE N° 339/2018 mediante la cual otorgó a YPF un permiso, de conformidad con la Resolución N° 339/2018, para exportar gas natural a Enel Generación Chile S.A. en condiciones interrumpibles para un volumen de 2.000.000 m³/día durante la temporada de verano.

Con fecha 26 de junio de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 417/2019 que sustituye el Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural aprobado por Resolución N° 104/2018, encomienda a la SSHyC reglamentar mecanismos de sustitución de energía aplicable a exportaciones firmes y elaborar un procedimiento operativo para el caso que estuviese en riesgo la seguridad del abastecimiento interno, y faculta a la SSHyC al otorgamiento de los permisos de exportación, mediante la emisión del certificado pertinente. Las modificaciones más relevantes son las siguientes: i) se modifica la clasificación de las autorizaciones, estableciendo las siguientes: en firme, interrumpible, intercambios operativos y acuerdos de asistencia; ii) se simplifica el procedimiento de tramitación disponiendo que se efectúe de manera digital a través de la plataforma de Trámites a Distancia y iii) se prevé que las cantidades de gas natural provenientes de proyectos incluidos en el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” serán descontados de la producción total del respectivo proyecto previo a la determinación de los volúmenes computados como parte de la Producción Incluida. Posteriormente, la Resolución N° 417/2019 fue complementada con la Resolución N° 506/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía y la Resolución N° 294/2019 del ex Ministerio de Hacienda. Este último estableció el procedimiento operativo para las exportaciones de gas natural, aplicable hasta el 30 de septiembre de 2021.

Con fecha 21 de agosto de 2019 se publicó la Disposición SSHyC N° 168/2019 que aprueba los términos y condiciones del régimen para la exportación de gas natural bajo condición firme aplicables al período comprendido entre el 15 de septiembre de 2019 y el 15 de mayo del 2020, determina un volumen máximo de gas natural exportable en condición firme con destino a la República de Chile 10.000.000 m³/d (divididos por tres zonas de exportación, Noroeste, Centro-Oeste y Sur, con un volumen máximo cada una de ellas de 1.000.000 m³/d, 6.500.000 m³/d y 2.500.000 m³/d respectivamente), establece que las solicitudes podrán presentarse hasta el 6 de septiembre de 2019 y dispone que para la asignación de los volúmenes a exportar, se conformará, por zona, un índice de desempeño por solicitante y solicitud, compuesto por desempeño pasado de producción, desempeño pasado de exportación, desempeño presente y plazo de la solicitud. También contempla que, en caso de una eventual necesidad de mayor utilización de gas natural importado, gas natural licuado, carbón, fuel oil y/o gasoil por parte del MEM, cuyo costo estuviese a cargo del Estado Nacional y éste deba asumirlo en función de la sustitución de energía dispuesta, las empresas exportadoras deberán asumir el pago de una compensación a CAMESA por los mayores costos incurridos, cuyo monto será determinado por CAMESA a la finalización del período de aplicación. Por Resolución SGE N° 506/2019 publicada el 30 de agosto de 2019 se estableció en US\$ 0,1 y US\$ 0,2 US\$ por mmBtu exportado, el valor mínimo y el valor máximo, respectivamente, del costo por sustitución de energía a cargo de los exportadores. La resolución N° 506/2019 también estableció el mecanismo por el cual al finalizar cada período de exportación, CAMESA determinará la compensación exacta a pagar por cada compañía exportadora autorizada.

Con fecha 31 de octubre de 2019 se publicó la Disposición SSHyC N° 284/2019 que aprueba el Procedimiento Operativo de Exportaciones de Gas Natural con vigencia hasta el 30 de septiembre de 2021, cuyo objeto es regular toda necesidad de restricción a las exportaciones de gas natural que sea operativamente útil ante una falta de abastecimiento en el mercado interno argentino.

Con fecha 14 de diciembre de 2019 se publicó en el BO el Decreto N° 37/2019, el cual deja sin efecto el límite de 4 pesos por cada dólar estadounidense, que se encontraba establecido en el artículo 2° del Decreto N° 793/2018 y sus modificaciones. Posteriormente, con fecha 23 de diciembre de 2019 se publicó en el BO la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, que en su artículo fijó las alícuotas correspondientes a la exportación de hidrocarburos y minería en un máximo del 8% del valor imponible o del precio oficial FOB.

El 19 de mayo de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 488/2020 emitido por el Poder Ejecutivo, estableciendo que las entregas de crudo que se realicen en el mercado interno deben ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y comercializadoras, teniendo como Precio tipo crudo Mediano de US\$ 45/Bbl como referencia, hasta el 31 de diciembre de 2020. Este precio fue ajustado para cada tipo de crudo por calidad y puerto de carga utilizando la misma referencia de acuerdo con las prácticas ordinarias. Dicho precio era aplicable al pago de regalías de hidrocarburos en cumplimiento del artículo 59 de la Ley N° 17.319.

El Decreto N° 488/2020 dispuso que, en caso de que durante la vigencia del Decreto N° 488/2020, el precio del “ICE BRENT PRIMERA LÍNEA” supere los US\$ 45/Bbl durante 10 días consecutivos, considerando para tal efecto el promedio de las últimas 5 tasas de mercado publicadas por “PLATTS CRUDE MARKETWIRE” en el rubro “Futuros”, las provisiones relacionadas con el precio serán nulas. El 28 de agosto de 2020 se completaron los 10 días consecutivos.

El 5 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Disposición Subsecretaría de Hidrocarburos N° 329 por la cual se incluyó el gas natural licuado dentro de la lista de productos establecida por la Resolución SRH N° 241/2017, requiriendo que las exportaciones de GNL sean previamente registradas ante la Secretaría de Energía. Para obtener el registro de exportación, el solicitante debe demostrar que el producto fue ofrecido previamente al mercado nacional.

Asimismo, las exportaciones de GNL están sujetas a las disposiciones de la Ley N° 27.541 sobre Solidaridad Social y Reactivación de la Producción dentro del Marco de Emergencia Pública, que en su sección 52 estableció las tarifas para las exportaciones de hidrocarburos.

El 26 de noviembre de 2020 la SE otorgó a YPF un permiso, mediante Resolución N° 104/2018, modificado por la Resolución de la SE N° 417/2019, para exportar gas natural a Innergy Soluciones Energéticas S.A. en condiciones interrumpibles por un volumen de 800.000 cm / d hasta el 30 de abril de 2021.

El 16 de diciembre de 2020, la SE otorgó a YPF un permiso, mediante Resolución N° 104/2018, modificado por la Resolución de la SE N° 417/2019, para exportar gas natural a YPF Chile S.A. en condiciones interrumpibles por un volumen de 3.000.000 cm / d hasta el 30 de abril de 2022.

El 31 de diciembre de 2020, la SE otorgó a YPF un permiso, mediante Resolución N° 104/2018, modificado por la Resolución de la SE N° 417/2019, para exportar gas natural a Methanex Chile SpA en condiciones interrumpibles por un volumen de 1.500.000 cm / d hasta el 30 de abril de 2021.

Gas licuado de petróleo (GLP)

La Ley N° 26.020 sancionada el 9 de marzo de 2005 establece el marco regulatorio para la industria y comercialización de GLP. Esta Ley regula las actividades de producción, envasado, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de GLP en Argentina y declara esas actividades como de interés público. Entre otras cosas, la ley:

- crea el Registro de Envases de GLP obligando a los fraccionadores de GLP a registrar los envases de su propiedad,
- protege las marcas comerciales de los fraccionadores de GLP,
- crea un sistema de precios de referencia, en virtud del cual la Secretaría de Energía publicará periódicamente precios de referencia para el GLP vendido en envases de 45 kilogramos o menos,
 - requiere a la SE cumplir con las siguientes tareas: (i) crear mecanismos de transferencia de GLP con el fin de garantizar el acceso al producto a todos los agentes de la cadena de abastecimiento, (ii) establecer mecanismos para la estabilización de los precios de GLP cobrados a los fraccionadores locales de GLP y (iii) junto con la CNDC, hacer un análisis del mercado de GLP y su comportamiento, con el fin de establecer límites a la concentración del mercado en cada fase del mismo, o a la integración vertical a lo largo de la cadena de la industria de GLP. Esas limitaciones deben incluir a sociedades vinculadas, subsidiarias, y sociedades controladas, y
- otorga libre acceso a las instalaciones de almacenamiento de GLP y
 - crea un Fondo Fiduciario para atender el consumo residencial de gas licuado de petróleo envasado para usuarios de bajos recursos y para la expansión de redes de gas a zonas no cubiertas por redes de gas natural. Estará integrado por los siguientes recursos: a) la totalidad de los recursos provenientes del régimen de sanciones establecido en la ley N° 26.020, b) los fondos que por Ley de Presupuesto se asignen; c) los fondos que se obtengan en el marco de programas especiales de créditos que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales y d) Los aportes específicos que la Autoridad de Aplicación convenga con los operadores de la actividad.

La ex Secretaría de Energía estableció, a través de varias resoluciones subsiguientes, precios de referencia aplicables a las ventas de envases de GLP de menos de 45 kilogramos y a las ventas de GLP al por mayor exclusivamente a fraccionadores de GLP. Asimismo, la ex Secretaría de Energía aprobó el método para calcular la paridad de exportación de GLP que será actualizada mensualmente por la ex Subsecretaría de Combustibles. La Secretaría de Energía aumentó en el año 2007 los volúmenes de GLP a ser vendidos a los fraccionadores a los precios de referencia establecidos en las resoluciones mencionadas precedentemente.

La Disposición 168/04 de la Subsecretaría de Combustibles de la Nación requiere que las compañías que intentan exportar GLP obtengan primero la autorización de la ex Secretaría de Energía. Las compañías que buscan exportar GLP deben demostrar primero que la demanda local ha sido satisfecha o que se ha hecho una oferta de vender GLP en el mercado local y ésta fue rechazada.

El 19 de septiembre de 2008 la Secretaría de Energía y los productores de GLP firmaron el “Acuerdo Complementario”. El acuerdo aplica sólo al GLP vendido a fraccionadores que declaren su intención de envasar dicho GLP en garrafas de 10,12 y 15 kg. El Acuerdo Complementario requiere a los productores de GLP que provean a los fraccionadores el volumen prescrito de GLP y que acepten el precio por tonelada establecido en el acuerdo. El Acuerdo Complementario se prorrogó en los años siguientes hasta 2015, con ciertas modificaciones en las cantidades y precios que se proporcionarán cada año.

El 7 de abril de 2015, la Resolución N° 73 de la ex Secretaría de Energía dio por terminado el acuerdo fiduciario en el que YPF era parte como productor de gas natural, aportando fondos para el pago de una indemnización por los productores de GLP y embotelladoras. Como resultado, los productores de gas natural que eran partes en el Acuerdo Complementario ya no están obligados a aportar fondos. Al mismo tiempo, un nuevo programa para el suministro de GLP envasado a precios de referencia fue establecido por el Decreto N° 470/2015 de fecha 31 de marzo de 2015. Este decreto estableció que los productores de GLP y embotelladoras provean GLP a precios de referencia en el mercado nacional, incrementando gradualmente los volúmenes previstos en 2014.

Este nuevo programa para el suministro de GLP embotellado ha sido modificado por diferentes resoluciones sucesivas que modificaron los precios de referencia y la metodología para actualizaciones futuras de precios de referencia, entre otros cambios. Estas resoluciones son: Resolución del Secretario de Hidrocarburos N° 56-E / 2017, N° 75/2017 y Resolución del MINEM N° 287-E / 2017. Se han realizado ajustes adicionales de los precios de referencia y compensaciones de conformidad con las Disposiciones N° 5 y N° 104 de la Subsecretaría de Recursos de Hidrocarburos con fecha de marzo de 2018 y junio de 2019, respectivamente y la Resolución N° 30/2020 (anexo II), expedido por la Secretaría de Energía el 15 de octubre del 2020.

Electricidad

Mediante el Decreto N° 134/2015, publicado en diciembre de 2015, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la Emergencia del Sistema Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017. Este decreto instruye al Ministro de Energía a desarrollar y proponer medidas y asegurar suministros de energía adecuados.

Las siguientes normas fueron emitidas por el Ministerio de Energía y su Secretaría de Energía Eléctrica ("SEE") como medidas para la Emergencia del Sistema Eléctrico Nacional, entre otras: MINEM N° 6/2016; MINEM N° 7/2016, N° 21/2016; N° 22/2016; N° 19/2017 y N° 256/2017; SRRyME N° 1/2019.

Mediante la Resolución N° 06/2016, publicada en enero de 2016, MINEM estableció nuevos precios de referencia estacionales de potencia y energía en el mercado mayorista de electricidad (MEM) desde el 1 de febrero de 2016 hasta el 30 de abril de 2016. La resolución también establece un plan de estímulo para consumidores que reducen su consumo con respecto al mismo mes de 2015, y una tarifa social.

A través de la Resolución SEE N° 21/2016, de febrero de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica convocó una licitación pública para la instalación de nueva generación de energía térmica y producción de energía eléctrica asociada que pueda confirmar la disponibilidad para el verano 2016/2017, invierno 2017 y verano 2017/2018.

Mediante la Resolución N° 41/2016, publicada en enero de 2016, que modifica la Resolución N° 06/2016, el MINEM estableció nuevos precios de referencia estacionales de potencia y energía en el MEM desde el 1 de mayo de 2016 hasta el 31 de octubre de 2016. Asimismo, la aplicabilidad del plan de estímulo y tarifa social hasta el 31 de octubre de 2016.

Por medio de la Resolución N° 20/2017 publicada en enero de 2017, el MINEM estableció, entre otras cosas, nuevos precios de referencia estacionales de potencia y energía en el mercado mayorista de electricidad (MEM) para el período comprendido entre el 1 de febrero y el 30 de abril, 2017.

El Decreto Nacional N° 531/2016, de 31 de marzo de 2016, regula la Ley N° 27.191 (relativa al incentivo nacional a la utilización de fuentes renovables para generar electricidad). Entre otras cosas, la Ley N° 27.191 establece que los "grandes usuarios" cogenereen energía renovable para cumplir con la obligación de consumir el 8% de su electricidad a partir de fuentes renovables, para diciembre de 2017 y 20% para diciembre 2025. Si no se cumple ese requisito, los "grandes usuarios" serán castigados con una multa equivalente al costo variable de producción de la electricidad no alcanzada por una central termoeléctrica con combustible gasoil importado.

La Resolución N° 22/2016, de 30 de marzo de 2016, modificó la Resolución N° 482/2015, ajustando el esquema de remuneraciones de los generadores que se adhirieran a las Resoluciones N° 95/2013, 529/2014 y 482/2015, retroactivamente a febrero de 2016.

La Resolución N° 41/2016 del MINEM, de 13 de abril de 2016, establece nuevos precios del gas natural en PIST para cada cuenca que luego sería adquirida para generación eléctrica y por lo tanto comercializada dentro del MEM o generalmente destinada a satisfacer el servicio de distribución eléctrica.

La Resolución N° 420/2016 SEE, publicada en noviembre de 2016, convocada para proyectos que pueden contribuir a la reducción de costos del mercado eléctrico y al aumento de la dependencia del sistema eléctrico argentino.

Mediante la Resolución N° 19/2017, publicada en enero de 2017, el MINEM, a través de su Secretaría de Energía Eléctrica, estableció un nuevo conjunto de precios para las instalaciones de generación eléctrica para cualquier nuevo contrato relativo a ofertas de energía garantizada. Los precios fueron dolarizados y representaron un aumento con respecto a los vigentes en 2016 (según la Resolución N° 22/2016). La Resolución N° 19/2017 también determinó un mecanismo de estímulo hacia la eficiencia operativa.

Mediante la Resolución N° 256/2017, publicada en abril de 2017, el MINEM estableció, entre otras cosas, nuevos precios de referencia estacionales de energía y energía en el MEM desde el 1 de mayo de 2017 hasta el 31 de octubre de 2017.

Mediante la Resolución SEE N° 287/2017, de mayo de 2017, en el marco de la Resolución N° 420/2016, la Secretaría de Energía Eléctrica estableció una oferta pública para proyectos dispuestos a vender electricidad producida por cogeneración o proyectos de ciclo cerrado.

Mediante la Resolución N° 1091/2017 publicada en noviembre de 2017, el MINEM estableció, entre otros, los precios de referencia de energía del MINEM para el período comprendido entre el 1 de noviembre de 2017 y el 30 de abril de 2018. Adicionalmente establece el Subsidio de la Tarifa Social y los descuentos del Plan de Estímulo para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2017 y el 30 de abril de 2018.

La Resolución 926-E/2017 del Secretario de Electricidad, del 17 de octubre de 2017, autorizó a CAMMESA a firmar contratos de compra de energía para el proyecto de cogeneración de YPF EE en La Plata, Buenos Aires. Provincia de Aires y YGEN Eléctrica SRL proyecto de ciclo cerrado en El Bracho, Provincia de Tucumán, otorgado en la Resolución N° 287 marco de licitación pública.

Con fecha 7 de noviembre de 2018 se publicó en el BO la Resolución SGE N° 70/2018, modificatoria de la Resolución N° 95/2013 de la ex Secretaría de Energía, por la que se faculta a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a contratar el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica. Además, la Resolución establece que los costos de generación con combustible propio se valorizarán de acuerdo con el mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables de Producción reconocidos por CAMMESA.

El 30 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo, que a través de su artículo 1 derogó la Resolución SGE N° 70/2018, restableciendo la validez del artículo 8 de la Resolución N° 95/2013, así como la validez del Artículo 4 de la Resolución N° 529/2014; una vez más, la gestión comercial y el despacho de combustibles centralizados en CAMMESA con algunas excepciones, como el suministro de combustibles para generadores bajo Energy Plus o los contratos celebrados en el marco de la convocatoria realizada por la Resolución N° 287-E/2017 de la primera Secretaría de Electricidad.

Con fecha 1° de marzo de 2019 se publicó la Resolución N° 1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, que -con efectos a partir del 1° de marzo de 2019- derogó la Resolución N° 19/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica y, entre otros aspectos, establece nuevos esquemas de remuneración de disponibilidad garantizada de potencia y de generación de los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM (exceptuando de este régimen a la generación de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales y la Generación Nuclear, y también los agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM con unidades generadoras con potencia comprometida en el marco de contratos centralizados destinados al Abastecimiento de la demanda del MEM). Los cargos por potencia para los seis meses de menor demanda eléctrica y por generación aprobados por la Resolución N° 1/2019 resultan aproximadamente un 20% inferiores en dólares a los previstos en la Resolución N° 19/2017.

Finalmente, la Resolución N° 1/2019 fue modificada por la Resolución N° 31/2020 de la SE, publicada en el Boletín Oficial el 27 de febrero de 2020 (“Resolución N° 31”). La Resolución N° 31 estableció un esquema de remuneración para la generación de energía (Energía Base) medido en pesos argentinos, dejando atrás la base de valuación anterior en dólares estadounidenses.

Quedan excluidos del alcance de la Resolución N° 31 los generadores, cogeneradores y autogeneradores del mercado eléctrico mayorista con unidades generadoras comprometidas bajo convenios celebrados con CAMMESA.

En cuanto a los precios estacionales, la SE continuó fijándolos, recientemente, mediante Resolución N° 24/2021, publicada en el Boletín Oficial el 15 de enero de 2021, fijando los precios estacionales para el período estival entre el 1 de noviembre de 2020 y 30 de abril de 2021.

Regulaciones ambientales argentinas

La sanción de los artículos 41 y 43 de la Constitución Argentina, reformada en 1994, y de nuevas leyes nacionales, provinciales y municipales, ha fortalecido el marco legal del daño al medio ambiente. Los órganos legislativos y gubernamentales han adoptado una actitud más vigilante en lo atinente al acatamiento de las leyes y reglamentaciones relativas al medio ambiente, aumentando las sanciones por violaciones ambientales.

De acuerdo con el nuevo texto de los artículos 41 y 43 de la Constitución Argentina, todos los habitantes argentinos gozan del derecho a un ambiente sano y tienen el deber de preservarlo. El daño ambiental generará prioritariamente la obligación de recomponer, según lo establezca la ley aplicable. El gobierno argentino establece los presupuestos mínimos para la protección del medio ambiente en tanto que las provincias y los municipios establecen los presupuestos específicos y las normas regulatorias.

Las leyes y reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales relacionadas con la calidad ambiental en Argentina afectan nuestras operaciones. Estas leyes y reglamentaciones fijan estándares para determinados aspectos de la calidad ambiental, establecen penalidades y otras responsabilidades en caso de violación de dichos estándares y prevén la obligación de recomponer en determinadas circunstancias.

En general, nos encontramos sujetos a los requisitos de las siguientes leyes ambientales argentinas (incluidas sus disposiciones reglamentarias):

- Constitución Nacional (artículos 41 y 43);
 - Ley de Política Ambiental Nacional N° 25.675;
 - Ley de Gestión Integral de Residuos de Origen Industrial y de Actividades de Servicio N° 25.612;
 - Ley de Residuos Peligrosos N° 24.051;
 - Ley de Preservación de Recursos del Aire N° 20.284;
 - Ley de Gestión Ambiental de Aguas N° 25.688;
 - Ley de Gestión y Eliminación de Policlorobifenilos N° 25.670;
 - Código Penal; y
 - Código Civil y Comercial de la Nación, que establece las normas generales del derecho de daños.
- Estas normas abordan cuestiones ambientales, incluyendo límites a la descarga de desperdicios asociados con las operaciones de hidrocarburos, investigación y limpieza de sustancias peligrosas, seguridad e higiene en el lugar de trabajo, reclamos de indemnización por daños y perjuicios a los recursos naturales y responsabilidad por hechos ilícitos extracontractuales respecto de sustancias tóxicas. Asimismo, estas leyes requieren, habitualmente, el cumplimiento de reglamentaciones y permisos asociados y disponen la imposición de sanciones en caso de incumplimiento.

- Asimismo, estamos sujetos a muchas otras reglamentaciones nacionales, federales y municipales, incluyendo aquellas relativas al venteo de gas, derrames de petróleo, abandono de pozos, etc.
- Mediante la Resolución N° 404/94, la ex Secretaría de Energía modificó la Resolución N° 419/93, y creó el Registro de Profesionales Independientes y Empresas Auditoras de Seguridad, los cuales pueden actuar con respecto a áreas de almacenamiento de hidrocarburos, refinerías de petróleo, estaciones de servicio de gas natural, plantas comercializadoras de combustibles y plantas de fraccionamiento de GLP en contenedores o cilindros. La resolución dispone que las auditorías externas de refinerías de petróleo, estaciones de servicio y todas las plantas de almacenamiento de combustibles deben ser realizadas por profesionales inscriptos en el Registro. Las compañías que fabrican y comercializan combustibles tienen prohibido suministrar esos productos a las estaciones de servicio que no cumplen con sus obligaciones. Las sanciones por no realizar las auditorías y las tareas de reparación o de seguridad incluyen la descalificación de plantas o estaciones de servicio de gas. Además, existían un conjunto de obligaciones respecto a los sistemas subterráneos de almacenamiento de combustible, incluyendo un mecanismo para la notificación instantánea en caso de pérdidas o sospecha de pérdidas de las instalaciones de almacenamiento.
- El 19 de julio de 2001, la Secretaría de Política Ambiental de la Provincia de Buenos Aires emitió la Resolución N° 1037/01, ordenándonos limpiar determinadas áreas junto a la refinería de La Plata. La Resolución fue apelada a través de un procedimiento administrativo el cual aún no ha sido resuelto. Sin embargo, hemos comenzado trabajos con el fin de identificar soluciones técnicas posibles para el tratamiento de la contaminación histórica, mientras se reserva el hecho de que la reparación debe ser hecha por las partes responsables del daño ambiental. El gobierno argentino, de acuerdo con la Ley N° 24.145, tiene la obligación de indemnizarnos por toda responsabilidad y mantenernos indemnes por hechos y reclamos emergentes antes del 1° de enero de 1991, de acuerdo a la ley de Privatización.
- Durante el año 2005 la ex Secretaría de Energía, mediante la Resolución N° 785/05, modificada por la Resolución N° 266/08 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, creó el Programa Nacional de Control de Pérdidas de Tanques Aéreos de Depósito de Hidrocarburos, una medida dirigida a reducir y corregir la contaminación ambiental causada por los tanques aéreos de depósito de hidrocarburos.
- Durante 2019, el Congreso Nacional aprobó la Ley N° 27.520, publicada en el Boletín Oficial el 20 de diciembre de 2019, sobre normas mínimas sobre adaptación y mitigación del cambio climático global que se centran en la implementación de políticas, estrategias, acciones, programas y proyectos que pueden prevenir, mitigar o minimizar los daños o impactos asociados con el cambio climático y explorar y aprovechar las nuevas oportunidades de los eventos climáticos también.

La descripción de las principales normas ambientales argentinas es un simple resumen y no pretende ser una descripción global del marco regulatorio argentino en materia ambiental. El resumen se basa en las reglamentaciones argentinas relacionadas con asuntos ambientales vigentes a la fecha del presente Prospecto, estando las mismas sujetas a cambios.

Impuestos

Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación están sujetos a impuestos federales, provinciales y municipales y aranceles aduaneros sobre las importaciones. La Ley de Hidrocarburos otorga a esos titulares una garantía legal contra nuevos impuestos y contra determinados incrementos impositivos a nivel provincial y municipal, excepto en el caso de un incremento general de impuestos.

En virtud de los Artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos, los titulares de permisos de exploración y de concesiones de explotación deben pagar un canon anual de superficie que se basa en la cantidad de km² de cada área y que varía dependiendo de la etapa de la operación, es decir, exploración o explotación, y en el caso de la primera, dependiendo del período pertinente del permiso de exploración. El 17 de octubre de 2007, el Boletín Oficial publicó el Decreto del Poder Ejecutivo N° 1.454/07, el cual incrementó de manera importante el monto de las tasas de superficie de exploración y explotación expresadas en pesos argentinos que deben pagarse a las distintas jurisdicciones donde están ubicados los campos de hidrocarburos. La Ley N° 27.007 publicada en el Boletín Oficial el 31 de octubre de 2014, actualiza los valores que deben pagarse en virtud de los Artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos. Para más información véase “Exploración y Producción”.

Para las concesiones ubicadas en la provincia de Neuquén, el Decreto Provincial 2302/2019 establece nuevos valores del canon de superficie aplicables a partir de 2020.

Además, las “ganancias netas” (según la definición de la Ley de Hidrocarburos) de los titulares de permisos o concesiones, devengadas de la actividad como titulares de permisos o concesiones podrían estar sujetas a la aplicación de un impuesto especial a las ganancias del 55%. Este impuesto nunca fue aplicado. Cada permiso o concesión otorgado a una entidad distinta de nosotros ha dispuesto que el titular del permiso o concesión está sujeto, en cambio, al régimen tributario general argentino, y un decreto del Poder Ejecutivo dispone que nosotros estamos también sujetos al régimen tributario general argentino.

Luego de la introducción de precios de mercado para los productos de petróleo downstream en conexión con la desregulación de la industria petrolera, la Ley N° 23.966 estableció un impuesto, basado en el volumen, sobre las transferencias de determinados tipos de combustible, reemplazando al régimen anterior, el cual se basaba en el precio regulado. La Ley N° 25.745 modificó, con vigencia a partir de agosto de 2003, el mecanismo para el cálculo del impuesto, reemplazando el antiguo valor fijo por litro según el tipo de combustible por un porcentaje aplicable al precio de venta, manteniendo el antiguo valor fijo como impuesto mínimo. A través de las Leyes N° 26.028 y 26.181 nuevos impuestos sobre las ventas de gasolinas y diesel han sido establecidos.

Ver adicionalmente la Nota 34 de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Reducción de las tasas de impuestos a los combustibles

Con fecha 30 de diciembre de 2014, y con efectos a partir del 1 de enero de 2015, se estableció mediante el Decreto 2579/2014 la disminución de las alícuotas correspondientes al impuesto sobre la transferencia de combustibles establecidas por las Leyes N° 23.966 y 26.181 en los productos de nafta sin plomo de más de NOVENTA Y DOS (92) RON y Gas Oil.

El 29 de diciembre de 2017, la Ley N° 27.430 que introduce modificaciones al impuesto al combustible se publicó en el Boletín Oficial de la siguiente manera (se derogaron las Leyes N° 26.028 y 26.181):

1. Se creó un nuevo impuesto (el llamado "Impuesto sobre el CO2"). Este nuevo impuesto se aplica esencialmente al combustible líquido, el coque y el carbón, así como a los mismos combustibles gravados por la Ley N° 23.966.
2. A partir de marzo de 2018, el impuesto sobre el combustible y el impuesto sobre el CO2 se calcularán como un monto fijo por litro, en lugar de como un porcentaje del precio de venta, que serán actualizados de acuerdo con el índice de inflación.

Derechos de exportación

Los derechos de exportación de hidrocarburos se establecieron en 2002 mediante la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública, por un período de cinco años. El régimen varió durante diferentes períodos hasta que cesó luego de que expirara la segunda extensión el 7 de enero de 2017.

Sin embargo, el 3 de septiembre de 2018, el Decreto N° 793/2018 ha reinstalado los aranceles aduaneros sobre la exportación de hidrocarburos. La tasa del impuesto a la exportación se incrementó al 12% hasta el 31 de diciembre de 2020, con un umbral de 3 Pesos o 4 Pesos por dólar dependiendo del producto.

Mediante el Decreto N° 37/2019 publicado el 14 de diciembre de 2019, se dejó sin efecto el límite de 4 pesos por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB en concepto de derecho a la exportación, establecido por el Decreto N° 793/2018 resultando aplicable a la exportación de hidrocarburos la alícuota general del 12%. No obstante, el artículo 52 de la Ley N° 27.541 dispuso que, para los derechos de exportación de hidrocarburos y minería, las alícuotas no podrán superar el 8% del valor imponible o del precio oficial FOB. El Decreto N° 488/2020, publicado el 19 de mayo de 2020, establece una escala móvil para los aranceles de exportación que van desde el 0% cuando el precio del Brent se mantiene, o es menor a US\$ 45 /bbl hasta el 8% cuando el precio del Brent alcanza o supera los US\$ 60 /bbl. Véase “—Decreto N° 488/2020”.

Véase " Información sobre la Emisora — Factores de riesgo — Riesgos relacionados con Argentina— La implementación de nuevos derechos de exportación, otros impuestos y regulaciones respecto a las importaciones podría afectar de modo adverso nuestros resultados”.

Repatriación de moneda extranjera

El Decreto N° 893/2017 del 1 de noviembre de 2017 revocó por completo los diferentes tipos de requisitos y restricciones, que se imponían periódicamente en la Argentina, con respecto a la repatriación de los ingresos en moneda extranjera derivados de las exportaciones.

Particularmente en lo que concierne a la industria petrolera de Exploración y Producción, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 1.589/1989, nos ha permitido a nosotros y a otras compañías dedicadas a actividades de producción de hidrocarburos en Argentina vender y disponer libremente de los hidrocarburos producidos. Adicionalmente, bajo el Decreto N° 1.589/1989, nosotros y otros productores de petróleo teníamos derecho a mantener fuera de la Argentina hasta el 70% del producido en moneda extranjera recibido por ventas de exportación de petróleo crudo y gas pero, hasta ese momento, debíamos repatriar el 30% restante a través de los mercados de cambio de la Argentina.

Posteriormente, el Decreto N° 1.722/2011, del 26 de octubre de 2011, exigía que todas las empresas de petróleo crudo o sus derivados, gas natural y gas licuado (incluida YPF), deben repatriar el 100% de sus créditos en moneda extranjera vinculados a exportaciones. Aunque dicho requisito obligatorio impuesto por el Decreto N° 1.722/2011 permaneció vigente hasta finales de 2017, su aplicación práctica se relajó sustancialmente durante 2016 y 2017 especialmente con la Resolución N° 47-E/2017 (emitida por la Secretaría de Comercio), por la cual la repatriación de los créditos por exportaciones en moneda extranjera se extendió considerablemente, de 30 días calendario a 30 de diciembre 2015, hasta 10 años en diciembre de 2017.

Sin embargo, como resultado del reciente Decreto N° 893/2017 descrito en el primer párrafo, complementado por la Comunicación "A" 6.244 del Banco Central de Argentina, ya no existen requisitos con respecto a la repatriación obligatoria de las cuentas por cobrar por exportaciones en moneda extranjera.

Recientemente, mediante el Decreto N° 609, de fecha 1 de septiembre de 2019 (el "Decreto 609"), el Poder Ejecutivo Nacional estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el valor de exportación de bienes y servicios debe repatriarse a Argentina y convertirse a pesos de acuerdo con las condiciones y términos establecidos por el Banco Central. De acuerdo con las disposiciones del Decreto 609, el Banco Central mediante el Régimen Cambiario definido en los casos en que el acceso al mercado de divisas para comprar divisas y metales preciosos, así como las transferencias al exterior, estará sujeto a la aprobación previa del Banco Central, teniendo en cuenta la diferente situación de las personas físicas y jurídicas. Para más información véase “Información adicional – Tipo de Cambio y Regulaciones cambiarias” de este Prospecto.

El 28 de diciembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el Decreto N° 91, modificó el Artículo 1° del Decreto 609, que estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el valor de la exportación de bienes y servicios debe repatriarse a Argentina y convertirse a pesos de acuerdo con las condiciones y términos establecidos por el Banco Central. Mediante esta enmienda, dicha

obligación de repatriar y convertir se extendió por un período indefinido.

Actualmente y de acuerdo con el Régimen Cambiario, solo los importadores y exportadores que cumplan con los requisitos establecidos por el Régimen Cambiario pueden acceder al mercado cambiario, mientras que las personas físicas pueden comprar US\$ 200 por mes en todas las entidades con licencia para operar en transacciones de divisas y el Banco Central puede intervenir en el mercado cambiario vendiendo o comprando dólares estadounidenses. Para más información véase “Información adicional—Tipos de cambio y regulaciones cambiarias” de este Prospecto.

RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA

Información contable y operativa seleccionada

Para los cuadros que presentan nuestra información contable y financiera seleccionada por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, véase “Información sobre la Emisora- Resumen de información contable y operativa seleccionada”.

Análisis y explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones

El siguiente análisis debe leerse conjuntamente con nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2020, incluidos por referencia en este prospecto.

Presentación de Información Financiera

Nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados se presentan sobre la base de la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés). Estos Estados Financieros Consolidados Auditados cumplen totalmente con las NIIF. Véase la Nota 2.a) a los Estados Financieros Consolidados Auditados para información adicional.

Los datos financieros contenidos en este Prospecto al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 y por los períodos finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 se han derivado de nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados, que fueron aprobados y autorizados a emitirse en la reunión de Directorio de fecha 4 de marzo de 2021 (ID AIF N° 2719771) y que incluye eventos posteriores hasta esa fecha.

Por último, ciertos desgloses de petróleo y gas se incluyen en este Prospecto bajo el título “Cambios en nuestras reservas comprobadas netas estimadas”.

Información por segmentos

En relación con nuestro informe de segmento, véase la Nota 5 a nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2020 “Información sobre la Emisora—Organización del Negocio”.

Las ventas entre segmentos de negocio se realizaron a precios internos de transferencia establecidos por nosotros, que reflejan aproximadamente los precios de mercado doméstico.

Resumen de los Estados de Resultados Integrales Consolidados

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018
	En millones de Pesos		
Ingresos.....	669.186	678.595	435.820
Costo.....	(626.212)	(575.608)	(359.570)
Resultado bruto.....	42.974	102.987	76.250
Gastos de comercialización.....	(71.835)	(49.898)	(27.927)
Gastos de administración.....	(34.490)	(24.701)	(13.922)
Gastos de exploración.....	(5.846)	(6.841)	(5.466)
Recupero / (Deterioro) de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, netos.....	6.851	(41.429)	2.900
Otros resultados operativos, netos.....	3.949	(1.130)	11.945
Resultado operativo.....	(58.397)	(21.012)	43.780
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos.....	13.270	7.968	4.839
Resultados financieros, netos.....	(11.301)	6.034	41.525
Resultado antes de impuesto a las ganancias.....	(56.428)	(7.010)	90.144
Impuesto a las ganancias.....	(14.589)	(26.369)	(51.538)
Resultado neto del ejercicio.....	(71.017)	(33.379)	38.606
Otros resultados integrales del ejercicio.....	206.500	221.367	172.600
Resultado integral del ejercicio.....	135.483	187.988	211.206

Factores que afectan nuestras operaciones

Nuestras operaciones resultan afectadas por varios factores, entre los que se incluyen, pero no se limitan a:

- el volumen del petróleo crudo, derivados del petróleo y del gas natural que producimos y vendemos;
- regulación de los precios internos;
- Nuestra política de precios con respecto a la venta de combustible;
- las administraciones a las exportaciones por el Gobierno Argentino y requerimientos vinculados a la satisfacción de la demanda interna;
- los precios internacionales del petróleo crudo y productos derivados del petróleo;
- nuestras erogaciones en bienes de capital y la disponibilidad financiera para la Compañía;
- decisiones de nuestros socios en relación con inversiones y producción en áreas en las que operamos y decidimos conjuntamente;
- inflación;
- cambios abruptos en el valor de la moneda;
- los aumentos de costos;
- la demanda de productos de hidrocarburos en el mercado local;
- los riesgos operacionales, incluyendo huelgas y otras formas de protesta pública en el país;
- los impuestos, incluyendo los impuestos sobre las exportaciones;
- regulaciones de flujo de capital;
- el tipo de cambio entre el peso argentino y el dólar estadounidense;
- la revocación de nuestras concesiones en el caso de incumplimiento de ciertas disposiciones según lo establecido por las leyes y acuerdos con las provincias en Argentina;
- incapacidad para renovar o ampliar nuestras concesiones;
- la dependencia en la infraestructura y la red logística utilizada para entregar nuestros productos;
- las leyes y reglamentaciones que afectan nuestras operaciones, tales como regulaciones vinculadas a importaciones;
- las tasas de interés;
- regulaciones de nuestras actividades, incluyendo aquellas relacionadas con cuestiones medioambientales;
- una pandemia, tal como COVID-19, y otros acontecimientos globales; y
- Transición energética y energía con bajas emisiones de carbono.

Nuestro resultado operativo en 2020 arrojó una pérdida de Ps. (58.397) millones, en comparación con una pérdida operativo de Ps. (21.012) millones en 2019. Esta disminución fue atribuible a los factores explicados en “Resultado Operativo”.

Nuestro negocio es inherentemente volátil debido a la influencia de factores externos, como los enumerados anteriormente. En consecuencia, nuestra situación financiera pasada, los resultados de las operaciones, nuestros indicadores y la situación financiera pueden no ser indicativos de las condiciones financieras, los resultados de las operaciones o las tendencias en períodos futuros. Para obtener detalles relacionados con la información de tendencias, vease "Liquidez y recursos de capital - Flujo de efectivo de los próximos 12 meses".

Condiciones macroeconómicas

Prácticamente la totalidad de nuestros ingresos se derivan de nuestras operaciones en Argentina y, por lo tanto, están sujetos a las condiciones macroeconómicas prevalecientes en el país. En consecuencia, los cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina y las medidas tomadas por el gobierno argentino han tenido y se espera que sigan teniendo un impacto significativo en nosotros. En los últimos años, la economía argentina ha experimentado una volatilidad significativa caracterizada por períodos de crecimiento bajo o negativo, inestabilidad macroeconómica, devaluaciones de la moneda y altos niveles variables de inflación. En la última década, varios factores influyeron en la disminución del crecimiento, incluidos varios años de disminución del

Producto Bruto Interno (“PBI”), durante 2019, según los últimos datos publicados por el INDEC, la estimación preliminar arrojó una contracción del PBI de 2,1% con respecto a 2018.

El gobierno de Fernández, que asumió el cargo el 10 de diciembre de 2019, anunció el logro del desarrollo sostenible en términos económicos, sociales y políticos como su principal objetivo, enmarcado en cinco objetivos clave:

- *Inclusión:* Se pretende promover la inclusión basada en la generación de empleo, el pleno acceso a servicios de calidad fundamental como educación, salud y conectividad, y políticas directamente dirigidas a minimizar las desigualdades tanto efectivas como de oportunidades.
- *Dinamismo:* Se buscará incrementar el valor agregado en la producción local de manera sostenida, diversificando la estructura productiva. En cuanto a las finanzas, el gobierno de Fernández entiende que una economía dinámica requiere un funcionamiento fluido del mercado crediticio que permita expandir la producción sin obstáculos en tiempos de prosperidad y brinde salvaguardas en tiempos de adversidad.
- *Estabilidad:* Se pretende incrementar las reservas internacionales para estabilizar el peso y contribuir a la reducción de la deuda del sector público. Lograr un equilibrio externo requiere una balanza comercial estructurada para generar el superávit necesario para cubrir la demanda de divisas de la economía. A su vez, esto requiere competitividad cambiaria, costos de financiamiento razonables para la inversión y el consumo y la revisión de ciertos marcos regulatorios. Además, para lograr un equilibrio fiscal compatible con el crecimiento y la distribución del ingreso, el gobierno de Fernández pretende implementar modificaciones a la estructura tributaria para aumentar la progresividad. Dadas las restricciones existentes en términos económicos y sociales, el gobierno de Fernández entiende que la mejora de las cuentas fiscales y externas será gradual y dependerá del ciclo económico.
- *Federalismo:* Se considera que el desarrollo de la infraestructura del país y el acceso a los servicios básicos es un paso necesario para incrementar la igualdad de oportunidades en todo el país. Este objetivo debe complementarse con una estructura tributaria que respete la recaudación tributaria en los diferentes niveles jurisdiccionales.
- *Autonomía financiera:* Se ha tomado y pretende seguir tomando medidas para llevar la deuda de la República a niveles sostenibles, ya que los altos niveles de endeudamiento han limitado el desarrollo económico pasado de Argentina.

No podemos asegurarles que el gobierno argentino logre lograr estos objetivos. Vease “Información clave — Factores de riesgo — Riesgos relacionados con Argentina — Nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas en Argentina”.

El 23 de diciembre de 2019, se promulgó un proyecto de ley que prevé una amplia gama de reformas económicas y sociales al Congreso, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública (la “Ley de Solidaridad”). La nueva legislación declaró el estado de emergencia pública, que se mantuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2020, en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, de pensiones, tarifaria, energética, sanitaria y social. La Ley de Solidaridad sancionó la delegación de ciertos poderes legislativos al Poder Ejecutivo con el fin de abordar las dificultades sociales y económicas, así como ajustar el perfil de la deuda pública argentina. Las principales reformas introducidas por la Ley de Solidaridad incluyen las siguientes:

1. *La Deuda Pública y su Sostenibilidad:* Se autorizó al Poder Ejecutivo a realizar todos los actos necesarios para recuperar y asegurar la sostenibilidad de la deuda del sector público argentino.
2. *Sistema Energético:* A partir del 23 de diciembre de 2019, se autorizó al Poder Ejecutivo a congelar las tarifas de electricidad y gas cobradas por las empresas de servicios públicos que se encuentran bajo jurisdicción federal, la cual se ha prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2020, e iniciar una renegociación integral de tales tarifas con las empresas de servicios públicos pertinentes. Asimismo, se autorizó al Poder Ejecutivo a intervenir en la administración del ENRE y de ENARGAS por el plazo de un año, hasta diciembre de 2021 mediante Decreto N° 1.020/2020.
3. *Obligaciones Tributarias:* Se incrementaron el impuesto sobre la renta, el impuesto sobre el patrimonio personal, el impuesto a los créditos y débitos bancarios, los derechos de exportación e importación y las tasas de la seguridad social y se aprobó un nuevo sistema de devolución de impuestos. Se introdujo el Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (“Impuesto PAIS”), un impuesto especial aplicable a determinadas transacciones cambiarias.
4. *Salarios:* La Ley de Solidaridad faculta al Poder Ejecutivo a establecer aumentos de salario mínimo que sean vinculantes para los empleadores del sector privado.
5. *Pensiones:* Hasta diciembre de 2020 se suspendió la aplicación de la fórmula vigente para ajustar automáticamente los pagos de pensiones adeudados por el gobierno federal. La Ley de Solidaridad faculta al Poder Ejecutivo a establecer una nueva fórmula para el cálculo de los ajustes de pensiones trimestrales en el futuro, tras la suspensión temporal.

Comenzando en marzo de 2020, la actividad económica en general (y en consecuencia todas las variables referidas) se vio sustancialmente afectada por los efectos derivados del COVID-19, que resultó no solo en la modificación nivel internacional de precios, como el precio del crudo Brent, consecuencia de la menor demanda, pero también a localmente por la disminución de la actividad económica, todo como consecuencia de la necesidad de mitigar los efectos de la pandemia a partir de la menor circulación de personas. En este orden, la información referente al comportamiento de las variables macroeconómicas que se mencionan a continuación debe leerse considerando el contexto antes mencionado.

Según los últimos datos publicados en el Informe Mensual de Estimación de la Actividad Económica elaborado por el INDEC, la estimación preliminar arrojó una variación negativa de la actividad económica en el PBI de 9,9% para los doce meses de 2020 con respecto al año previo.

El 1 de octubre de 2020, el gobierno argentino introdujo una serie de medidas económicas para los sectores industrial, minero, agrícola y de la construcción con el objetivo principal de recuperar un periodo de débil actividad económica mediante el impulso de la producción local y aumentar el valor agregado de las exportaciones. Estas medidas incluyen:

- *Sector industrial:* aumento en los reintegros a las exportaciones en función del valor agregado del producto, la reducción temporal de los derechos de exportación de bienes industriales y la eliminación de los derechos de exportación de las exportaciones de vehículos al Mercosur.

- Sector minero: se estableció una tasa máxima del 8% para los aranceles a la exportación de metales.
- *Sector agrícola*: los aranceles a la exportación de soja se redujeron temporalmente del 33% al 30%, 31.5% y 32% para octubre, noviembre y diciembre de 2020, respectivamente, volviendo al 33% en enero de 2021. Los aranceles de exportación sobre otros derivados de la soja hubo mayores caídas, de aproximadamente 28%, 29.5% y 30% para octubre, noviembre y diciembre de 2020, respectivamente, y 31% para enero de 2021.
- *Sector construcción*: el gobierno presentó dos proyectos de ley al Congreso: (i) un proyecto de ley que busca estimular las inversiones mediante una exención de impuestos de tres años sobre los activos financieros destinados a nuevos proyectos de construcción y un aplazamiento en el pago del impuesto a la renta e impuesto sobre transferencias de propiedad, y (ii) un segundo proyecto de ley que prevé la creación de un fondo para aumentar la sostenibilidad del sistema de crédito hipotecario, que se espera sea financiado con aportes de instituciones financieras y una parte de la comisión crediticia cobrada a los clientes.

No podemos asegurar que el gobierno argentino tenga éxito en la implementación de estas medidas. Consulte "Información de la Emisora — Factores de riesgo — Riesgos relacionados con Argentina — Nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas en Argentina".

Durante el cuarto trimestre de 2020, según el Informe Mensual de Estimación de la Actividad Económica publicado por el INDEC, la actividad económica fue un 4,5% superior respecto al tercer trimestre del mismo año, principalmente impulsado por la recuperación de la actividad económica luego de una caída pronunciada en el segundo trimestre de 2020 como consecuencia de las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional para combatir la pandemia del COVID-19). Adicionalmente, según el Informe Mensual de Estimación de la Actividad Económica publicado por el INDEC, en enero 2021, la actividad económica en Argentina de enero de 2021 registró una mejora del 1,9% respecto a diciembre de 2020. A la fecha del presente prospecto, el gobierno argentino ha reestablecido ciertas restricciones debido a un nuevo brote de COVID-19 de las últimas semanas. Véase "Brote de COVID-19".

La situación económica provocada por la pandemia COVID-19 requirió medidas extraordinarias de apoyo a familias y empresas. Según la información estadística publicada por el Ministerio de Economía, durante 2020 el Sector Público Nacional registró un déficit primario de Ps. 1,75 billones, compuesto principalmente por gastos incurridos entre marzo y diciembre de 2020. El déficit fiscal primario representó el 6,5% del PIB.

En términos de Inflación, Argentina ha enfrentado y sigue experimentando presiones inflacionarias significantes. Durante 2017, 2018 y 2019, el IPC publicado por el INDEC ascendió a 24,8%, 47,6% y 53,8%, respectivamente.

Durante 2020, el IPC decayó hasta 36,1%, mientras que el índice de precios internos mayoristas (IPM), también elaborado por el mismo organismo, presentó un incremento acumulado de 35,4% durante dicho período. En enero, febrero y marzo de 2021, el IPC aumentó 4,0%, 3,6% y 4,8%, respectivamente, mientras que el IPIM aumentó 5,6% y 6,1% en enero y febrero de 2021, respectivamente.

Según los últimos datos publicados por el INDEC, el superávit en el saldo de la cuenta comercial de Argentina ascendió a US\$ 12.528 millones durante 2020, lo que representó una disminución del 21,7% con respecto al año anterior, lo que se explica por una disminución de las exportaciones de US\$ 10.231 millones o 15,7% y de importaciones en US\$ 6.769 millones o 13,8%, en comparación con el año anterior, respectivamente. Durante 2019, según el INDEC, Argentina generó un superávit en la balanza comercial de aproximadamente US\$ 15.990 millones, ante todo como resultado de la reducción de las importaciones comparadas con el mismo periodo del año anterior.

En cuanto a la evolución de la moneda de acuerdo con la Comunicación "A" 3500 del Banco Central, el tipo de cambio peso/dólar se ubicó en Ps. 84.15 por US\$ 1.00 al 31 de diciembre de 2020, evidenciando una devaluación del peso de aproximadamente 40.5% de su valor de 59.90 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2019.

Reestructuración de deuda soberana

El 5 de febrero de 2020, el Congreso promulgó una ley que autoriza al Poder Ejecutivo, actuando a través del Ministerio de Economía, a realizar transacciones y negociaciones con los acreedores de Argentina para restablecer la sostenibilidad de su deuda externa pública (el "Proyecto de Ley de Sostenibilidad de la Deuda"), incluyendo por modificar los montos de capital, vencimientos y pagos de intereses de los valores públicos emitidos por Argentina y regidos por la ley extranjera.

Deuda denominada en moneda extranjera

Regida por Ley Extranjera. El 21 de abril de 2020, Argentina invitó a los tenedores de sus bonos externos en moneda extranjera emitidos en virtud de su contrato de emisión de 2005 y de contrato de 2016 con un monto de capital total de aproximadamente US\$ 66,5 mil millones, a intercambiar dichos bonos por nuevos bonos. Tras el anuncio de la invitación, los representantes de Argentina mantuvieron varias discusiones sobre los términos de la invitación con los tenedores.

El 17 de agosto de 2020, Argentina modificó la invitación para incorporar los puntos de los bonistas y el 31 de agosto de 2020 anunció que había obtenido el consentimiento de los bonistas requeridos para canjear y/o modificar el 99.01% del monto total de capital en circulación de todas las series de bonos elegibles a participar en la oferta de canje. La invitación se resolvió el 4 de septiembre de 2020. Como resultado de la misma, la tasa de interés promedio de los bonos externos en moneda extranjera de Argentina se redujo a 3,07%, con una tasa máxima de 5,0%. Además, el monto total en circulación de los bonos externos en moneda extranjera de Argentina se redujo en 1,9% y se extendió el vencimiento promedio los mismos.

Además, el 13 de marzo de 2020, el Ministro de Economía dirigió una carta a los socios del Club de París expresando la decisión de Argentina de posponer hasta el 5 de mayo de 2021 el pago de US\$ 2.100 millones originalmente vencido el 5 de mayo de 2020, de acuerdo con los términos del acuerdo de conciliación que el País había alcanzado con los miembros del Club de París el 29 de mayo de 2014 (el "Acuerdo de conciliación del Club de París 2014"). Además, el 7 de abril de 2020, el Ministro de Economía envió a los socios del Club de París una propuesta para modificar los términos vigentes del Acuerdo de Liquidación del Club de París 2014, buscando principalmente una extensión de las fechas de vencimiento y una reducción significativa en la tasa de interés.

Regido por ley argentina. El 5 de abril de 2020, el gobierno argentino promulgó el Decreto N° 346/2020 (i) Se difirieron los pagos de capital e intereses de algunos de sus bonos en moneda extranjera regidos por la ley argentina hasta el 31 de diciembre de 2020, o hasta una fecha anterior a la que el Ministerio de Economía tendrá potestad para determinar, tomando en cuenta el grado de avance en el proceso diseñado para restaurar la sostenibilidad de la deuda pública argentina, y (ii) autorizar al Ministerio de Economía a realizar operaciones de gestión de pasivos u ofertas de canje, o implementar medidas de reestructuración que afecten bonos en moneda extranjera regidos por la ley argentina cuyos pagos hayan sido diferidos de conformidad con dicho Decreto.

El 18 de agosto de 2020, Argentina invitó a los tenedores de sus bonos en moneda extranjera regidos por la ley argentina a canjear dichos bonos por nuevos bonos, en términos que fueran equitativos a los términos de la invitación hecha a los tenedores de bonos extranjeros regidos por leyes. El 18 de septiembre de 2020, Argentina anunció que la participación de los tenedores representaba el 99,4% del monto total de capital en circulación de todas las series de bonos elegibles invitados a participar en la oferta de canje local. Como resultado, la tasa de interés promedio que pagan los bonos argentinos en moneda extranjera regidos por la ley argentina se redujo a 2,4%. Además, la oferta de canje sirvió para extender el vencimiento promedio de dichos bonos.

Deuda denominada en moneda local. Durante 2020, Argentina buscó preservar el normal funcionamiento del mercado de capitales local para la deuda denominada en pesos, que considera un factor clave para el desarrollo del mercado de capitales interno. En particular, durante este período, el gobierno argentino buscó recuperar la capacidad de financiamiento del Tesoro, crear condiciones para el desarrollo de los mercados de capitales internos y generar instrumentos de ahorro con tasas reales positivas y sostenibles, reduciendo a su vez sus necesidades de financiamiento monetario y ampliando la profundidad del mercado de deuda local y la participación de inversionistas institucionales relevantes. Además, el Tesoro ha ampliado su menú de instrumentos de financiamiento para obtener los fondos necesarios para cubrir sus necesidades financieras de 2020 y diseñar el programa financiero de 2021 de acuerdo con los lineamientos delineados en el presupuesto de 2021.

Organismos multilaterales

A la fecha de emisión del presente Prospecto, el Gobierno ha iniciado negociaciones con el FMI para renegociar los vencimientos de capital de US\$ 44,1 billones desembolsados entre 2018 y 2019 en virtud del Stand By Agreement originalmente previstos a ser re pagados 2021, 2022 y 2023. Los términos en el que Argentina acepta dicho refinanciamiento, los cuales aún no se han definido, se puede esperar que se realizaran de acuerdo con la capacidad del gobierno argentino para implementar reformas y políticas públicas e impulsar el crecimiento económico, lo cual también afectará la capacidad de Argentina para acceder a los mercados internacionales de capital, lo que a su vez podrá afectar las condiciones en las que empresas como nosotros acceden a dichos mercados. Para más información véase “Información de la Emisora – Factores de Riesgo – Riesgo relacionados con Argentina - La evolución de la economía argentina depende en gran medida de sustentabilidad de la deuda pública, incluida la del FMI y Club de París” y “Información de la Emisora – Factores de Riesgo – Riesgo relacionados con Argentina La incertidumbre y la falta de liquidez en los mercados de crédito y capital pueden afectar nuestra capacidad de obtener crédito y financiamiento u obtenerlos en términos aceptables”. Para información relacionada a nuestra deuda y vencimientos véase “Información cualitativa y cuantitativa sobre el riesgo de mercado—exposición a las tasas de interés” y Nota 20 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Brote de COVID-19

Durante 2020, la demanda de nuestros productos y servicios se vio afectada por el impacto de la pandemia COVID-19 en la economía argentina, por los precios internacionales del petróleo y por las medidas que adoptó el Gobierno argentino para proteger a la población en general y contra la enfermedad. A partir de fines de marzo de 2020, se impusieron restricciones generales a la actividad económica para evitar la circulación y propagación del virus COVID-19. Tras la adopción de las medidas para combatir la pandemia COVID-19, como casi todos los sectores de la economía, experimentamos una disminución significativa en nuestras ventas (principalmente en el volumen de diesel, gasolina y jet fuel). Como resultado de esta disminución en la demanda y en nuestros ingresos, redujimos los niveles de actividad e inversiones relacionadas con nuestras operaciones de refinación y producción. Además, las medidas tomadas para abordar los efectos de la pandemia de COVID-19 afectaron significativamente nuestra habilidad para operar nuestro negocio como de costumbre, aunque logramos ajustar rápidamente nuestras operaciones al nuevo entorno asegurando la continuidad de nuestras actividades clave al tiempo que preservamos la salud de nuestros empleados, proveedores y clientes. En general, nuestros resultados operativos, el flujo de efectivo de nuestras operaciones y nuestras inversiones se vieron afectados negativamente por la pandemia COVID-19, principalmente a partir del segundo trimestre de 2020, en adelante. En agosto de 2020, el gobierno argentino comenzó a aliviar parcialmente las restricciones comenzaron parcialmente a flexibilizarse, recuperando gradualmente una cierta normalidad en el funcionamiento social y económico del país. En consecuencia, se produjo una paulatina recuperación de la demanda de combustibles, y se reanudaron, paulatinamente, las actividades en nuestros campos y refinerías, todo ello en la medida que las condiciones sanitarias y económicas de la actividad permitan realizarlo. Mientras que las actividades de perforación, reacondicionamiento y extracción se detuvieron por completo en el segundo trimestre de 2020, hasta diciembre de dicho año, aproximadamente se habían movilizado 80 plataformas, incluida la perforación, el workover y el equipo de tracción a los campos y estando de vuelta en operación.

Como consecuencia de la pandemia COVID-19, el Gobierno argentino tomó una gran cantidad de medidas destinadas a contener su propagación y asistir a los sectores más afectados. Mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N°297/2020 y modificatorias se estableció el "aislamiento social, preventivo y obligatorio" ("ASPO"); por el Decreto N°1033/20 se diferenció entre las jurisdicciones que se mantuvieron en la etapa de "distanciamiento social, preventivo y obligatorio" ("DISPO") y aquellas que debieron retornar a la etapa de ASPO habiéndose establecido mediante el dictado del citado Decreto N° 168/2021, en todo el país hasta el 9 de abril de 2021, el DISPO, pudiendo continuar extendiéndose en virtud de la situación epidemiológica.

Entre las principales medidas tomadas por el Gobierno se destacan: la prohibición de la aplicación de intereses punitivos en aquellos préstamos otorgados por entidades financieras; créditos a tasa subsidiada; restricciones a la circulación; la realización de una cuarentena obligatoria para quienes ingresen al país; la prohibición del cierre o inhabilitación de cuentas bancarias; una prestación monetaria no remunerativa; el congelamiento del valor de las cuotas mensuales de los créditos hipotecarios que recaigan sobre inmuebles destinados

a vivienda única; la prohibición de ejecuciones hipotecarias; prohibición de despidos sin justa causa; congelamiento del precio de los alquileres; el congelamiento de las tarifas de servicios esenciales; entre otras.

Recientemente, como consecuencia del agravamiento de la situación epidemiológica a nivel nacional y el gran aumento del número de casos diarios, el Poder Ejecutivo, a través del decreto 235/2021, endureció las medidas adoptadas para contrarrestar el alza del número de casos. El 14 de abril de 2021, se anunciaron nuevas medidas para el Área Metropolitana de Buenos Aires, entre ellas, la restricción a la circulación entre las 20:00 y las 6:00 horas, la suspensión del dictado de clases presenciales, y de actividades recreativas, sociales, culturales, deportivas y religiosas que se realicen en lugares cerrados.

A través del Decreto N°332/2020, la administración de Alberto Fernández creó el “Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción” (“ATP”) para empleadores, y trabajadores afectados por la emergencia sanitaria, consistiendo en la obtención de ciertos beneficios. El Decreto N° 376/2020 del 20 de abril de 2020 amplía los sujetos alcanzados y los beneficios comprendidos en el Decreto N° 332/2020.

A la fecha del presente Prospecto YPF no es beneficiaria del programa de financiamiento otorgado por el gobierno argentino en el marco de la pandemia “COVID 19” de salarios complementarios del ATP acordados en el marco del artículo 8° del Decreto N°332/2020, según fuera modificado y complementado de tiempo en tiempo.

Por su parte, en los primeros meses de 2021, la actividad económica continuó recuperándose, también hemos experimentado recuperación en la demanda de nuestros productos. Para el primer trimestre de 2021 el volumen de ventas de combustibles (naftas y gasoil) y jet fuel se encuentran en el orden del 7% y 70% respectivamente, comparado con niveles previos a la pandemia.. (véase Nota 2.c de nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados). A la fecha del presente Prospecto, el gobierno argentino ha restablecido ciertas restricciones debido a un nuevo brote COVID-19. No podemos predecir o estimar el impacto negativo futuro que tendrá el COVID-19 en nuestros resultados de operación, condición financiera y actividades de inversión, ya que sigue siendo altamente incierto y dependerá de desarrollos futuros fuera de nuestro control, incluida la intensidad y duración de la pandemia y las medidas del gobierno argentino para contener el virus o mitigar el impacto económico

El 18 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.605 denominada "Aporte Solidario y Extraordinario para ayudar a mitigar los efectos de la Pandemia", que impone un impuesto sobre el patrimonio a las personas físicas y patrimoniales indivisos, cuyos activos excede ciertos umbrales.

De acuerdo con esta legislación, el 25% de los recursos del Aporte Extraordinario se destinará a programas y proyectos aprobados por la Secretaría de Energía de la Nación, para la exploración, desarrollo y producción de gas natural, actividad de interés público nacional, a través de Integración Energética Argentina SA ("IEASA"), que viabilizará estos proyectos proponiendo y pactando con YPF SA, exclusivamente, las diferentes modalidades de ejecución de los proyectos. La ley establece que IEASA debe reinvertir las ganancias de los proyectos antes mencionados en nuevos proyectos de gas natural por un período no menor a diez años a partir de la fecha de entrada en vigencia de la ley, es decir, el 29 de enero de 2021.

A la fecha de emisión del presente Prospecto, las incertidumbres inherentes a la escala y duración de la pandemia COVID-19 y sus efectos directos e indirectos no nos permiten estimar el futuro impacto negativo que esta pandemia tendrá en nuestros resultados de operación, flujos de caja y situación financiera. Es posible que no podamos mitigar los impactos negativos de la pandemia de COVID-19 y las medidas tomadas por el gobierno argentino para contener el virus o mitigar el impacto económico. Consulte la Nota 2.c “Estimaciones y juicios contables: Consideraciones sobre COVID-19 (coronavirus) y el entorno económico actual” en nuestros Estados financieros consolidados auditados al 31 de diciembre de 2020.

Para obtener más información, consulte “Revisión operativa y financiera y perspectivas: factores que afectan nuestras operaciones” y “— Factores de riesgo — Riesgos relacionados con nuestro negocio — Un brote de enfermedad o una amenaza similar para la salud pública, como la pandemia de COVID-19 en curso, que ha tenido y puede seguir teniendo consecuencias adversas materiales para las condiciones económicas, financieras y comerciales generales, podría afectar de manera material y adversa nuestra situación comercial y financiera y resultados de operaciones.”

Mercado de hidrocarburos

Nuestra política de precios con respecto a la venta de combustibles contempló durante 2018, 2019 y 2020 varios factores como los precios internacionales del petróleo crudo, los diferenciales de refinación, el proceso y los costos de procesamiento y distribución, los precios de los biocombustibles, el tipo de cambio, la demanda y oferta local, la competencia, los inventarios, los derechos de exportaciones, los impuestos locales y márgenes domésticos para nuestros productos, entre otros. A pesar de nuestra expectativa de alinear nuestros precios locales con los de los mercados internacionales, a través del tiempo, sin considerar fluctuaciones de corto plazo, no podemos asegurar que haya otros factores que también se consideran en nuestra política de precios (incluidos, entre otros, cambios abruptos en el tipo de cambio, o en los precios internacionales o posibles leyes o regulaciones legales limitaciones que afectan la capacidad de los mercados de enfrentar cambios abruptos de precios) no tendrán un impacto adverso en nuestra capacidad de mantener dicha relación. Para mayor información véase “Información sobre la Emisora—Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina—Nuestros negocios dependen en gran medida de las condiciones económicas de Argentina” y “Información sobre la Emisora—Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios del petróleo, el gas y los productos refinados” de este prospecto.

Durante el segundo trimestre de 2018, debido a la abrupta variación del tipo de cambio y las consiguientes dificultades para traspasar la correspondiente variación a los precios internos, además del incremento de los precios internacionales del petróleo, el MINEM y las refinerías entraron en un convenio de estabilidad de precios con cuenta compensatoria, mediante el cual las empresas refinadoras se comprometían a no realizar cambios en los precios de sus productos vigente a la fecha del convenio -neto de impuestos a los combustibles-, durante los meses de mayo y junio. Asimismo, a principios de junio de 2018 se celebró un acuerdo complementario,

que estableció un precio de referencia Brent para las operaciones de compra de petróleo entre empresas refinadoras y productoras, y un aumento en los precios finales de combustibles y gasoil a partir del 2 de junio de 2018, que incluía la variación del impuesto a los combustibles líquidos, el impuesto al dióxido de carbono y los precios de los biocombustibles vigentes a esa fecha.

Sin embargo, en vista de la volatilidad y el cambio significativo en las variables que dieron lugar a los acuerdos de estabilidad de precios, YPF informó al entonces MINEM su decisión de implementar, a partir del 1° de julio de 2018, las políticas comerciales conforme a los cambios en las variables respectivas y según se menciona anteriormente, tanto para la determinación de los precios de venta de sus productos como para la compra de petróleo crudo, de manera consistente con la evolución del entorno comercial en general y de los clientes en particular, de conformidad con el marco regulatorio y las regulaciones aplicables. En consecuencia, los acuerdos antes indicados dejaron de tener vigencia para YPF a partir del 30 de junio de 2018, habiendo no obstante la Sociedad presentado a las autoridades competentes los montos resultantes de la cuenta compensatoria, los cuales representan derechos contingentes.

Con fecha 6 de diciembre de 2018, YPF solicitó a la SGE fijar los lineamientos para la implementación del mecanismo destinado a la recuperación de costos no trasladados a precios de los combustibles por el periodo comprendido en la vigencia del Acuerdo. A la fecha del presente prospecto, la SE no ha provisto una respuesta.

El 15 de agosto de 2019, el gobierno argentino congeló formalmente los precios locales de los productos crudos y refinados mediante la promulgación del Decreto N° 566/2019 (modificado por el Decreto 601/2019 y regulado adicionalmente por la Resolución de la SE No. 557/2019) que estableció que :: i) hasta el 13 de noviembre de 2019 las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando a tal efecto un tipo de cambio de \$49,30/US\$, equivalente a un 5,58% de incremento sobre el tipo de cambio de referencia disponible en ese momento y un precio de referencia Brent de US\$ 59/bbl; y ii) hasta igual fecha, el precio tope de naftas y gasoil en todas las calidades, comercializadas por las empresas refinadoras y/o expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio (estaciones de servicio) podrán incrementarse en hasta 4% respecto de los precios vigentes al 9 de agosto de 2019.

Además, con fecha 1° de noviembre de 2019 la Resolución 688/2019 promulgada por la SE actualizó los precios antes mencionados para la crudo local y combustibles locales disponiéndose lo siguiente: i) Ajustando a un tipo de cambio de referencia para el precio del crudo local de \$51,77/US\$, manteniendo un precio de referencia Brent de US\$ 59/bbl; y (ii) permitiendo un aumento adicional de precios de las naftas y diesel de hasta 5% respecto de los precios vigentes al 20 de septiembre de 2019.

Luego de finalizado el período de congelamiento de precios, hacia diciembre de 2019, no permitiendo incrementar nuestros precios domésticos por varios meses, proporcionaron cierta estabilidad en el contexto del colapso de los precios internacionales que ocurrió en Marzo 2020, durante el brote global del COVID-19. Debido a la crisis generada por la pandemia COVID-19 y la falta de acuerdo entre los principales países productores de petróleo, los precios internacionales del petróleo bajaron a un mínimo de 19 US\$/bbl el 21 de abril de 2020, aunque los precios se han revertido muy paulatinamente en los meses siguientes, alcanzando 50 US\$/bbl al 31 de diciembre de 2020.

Ante estas fluctuaciones, el 19 de mayo de 2020, el gobierno nacional promulgó el Decreto N° 488/2020, estableciendo que hasta el 31 de diciembre de 2020, las entregas de crudo al mercado local deben ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y comercializadoras tomando el precio de cuarenta y cinco dólares por barril (45 US\$/bbl) como referencia para el crudo tipo Medano ("el Barril Criollo"). Este precio se ajustó para cada tipo de crudo por calidad y puerto de carga utilizando la misma referencia de acuerdo con la práctica estándar. También se aplicó el precio fijado por el gobierno argentino para liquidar las regalías de hidrocarburos. En caso de que durante la vigencia del dicho decreto la cotización del "ICE BRENT PRIMERA LINEA" haya superado los 45 US\$/bbl durante diez días consecutivos, las disposiciones que fijan el precio dejarían de tener efecto. Dicha condición se cumplió el 28 de agosto de 2020. Por lo tanto, desde dicha fecha, los productores y refinadores han podido negociar precios libremente.

Además, el Decreto N° 488/2020 adoptó una serie de medidas destinadas a preservar el nivel de actividad de la industria de hidrocarburos, tanto a nivel de extracción como de refinación y distribución, con miras a asegurar el abastecimiento al mercado, así como la preservación de la fuerza laboral, teniendo en cuenta la necesidad de mejorar la eficiencia, la tecnología y la producción, y de acuerdo con las mejores prácticas nacionales e internacionales en la actividad de hidrocarburos. Se establecieron objetivos de producción consistentes con los niveles de 2019, dichos objetivos se establecieron empresa por empresa, las empresas de refinación y comercialización debían adquirir su demanda total de petróleo crudo de empresas productoras locales, restringiendo así la capacidad de importar productos que están disponibles en el mercado local y/o para el cual existe una capacidad de procesamiento local efectiva.

Además, el Decreto 488/2020, hizo que las exportaciones de hidrocarburos (según posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur que se detallan en su Anexo) estén sujetas a derechos de exportación según un esquema que tomó en cuenta la cotización del barril "ICE BRENT FIRST LINE" (Precio Internacional). La tasa varía de 0% cuando el Precio Internacional no excede los 45 US\$/bbl al 8% cuando el Precio Internacional es igual o superior a 60 US\$/bbl.

Durante 2020, el precio promedio anual del barril de crudo Brent fue de US\$ 42,6, en comparación con US\$ 64,7 durante el mismo período de 2019. En relación al crudo Medano y Escalante, los precios promedio por barril de crudo fueron de US\$ 41,3 y US\$ 40,8, respectivamente, para el año 2020, en comparación con un precio promedio por barril de crudo de US\$ 53,0 y US\$ 54,9, respectivamente para 2019. Para el 31 de Marzo de 2021 el precio promedio por barril de crudo Brent estaba cercado a los US\$ 70,0 Sin embargo, el petróleo crudo local se negoció en forma privada entre productores y refinadores utilizando un precio Brent de referencia de US\$ 55 / bbl, bastante consistente con los precios de los combustibles en el surtidor, basado en la comprensión de las dificultades para traspasar inmediatamente precios del crudo significativamente más altos. , suavizando así la volatilidad de los precios internacionales. Para más información véase "Información sobre la Emisora—Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios del petróleo, el gas y productos refinados" de este prospecto.

En relación al mercado de gas natural, en los últimos años se han establecido incentivos para incrementar la inyección total de gas natural (véase Nota 34.g a los Estados Financieros Consolidados Auditados). En particular, en 2018 y 2019 se observó un exceso de oferta, basado en la mayor producción en campos no convencionales, en comparación con la demanda interna en determinadas épocas del año, una situación poco común en el pasado, que impactó en la producción de gas natural desde el temporal cierre de producción en algunas localidades, así como por la reinyección del hidrocarburo. Esta situación generó una reducción en el precio de venta del gas natural en el mercado interno, lo que generó una caída en la producción de gas debido a la falta de incentivos para desarrollar proyectos. En consecuencia, con el objetivo de posibilitar inversiones para incrementar la producción de gas natural en todas las cuencas del país y satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país, el 16 de noviembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 892/2020, que (i) declaró la promoción de la producción de gas natural argentino para que sea de interés público nacional, y (ii) aprobó e instruyó a la Secretaría de Energía para implementar el "Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024" ("Plan GasAr"). Véase "Información Sobre la Emisora — Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino — Regulación del Mercado — Gas natural — Programas de Estímulo al Gas Natural — Decreto N° 892/2020" y "Información Clave — Factores de Riesgo— Riesgos relacionados con nuestro negocio—estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios del petróleo, el gas y los productos refinados".

Con fecha 14 de diciembre de 2020 se publicó en el BO la Ley N° 27.591 que aprobó el presupuesto para el ejercicio 2021 y que deja sin efecto el Decreto N° 1.053/2018. YPF se encuentra analizando las posibles medidas a adoptar para defender sus derechos.

El siguiente cuadro refleja la producción, las ventas, las exportaciones y las importaciones totales de petróleo crudo, gasoil, gas natural y nafta correspondiente a los ejercicios indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018
Petróleo crudo en Argentina			
Producción (Mbbl)	175,83	185,64	178,58
Exportaciones (Mbbl)	24,77	22,44	21,07
Importaciones (Mbbl)	-	-	2,80
Gas Natural en Argentina			
Ventas (Mm3)(1)	37,78	54,11	55,46
Producción (bm3)	45.095,81	49.350,24	47.021,18
Exportaciones (Mm3)	1.031,47	615,59	186,71
Importaciones (Mm3)	5.422,18	5.096,43	6.155,34
Gasoil en Argentina			
Ventas (mm3)(1)	12.644,68	13.928,76	13.992,85
Producción (mm3)	8.946,76	11.599,83	11.538,86
Exportaciones (mm3)	4,30	0,08	31,57
Importaciones (mm3)	1.332,82	2.101,28	2.170,14
Nafta en Argentina			
Ventas (mm3)(1)	6.902,33	9.353,66	9.517,56
Producción (mm3)	4.961,04	8.757,54	8.885,47
Exportaciones (mm3)	160,20	-	-
Importaciones (mm3)	161,51	520,92	617,72

(1) Incluye la totalidad de las ventas en el mercado local.

Novedades en materia política y regulatoria en Argentina, incluyendo la Ley de Expropiación

En la actualidad, la industria del petróleo y del gas en la Argentina ha estado sujeta a ciertas políticas y regulaciones gubernamentales que hacen que (i) los precios internos que no siguen el ritmo de los precios vigentes en el mercado internacional (los cuales por lo general se tradujeron en precios locales bajos en comparación con los vigentes en el mercado internacional, antes de la reciente disminución de los precios internacionales del petróleo que afectan la capacidad de los mercados de enfrentar cambios abruptos de precios) (ii) a regulaciones a la exportación e importación, (iii) controles de cambios (iv) a requerimientos respecto a la satisfacción de la demanda interna que nos obligan periódicamente a desviar la oferta del mercado externo o industrial para satisfacer la demanda de consumo interna residencial, (v) a derechos de exportación cada vez más altos sobre los volúmenes de hidrocarburos que se permiten exportar; (vi) mayores inversiones y requerimientos de gastos para satisfacer la demanda interna y (vii) incrementos de impuestos cada vez mayores. Para más información, véase "Reseña y perspectiva operativa y financiera—Condiciones Macroeconómicas" e "Información sobre la Emisora—Factores de Riesgo" y en las demás secciones de este prospecto, las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido y seguirán teniendo un impacto significativo sobre las empresas argentinas, incluyendo la nuestra.

Sin perjuicio de lo anterior, luego de la terminación del Acuerdo de Transición 2017, según el Ministerio de Energía y Minería de Argentina, el mercado de hidrocarburos en Argentina se había convertido en un mercado liberalizado. A pesar de nuestra expectativa de alinear nuestros precios locales con los de los mercados internacionales a través del tiempo, sin considerar fluctuaciones de corto plazo, no podemos asegurarle que otros factores, que también se consideran en nuestra política de precios (incluidos, entre otros, cambios abruptos en el tipo de cambio, en los precios internacionales o potenciales limitaciones legales o regulatorias que afectan la capacidad del mercado para enfrentar cambios abruptos en los precios de nuestros productos), no tendrá un impacto adverso en nuestra capacidad de hacerlo en el corto plazo. Para más información véase *"Información sobre la Emisora—Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Las limitaciones a la fijación de precios locales de nuestros productos en Argentina podrían afectar en forma adversa los resultados de nuestras operaciones"* e *"—Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios del petróleo, el gas y los productos refinados"* de este prospecto.

Por información relacionada con el desarrollo de políticas y regulaciones relacionadas con la industria del petróleo y gas en Argentina véase *"Información sobre la Compañía—Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino"*.

La Ley de Expropiación declaró lograr la autosuficiencia en el suministro de hidrocarburos, así como en la explotación, industrialización, transporte y venta de hidrocarburos, un interés público nacional y una prioridad para Argentina. Además, su objetivo declarado es garantizar el desarrollo económico socialmente equitativo, la creación de empleos, el aumento de la competitividad de diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sostenible de las provincias y regiones argentinas. Tras la aprobación de la Ley de Expropiación, el gobierno argentino obtuvo el control de la Compañía. Para más información véase *"Información sobre la Emisora—Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino—La Ley de Expropiación"* e *"Información sobre la Emisora—Factores de riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—La República Argentina posee el 51% de las acciones de la Compañía"* de este prospecto.

Volúmenes de exportación

Los volúmenes exportados de varios de nuestros productos de hidrocarburos han registrado una importante caída en los años recientes, provocada principalmente por el aumento en la demanda interna, a la administración a la exportación, y por las caídas en la producción.

El siguiente cuadro muestra, para los ejercicios indicados, los volúmenes exportados de algunos de nuestros principales productos de hidrocarburos.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
	(unidades vendidas)		
Producto			
Gas Natural (Mm3)	322	498	3
Naftas y Gasoil (mm3)	390	256	200
Fuel oil (mtn) ⁽¹⁾	267	243	228
Petroquímicos (mtn).....	193	301	410

(1) Incluye ventas bunker por 267, 243 y 228 mtn para los ejercicios 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

Las exportaciones representaban 12,2%, 13,0%, y 10,3%, de nuestras ventas netas consolidadas en 2020, 2019 y 2018, respectivamente. Las retenciones a las exportaciones son contabilizadas como gastos impositivos en nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados.

El gobierno argentino requiere que las compañías que prevén exportar petróleo crudo y gasoil obtengan la autorización previa de la Secretaría de Energía demostrando que se ha satisfecho la demanda interna de esos productos. El mismo criterio es aplicado para las exportaciones de GLP según la Ley 26.020 de 2005.

Estacionalidad

Históricamente, nuestros resultados han estado sujetos a fluctuaciones estacionales a lo largo del año, especialmente como resultado de la mayor venta de gas natural durante el invierno. Después de la devaluación de 2002, y como consecuencia del congelamiento del precio del gas natural impuesto por el gobierno argentino hasta años recientes, se diversificó el uso de este combustible, generándose un aumento en su demanda de largo plazo durante todo el año. Sin embargo, desde 2018 nuestros ingresos han sido afectados por el exceso de oferta durante los períodos de temporada baja. Esta situación sumada a los procesos de licitación de CAMMESA, los cuales promovieron una fuerte competencia en la demanda de las plantas de generación de energía y tuvieron un efecto sensible los precios en el resto de los segmentos de demanda, generando una menor cantidad de compromisos y/o contratos firmes por plazos más cortos. La mayoría de los contratos firmes se renovaron durante 2019 a precios más bajos debido a la agresiva competencia.

En consecuencia, los precios del gas natural comprado por otros segmentos disminuyeron debido a una fuerte competencia por la demanda no solo en la temporada baja sino durante los meses de mayor consumo, de acuerdo con un contexto de corto exceso de oferta a largo plazo, recesión económica e incertidumbre macroeconómica. Véase *"Información sobre la Emisora—Marco legal y regulatorio*

y relación con el Gobierno Nacional Argentino—Regulación del Mercado—Gas natural” de este prospecto. Esta situación generó una caída en la producción de gas impulsada por la falta de incentivos para desarrollar proyectos. Con el objetivo de posibilitar inversiones para incrementar la producción de gas natural en todas las cuencas del país y satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país, el gobierno argentino creó el Plan GasAr.

En diciembre de 2020, el gobierno argentino asignó volúmenes de gas a los oferentes con el fin de asegurar la demanda para abastecer durante los próximos cuatro años a un precio determinado. Podemos estar sujetos a fluctuaciones en periodos no invernales en nuestros volúmenes de ventas y consecuentemente en nuestra producción que podría verse afectada negativamente y los precios de mercado resultantes podrían ser más bajos de lo esperado. Para más información véase “Información sobre la Emisora—Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Las actividades de petróleo y de gas se encuentran sujetas a riesgos operativos, económicos, sociales, ambientales significativos y fluctuación estacional de la demanda” y Marco legal y normativo y relación con el gobierno nacional argentino —Regulación de Mercado—Gas Natural—Programas de estímulo de gas natural—Decreto N° 892/2020” de este Prospecto.

Criterios contables relevantes

Presentamos nuestros estados financieros conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) del Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB) y que fueran adoptadas por la Resolución Técnica N° 26. Nuestros criterios contables se describen en la Notas 2.a y b de los Estados Financieros Consolidados Auditados. Las NIIF nos exigen que en los estados financieros efectuemos estimaciones y presunciones que pueden afectar los montos informados de activos y pasivos, ingresos y gastos, y las exposiciones de activos y pasivos contingentes. Los resultados reales pueden diferir de dichas estimaciones. Consideramos las siguientes políticas para ser más críticos en la comprensión de los juicios que están involucrados en la preparación de nuestros estados financieros y las incertidumbres que podrían afectar nuestros resultados de las operaciones, situación financiera y flujos de efectivo.

- Moneda funcional y moneda de presentación. Véase Nota 2.b.1 a los Estados Financieros Consolidados Auditados;
- Deterioro de propiedades, planta y equipo. Véase Notas 2.b.8 y 2.b.9 a los Estados Financieros Consolidados Auditados. Asimismo, para información adicional respecto a los supuestos utilizados para el cálculo del test de deterioro de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2019, ver Nota 2.c a los Estados Financieros Consolidados Auditados;
- Deterioro de activos financieros. Véase Notas 2.b.2 y 2.b.18 a los Estados Financieros Consolidados Auditados;
- Depreciación de propiedades productoras de petróleo y gas. Véase Nota 2.b.6 a los Estados Financieros Consolidados Auditados;
- Obligaciones de abandono de pozos de hidrocarburos. Véase Nota 2.b.6 y 15.b a los Estados Financieros Consolidados Auditados;
- Decisiones de consolidación y asociaciones conjuntas. Véase Nota 2.a, 2.b.5, 3 y 10 a los Estados Financieros Consolidados Auditados;
- Pasivos ambientales, acciones legales y otras contingencias. Véase Notas 2.c), 15, 31 y 32.b) a los Estados Financieros Consolidados Auditados;
- Arrendamientos. Véase Nota 2.b.12 y 2.b.26 a los Estados Financieros Consolidados Auditados;
- Determinación del cargo por impuesto a las ganancias y de impuesto diferido. Véase Nota 2.b.15 y 16 a los Estados Financieros Consolidados Auditados;

En relación con la divulgación del impacto que tendrán las normas contables emitidas recientemente en los estados financieros cuando se adopten en períodos futuros, véase Nota 2.b.26 a los Estados Financieros Consolidados Auditados al 31 de diciembre de 2020.

Adicionalmente, con relación a la estimación de reservas de petróleo y gas, véase “Información sobre la Emisora – Upstream – Reservas de Petróleo y Gas” de este prospecto.

Asimismo, para información sobre el deterioro de propiedades, planta y equipo del segundo y cuarto trimestre de 2020, Véase Nota 2.c de nuestros estados financieros consolidados auditados al 31 de diciembre de 2020.

Adicionalmente análisis de recuperabilidad es realizado en la fecha de cierre de ejercicio o cada vez que existen indicios de deterioro del valor recuperable. Es difícil predecir con certeza razonable el valor esperado de pérdida por el test de recuperabilidad de activos dados los numerosos factores que afectan a la base de activos y los flujos de efectivo utilizado en el cálculo del test de recuperabilidad. Estos factores incluyen, pero no se limitan a, los precios futuros, los costos de operación, tipo de cambio, inversiones, la producción y su impacto en el agotamiento y costo base, revisiones hacia arriba o a la baja de las reservas, incorporaciones de reservas, tasa de descuento y tributos fiscales. De acuerdo con lo anterior, y en relación con el cálculo del valor de uso de las UGES del Upstream al 31 de diciembre de 2020, si el promedio de los precios de gas natural se reduce aproximadamente US\$ 5/bbl y US\$ 0,50 por MBTU respectivamente, para todos los años del flujo de fondos descontado, y asumiendo todos los demás factores constantes, el valor de nuestras propiedades, plantas y equipos de las UGES del Upstream se vería reducido en aproximadamente US\$ 0,77 mil millones antes de impuestos.

En consecuencia, como se señaló anteriormente, el flujo de fondos actual puede ser significativamente afectado por otros factores. Existen numerosas incertidumbres inherentes en la estimación de flujos de fondos, por lo tanto, este cálculo hipotético no debe interpretarse como indicativo de nuestros planes de desarrollo o resultados futuros. Para mayor información sobre la declinación

reciente en el precio internacional del crudo Brent, como así también del crudo local y de los precios locales de combustibles, véase "Reseña y perspectiva operativa y financiera—Condiciones Macroeconómicas" de este prospecto.

Principales Rubros del Estado de Resultados

La siguiente es una breve descripción de las partidas principales de nuestra cuenta de resultados.

Ingresos Ordinarios

Las ventas netas comprenden principalmente nuestras ventas consolidadas de combustibles refinados y no refinados y productos químicos, netas del impuesto a los ingresos brutos. Las retenciones a las exportaciones son registradas como gastos de comercialización en nuestro estado de resultados integrales consolidados. Las regalías correspondientes a nuestra producción se contabilizan como costo de producción y no se deducen al determinar las ventas netas. Para más información véase "Información sobre la Emisora—Upstream—Producción de petróleo y gas, precios y costos de producción" de este prospecto y la Nota 23 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Costos

El siguiente cuadro presenta, para cada uno de los ejercicios indicados, un desglose de nuestro costo de ventas consolidado por categoría (cifras expresadas en millones de Pesos):

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018
Inventarios al inicio	80.479	53.324	27.149 ⁽¹⁾
Compras	170.616	190.601	124.279
Costos de producción	442.264	378.281	234.340
Diferencia de conversión	32.427	33.385	26.514
Inventarios incorporados por combinación de negocios ⁽¹⁾	-	-	445
Ajuste por inflación ⁽²⁾	563	496	167
Inventarios al cierre del ejercicio	(100.137)	(80.479)	(53.324)
Total	626.212	575.608	359.570

(1) Véase Nota 3 a los Estados Financieros Auditados Consolidados al 31 de diciembre de 2020.

(2) Corresponde al ajuste por inflación de los saldos iniciales de las subsidiarias con el Peso como moneda funcional, que se imputó en "Otros resultados integrales".

La siguiente tabla presenta, para cada uno de los años y períodos indicados, un desglose de los costos de producción consolidados por categoría:

	2020	2019	2018
	Cifras en millones de Pesos		
Sueldos y cargas sociales	43.315	33.991	18.908
Honorarios y retribuciones por servicios	2.469	2.491	1.772
Otros gastos de personal	8.789	8.941	5.313
Impuestos, tasas y contribuciones	7.287	7.370	3.634
Regalías, servidumbres y cánones	42.709	42.135	31.677
Seguros	5.314	2.692	1.335
Alquileres de inmuebles y equipos	7.332	11.079	8.983
Depreciación de Propiedades, Planta y Equipo	161.453	139.345	83.700
Amortización de activos intangibles	2.821	2.020	1.497
Depreciación por derecho de uso	16.868	9.835	-
Materiales y útiles de consumo	22.838	22.095	11.126
Contrataciones de obras y otros servicios	34.492	18.512	14.973
Conservación, reparación y mantenimiento	50.850	48.762	31.141
Transporte, productos y cargas	20.966	23.137	12.714
Combustible, gas, energía y otros	14.761	5.876	7.567
Total	442.264	378.281	234.340

Nuestros costos representaron el 93,6%, 84,8% y 82,5% de nuestras ventas netas consolidadas en 2020, 2019 y 2018, respectivamente. Nuestro costo de ventas aumentó un 8,8% desde 2019 a 2020, atribuible principalmente a los factores explicados en "Costo de ventas".

Otros resultados operativos, netos

La cuenta Otros resultados operativos netos comprende principalmente provisiones para juicios pendientes y otros reclamos, costos estimados para trabajos de remediación ambiental, resultado por venta de participación en áreas, recuperos por seguros, incentivos a la construcción y provisiones para planes de beneficios definidos y otros beneficios post-jubilatorios.

Resultados financieros y por tenencia, netos

Los resultados financieros y por tenencia incluyen en el valor neto de las ganancias y pérdidas por intereses ganados y perdidos, actualizaciones financieras, diferencias de cambio y otros resultados financieros.

Impuesto a las ganancias

Las tasas impositivas efectivas para los ejercicios analizados en este prospecto difieren de la tasa legal del impuesto de sociedades en la Argentina (30%). Para información más detallada véase Nota 16 de los Estados Financieros Consolidados Auditados. Para información con respecto las modificatorias del impuesto a las ganancias introducido por la Ley N° 27.430 y 27.432, véase “Información Adicional-Carga Tributaria”.

Resultados de las Operaciones**Resultados consolidados de las operaciones**

La siguiente tabla muestra cierta información financiera como porcentaje de ventas netas para los años indicados.

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018
	(porcentaje de ingresos ordinarios)		
Ingresos	100,0	100,0	100,0
Costos.....	(93,6)	(84,8)	(82,5)
Resultado bruto	6,4	15,2	17,5
Gastos de comercialización.....	(10,7)	(7,4)	(6,4)
Gastos de administración.....	(5,2)	(3,6)	(3,2)
Gastos de exploración	(0,9)	(1,0)	(1,3)
Recupero / (Deterioro) de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, netos	1,0	(6,1)	0,7
Otros resultados operativos, netos	0,6	(0,2)	2,7
Resultado operativo.....	(8,8)	(3,1)	10,0

Las tablas a continuación presentan, para los años indicados, datos de volumen y precio con respecto a nuestras ventas de nuestros principales productos en el mercado nacional y de exportación, respectivamente. Las exportaciones representaban 12,2%, 13,0% y 10,3%, de nuestras ventas netas consolidadas en 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

Mercado Local

Producto	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2020		2019		2018	
	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad ⁽¹⁾	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad ⁽¹⁾	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad ⁽¹⁾
		(en pesos)		(en pesos)		(en pesos)
Gas Natural	10.927 Mm3	6.694 /Mm3	11.666 Mm3	6.442 /Mm3	13.325 Mm3	4.532 /Mm3
Naftas	7.044 Mm3	33.884 /Mm3	7.925 Mm3	28.433 /Mm3	8.099 Mm3	17.516 /Mm3
Diesel	3.698 Mm3	33.913 /Mm3	5.275 Mm3	26.826 /Mm3	5.350 Mm3	18.148 /Mm3
Fuel oil	266 Mm3	25.647 /tn	192 Mm3	7.020 /tn	34 mtn	11.677 /tn
Petroquímicos (2)	390 Mm3	33.985 /tn	396 Mm3	31.978 /tn	582 mtn	15.053 /tn

Exportaciones

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de						
Producto	2020		2019		2018	
	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad ⁽¹⁾	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad ⁽¹⁾	Unidades Vendidas	Precio promedio por unidad ⁽¹⁾
		(en pesos)		(en pesos)		(en pesos)
Gas Natural	322 Mm3	6.381 /Mm3	498 Mm3	6.837 /Mm3	3 Mm3	9.991 / Mm3
Naftas	86 Mm3	41.528 /Mm3	90 Mm3	34.313 /Mm3	87 Mm3	17.812 / Mm3
Diesel	304 Mm3	19.216 /Mm3	167 Mm3	26.870 /Mm3	113 Mm3	16.995 /Mm3
Fuel oil	267 Mm3	25.619 /tn	243 Mm3	23.415 /tn	228 Mm3	12.940 /tn
Petroquímicos (2)	193 Mm3	35.932 /tn	301 Mm3	30.140 /tn	410 Mm3	17.377 /tn

(1) Los precios promedio indicados son antes de retenciones a las exportaciones aplicables a nuestro cargo.

(2) Incluye exportaciones de refinado parafínico.

Ingresos

Los ingresos correspondientes a 2020 totalizaron de Ps. 669.186 millones, lo que representa una reducción del 1,4% en comparación con los Ps. 678.595 millones correspondientes a 2019. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos del Grupo antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gasoil aumentaron \$ 13.347 millones en el mercado interno, o 5,9%, debido a un incremento aproximado del 19,2% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil compensado parcialmente con menores volúmenes totales despachados por aproximadamente un 11,1%, mientras en el mercado se pudo observar una disminución para este producto de aproximadamente 11,0%. Dentro de la disminución antes mencionada se destaca una reducción del 17,7% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gasoil premium). Estas variaciones se vieron afectadas por las medidas adoptadas a partir de la pandemia desde la segunda quincena de marzo 2020 tal como se mencionó anteriormente;
- Las ventas de naftas disminuyeron \$ 16.108 millones en el mercado interno, o 11,4%, debido a una disminución de los volúmenes totales despachados de aproximadamente 29,9%, mientras en el mercado se pudo observar una disminución para este producto de aproximadamente 26,9%; compensado en parte con un incremento aproximado del 26,4% en el precio promedio para el mix de naftas. Dentro de la reducción del volumen antes mencionado se destaca una disminución del 30,1% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium). Estas variaciones se vieron afectadas por las medidas adoptadas a partir de la pandemia desde la segunda quincena de marzo 2020 tal como se mencionó anteriormente;
- Las ventas como productores de gas natural en el mercado interno disminuyeron en \$2.005 millones, o 2,7%, como consecuencia de una reducción del 6,3% en el volumen vendido, asociado a la menor producción antes mencionada, compensado parcialmente con un incremento en el precio promedio de 3,9% en pesos;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeños comercios) y a través de su comercializadora a grandes clientes (usinas e industrias) disminuyeron en \$ 6.945 millones, o 16,3%, debido fundamentalmente a una disminución del volumen de gas comercializado del 24,4% compensado parcialmente con un aumento en el precio promedio del 10,6%, principalmente de nuestra compañía controlada Metrogas S.A., a través de su red de distribución;
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en \$ 7.710 millones, o 7,3%. Se destacan las mayores ventas de fuel oil por 405,9%, de fertilizantes en un 124,3%, nafta virgen en un 100,7%, lubricantes en un 25,4%, crudo en un 11,1% y productos petroquímicos en un 4,7%, principalmente debido a los mayores precios de estos productos medidos en pesos, compensado parcialmente con menores ventas de aerokerosene en un 62,7% (por menores volúmenes en un 70,5% y mayores precios en pesos de 26,5%) y menores ventas de asfaltos en un 26,5%. Estas variaciones se vieron afectadas principalmente por las medidas de aislamiento obligatorio a partir de la segunda quincena de marzo 2020 tal como se mencionó anteriormente;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo disminuyeron en \$ 5.408 millones, o 6,1% debido fundamentalmente a menores exportaciones de aerokerosene por \$ 16.983 millones o 66,7%, principalmente por una disminución en los volúmenes vendidos de 72,0%, compensado parcialmente con un incremento en los precios promedio de venta medidos en pesos de un 19,0%, como así también menores exportaciones de productos petroquímicos por \$ 2.153 millones. Adicionalmente estos efectos se vieron compensados en parte por mayores exportaciones de harinas y aceites de soja por \$11.665 millones o 68,2%, motivado por un incremento de 57,8% en los precios obtenidos medidos en pesos y un aumento del 6,6% en los volúmenes, así como también, las mayores ventas al exterior de fuel oil por \$ 1.142 millones y de gas oil por \$ 505 millones.

Los ingresos correspondientes a 2019 fueron de Ps. 678.595 millones, lo que representa un aumento del 55,7% en comparación con los Ps. 435.820 millones correspondientes a 2018. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos del Grupo antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gasoil aumentaron Ps. 85.605 millones en el mercado interno, o 61,3%, debido a un incremento aproximado del 64,8% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil compensado parcialmente con menores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 2,2%, acompañando la baja observada en el mercado para este producto de aproximadamente 0,8%. Adicionalmente, se observó una disminución del 1,6% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gasoil premium);
- Las ventas de naftas aumentaron Ps. 44.416 millones en el mercado interno, o 45,7%, debido a un incremento aproximado del 47,8% en el precio promedio para el mix de naftas compensado parcialmente con una disminución de los volúmenes totales despachados de aproximadamente 1,4%, acompañando la baja observada en el mercado para este producto de aproximadamente 1,9%. Adicionalmente, se observó una disminución del 14,4% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas como productores de gas natural en el mercado interno se incrementaron en Ps. 14.767 millones, o 24,5%, como consecuencia de un incremento en el precio promedio de 42,1% en pesos, compensado en parte con una reducción del 12,4% en el volumen vendido. Esta reducción se explica principalmente por el exceso de oferta de gas frente a la demanda existente con su consecuente baja de precio en todos los segmentos en especial en el segmento usinas, lo cual impactó en la producción de gas natural y por consiguiente afectó negativamente los volúmenes despachados, principalmente durante el primer semestre de 2019; Esta tendencia en cuanto a volúmenes despachados se revirtió en el segundo semestre de 2019, luego de captar mayor demanda de grandes generadores;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en Ps. 17.768 millones, o 71,5%, debido principalmente al incremento de las ventas de nuestra compañía controlada Metrogas S.A. en Ps. 21.826 millones. Esta variación se debe principalmente a los incrementos del 21,8% en el precio promedio y del 41,5% en los volúmenes de venta.
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en Ps. 36.205 millones, o 52,6%. Se destacan las mayores ventas de fuel oil en un 239,7%, GLP en un 21,1%, aerokerosene en un 69,3%, petróleo crudo en un 127,9%, productos petroquímicos en un 44,6%, fertilizantes en un 86,1%, y lubricantes en un 54,5%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos medidos en pesos. Este incremento se vio parcialmente compensado por menores ventas de nafta virgen en un 45,2%;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo se incrementaron en Ps. 44.014 millones, o 98,0%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de aerokerosene por Ps. 10.459 millones, o 69,7%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos de un 53,5% y en un 10,6% en los volúmenes vendidos, así como también las mayores ventas de al exterior de productos petroquímicos por Ps. 1.601 millones, o 21,4%, debido a mejores precios promedio de venta medidos en pesos, compensado en parte por menores volúmenes comercializados y fuel oil por Ps. 2.735 millones, o 92,5%, debido a mejores precios promedio de venta medidos en pesos y volúmenes comercializados. Se registraron mayores ventas al exterior de petróleo y nafta virgen por Ps. 8.574 millones y Ps. 2.568 millones respectivamente, principalmente por mayores volúmenes vendidos y a partir de exportaciones puntuales realizadas en el período. Las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un aumento de Ps. 10.196 millones o 147,6% en la comparación de ambos períodos, motivado por un incremento de 53,5% en los precios obtenidos medidos en pesos y un aumento del 61,3% en los volúmenes. Adicionalmente, se registró un incremento en las exportaciones de gas natural por Ps. 3.371 millones, comparado con 2018.

Costos

El costo de ventas correspondiente a 2020 totalizaron \$ 626.212 millones, un 8,8% superior comparado con los \$ 575.608 millones correspondientes a 2019, incluyendo incrementos en los costos de producción del 16,9%, y una disminución en las compras del 10,5%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

Costos de producción

- Incrementos en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo en \$ 22.108 millones, o 15,9%, debido fundamentalmente a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") por \$ 8.412 millones, o 7,8%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 16,8%, por debajo del incremento general de precios mayoristas de la economía que tuvo un incremento interanual del 41,4%, afectado principalmente por las medidas de aislamiento obligatorio adoptadas por las autoridades gubernamentales en respuesta a la pandemia COVID-19 a partir de la segunda quincena de marzo 2020, que condujo a una baja de actividad y consecuentemente ajustes en el nivel de producción, adicionalmente un incremento en los costos relacionados con el alcance de los protocolos de seguridad generados e instaurados en cada operación. Sin embargo, a mediados del tercer trimestre se reanudaron gradualmente las actividades en los yacimientos, habiéndose movilizado aproximadamente 80 plataformas (considerando equipos de torre, workover y pulling) hacia fines de diciembre;

- Incremento en las regalías y otros cargos asociados a la producción por \$ 921 millones, o 2,3%, con un aumento de \$ 1.502 millones, o 5,1%, en las regalías sobre la producción de petróleo crudo debido principalmente a un mayor valor en boca de pozo medido en pesos, compensado en parte por una menor producción. Este efecto se vio compensado parcialmente con una disminución de \$ 582 millones, o 5,7%, en las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural, debido principalmente a la menor producción;
- Reducción en los costos de transporte por \$ 2.171 millones, o 9,4%, principalmente debido al menor volumen transportado compensado parcialmente por el incremento de las tarifas en pesos;
- Los gastos relacionados con parada de equipos y servicios (stand by) se incrementaron en \$ 12.498 millones producto principalmente de la crisis sanitaria en el país que generó un freno en la ejecución de proyectos para garantizar la seguridad del personal involucrado y tener un nivel de producción acorde a la necesidad del mercado;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por \$ 4.505 millones, o 18,2%, fundamentalmente motivado por los mayores cargos por electricidad y otros suministros, y mayores gastos de personal; compensado parcialmente con menores cargos en consumo de materiales y repuestos.

Compras

- Menores importaciones de combustibles por \$ 16.854 millones, o 52,7% debido principalmente a menores importaciones de gasoil por \$ 7.339 millones, o 41,5%, y de jet fuel por \$ 7.673 millones, o 69,9%, debido principalmente por menores volúmenes importados y a partir de la menor demanda doméstica por los motivos antes mencionados que afectaron la actividad a partir de marzo;
- Disminución de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente \$ 10.465 millones, o 22,8%, debido a una disminución en los volúmenes de compra (fundamentalmente a partir del menor procesamiento) de 35,3% y compensado parcialmente con un incremento de 19,3% en el precio promedio de compra a terceros en pesos;
- Disminución en las compras de gas natural a otros productores para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (residenciales y pequeños comercios) y desde su comercializadora a grandes clientes (usinas e industrias) por \$ 4.944 millones, o 19,8% debido principalmente a la disminución en el volumen del 20,2%;
- Disminución en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 11.725 millones, o 33,9%, debido principalmente a una disminución del 64,4% en los volúmenes adquiridos de FAME y del 31,8% en los volúmenes adquiridos de bioetanol compensado parcialmente con un aumento de un 35,0% en el precio del FAME y un 32,9% en el precio del bioetanol;
- Incremento en la recepción de granos por \$ 9.643 millones, o 66,3%, a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al Agro, que contablemente se registran como compras. Dicho incremento es debido a un aumento de 62,5% en el precio promedio en pesos y del 2,3% en los volúmenes recepcionados. Adicionalmente se observó un incremento en las compras de fertilizantes por \$ 9.638 millones, o 170,5%, y de lubricantes por \$ 1.572 millones, o 101,0% por mayores volúmenes;
- Durante el 2020 se registró una variación de existencia negativa por \$ 13.332 millones, principalmente como consecuencia de un consumo de existencias y de la reducción en el costo de los inventarios de la sociedad. Por otro lado, durante el 2019 se registró una variación de existencia negativa por \$ 6.726 millones, principalmente como consecuencia de un consumo de existencias.

El costo de ventas correspondiente a 2019 fue de Ps. 575.608 millones, un 60,1% superior comparado con los Ps. 359.570 millones correspondientes a 2018, incluyendo incrementos en los costos de producción del 61,4%, y en las compras del 53,4%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

Costos de producción

- Incrementos en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo en Ps. 55.645 millones, o 66,5%, debido fundamentalmente a la depreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad compensando parcialmente por una disminución en el coeficiente de amortización producto de la incorporación de reservas ocurrida durante el año 2018;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") por Ps. 45.708 millones, o 73,0%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 79,0%, en línea con el incremento general de precios de la economía e incrementado además por la mayor actividad de workover tendiente a mejorar la performance de producción de ciertos campos maduros, ponderado por la disminución de producción antes comentada y mayor consumo de productos químicos para el uso en pozos e instalaciones;
- Incremento en las regalías y otros cargos asociados a la producción por Ps. 9.247 millones, o 30,5%, con un aumento de Ps. 7.874 millones, o 36,6%, en las regalías sobre la producción de petróleo crudo y un aumento de Ps. 1.374 millones, o 15,6%, en las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural, en ambos casos por el mayor valor en boca de pozo de estos productos medido en pesos, parcialmente afectadas a la baja a partir de la menor producción de gas natural en 2019 tal como se mencionó anteriormente;

- Incremento en los costos de transporte por Ps. 10.423 millones, o 82,0%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas respectivas;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por Ps. 11.580 millones, o 87,6%, fundamentalmente motivado por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos y otros suministros, gastos de personal y mayores cargos en reparaciones y mantenimiento. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo que el nivel de procesamiento en refinerías fue un 2,2% inferior, el costo de refinación unitario medido en pesos aumentó en 2019 en un 91,8% en comparación con 2018.

Compras

- Mayores importaciones de combustibles por Ps. 9.133 millones, o 39,9% debido principalmente a mayores importaciones de gasoil por Ps. 3.218 millones, o 22,2%, de jet fuel por Ps. 5.257 millones, o 91,8%, y de nafta premium por Ps. 658 millones, o 24,5% debido principalmente a la devaluación acaecida en el presente período mencionada previamente;
- Incremento de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente Ps. 14.533 millones, o 46,3%, debido a un incremento de 35,1% en el precio promedio de compra a terceros en pesos, y un aumento en los volúmenes de compra de aproximadamente 8,3%. No obstante, se han incrementado las compras de crudos livianos frente a una menor adquisición de crudos pesados apalancando el rendimiento de nuestras refinerías;
- Incremento en las compras de gas natural a otros productores para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (residenciales y pequeños comercios e industrias) por Ps. 9.909 millones, o 65,6%, principalmente debido a un incremento en el precio de compra del 39,3% y un aumento de volumen del 13,1%;
- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps. 10.671 millones, o 44,6%, debido principalmente a un aumento de un 52,6% en el precio del FAME y un 40,4% en el precio del bioetanol, compensado parcialmente por una disminución de los volúmenes adquiridos de FAME del 2,6% y de bioetanol del 0,5%;
- Incremento en la recepción de granos por Ps. 7.458 millones, o 105,1%, a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al Agro, que contablemente se registran como compras. Dicho incremento es debido a un aumento de 55,0% en el precio promedio y del 32,3% en los volúmenes recepcionados;
- Durante 2019 se registró una variación de existencia negativa por Ps. 6.726 millones, en comparación con la variación de existencia negativa registrada en 2018 de Ps. 951 millones, principalmente como consecuencia de un mayor consumo de existencias.

Gastos de Administración

Los gastos de administración correspondientes a 2020 ascendieron a Ps. 34.490 millones, presentando un aumento del 39,6% frente a los Ps. 24.701 millones registrados durante el mismo período de 2019, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal impactado principalmente por los costos asociados al programa de retiro voluntario aplicado por la compañía a partir de agosto 2020, mayores cargos en las depreciaciones de activos fijos, y mayores cargos por licencias informáticas muchas de las cuales se encuentran dolarizadas.

Los gastos de administración correspondientes a 2019 ascendieron a Ps. 24.701 millones, presentando un aumento del 77,4% frente a los Ps. 13.922 millones registrados durante el mismo período de 2018, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, a los mayores honorarios y retribuciones por servicios, a los mayores costos en contrataciones de servicios y licencias informáticas, muchos de los cuales están dolarizados, a los mayores cargos relacionados con la publicidad institucional y a mayores cargos en las depreciaciones de activos fijos.

Cabe destacar, que el total de los gastos de administración y comercialización, como porcentaje de los gastos totales (Véase nota 25 a los Estados Financieros Consolidados) se han incrementado en 3 puntos porcentuales de 2019 a 2020 (16,2% a 19,2%) en 2020 comparado con 2019, producto principalmente de que los costos de producción han aumentado en menor proporción que los anteriores debido a la menor actividad desarrollada durante 2020.

Gastos de Comercialización

Los gastos de comercialización correspondientes a 2020 ascendieron a \$ 71.835 millones, presentando un incremento del 44,0% comparado con los \$ 49.898 millones registrados durante el mismo período de 2019. En el año 2020 se ha registrado un cargo por deterioro del crédito al 31 de diciembre de 2020 con Distribuidoras, asociado a las diferencias diarias acumuladas según Decreto N° 1.053/2018, el cual asciende a \$ 8.861 millones. Véase “Información sobre la Emisora - Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino - Renegociación Tarifaria” y adicionalmente nota 34.f a los estados financieros consolidados. Por lo tanto, excluyendo este efecto los gastos de comercialización, presentan un incremento del 26,2% comparado contra el mismo período de 2019, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, mayores cargos de impuestos, tasas y contribuciones fundamentalmente por el incremento de las retenciones a las exportaciones, mayor provisión de deudores incobrables, mayores cargos en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo, mayores gastos de personal, y mayores contrataciones de obras y servicios, entre otros.

Los gastos de comercialización correspondientes a 2019 ascendieron a Ps. 49.898 millones, presentando un incremento del 78,7% comparado con los Ps. 27.927 millones registrados durante 2018, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno y cambios logísticos en la distribución de combustible durante 2019, mayores cargos de impuestos, tasas y contribuciones fundamentalmente por el incremento de las retenciones a las exportaciones, mayores cargos por depreciación de activos fijos, mayores gastos de personal, mayores cargos en la provisión de incobrables, y mayores gastos de combustibles, gas y energía, entre otros.

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración correspondientes a 2020 totalizaron \$ 5.846 millones, presentando una reducción del 14,5% comparado con los \$ 6.841 millones correspondientes a 2019, debido principalmente a los menores gastos de estudios sísmicos y geológicos por \$ 686 millones. A su vez se registraron menores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el ejercicio actual, por un monto diferencial de \$ 246 millones en comparación a 2019. Fundamentalmente a raíz de los motivos mencionados y asociados a la pandemia, la inversión exploratoria durante el 2020 fue un 97,7% inferior al mismo período del año anterior.

Los gastos de exploración correspondientes a 2019 ascendieron a Ps. 6.841 millones, presentando un aumento del 25,2% comparado con los Ps. 5.466 millones correspondientes a 2018, debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el ejercicio actual, por un monto diferencial de Ps. 501 millones en comparación con el año anterior. A su vez, se registraron mayores gastos de estudios sísmicos y geológicos por Ps. 364 millones. Cabe destacar que la inversión exploratoria durante 2019 fue un 20,1% superior al año anterior.

Recupero / (Deterioro) de propiedades, planta y equipo

Durante el segundo trimestre de 2020, el Grupo reconoció un cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo y activos intangibles para la UGE Gas - Cuenca Neuquina de \$ 49.170 millones (\$ 36.877 millones netos del impuesto a las ganancias) y para la UGE Gas - Cuenca Austral de \$ 8.126 millones (\$ 6.095 millones netos del impuesto a las ganancias), generado principalmente por una reducción esperada en los precios del gas debido a la situación que atravesaba este mercado tanto a nivel mundial como a nivel local. Posteriormente, durante el cuarto trimestre de 2020, a partir fundamentalmente del lanzamiento del “Plan GasAr”, se modificaron las expectativas vinculadas con el desarrollo de proyectos de gas. Consecuentemente, en dicho trimestre de 2020, el Grupo reconoció una reversión en el cargo por deterioro del valor de sus activos para la UGE Gas – Cuenca Neuquina de \$ 58.463 millones (\$ 43.848 millones neto del impuesto a las ganancias) y UGE Gas – Cuenca Austral de \$ 7.706 millones (\$ 5.780 millones neto del impuesto a las ganancias). Los motivos de la reversión se basan principalmente en el aumento de la producción esperada de gas natural a partir de las curvas de producción comprometidas en el marco del plan mencionado y en menor medida por la reducción en los costos de producción. Dicho cargo por recupero no ha afectado la generación actual de caja de la Sociedad. Para una mayor descripción, véase adicionalmente “Provisiones para deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles” en la Nota 2.c a los Estados Financieros Consolidados.

Durante el tercer trimestre de 2019, el Grupo reconoció un cargo no recurrente por deterioro de las propiedades, planta y equipo, principalmente para la UGE Gas – Cuenca Neuquina de Ps. 40.561 millones (efecto neto del impuesto a las ganancias de Ps. 30.421 millones) generado entre otros por la caída de los precios del gas (y líquidos) debido a la situación que atraviesa este mercado tanto a nivel mundial como, por dinámicas específicas, a nivel local. Lo mencionado precedentemente afecta las inversiones la actividad, produciendo el deterioro en el valor de los activos relacionados por el cargo registrado.

Otros resultados operativos, netos

Los otros resultados operativos, netos, correspondientes a 2020 fueron positivos en \$ 3.949 millones, mientras que en 2019 se registró una pérdida de \$ 1.130 millones. Esta variación se explica principalmente por el Acuerdo de desarrollo del área Bandurria Sur en enero de 2020 donde YPF fue notificada de la adquisición por parte de Shell Argentina S.A. y Equinor Argentina AS de la totalidad del paquete accionario de Schlumberger Oilfield Eastern Ltd. (en adelante “SPM”). Esta cesión requirió el pago por parte de SPM del precio pendiente que ascendía a \$ 6.356 millones, el cual fue recibido por YPF. Adicionalmente se generó un resultado correspondiente a la venta del 11% de la participación de YPF sobre el área de Bandurria Sur a Bandurria Sur Investments S.A. (BSI), por \$ 4.420 millones (véase nota 3 de los Estados Financieros Consolidados). Adicionalmente, en 2020, se incluye un resultado correspondiente a los seguros por los siniestros de descontrol de pozos ocurridos en las áreas de Bandurria Sur y Loma La Lata en previos ejercicios, cuyo importe asciende a \$ 2.719 millones. Por último, estos efectos se vieron parcialmente compensados por el acuerdo entre YPF y las empresas Exmar Energy Netherlands B.V., Exmar Argentina S.A.U. y Exmar N.V., mediante el cual, sin reconocer hechos ni derechos, se estableció la finalización de los acuerdos de charter y servicios de licuefacción de la barcaza licuefactora Tango FLNG celebrados el 20 de noviembre de 2018, y la finalización de los reclamos arbitrales iniciados por Exmar Energy Netherlands B.V. y Exmar Argentina S.A.U. contra YPF el 15 de julio de 2020 ante la London Court of International Arbitration (“LCIA”), no teniendo estas compañías nada más que reclamar a YPF. Como consecuencia de este acuerdo, la Sociedad registró una pérdida de \$ 8.285 millones. Véase adicionalmente nota 33.f) a los estados financieros consolidados.

Los otros resultados operativos, netos, correspondientes a 2019 fueron negativos en Ps. 1.130 millones, comparado con una ganancia de Ps. 11.945 millones durante 2018. La variación corresponde principalmente a la registración del resultado por la revaluación de la inversión de YPF en YPF EE por Ps. 11.980 millones en el primer trimestre de 2018, como consecuencia del acuerdo para la capitalización de esta última, suscripto entre YPF y una subsidiaria de GE Financial Services, Inc.

Resultado Operativo

La pérdida operativa correspondiente a 2020 fue de \$ 58.397 millones debido a los factores descriptos anteriormente, en comparación con la pérdida operativa de \$ 21.012 millones correspondiente a 2019, principalmente debido a los factores discutidos anteriormente.

El resultado operativo correspondiente a 2019 fue negativa por Ps. 21.012 millones debido a los factores descriptos anteriormente, representando una disminución del 148,0% en comparación con la utilidad operativa positiva de Ps. 43.780 millones correspondiente a 2018.

Resultados Financieros, netos

Los resultados financieros netos correspondientes a 2020 fueron una pérdida de \$ 11.301 millones, en comparación con la ganancia de \$ 6.034 millones correspondiente a 2019. En este orden, se registraron mayores intereses negativos por \$ 17.685 millones producto de un mayor endeudamiento promedio, medido en pesos, en comparación con el mismo período de 2019. Adicionalmente, se registró una menor diferencia de cambio positiva de \$ 11.833 millones sobre la posición pasiva monetaria neta en pesos, debido a la menor depreciación del peso observada durante el 2020, en comparación con el mismo período de 2019. Por otro lado, se registraron mayores cargos negativos por actualizaciones financieras por \$ 3.202 millones. Por último, se registraron en 2020 cargos positivos por resultados por transacciones con activos y pasivos financieros por \$ 9.019 millones; y un resultado positivo por valuación a valor razonable de activos financieros por \$ 3.862 millones, en comparación con cargos negativos de \$ 1.449 millones en el mismo período de 2019.

Los resultados financieros netos correspondientes a 2019 fueron una ganancia de Ps. 6.034 millones, en comparación con la ganancia de Ps. 41.525 millones correspondiente a 2018. En este orden, se registraron mayores intereses negativos por Ps. 19.419 millones y mayores tasas de interés durante 2019 en comparación con 2018. A su vez, en 2019 se registraron actualizaciones financieras netas negativas por Ps. 5.592 millones, principalmente por la actualización de los pasivos por taponamiento en comparación con los cargos positivos netos del 2018 por Ps. 7.627 millones producto del recálculo de la provisión para el abandono de pozos. Por último, se registró una menor diferencia de cambio positiva de Ps. 6.524 millones sobre la posición pasiva monetaria neta en pesos, debido a la menor depreciación del peso observada durante 2019, en comparación con 2018.

Impuesto a las ganancias

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente a 2020 fue negativo por \$ 14.589 millones, en comparación con el cargo negativo de \$ 26.369 millones correspondiente al mismo período del año 2019. Véase adicionalmente nota 16 a los estados financieros consolidados.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente a 2019 fue negativo por Ps. 26.369 millones, en comparación con los Ps. 51.538 millones negativos correspondiente a 2018. Este cargo tiene su origen principalmente en el cargo negativo por impuesto diferido registrado en 2019 y 2018 por Ps. 3.588 millones y Ps. 50.595 millones respectivamente, cuyo origen está vinculado fundamentalmente a los efectos del movimiento del tipo de cambio. Para más información véase adicionalmente nota 16 a los Estados Financieros Consolidados.

Resultado Neto del ejercicio y Otros Resultados Integrales

El resultado neto correspondiente a 2020 fue una pérdida de \$ 71.017 millones, en comparación con una pérdida de \$ 33.379 millones durante el 2019.

Los otros resultados integrales correspondientes a 2020 fueron positivos en \$ 206.500 millones, comparados con \$ 221.367 millones positivos de 2019, motivado fundamentalmente en ambos casos por la apreciación de propiedades, planta y equipo.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente a 2020 fue una ganancia de \$ 135.483 millones, en comparación con una ganancia de \$ 187.988 millones durante 2019.

El resultado neto correspondiente a 2019 fue una pérdida de Ps. 33.379 millones, en comparación con una ganancia de Ps. 38.606 millones durante 2018.

Los otros resultados integrales correspondientes a 2019 fueron positivos en Ps. 221.367 millones, comparados con Ps. 172.600 millones también positivos de 2018, motivado fundamentalmente en ambos casos por diferencias de traslación de propiedades, planta y equipo.

En base a todo lo anterior, el resultado integral total correspondiente 2019 fue una ganancia de Ps. 187.988 millones, en comparación con una ganancia de Ps. 211.206 millones durante 2018.

Upstream

A nivel operativo, en 2020 la producción diaria de hidrocarburos disminuyó 9.2% en comparación con el mismo período de 2019, alcanzando 467 mbep/d. Estas variaciones se vieron principalmente afectadas por menores inversiones y actividad en los campos de petróleo y gas como consecuencia de las medidas adoptadas por el gobierno para mitigar la pandemia de COVID-19 desde la segunda quincena de marzo de 2020.

La producción diaria de crudo disminuyó 8.5%, totalizando 207 mil mbbl/d. La producción se vio afectada principalmente por menores inversiones y actividad producto de los efectos de la pandemia.

La producción diaria de gas natural disminuyó un 10,5% respecto a 2019, alcanzando los 35,6 mmm3/d, principalmente por la caída natural de los campos y la disminución de las inversiones en un contexto de contracción de la demanda. La producción diaria de LGN

disminuyó un 5.0% en 2020 en comparación con el mismo período del año anterior debido a una menor producción de gas.

Durante 2020, el segmento de Upstream tuvo una pérdida operativa de \$ 25.878 millones, comparado con una pérdida operativa de \$ 49.194 millones en el mismo período de 2019.

Los ingresos netos del segmento se incrementaron durante 2020 un 1,1% con relación al mismo período del año anterior, alcanzando los \$ 291.840 millones, comparado con los \$ 288.631 millones durante el mismo período de 2019. Este incremento se debe principalmente a los siguientes factores:

- Las ventas de petróleo se incrementaron \$ 8.504 millones o 4,1%, debido a que el precio intersegmento del petróleo se incrementó aproximadamente un 11,5% medido en pesos (disminución del 23,7% en dólares). Asimismo, el volumen de petróleo crudo transferido entre el segmento de Upstream y el de Downstream presentó una disminución del 6,6% (aproximadamente 858 mil de m3). La producción diaria de petróleo durante 2020 disminuyó un 8,5% en comparación con el mismo período de 2019, alcanzando 207 miles de barriles por día;
- Las ventas de gas natural disminuyeron en \$ 5.771 millones, o 6,7%, como consecuencia de una reducción del volumen de gas natural transferido entre el segmento de Upstream y el de Gas y Energía del 8,7%. Asimismo, hubo un incremento del 1,7% del precio promedio en pesos. La producción diaria de gas natural durante 2020 disminuyó un 10,5% en comparación con el mismo período de 2019, alcanzando 35,6 Mm3/día.

En materia de los costos operativos totales se observó durante 2020 un incremento del 13,7%, alcanzando los \$ 330.559 millones (excluyendo los gastos exploratorios) comparado con los \$ 290.745 millones durante 2019. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo aproximadamente por \$ 8.311 millones, o 6,9%, debido fundamentalmente a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad, compensado parcialmente con un recupero de amortizaciones en el cuarto trimestre de 2020 asociado a una reducción del pasivo de taponamiento (que se registran como pasivo);
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) por \$ 8.412 millones, o 7,8%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 16,8%, por debajo del incremento general de precios mayoristas de la economía que tuvo un incremento interanual del 41,4%, afectado principalmente por las medidas de aislamiento obligatorio adoptadas por las autoridades gubernamentales en respuesta a la pandemia COVID-19 a partir de la segunda quincena de marzo 2020, que condujo a una baja de actividad y por consecuente ajustes en el nivel de producción, adicionales a los protocolos de seguridad generados e instaurados en cada operación. Sin embargo, a mediados del tercer trimestre se reanudaron gradualmente las actividades en los yacimientos, habiéndose movilizado aproximadamente 80 equipos (considerando equipos de torre, workover y pulling) hacia fines de diciembre;
- Incremento en las regalías y otros cargos asociados a la producción por \$ 921 millones, o 2,3%, con un incremento de \$ 1.502 millones, o 5,1%, en las regalías sobre la producción de petróleo crudo debido principalmente a un mayor valor en boca de pozo medido en pesos, compensado en parte por una menor producción. Este efecto se vio compensado parcialmente con una disminución de \$ 582 millones, o 5,7%, en las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural, debido principalmente a la menor producción;
- Incremento en los costos de transporte vinculados a la producción (camión, oleoductos y poliductos en yacimientos) de \$ 1.440 millones, lo que representa un aumento del 15,7% debido fundamentalmente a un aumento de las tarifas en pesos, compensado en parte con menores volúmenes transportados
- Los gastos relacionados con parada de equipos y servicios (stand by) se incrementaron en \$ 12.498 millones producto principalmente de la crisis sanitaria en el país que generó un freno en la ejecución de proyectos para garantizar la seguridad del personal involucrado y tener un nivel de producción acorde a la necesidad del mercado.

Los gastos de exploración correspondientes a 2020 ascendieron a \$ 5.829 millones, presentando una disminución del 14,5% comparado con los \$ 6.816 millones correspondientes a 2019, debido principalmente a los menores gastos de estudios sísmicos y geológicos por \$ 686 millones. A su vez se registraron menores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el ejercicio actual, por un monto diferencial de \$ 246 millones en comparación al 2019. Fundamentalmente a raíz de los motivos mencionados y asociados a la pandemia, la inversión exploratoria medida en pesos durante 2020 fue un 97,7% inferior al mismo período del año anterior.

Durante el segundo trimestre de 2020, el Grupo reconoció el cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo y activos intangibles para la UGE Gas - Cuenca Neuquina de \$ 49.170 millones (\$ 36.877 millones netos del impuesto a las ganancias) y para la UGE Gas - Cuenca Austral de \$ 8.126 millones (\$ 6.095 millones netos del impuesto a las ganancias), generado principalmente por una reducción esperada en los precios del gas debido a la situación que atravesaba este mercado tanto a nivel mundial como, por dinámicas específicas mencionadas anteriormente, a nivel local. Posteriormente, durante el cuarto trimestre de 2020, a partir fundamentalmente del lanzamiento del “Plan GasAr”, se modificaron las expectativas vinculadas con el desarrollo de proyectos de gas. Consecuentemente, en dicho trimestre de 2020, el Grupo reconoció una reversión en el cargo por deterioro del valor de sus activos para la UGE Gas - Cuenca Neuquina de \$ 58.463 millones (\$ 43.848 millones neto del impuesto a las ganancias) y UGE Gas - Cuenca Austral de \$ 7.706 millones (\$ 5.780 millones neto del impuesto a las ganancias). Los motivos de la reversión se basan principalmente en el aumento de la producción esperada de gas natural a partir de las curvas de producción comprometidas en el marco del plan mencionado y en menor medida por la reducción en los costos de producción. Dicho cargo por recupero no ha afectado la generación actual de caja de la Sociedad. Para una mayor descripción, véase adicionalmente “Provisiones para deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles” en la Nota 2.c a los Estados Financieros Consolidados.

Los otros resultados operativos, netos se incrementaron en \$ 11.193 millones respecto a 2019. Esta variación se explica principalmente por el Acuerdo de desarrollo del área Bandurria Sur en enero de 2020 donde YPF fue notificada de la adquisición por parte de Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A. y Equinor Argentina AS de la totalidad del paquete accionario de Schlumberger Oilfield Eastern Ltd. (en adelante "SPM"). Esta cesión requirió el pago por parte de SPM del precio pendiente que ascendía a \$ 6.356 millones, el cual ya fue recibido por YPF. Adicionalmente, durante el segundo trimestre de 2020, se realizó la venta del 11% de la participación de YPF sobre el área de Bandurria Sur a Bandurria Sur Investments S.A. (BSI), por \$ 4.420 millones (véase nota 3 de los Estados Financieros Consolidados). Por último, en el segundo trimestre de 2020, se incluye el principio de acuerdo correspondiente a los seguros por los siniestros de descontrol de pozos ocurridos en las áreas de Bandurria Sur y Loma La Lata, cuyo importe asciende a \$ 2.719 millones, y a la fecha se encuentra pendiente de cobro.

Durante 2019, el segmento de Upstream tuvo una pérdida operativa de Ps. 49.194 millones, comparado con una ganancia operativa de Ps. 22.483 millones en el mismo período de 2018.

Los ingresos netos por ventas de crudo y gas natural aumentaron durante 2019 un 37,1% con relación al año anterior, alcanzando los Ps. 288.631 millones, comparado con los Ps. 210.588 millones durante 2018. Este incremento se debe principalmente a los siguientes factores:

- Las ventas de petróleo se incrementaron Ps. 59.579 millones o 41,0%, debido a que el precio intersegmento del petróleo aumentó aproximadamente un 42,2% medido en pesos (disminución del 17,0% en dólares, fundamentalmente a partir del impacto del DNU N° 566/19 mencionado precedentemente). Asimismo, el volumen de petróleo crudo transferido entre el segmento de Upstream y el de Downstream presentó una disminución del 1,8% (aproximadamente 235 mil m3). La producción de petróleo durante 2019 disminuyó un 0,5% en comparación con el mismo período de 2018, alcanzando 226 mil barriles por día.
- Las ventas de gas natural se incrementaron en Ps. 22.196 millones, o 35,0%, como consecuencia de un incremento del 44,5% del precio promedio en pesos considerando la devaluación producida entre ambos períodos. Asimismo, el volumen de gas natural transferido entre el segmento de Upstream y el de Gas y Energía presentó una disminución del 4,7% debido principalmente por el exceso de oferta de gas frente a la demanda doméstica y de usinas, lo cual impactó en la producción de gas natural. La producción de gas natural durante 2019 disminuyó un 5,5% en comparación con 2018, alcanzando los 39,7 Mm3/día.

En materia de los costos operativos totales se observó durante 2019 un incremento del 56,0%, alcanzando los Ps. 290.745 millones (excluyendo los gastos exploratorios) comparado con los Ps. 186.426 millones durante el mismo período de 2018. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo aproximadamente por Ps. 47.777 millones, o 66,3%, debido fundamentalmente a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad, compensando parcialmente por una disminución en el coeficiente de amortización producto de la incorporación de reservas ocurrida durante el año 2018.
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") por Ps. 45.708 millones, o 73,0%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 79,0%, en línea con el incremento general de precios de la economía e incrementado además por la mayor actividad de workover tendiente a mejorar la performance de producción de ciertos campos maduros, ponderado por la disminución de producción antes comentada y mayor consumo de productos químicos para el uso en pozos e instalaciones;
- Incremento en las regalías y otros cargos asociados a la producción por Ps. 9.247 millones, o 30,5%, con un aumento de Ps. 7.874 millones, o 36,6%, en las regalías sobre la producción de petróleo crudo y un aumento de Ps. 1.374 millones, o 15,6%, en las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural, en ambos casos por el mayor valor en boca de pozo de estos productos medido en pesos, parcialmente afectadas a la baja a partir de la menor producción de gas natural en 2019 tal como se mencionó anteriormente;
- Incremento en los costos de transporte vinculados a la producción (camión, oleoductos y poliductos en yacimientos) de Ps. 4.738 millones, lo que representa un aumento del 107,1% debido fundamentalmente a un aumento de las tarifas en pesos y a la mayor actividad en áreas no convencionales.

Los gastos de exploración correspondientes a 2019 ascendieron a Ps. 6.816 millones, presentando un aumento del 25,3% comparado con los Ps. 5.438 millones correspondientes a 2018, debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improproductivas en el ejercicio actual, por un monto diferencial de Ps. 501 millones en comparación el año anterior. A su vez, se registraron mayores gastos de estudios sísmicos y geológicos por Ps. 364 millones. Cabe destacar que la inversión exploratoria medida en Pesos durante 2019 fue un 20,1% superior al mismo período del año anterior.

Durante el tercer trimestre de 2019, el Grupo reconoció un cargo no recurrente por deterioro de las propiedades, planta y equipo de Ps. 40.561 millones, para la UGE Gas – Cuenca Neuquina (Ps. 30.421 millones neto del impuesto a las ganancias) generado entre otros por la caída de los precios del gas (y líquidos) debido a la situación que atraviesa este mercado tanto a nivel mundial como, por dinámicas específicas, a nivel local. Lo mencionado precedentemente impacta en las inversiones y en la actividad, produciendo el deterioro en el valor de los activos por el cargo registrado. Dicho cargo no ha afectado la generación de caja de la Sociedad.

Downstream

La utilidad operativa del segmento de Downstream, fue de \$ 4.839 millones durante 2020, lo que representa una disminución del 88,1% en comparación con la utilidad operativa de \$ 40.653 millones durante 2019.

Durante 2020, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron un 73,3%, un 15,5% inferior con respecto al mismo período del año anterior, principalmente por las medidas de restricción a la movilidad adoptadas a partir de la pandemia desde la segunda quincena de marzo 2020 que provocaron como efecto una disminución en la demanda de productos refinados y en consecuencia un menor procesamiento asociado. Adicionalmente hubo un paro programado del Topping C en Refinería La Plata entre fines de agosto y fines de octubre. Por otro lado, en el primer trimestre de 2019, se produjeron incidentes en el horno del Topping D del complejo Industrial La Plata y cortes de energía en los complejos industriales de La Plata y Luján de Cuyo; y en junio 2019 un corte general de energía eléctrica en todo el país. Con estos niveles de procesamiento se obtuvo una menor producción de gasoil de 6,6% y de Naftas de 26,8%. Adicionalmente disminuyó la producción de otros refinados como GLP, carbón de petróleo y asfaltos, mientras que aumentó la producción de fuel oil, bases lubricantes y nafta petroquímica, todo ello en comparación con las producciones del período anterior.

Los ingresos netos del segmento Downstream, durante 2020 alcanzaron los \$ 540.063 millones, representando un incremento de 0,9% en relación con los \$ 535.171 millones correspondientes a 2019. Entre los diferentes aspectos que afectaron los ingresos, se destacan los siguientes:

- Las ventas de gasoil se incrementaron \$ 13.347 millones en el mercado interno, o 5,9%, debido a un incremento aproximado del 19,2% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil compensado parcialmente con una disminución en los volúmenes totales despachados por aproximadamente un 11,1%, mientras en el mercado se pudo observar una disminución para este producto de aproximadamente 11,0%. Dentro de la disminución antes mencionada se destaca una reducción del 17,7% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gasoil premium). Estas variaciones se vieron afectadas por las medidas adoptadas por las autoridades gubernamentales en respuesta a la pandemia a partir de la segunda quincena de marzo 2020, tal como se mencionó anteriormente;
- Las ventas de naftas disminuyeron \$ 16.108 millones en el mercado interno, o 11,4%, debido a una disminución de los volúmenes totales despachados de aproximadamente 29,9%, mientras en el mercado se pudo observar una disminución para este producto de aproximadamente 26,9%; compensado en parte con un incremento aproximado del 26,4% en el precio promedio para el mix de naftas. Dentro de la reducción del volumen antes mencionado se destaca una disminución del 30,1% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium). Estas variaciones se vieron afectadas por las medidas adoptadas por las autoridades gubernamentales en respuesta a la pandemia a partir de la segunda quincena de marzo 2020;
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en \$ 13.791 millones, o 16,6%. Se destacan las mayores ventas de fuel oil en un 405,9%, de fertilizantes en un 124,3%, carbón residual en un 26,7%, lubricantes en un 25,4%, crudo en un 11,1%, y petroquímicos en un 4,7%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos medidos en pesos, compensado parcialmente con menores ventas de aerokerosene en un 62,7% (por menores volúmenes en un 70,5% y mayores precios en pesos de 26,5%);
- Los ingresos obtenidos por el segmento Downstream en el mercado externo disminuyeron en \$ 6.138 millones, o 7,2%. Se presentaron menores ventas al exterior de aerokerosene por \$ 16.983 millones, o 66,7%, debido a una disminución en un 72,0% de los volúmenes vendidos, compensado en parte por un incremento en los precios promedio de venta medidos en pesos de un 19,0%. Adicionalmente, se presentaron menores ventas al exterior de petroquímicos por \$ 2.153 millones y menores ventas de carbón residual en \$ 1.248 millones. Los efectos mencionados anteriormente se ven parcialmente compensados con las mayores ventas al mercado externo de lubricantes y fuel oil, por \$ 2.418 millones y \$1.142 millones, respectivamente. Asimismo, las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un aumento de \$ 11.665 millones o 68,2% en la comparación de ambos períodos, motivado por un incremento de 57,8% en los precios obtenidos medidos en pesos y un aumento del 6,6% en los volúmenes.

En materia de los costos operativos totales se observó durante 2020 un incremento del 6,4%, alcanzando los \$ 476.682 millones comparado con los \$ 448.202 millones durante 2019. Se destacan dentro de esta variación:

- Disminución en las compras de petróleo crudo por \$ 1.961 millones o 0,8%. El volumen comprado a terceros tuvo una disminución de 35,3% (aproximadamente 1.072 mil m3), mientras que el volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo una disminución del 6,6% (aproximadamente 858 mil m3). Este efecto se vio parcialmente compensado por un incremento del 12,7% en los precios del petróleo crudo expresado en pesos;
- Menores importaciones de combustibles por \$ 16.854 millones, o 52,7% debido principalmente a menores importaciones de gasoil por \$ 7.339 millones, o 41,5%, de jet fuel por \$ 7.673 millones, o 69,9%, y de nafta premium por \$ 1.842 millones, o 55,0% debido principalmente a los menores volúmenes importados;
- Disminución en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por \$ 11.725 millones, o 33,9%, debido principalmente a una disminución del 64,4% en los volúmenes adquiridos de FAME y del 31,8% en los volúmenes adquiridos de bioetanol compensado parcialmente con un aumento de un 35,0% en el precio del FAME y un 32,9% en el precio del bioetanol;
- Incremento en la recepción de granos por \$ 9.643 millones, o 66,3%, a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al Agro, que contablemente se registran como compras. Dicho incremento es debido a un aumento de 62,5% en el precio promedio y del 2,3% en los volúmenes recepcionados;
- Incremento en la compra de fertilizantes por \$ 9.638 millones, o 170,5%, debido principalmente a mayores volúmenes adquiridos;
- En 2020 se registró en este segmento una variación de existencia negativa por \$ 16.622 millones como consecuencia principalmente del consumo de existencias, en comparación con la variación de existencia negativa registrada en 2019 de \$ 8.736 millones como consecuencia principalmente del consumo de existencias;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por \$ 4.505 millones, o 18,2%, fundamentalmente motivado por los mayores cargos por electricidad y otros suministros, y mayores gastos de personal; compensado parcialmente con menores cargos en consumo de materiales y repuestos;

- Los costos de transporte vinculados a la producción (naval, oleoductos y poliductos) presentan una reducción de \$ 449 millones, lo que representa una disminución del 4,0% debido a una menor actividad compensado en parte con un incremento de las tarifas en pesos;
- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo, correspondientes al proceso productivo por aproximadamente \$ 11.367 millones, o 66,5% fundamentalmente motivado por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior debido a la mayor valuación de los mismos teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad.

Se registraron mayores gastos de comercialización por \$ 12.401 millones, o 27,5%, motivado fundamentalmente por mayores cargos de impuestos, tasas y contribuciones fundamentalmente por el incremento de las retenciones a las exportaciones, mayores cargos en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo, mayores gastos de personal, y mayores contrataciones de obras y servicios, entre otros.

La utilidad operativa del segmento de Downstream, fue de Ps. 40.653 millones positiva durante 2019, lo que representa un aumento del 420,0% en comparación con la utilidad operativa de Ps. 7.818 millones positiva durante 2018.

Durante 2019, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron un 86,9%, un 2,2% inferior con respecto al mismo período del año anterior, principalmente por incidentes en el horno del Topping D del complejo Industrial La Plata, por el corte de energía eléctrica en Argentina el día 16 de junio de 2019 y paros de planta realizados. Con estos niveles de procesamiento se obtuvo una menor producción de Gas Oil de 0,8% y una menor producción de Naftas de 2,3% (correspondiendo ésta última a la menor producción de Nafta Infinia de 12,2% compensada en parte por la mayor producción de Nafta Super de 1,7%). Adicionalmente, disminuyó la producción de otros refinados como gas licuado de petróleo (GLP), carbón de petróleo y asfaltos y se incrementó la producción de fuel oil, nafta petroquímica y lubricantes, todo ello en comparación con las producciones del período anterior.

Los ingresos netos del segmento Downstream, durante 2019 alcanzaron los Ps. 535.171 millones, representando un incremento de 57,5% en relación con los Ps. 339.730 millones correspondientes a 2018. Entre los diferentes aspectos que afectaron los ingresos, se destacan los siguientes:

- Las ventas de gas oil aumentaron Ps. 85.605 millones en el mercado interno, o 61,3%, debido a un incremento aproximado del 64,8% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, compensado en parte por menores volúmenes totales despachados por aproximadamente un 2,2%, acompañando la baja observada en el mercado para este producto de aproximadamente 0,8%. Adicionalmente, se observó una disminución del 1,6% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas de naftas aumentaron Ps. 44.416 millones en el mercado interno, o 45,7%, debido a un incremento aproximado del 47,8% en el precio promedio para el mix de naftas compensado en parte con una disminución de los volúmenes totales despachados de aproximadamente 1,4%, acompañando la baja observada en el mercado para este producto de aproximadamente 1,9%. Adicionalmente, se observó una disminución del 14,4% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en Ps. 23.084 millones, o 39,8%. Se destacan las mayores ventas de aerokerosene en un 69,3%, productos petroquímicos en un 44,6%, fertilizantes en un 86,1%, lubricantes en un 54,5%, petróleo crudo en un 127,9% y gas licuado de petróleo (GLP) en un 21,1%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos medidos en pesos, compensado en parte por menores ventas de carbón residual en un 15,1%;
- Los ingresos obtenidos por el segmento Downstream en el mercado externo se incrementaron en Ps. 42.336 millones, o 94,2%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de aerokerosene por Ps. 10.459 que representa un 69,7%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medidos en pesos de un 53,5% y en un 10,6% en los volúmenes vendidos, así como también mayores ventas al exterior de productos petroquímicos por Ps. 1.601 millones o 21,4%, debido a mejores precios promedio de venta medidos en pesos, compensado en parte por menores volúmenes comercializados, y fuel oil por Ps. 2.735, o 92,5%, debido a mejores precios promedio de venta medidos en pesos y mayores volúmenes comercializados. Adicionalmente, se registraron mayores ventas al exterior de petróleo y nafta virgen por Ps. 8.574 millones y Ps. 2.568 millones respectivamente, principalmente por mayores volúmenes vendidos y a partir de exportaciones puntuales realizadas en el período. Se incrementan también las ventas de gas oil y lubricantes en Ps. 1.526 millones y Ps. 1.564 millones respectivamente. Las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un aumento de Ps. 10.196 millones o 147,6% en la comparación de ambos períodos, motivado por un incremento de 53,5% en los precios obtenidos medidos en pesos y un aumento del 61,3% en los volúmenes.

En materia de los costos operativos totales se observó durante 2019 un incremento del 46,8%, alcanzando los Ps. 448.202 millones comparado con los Ps. 305.234 millones durante 2018. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las compras de petróleo crudo por Ps. 72.709 millones o 40,8%. Se observó una suba del 40,8% en los precios del petróleo crudo expresado en pesos, principalmente debido a la devaluación acaecida, neto del efecto del DNU N° 566/19 mencionado anteriormente. A su vez, el volumen comprado a terceros tuvo un incremento de 8,3% (aproximadamente 234 mil m3), mientras que el volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo una disminución del 1,8% (aproximadamente 235 mil m3);
- Mayores importaciones de combustibles por Ps. 9.133 millones, o 39,9% debido principalmente a mayores importaciones de gasoil por Ps. 3.218 millones, o 22,2%, de jet fuel por Ps. 5.257 millones, o 91,8%, y de nafta premium por Ps. 658 millones, o 24,5% debido principalmente a la devaluación acaecida en el presente período mencionada previamente;
- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps. 10.671 millones, o 44,6%, debido principalmente a un aumento de un 52,6% en el precio del FAME y un 40,4% en el precio del bioetanol y a una disminución de los volúmenes de FAME del 2,6%, y en los volúmenes adquiridos de bioetanol del 0,5%;
- Durante 2019 se registró en este segmento una variación de existencia negativa por Ps. 8.736 millones principalmente por el

consumo de existencias, en comparación con la variación de existencia negativa registrada en 2018 de Ps. 1.808 millones, que se había dado como consecuencia de la disminución del precio del crudo en el cuarto trimestre 2018 (valorizado a precio de transferencia);

- Incremento en la recepción de granos por Ps. 7.458 millones, o 105,1%, a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al Agro, que contablemente se registran como compras. Dicho incremento es debido a un aumento de 55,0% en el precio promedio y del 32,3% en los volúmenes recepcionados;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por Ps. 11.580 millones, o 87,6%, fundamentalmente motivado por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos y otros suministros, gastos de personal y mayores cargos en reparaciones y mantenimiento. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo que el nivel de procesamiento en refinerías fue un 2,2% inferior, el costo de refinación unitario aumentó en 2019 en un 91,8% en comparación con 2018;
- Los costos de transporte vinculados a la producción (naval, oleoductos y poliductos) presentan un incremento de Ps. 4.174 millones, lo que representa un aumento del 58,8% debido principalmente a un incremento de las tarifas en pesos;
- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipos correspondientes al proceso productivo por aproximadamente Ps. 6.925 millones, o 68,1% fundamentalmente motivado por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior debido a la mayor valuación de los mismos teniendo en cuenta la moneda funcional de la Sociedad.

Se registraron mayores gastos de comercialización por Ps. 18.830 millones, o 71,9%, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno lo cual incluye asimismo cambios puntuales y necesarios en la logística de distribución durante 2019, como así también por mayores cargos por depreciación de activos fijos, mayores gastos de personal y mayores retenciones a las exportaciones.

Gas y Energía

El segmento de Gas y Energía registró una pérdida operativa correspondiente a 2020 de \$ 18.994 millones, frente a los \$ 2.944 millones positivos de utilidad operativa durante 2019.

Los ingresos netos, durante 2020 fueron de \$ 130.314 millones, representando una reducción del 6,8% en relación con los \$ 139.752 millones correspondientes a 2019. Esta reducción se debe principalmente a los siguientes factores:

- Las ventas como productores de gas natural en el mercado interno y externo disminuyeron en \$ 5.790 millones, o 6,7%, como consecuencia de una disminución del 9,4% en el volumen vendido, asociado a la menor producción detallada anteriormente, compensado parcialmente con un incremento en el precio promedio del 2,9% en pesos (el precio promedio de gas natural en dólares alcanzó los US\$ 2,6 por millón de BTU, un 29,0% inferior comparado con US\$ 3,6 millón de BTU durante el mismo período de 2019);
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeños comercios) y a través de su comercializadora a grandes clientes (usinas e industrias) disminuyeron en \$ 6.945 millones, o 16,3%, debido fundamentalmente a una disminución del volumen de gas comercializado del 24,4% compensado parcialmente con un aumento en el precio promedio del 10,6%, principalmente de nuestra compañía controlada Metrogas S.A., a través de su red de distribución;
- A partir de 2019 comenzamos a operar, a través de un contrato con la firma Exmar, la unidad Tango FLNG, una instalación flotante de licuefacción de gas natural, cuyas ventas totalizaron \$ 1.980 millones durante 2020 en comparación con los \$ 669 millones de 2019.

En materia de los costos totales se observó durante 2020 un incremento del 4,6% alcanzando los \$ 141.005 millones comparado con los \$ 134.784 millones durante el mismo período de 2019. Se destacan dentro de esta variación:

- En el presente período, se ha registrado un cargo por deterioro del crédito con Distribuidoras, asociado a las diferencias diarias acumuladas según Decreto N° 1.053/2018, el cual asciende a \$ 8.861 millones. Véase adicionalmente nota 34.f a los estados financieros consolidados. Véase “Información sobre la Emisora - Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino - Renegociación Tarifaria”.
- Disminución en las compras de gas natural por \$ 6.097 millones o 7,0%. Se observó un incremento de 1,7% en los precios del gas natural expresado en pesos y una disminución del volumen del 8,6%. El volumen de gas natural transferido del segmento Upstream tuvo una disminución del 8,7%, mientras que el volumen comprado a terceros tuvo una disminución de 3,0%;
- Disminución en las compras de gas natural a otros productores para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (residenciales y pequeños comercios) y desde su comercializadora a grandes clientes (usinas e industrias) por \$ 4.989 millones, o 20,7% principalmente por menores volúmenes;
- Incremento de los costos operativos asociados a la unidad Tango FLNG por \$ 3.552 millones debido principalmente a que comenzó a tener actividad significativa hacia fines de 2019.

Por último, en el cuarto trimestre de 2020 se celebró un acuerdo entre YPF y las empresas Exmar Energy Netherlands B.V., Exmar Argentina S.A.U. y Exmar N.V., mediante el cual, sin reconocer hechos ni derechos, se estableció la finalización de los acuerdos de chárter y servicios de licuefacción de la barcaza licuefactora Tango FLNG celebrados el 20 de noviembre de 2018, y la finalización de los reclamos arbitrales iniciados por Exmar Energy Netherlands B.V. y Exmar Argentina S.A.U. contra YPF el 15 de julio de 2020 ante la London Court of International Arbitration (“LCIA”), no teniendo estas compañías nada más que reclamar a YPF. Como consecuencia de este acuerdo, la Sociedad registró una pérdida de \$ 8.285 millones en el rubro “Otros resultados operativos, netos”.

Véase adicionalmente nota 33.f) a los estados financieros consolidados.

El segmento de Gas y Energía tuvo una ganancia operativa de Ps. 2.944 millones en 2019, lo que representa una disminución del 82,5% frente a los Ps. 16.786 millones de utilidad operativa en 2018.

Los ingresos netos durante el año 2019 fueron de Ps. 139.752 millones, representando un incremento del 41,1% en relación con los Ps. 99.038 millones correspondientes a 2018. Este incremento se debe principalmente a los siguientes factores:

- Las ventas como productores de gas natural en el mercado interno y externo se incrementaron en Ps. 20.153 millones, o 30,6%, como consecuencia de un incremento en el precio promedio de 41,9% en pesos, compensado en parte con una reducción del 8,0% en el volumen vendido. Esta reducción se explica principalmente por el exceso de oferta de gas frente a la demanda doméstica y de usinas, lo cual impactó en la producción de gas natural y por consiguiente afectó negativamente los volúmenes despachados 2019.
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en Ps. 17.768 millones, o 71,5%, debido principalmente al incremento de las ventas de nuestra compañía controlada Metrogas S.A. en Ps. 21.826 millones. Esta variación se debe principalmente a los incrementos del 21,8% en el precio promedio y del 41,5% en los volúmenes de venta.
- A partir de 2019 comenzamos a operar la unidad Tango FLNG, una instalación flotante de licuefacción de gas natural, cuyas exportaciones totalizaron Ps. 669 millones durante 2019.

En materia de los costos totales se observó durante el año 2019 un incremento del 44,5% alcanzando los Ps. 134.784 millones, comparado con los Ps. 93.296 millones durante el año 2018. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las compras de gas natural por Ps. 21.356 millones o 32,5%. Se observó una suba de 42,4% en los precios del gas natural expresado en pesos, principalmente debido a la devaluación acaecida. A su vez, el volumen comprado a terceros tuvo una disminución de 61,8%, mientras que el volumen de gas natural transferido del segmento Upstream tuvo una disminución del 4,7%;

Incremento en las compras de gas natural a otros productores para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (residenciales y pequeños comercios e industrias) por Ps. 9.909 millones, o 65,6%, principalmente debido a un incremento en el precio de compra del 39,3% y un aumento de volumen del 13,1%.

Administración Central y Otros

Durante 2020, la pérdida operativa de Administración Central y Otros ascendió a \$ 22.305 millones, frente a la pérdida operativa de \$ 15.866 millones correspondientes a 2019, lo que representa un aumento de la pérdida de 40,6%. En el presente período se observaron incrementos en los gastos de personal impactado principalmente por el costo asociado al programa de retiro voluntario aplicado por la compañía a partir de agosto 2020, mayores cargos por licencias informáticas muchas de las cuales se encuentran dolarizadas, y mayores cargos por depreciaciones de activos fijos

Durante 2019, la pérdida operativa de Administración Central y Otros ascendió a Ps. 15.866 millones, frente a la pérdida operativa de Ps. 6.055 millones correspondientes a 2018, lo que representa un aumento de la pérdida de 162,0%. Esta mayor pérdida está fundamentalmente relacionada con pérdidas esperadas en proyectos en curso, fundamentalmente de nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A. En el presente período, se observaron incrementos en los gastos de personal, mayores cargos por contrataciones de servicios y licencias informáticas, muchos de las cuales se encuentran dolarizados, y por publicidad institucional, sumados a mayores cargos por depreciaciones de activos fijos compensados parcialmente con los ingresos obtenidos por el segmento.

Ajuste de consolidación

Por su parte, los ajustes de consolidación, que corresponden a la eliminación de los resultados entre los distintos segmentos de negocios que no han trascendido a terceros, tuvieron un importe positivo de \$ 3.941 millones en 2020 y de \$ 451 millones en 2019. En ambos períodos disminuyó la brecha entre los precios de transferencia entre negocios y el costo de producción de los inventarios de la Sociedad. En ambos casos, el movimiento de los precios de transferencia refleja las variaciones de los precios de mercado, especialmente del petróleo crudo

Durante el año 2019, los ajustes de consolidación, que corresponden a la eliminación de los resultados entre los distintos segmentos de negocios que no han trascendido a terceros, tuvieron un importe positivo de Ps. 451 millones en 2019 y de Ps. 2.748 millones en 2018. En ambos períodos disminuyó la brecha entre los precios de transferencia entre negocios y el costo de reposición de los inventarios de la Sociedad. En ambos casos, el movimiento de los precios de transferencia refleja las variaciones de los precios de mercado, especialmente del petróleo crudo.

Liquidez y Recursos de Capital

Descripción de liquidez

Supervisamos de cerca nuestros niveles de liquidez para atender las necesidades de caja de las operaciones comerciales y las obligaciones financieras. Tenemos un enfoque conservador para la administración de nuestra liquidez que consiste principalmente en: (i) efectivo y equivalente de efectivo (fondos a la vista, fondos de liquidez, fondos mutuos del mercado monetario e inversiones con un vencimiento menor a tres meses desde la fecha de compra), y (ii) otras inversiones (valores de renta fija, depósitos a plazo e inversiones de fondos).

Para satisfacer nuestras necesidades de financiamiento, el acceso a facilidades crediticias bancarias junto con los mercados de capital locales e internacionales de deuda proporciona una fuente material de financiamiento a corto y largo plazo para la Compañía. La Compañía emitió varias series de obligaciones negociables en el mercado local e internacional a diferentes monedas, tasas de interés y plazos (Véase —Condición financiera), bajo el Programa Global de Obligaciones Negociables de Mediano Plazo y bajo el Régimen de Emisor Frecuente. Todos estos valores están autorizados a negociarse en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires) y / o en el Mercado Abierto Electrónico (Mercado Abierto Electrónico) en Argentina, mientras que estamos autorizados a negociar las emisiones internacionales en la Bolsa de Valores de Luxemburgo. Para obtener información adicional sobre las notas en circulación de YPF S.A. y nuestras controladas al 31 de diciembre de 2020, véase Notas 4 y 20 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Con base en el nivel de nuestra deuda financiera pendiente y nuestra dependencia del capital para mantener un programa de inversión significativo, tenemos una necesidad recurrente de financiación de la deuda para refinanciar la deuda que vence y financiar nuestras inversiones de capital. Nos afecta el entorno macroeconómico local y mundial, así como las condiciones del mercado financiero global y local. Esto nos expone a ciertos riesgos, que incluyen, entre otros, el riesgo de liquidez, riesgo de mercado (riesgo de tipo de interés, riesgo de tipo de cambio y riesgo de precio) y riesgo de crédito. Para más información relacionada con la gestión de riesgo financiero véase Nota 4 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Efectivo y equivalentes de efectivo

Dadas las restricciones impuestas por el BCRA para el acceso al mercado cambiario, específicamente desde la publicación de la Comunicación N° 7.030 del BCRA (Véase “Nota 34.k de los Estados Financieros Consolidados Auditados” y “Información Clave - Normativa de Intercambio”), YPF debía llevar toda su liquidez onshore a Argentina y reducir su porción de efectivo y equivalentes de efectivo denominados en monedas distintas al peso argentino. Al 31 de diciembre de 2020, el rubro de efectivo y equivalentes de efectivo que se destina principalmente a financiar las necesidades operativas y financieras a corto plazo, estaba compuesto en un 80,5% de pesos y un 19,5% de moneda extranjera (principalmente dólares estadounidenses) en comparación con 34,3% y 65,7%, respectivamente, como al 31 de diciembre de 2019. Adicionalmente para cubrir las variaciones en el tipo de cambio, al 31 de diciembre de 2020, el Grupo cubrió parte de sus operaciones en pesos al operar con instrumentos derivados financieros (envíos locales no entregables), siguiendo la política contable definida en la Nota 2.b.17 a los Estados Financieros Consolidados Auditados. Véase adicionalmente “Información Clave — Factores de Riesgo — Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio —Nuestras actividades de administración de riesgo derivado de la Compañía podrían resultar en pérdidas financieras”.

Descripción de endeudamiento

Al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 nuestra deuda total consolidada ascendió a Ps. 678.306 millones, Ps. 526.760 millones, y Ps. 335.078 millones los cuales estaban compuestos por (i) Ps. 150.731 millones fue deuda corriente y Ps. 527.575 millones deuda no corriente al 31 de diciembre de 2020, (i) Ps. 107.109 millones fue deuda corriente y Ps. 419.651 millones deuda no corriente al 31 de diciembre de 2019 y (iii) Ps. 64.826 millones fue deuda corriente y Ps. 270.252 millones deuda no corriente al 31 de diciembre de 2018. Adicionalmente al 31 de diciembre 2020, 2019 y 2018 el 94%, 92% y 86% de nuestra deuda total consolidada se encontraba denominada en dólares estadounidenses respectivamente. Además, al 31 de diciembre de 2020 el 89% de nuestra deuda total consolidada devenga intereses a una tasa fija. Con respecto a la composición de nuestra deuda, al 31 de diciembre de 2020, nuestros bonos senior representan el 86% mientras que el 14% consiste en facilidades comerciales y otros préstamos.

En el pasado, hemos recomprado algunos de nuestros bonos que cotizan en bolsa en transacciones de mercado abierto de manera independiente. La posición de nuestros bonos recomprados al 31 de diciembre de 2020 y de 2019 fue de Ps. 0 millones y Ps. 326 millones, respectivamente. De vez en cuando, podemos realizar recompras adicionales o efectuar otras transacciones relacionadas con nuestros bonos que cotizan en bolsa si, a nuestro juicio, las condiciones del mercado son atractivas.

La Asamblea General de Accionistas celebrada el 8 de enero de 2008, aprobó un programa global de emisión de obligaciones negociables (el “Programa Global”), por un monto de hasta US\$ 1.000 millones. Los fondos provenientes de la emisión de obligaciones negociables bajo el Programa Global podrán ser utilizados exclusivamente para realizar inversiones en activos físicos y capital de trabajo dentro de la República Argentina. Mediante las Asambleas Generales Ordinarias de Accionistas celebradas con fecha 13 de septiembre de 2012, 30 de abril de 2013, 5 de febrero 2015 y 29 de abril de 2016, nuestros accionistas aprobaron las sucesivas ampliaciones del monto del Programa Global en US\$ 2.000 millones, 3.000 millones, y 2.000 millones, respectivamente totalizando un monto nominal máximo de circulación en cualquier momento del Programa Global en US\$ 10.000 millones. Adicionalmente, nuestros accionistas aprobaron la extensión por cinco años del plazo del Programa Global contados a partir del 25 de octubre de 2017. Ambas decisiones fueron aprobadas por nuestro directorio, quien delegó en ciertos funcionarios autorizados la determinación de la oportunidad, monto y demás condiciones de cualquier emisión de valores realizada bajo esta autorización, la cual será debidamente informada por la Compañía al momento de su emisión efectiva a través de las publicaciones pertinentes. El día 29 de marzo de 2021, el Directorio resolvió aprobar la actualización del Programa Global.

Con fecha 28 de diciembre de 2018, la Sociedad fue registrada como emisor frecuente, dentro del Régimen de Emisor Frecuente creado por la CNV en junio de 2018. El Régimen de Emisor Frecuente busca acelerar los procesos internos de autorización dentro de la CNV para promover el desarrollo de los mercados de capital locales, y generar al mismo tiempo un control más eficiente. El régimen simplificado para emisores frecuentes como YPF permite reducir significativamente el cronograma del proceso de oferta pública, lo que a su vez brinda más flexibilidad y agilidad para aprovechar las condiciones favorables del mercado tanto locales como internacionales. El 7 de enero de 2021 el Directorio autorizó la emisión de Obligaciones Negociables hasta por un monto máximo de US\$ 6.500.000.000, el cual fue posteriormente aprobado por el Directorio de la CNV mediante Resolución N° 20.939 de fecha 27 de enero de 2021.

La siguiente tabla establece nuestros compromisos para los ejercicios indicados a continuación con respecto a la cantidad principal de nuestra deuda, al 31 de diciembre de 2020, más los intereses devengados, pero no pagados a esa fecha:

	Fecha de vencimiento					
	Total	Menos de 1 año	1 – 2 años	2 – 3 años	3 – 4 años	Más de 5 años
	(en millones de pesos)					
Préstamos	678.306	150.731	78.543	60.020	66.164	132.104
						190.744

Nuestro bono clase XLVII venció el 23 de marzo 2021. Con antelación a su vencimiento, durante julio de 2020 la Compañía refinanció aproximadamente el 58,7% de dicho bono. Al 31 de diciembre de 2020 el valor residual de las Obligaciones Negociables Clase XLVII después del canje de julio de 2020 asciende a Ps. 35.488 millones, que se incluye en la columna “menos de 1 año” de la tabla anterior.

Adicionalmente, de acuerdo con lo establecido por la Comunicación ‘A’ 7106 del BCRA, la Compañía realizó una oferta de canje voluntario de por el valor residual del bono 2021 y por las principales obligaciones negociables emitidas en el exterior con vencimientos entre 2024 y 2047 por un valor total de US\$ 6.200 millones. El 8 de febrero de 2021, la Compañía anunció que participaron en el canje tenedores que representan más del 30% de dichos valores (en particular, el 59,9% de las Obligaciones Negociables Clase XLVII residuales), proporcionando un alivio de flujo de efectivo de 577 millones de dólares estadounidenses para 2021 y 2022. Teniendo en cuenta dicho canje, el monto residual de las Obligaciones Negociables Clase XLVII asciende a Ps. 14.220 millones, lo que reduce la columna “menos de 1 año” a Ps. 129.463 millones. Para obtener más información, consulte “Hechos posteriores” en la Nota 38 de nuestros estados financieros consolidados auditados.

Compromisos en nuestros préstamos

La mayor parte de nuestra deuda financiera generalmente contiene cláusulas habituales de compromisos (Covenants), dentro de los que se incluyen compromisos financieros asociados a la ratio de apalancamiento y al ratio de deuda de cobertura de servicio de deuda, afectación negativa por fallos materiales adversos, entre otros. Para más información véase las Notas 15, 31 y 32 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Al 31 de diciembre de 2020 y a la fecha de este Prospecto, la Compañía había excedido el límite establecido en el índice de apalancamiento requerido en los covenants contenidos en varios instrumentos de deuda en circulación de la Compañía, y, en consecuencia, a pesar de que no existe una aceleración de los montos adeudados ni impacto en el refinanciamiento de los préstamos existentes, tiene ciertas limitaciones en su capacidad para asumir deudas adicionales. Sin embargo, ciertas excepciones a dichos convenios brindan a la Compañía cierta flexibilidad para administrar su deuda. Véase “Información sobre la Emisora — Factores de Riesgo — Si no cumplimos con las cláusulas (covenants) establecidos en nuestros contratos de crédito o al producirse un cambio de control, es posible que debamos pagar nuestra deuda con anterioridad.” y “Información de la Emisora — Factores de Riesgo — Riesgos relacionados con nuestro negocio - La incertidumbre y la falta de liquidez en los mercados crediticios y de capital podrían afectar nuestra capacidad para obtener crédito y financiamiento u obtenerlos en términos aceptables”.

Para obtener información sobre la situación financiera de nuestra subsidiaria Metrogas, véase Nota 4 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Garantías otorgadas

Para información referente a las garantías otorgadas, que son acuerdos fuera de balance, véase Nota 33.e a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Información de flujo de caja para los períodos 2020 y 2019

Las siguientes tablas presentan nuestra información de flujo de efectivo consolidado para los períodos indicados.

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de,	
	2020	2019
	(en millones de pesos)	
Flujos de Efectivo de las Actividades Operativas	209.216	217.137
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(109.161)	(163.879)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(121.112)	(56.082)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	9.575	22.896
(Disminución) / Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(11.482)	20.072
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	66.100	46.028
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	54.618	66.100

El flujo de efectivo originado en las actividades operativas durante el año 2020 alcanzó un total de \$ 209.216 millones en comparación con un total de \$ 217.137 millones del mismo período del año anterior. Esta disminución de \$ 7.921 millones, o 3,6%, tuvo lugar

fundamentalmente por la disminución del EBITDA, compensado parcialmente por una disminución del capital de trabajo que incluye, entre otros, el cobro de doce cuotas de los “Bonos Programas Gas Natural”.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión durante el 2020 alcanzó un total de \$ 109.161 millones en comparación con un total de \$ 163.879 millones del mismo período del año anterior. Esta disminución de \$ 54.718 millones, o 33,4%, se debe principalmente a las menores inversiones en activos fijos e intangibles por \$ 46.839 millones o un 29,0%, la disminución de aportes y adquisiciones por \$ 4.826 millones en comparación con igual período del año anterior y mayores cobros por cesión de participación en áreas por \$ 13.485 millones relacionado al cobro por la cesión del paquete accionario de SPM del área Bandurria, al cobro asociado a la cesión del 11% del área Bandurria Sur y al cobro relacionado a la operación del área offshore CAN_100 (véase Nota 4 a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020), parcialmente compensado por mayores pagos por adquisición de activos financieros, netos de cobros e intereses por \$ 10.432 millones.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de financiación durante el 2020 alcanzó un total de \$ 121.112 millones, los cuales se generaron principalmente derivados del pago de intereses por \$ 60.681 millones, (significativamente mayor que los \$41.606 millones que en 2019 fueron afectados por la devaluación de la moneda que resultó en un aumento de los pagos de intereses en pesos de nuestra deuda denominados en dólares) neta del pago de deuda por \$ 35.895 millones y por el pago de arrendamientos por \$ 23.290 millones.

Flujo de fondos de los próximos 12 meses

Para el año 2021, nos hemos fijado una meta de estabilizar y recuperar gradualmente nuestra capacidad de hacer crecer nuestra producción de petróleo y gas para lo cual nuestro Directorio ha aprobado un programa de gasto de capital por un monto de US \$ 2.700 millones, enfocado principalmente en nuestras operaciones en el Upstream. Sin embargo, dado el entorno económico incierto y, considerando la incertidumbre dada por la pandemia del COVID-19, la negociación pendiente sobre el refinanciamiento de la deuda del Gobierno Argentino con el Fondo Monetario Internacional y el Club de París y las elecciones parciales previstas para octubre de 2021, la Compañía continua priorizando la disciplina financiera. En este sentido, nuestra capacidad para ejecutar íntegramente nuestro programa de inversiones en activos fijos en 2021 dependerá, principalmente, de nuestra capacidad para mejorar nuestro flujo de caja operativo y, en un grado menor, de la posibilidad de generar nueva deuda neta -en niveles de apalancamiento manejables- y potencialmente desinvertir algunos activos no estratégicos. Consideramos que nuestro capital de trabajo es razonable para los requisitos presentes y futuros de la Compañía.

En el caso de Upstream, el plan de inversión para 2021 tiene un fuerte enfoque en los campos no convencionales y en la gestión activa del declive natural en los campos convencionales. En cuanto al desglose entre petróleo y gas, el plan establece inversiones significativas en petróleo, pero asigna recursos a inversiones en gas natural en línea con los compromisos asumidos en nuestra participación en el “Plan GasAr” (véase nota 34.g del de los Estados Financieros Consolidados). En términos de producción, cuando comparamos 2021 contra 2020, esperamos ver una estabilización en la producción de alrededor de 208 mbbbl/d en crudo y 35 mm3/d en gas natural. Sin embargo, cuando se analiza secuencialmente, esperamos que el segundo semestre de 2021 muestre los efectos del mayor gasto de capital a desplegar en el primer semestre, alcanzando un incremento en la producción de crudo y gas natural en el segundo semestre de aproximadamente 5% y 8% respectivamente, en comparación con el mismo período en 2020. En el caso de Downstream, el plan está enfocado en inversiones en sustentabilidad, mantenimientos generales y eficiencia, incluyendo avances, aún en sus etapas iniciales, en la ejecución del proyecto de “nuevas especificaciones” de combustibles, y la adecuación de la logística y refinerías para procesamiento de petróleo no convencional.

En resumen, suponiendo que logremos asegurar con éxito el capital necesario para financiar nuestro plan de inversiones, que ya ha sido financiado parcialmente a través del canje voluntario de deuda ejecutado a comienzos del 2021 (véase - “Préstamos”) sino aún está sujeto a mejoras reales en el flujo de efectivo operativo, así como a nuestra capacidad para obtener nuevos fondos netos mediante la filmación de los mercados de capital locales, así como otras fuentes de financiamiento y la posible desinversión de activos no estratégicos, esperamos que la producción de petróleo y gas crezca a lo largo del año contribuyendo a la normalización a mediano plazo de nuestras operaciones y resultados económicos. En consecuencia, dado que nuestro plan para estabilizar y hacer crecer secuencialmente nuestra producción de petróleo y gas es altamente dependiente de nuestra capacidad para incrementar el flujo de caja generado por nuestras operaciones, que a su vez depende de la continuación de la recuperación gradual de la demanda de combustibles en la Argentina, mercado y márgenes netos de nuestros combustibles medidos en dólares estadounidenses, cualquier factor que pueda afectar la recuperación económica en Argentina (como el resultado de la pandemia de COVID-19 en curso, la falta de avances en la renegociación de la deuda con el FMI y el ruido político en torno a las elecciones de mitad de mandato) podría tener un impacto negativo en nuestros resultados de operación, flujos de efectivo, actividades de inversión, posición financiera y también en el potencial financiamiento disponible para nuestras operaciones, afectando así nuestra liquidez (véase “Compromisos en nuestros préstamos”).

Además de los problemas mencionados anteriormente, no hay garantía de que nuestra producción, costos, precios, volúmenes de ventas o nuestras estimaciones de flujos de efectivo futuros de las operaciones, entre otros elementos, no puedan verse afectados por otros factores fuera de nuestro control y, como tal, difieren de nuestras estimaciones. Ver “Información sobre la Emisora—factores de riesgo”.

Flujo de caja a largo plazo

En el mediano y largo plazo, esperamos recuperar nuestra capacidad de generación de flujo de efectivo a través del crecimiento de la producción de crudo y gas y, por lo tanto, poseer un flujo de efectivo neutral en los próximos años. Probablemente requeriremos no solo la reinversión de nuestras ganancias, en su totalidad o en gran medida, sino también la asociación con socios estratégicos para acelerar aún más el desarrollo de nuestros recursos de hidrocarburos de clase mundial, en particular la formación de esquisto de Vaca Muerta, y el uso de financiamiento de deuda en niveles que consideramos prudentes para las empresas de nuestra industria manteniendo el foco en la sustentabilidad financiera.

De vez en cuando, podemos proceder con la venta de activos no estratégicos o acuerdos de empresas conjuntas como parte del financiamiento continuo de nuestras necesidades de capital. En términos de liquidez, aunque esperamos poder continuar trabajando dentro de niveles que sean consistentes con una política prudente asociada con los riesgos financieros percibidos, los niveles de liquidez de la empresa están sujetos a numerosos factores que YPF no controla o influencia, como las condiciones económicas y regulatorias imperantes en Argentina, los precios internacionales, la capacidad de obtener financiamiento en montos satisfactorios a costos competitivos, el financiamiento en los mercados de capitales, entre otros. Véase el "Información sobre la Emisora - Factores de riesgo".

Requisitos materiales de efectivo

Los siguientes párrafos presentan información sobre nuestros compromisos materiales bajo contratos comerciales al 31 de diciembre de 2020:

- **Deuda:** La deuda total ascendió a Ps. 960.717 millones al 31 de diciembre de 2020 (de las cuales Ps. 185.944 millones corresponden a deuda con vencimiento de menos de un año). Estos montos proyectados incluyen los intereses adeudados a lo largo de la vida de los instrumentos. Los intereses de los instrumentos de tasa variable se calculan utilizando la tasa al 31 de diciembre de 2020.
- **Pasivos por arrendamiento:** el total sin descontar (es decir, en términos nominales) de los pasivos por arrendamientos asciende a Ps. 55.475 millones al 31 de diciembre de 2020 (de los cuales Ps. 22.908 millones corresponden a deuda con vencimiento de menos de un año). Ver véase nota 19 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.
- **Compras de bienes y servicios:** Las obligaciones de compra son obligaciones bajo acuerdos contractuales para la compra de bienes o servicios, incluyendo proyectos de capital. Estas obligaciones son obligatorias y jurídicamente vinculantes para YPF y que especifican todos los términos significativos, incluyendo cantidades fijas o mínimas a adquirir; provisiones fijas, mínimas o variables; y el momento aproximado de la transacción. Para las obligaciones con provisiones de cancelación, los montos incluidos en el cuadro anterior se limitaron a la parte no cancelable de los términos del contrato o la cuota mínima de cancelación. Adicionalmente, compromisos de compra bajo acuerdos comerciales que no contemplan un monto fijo total, han sido valuados usando nuestras mejores estimaciones. En consecuencia, nuestras obligaciones reales de compra pueden diferir de las estimadas al 31 de diciembre de 2020.

Adicionalmente, algunas de nuestras órdenes de compra representan autorizaciones para comprar en lugar de acuerdos vinculantes. Al respecto, hemos celebrado ciertos acuerdos para la compra de productos que especifican precios mínimos y cantidades basados en un porcentaje del mercado total disponible o en base a un porcentaje de nuestras necesidades futuras de compra. Debido a la incertidumbre del mercado futuro y a nuestros requisitos de compra futura, así como al carácter no vinculante de estos acuerdos, las obligaciones en virtud de estos acuerdos se han excluido del cuadro anterior. Los pagos relacionados con estas obligaciones no eran significativos al 31 de diciembre de 2020.

Al 31 de diciembre de 2020, la Compañía estaba comprometida a comprar productos y servicios por más de Ps. 185.398 millones (de los cuales Ps. 64.577 millones corresponden a compras con vencimiento de menos de un año). Nuestro análisis se centró en contratos cuantitativa y/o cualitativamente significativos (la suma de los contratos no analizados no es significativa en su conjunto).

El calendario esperado para los pagos de las obligaciones se estima en base a la información actual. El momento de los pagos y los montos reales pagados pueden ser diferentes, según el momento de la recepción de los bienes o servicios, o los cambios en los montos acordados para algunas obligaciones.

- **Otros pasivos incluyen:**
 - Litigios y otras contingencias, pasivo ambiental incluye cuentas y obligaciones de abandono de pozos de hidrocarburos. Véase nota 15 a los estados financieros consolidados auditados.
 - Cuentas por pagar, pasivos contractuales, salarios y seguridad social, impuestos por pagar, entre otros, según lo establecido en nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados. Al 31 de diciembre de 2020, los otros pasivos ascienden a Ps. 322.633 millones.

Como resultado de la extensión de nuestras concesiones en ciertas áreas de exploración, estamos comprometidos a realizar actividades de exploración y realizar ciertas inversiones y gastos hasta el vencimiento de algunas de nuestras concesiones por un total agregado de \$ 572.631 millones al 31 de diciembre de 2020. Una parte de este monto se incluye en "Pasivos por arrendamiento" y "Compras de bienes y servicios" para los cuales se han celebrado contratos. Véase Nota 33.c de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Además, tenemos compromisos adicionales bajo garantías. Véase Nota 33.e de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Inversiones de Capital, erogaciones y desinversiones

Inversiones de Capital y Erogaciones

El siguiente cuadro indica nuestras erogaciones de Capital para cada actividad, en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018.

	2020		2019		2018	
	(en millones de pesos)	(%)	(en millones de pesos)	(%)	(en millones de pesos)	(%)
Gastos e Inversiones de Capital (1)						
Upstream	79.249	70%	138.426	79%	77.016	79%
Downstream	23.420	21%	22.455	13%	15.632	16%
Gas y Energía.....	4.905	4%	6.170	4%	1.968	2%
Administración Central y otros	4.882	4%	7.630	4%	2.877	3%
Total	112.456	100%	174.681	100%	97.493	100%

(1) Incluye adquisiciones de propiedades, planta y equipos y gastos exploratorios, netos de perforaciones improductivas y costos de abandono.

Hacemos inversiones de capital para alcanzar los objetivos de la estrategia de la Compañía que se describen en “*Información sobre la Emisora—Panorama general*” de este prospecto.

Desinversiones

Excepto por lo mencionado en Nota 3 a los Estados Financieros Auditados Consolidados, durante 2020 no hubieron desinversiones significativas.

Acuerdos fuera de balance

No tenemos ningún acuerdo material fuera de balance. Nuestros acuerdos fuera de balance son los descritos en “—Liquidez y Recursos de Capital—Garantías otorgadas” y “Nota 33.e. de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Investigación y Desarrollo, Patentes y Licencias, etc.

Para una descripción de nuestras políticas de investigación y desarrollo, véase “Información sobre la Emisora—Investigación y desarrollo”.

Información cualitativa y cuantitativa sobre el riesgo de mercado

La siguiente información cuantitativa y cualitativa se proporciona sobre los instrumentos financieros de los cuales somos parte al 31 de diciembre de 2020, y por los cuales pudiéramos incurrir en utilidades o pérdidas futuras como resultado de cambios en el mercado, en las tasas de interés, en el tipo de cambio o precios de los commodities. No poseemos instrumentos derivados u otros instrumentos financieros con fines de compraventa especulativa.

Esta información contiene manifestaciones hacia el futuro que están sujetas a riesgos e incertidumbres. Los resultados reales podrían variar significativamente como resultado de un número de factores, entre ellos los detallados en “*Información sobre la Emisora — Factores de Riesgo*” de este prospecto.

Exposición al tipo de cambio

El valor de aquellos activos y pasivos financieros denominados en una moneda distinta a la moneda funcional de la Sociedad, está sujeto a variaciones que se derivan de la fluctuación de los tipos de cambio. Dado que la moneda funcional de YPF es el dólar, la moneda que genera la mayor exposición es el peso argentino, la moneda legal argentina. Para más información véase Nota 2.b.1 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Adicionalmente, nuestros costos e ingresos denominados en monedas distintas al peso, incluyendo al dólar estadounidense, generalmente no machean. Generalmente seguimos una política de no realizar coberturas de nuestras obligaciones de deuda en dólares. Para más información véase “Información sobre la Emisora—Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Argentina—Podríamos estar expuestos a fluctuaciones del tipo de cambio” de este prospecto.

Adicionalmente, YPF está habilitada para operar como agente de liquidación en el Mercado de Futuros de Rosario (“ROFEX”).

La tasa anual de devaluación del peso ha sido aproximadamente el 40,5% considerando los tipos de cambio de cierre del período de dólares estadounidenses al 31 de diciembre de 2020 y 2019. (para más información véase “*Revisión y Perspectiva Operativa y Financiera - Condiciones Macroeconómicas*” de este prospecto). Los principales efectos de una devaluación del Peso Argentino en nuestro ingreso neto están detallados en “Información sobre la Emisora—Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina—Podríamos estar expuestos a fluctuaciones del tipo de cambio”. Para mayor información sobre nuestros activos y pasivos denominados en monedas distintas al peso (principalmente dólares estadounidenses de este prospecto), consulte la Nota 37 de nuestros Estados financieros Consolidados Auditados.

Exposición a las tasas de interés

El siguiente cuadro, basado en información interna de la Compañía, contiene información sobre nuestros activos y pasivos al 31 de diciembre de 2020 (en millones de pesos), que puedan resultar sensibles a los cambios en las tasas de interés.

Además, el 27 de julio de 2017, la Autoridad de Conducta Financiera del Reino Unido (la "FCA") anunció su intención de eliminar las tasas LIBOR para fines de 2021. Para más información véase “Riesgos relacionados con Argentina—Las variaciones en las tasas de interés de nuestros acuerdos de financiación actuales y/o futuros o en el tipo de cambio podrían derivar en aumentos significativos en nuestros costos financieros”.

	Fecha de vencimiento						Total	Valor de mercado
	Menos de 1 año	1 – 2 años	2 – 3 años	3 – 4 años	4 – 5 años	Más de 5 años		
Activo								
Tasa fija								
Otros Créditos.....	17.003	-	-	-	-	-	17.003	17.003
Tasa de interés	0%-LIBOR+9%							
Tasa variable								
Otros Créditos.....	8.906	-	-	-	-	-	8.906	8.906
Tasa de interés	BADLAR ⁽¹⁾ +6%							
Pasivo								
Tasa fija								
Obligaciones								
Negociables	50.136	60.915	55.433	62.555	131.773	190.302	551.114	446.016
Tasa de interés	0%-8,5%	1,5%-16,5%	2%-8,75%	8,5%-8,75%	8,5%	6,95%-10%		
Otras deudas	42,171	-	-	-	-	-	42,171	42,171
Tasa de interés	2,75%-7,1%							
Tasa variable								
Obligaciones								
Negociables	15,722	833	833	167	-	-	17,555	18,063
Tasa de interés	0%-6%	+0,11%-6%	+0,11%-6%	+0,1%				
Otras deudas	26.816	16.794	3.753	3.441	332	443	51.579	51.579
Tasa de interés	LIBOR +0,65%-8,5% / BADLAR ⁽¹⁾ +9,85%	LIBOR +0,65%-8,5% / BADLAR ⁽¹⁾ +9,85%	LIBOR +0,65%-3,45% BADLAR ⁽¹⁾ +9,85%	LIBOR +0,65%-8,5% BADLAR ⁽¹⁾ +9,85%	LIBOR +0,65%-1,5%	LIBOR +0,65%-1,5%		

1) Es la tasa de interés de referencia promedio que los bancos pagan por los depósitos superiores a un millón de pesos.

Exposición al precio del petróleo crudo y otros productos de hidrocarburos

Nuestros resultados de operaciones también están expuestos a la volatilidad, principalmente en los precios de ciertos productos derivados del petróleo, especialmente en relación con las importaciones. Podríamos celebrar contratos de instrumentos derivados para mitigar el riesgo de mercado. Para obtener información detallada sobre nuestros derivados pendientes al 31 de diciembre de 2020, consulte la Nota 2.b.17 de los Estados Financieros Consolidados Auditados. Adicionalmente véase “Información sobre la Emisora—Factores de Riesgo—Nuestras actividades de administración de riesgo derivado de la Compañía podrían resultar en pérdidas financieras.”

DIRECTORES, GERENCIA DE LA PRIMERA LÍNEA Y EMPLEADOS

El Directorio

Véase “Datos sobre directores, gerencia de primera línea, asesores y miembros del órgano de fiscalización – El Directorio”.

Prácticas del Directorio

De acuerdo con lo establecido en la Ley General de Sociedades, los Directores tienen la obligación de cumplir sus deberes con la lealtad y diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores son solidaria e ilimitadamente responsables ante nosotros, nuestros accionistas y terceros por el incumplimiento de sus deberes, por la violación de la ley o de nuestro estatuto social y otras regulaciones aplicables y por los daños y perjuicios causados por su dolo, abuso de facultades o culpa. Nuestro estatuto social, las regulaciones aplicables y las resoluciones de las asambleas de accionistas pueden asignar deberes específicos a un director. En tales casos, la imputación de responsabilidad de un director se hará atendiendo a su actuación individual siempre que su designación y asignación de funciones resuelta por asamblea estuviera inscrita en la Inspección General de Justicia.

Únicamente los accionistas a través de una asamblea de accionistas podrán autorizar a los directores para participar en actividades que se encuentran en competencia con nuestras actividades. Se autorizan las transacciones o los contratos celebrados entre directores e YPF, en la medida en que se realicen en condiciones justas de mercado. Si nuestros accionistas no hubiesen aprobado la transacción relevante, los directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora que aprobaron dicha transacción serán solidaria e ilimitadamente responsables por cualquier daño y perjuicio causado a nosotros, y el acuerdo será nulo.

Un director con intereses personales que fueran contrarios a los nuestros con relación a cualquier materia deberá notificarlo al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora y se abstendrá de votar sobre esas cuestiones. De lo contrario, dicho director podrá ser considerado responsable solidariamente ante la Compañía por los daños causados por sus actos y omisiones.

Un director no será responsable si, sin perjuicio de su presencia en la reunión en la cual se adoptó una resolución o aun teniendo conocimiento de dicha resolución, existiera un registro por escrito de su oposición a la resolución y si informara de su oposición a la Comisión Fiscalizadora antes de que se presente una demanda en su contra ante el Directorio, la Comisión Fiscalizadora, la Asamblea de Accionistas, el organismo gubernamental correspondiente o los tribunales. La responsabilidad de un director ante nosotros finaliza con la aprobación de su gestión por los accionistas, en una Asamblea General, siempre y cuando los accionistas que representaran al menos el 5% de nuestro capital accionario no tengan objeciones y su responsabilidad no resulte de una violación a las leyes, a nuestro estatuto social u otras regulaciones aplicables.

Como parte de su proceso continuo de mejora del gobierno corporativo de la Compañía, el Directorio ha implementado un proceso de evaluación para el año 2020.

En ese sentido, la autoevaluación del Directorio se realizó durante 2020 y abarcó aspectos relacionados con el funcionamiento del Directorio en general, sus comités y sus miembros individualmente.

Con la implementación de este proceso, el funcionamiento del Directorio puede ser monitoreado regularmente, para asegurar su eficiencia y el cumplimiento de sus deberes, así como para profesionalizar su gestión, entre otras cuestiones, todas las cuales siguen las mejores prácticas de gobierno corporativo en línea con las tendencias mundiales. Este también es un requisito del Panel de Gobierno Corporativo de ByMA, del cual la Compañía es parte, los Estándares CNV, las Regulaciones de Listado de NYSE y está alineado con las recomendaciones de OCDE, el G20 y otras prácticas internacionales.

El Directorio fue informado de los resultados de dicha autoevaluación y concluyó que el funcionamiento y la eficacia del Directorio de YPF SA son satisfactorios. El Directorio también puede encomendar a la Secretaría Corporativa la preparación e implementación de propuestas de mejora para el año 2020 basadas en los resultados obtenidos bajo el Plan de Mejora Continua de Gobierno Corporativo de la Compañía.

Funciones del Directorio y la alta dirección en ciberseguridad

El Directorio ha analizado los riesgos, los planes de acción y la evolución de la ciberseguridad en la Compañía, de acuerdo con el modelo de madurez de ciberseguridad adoptado por YPF.

El Comité de Auditoría del Directorio de la Compañía supervisa las estrategias de mitigación de riesgos de la Compañía relacionadas con la ciberseguridad. El Comité de Riesgos y Sustentabilidad controla los principales riesgos específicos de la Compañía y/o su actividad, incluidos los riesgos cibernéticos; y asegura que la Compañía implemente las acciones de mitigación correspondientes, entre otras funciones.

Asimismo, durante 2020, se llevaron a cabo diferentes acciones de sensibilización y capacitación para diversos públicos junto con el Área de Tecnología, IT y Ciberseguridad. Adicionalmente, continuamos generando conciencia interna sobre problemas de seguridad típicos como: phishing, ransomware, fuga de datos, etc. Para más información, véase "Información sobre la Emisora—Factores de riesgo—Riesgos relacionados con nuestro negocio—Podemos sufrir fallas en el sistema de tecnología de la información, interrupciones en la red y violaciones en la seguridad de los datos que podrían afectar negativamente nuestro negocio, posición financiera, resultados de operaciones y flujos de efectivo".

El Comité de Auditoría

La información reportada más abajo, describe la composición y responsabilidades de nuestro Comité de Auditoría.

Composición y responsabilidades de nuestro Comité de Auditoría

La información proporcionada a continuación describe la composición y responsabilidades de nuestro Comité de Auditoría:

Composición y responsabilidades de nuestro Comité de Auditoría

La Ley de Mercado de Capitales, tal como se define en la Resolución N° 622/2013 de la CNV requieren que las empresas públicas argentinas designen un Comité de Auditoría integrado por al menos tres miembros del Consejo de Administración. Los estatutos sociales deben establecer la composición y el reglamento para el funcionamiento del Comité de Auditoría y la mayoría de sus miembros deben ser consejeros independientes. Los directores ejecutivos de la Compañía no están autorizados a formar parte del Comité de Auditoría.

Véase “-Independencia de los miembros de nuestro Directorio y del Comité de Auditoría”

El Directorio de la Sociedad en su reunión del 30 de abril de 2020 resolvió aprobar la integración del Comité de Auditoría, el que quedó conformado de la siguiente manera: Presidente: Ramiro Manzanal, Pedro Martín Kerchner Tomba y Arturo Carlos Giovenco. Asimismo, el 17 de diciembre de 2020, el Directorio aceptó la renuncia del señor Arturo Carlos Giovenco y nombró a Demián Tupac Panigo como miembro del Directorio y del Comité de Auditoría. Los actuales miembros del Comité de Auditoría son: Ramiro Gerardo Manzanal, como Presidente, Pedro Martín Kerchner Tomba y Demián Tupac Panigo como miembros. Además, el Sr. Kerchner Tomba fue designado por nuestro Directorio como el “Experto Financiero del Comité de Auditoría”, de acuerdo con la normativa de la SEC.

Nuestro Comité de Auditoría tiene como funciones, entre otras, las siguientes:

- Supervisa periódicamente el funcionamiento de los sistemas de control interno y del sistema administrativo-contable, así como la confiabilidad de este último, y de la información financiera, información de reservas de hidrocarburos u otra información relevante comunicada a la Comisión Nacional de Valores y a los mercados, en cumplimiento el régimen de información aplicable;
- Emite su opinión sobre la propuesta del consejo de administración para el nombramiento del auditor externo de la Sociedad, y vela por su independencia;
- Supervisa la aplicación de las políticas de información sobre la gestión de riesgos de la empresa. Brinda al mercado información completa sobre operaciones en las que existe un conflicto de interés con miembros de los órganos sociales o accionistas mayoritarios;
- Opinar sobre la razonabilidad de las propuestas del Directorio con respecto a los honorarios y a los planes de opción sobre acciones para los directores y administradores;
- Verificar el cumplimiento de las regulaciones aplicables locales o internacionales con respecto a cuestiones relacionadas al comportamiento en los mercados de acciones; y
- Asegurar que el Código de Ética interno cumpla con las demandas normativas y sea adecuado.

Actividades del Comité de Auditoría

El Comité de Auditoría, conforme a sus regulaciones debe reunirse la cantidad de veces que sean necesarias, y como mínimo una vez por trimestre. Desde abril de 2020 hasta el 19 de abril de 2021, el Comité de Auditoría celebró 21 reuniones formales.

El Comité de Auditoría debe apoyar al Directorio en sus deberes de supervisión y fiscalización, revisar en forma periódica nuestra información económica y financiera, supervisar los sistemas de control interno financiero y la independencia de los auditores externos.

Información financiera y económica

Con la valoración del CFO y considerando el trabajo realizado por nuestros auditores externos e internos, el Comité de Auditoría analiza los estados financieros consolidados anuales y trimestrales antes de ser presentados al Directorio. El Comité de Auditoría revisó nuestros estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y la información comparativa, incluida en nuestro reporte enviado a la CNV el 8 de marzo de 2021.

Asimismo, debido a que nuestras acciones se negocian en la NYSE, conforme a las leyes estadounidenses, debemos incluir nuestra información financiera anual en el Formulario 6-K, que fue presentado ante la SEC el 12 de marzo de 2021.

Supervisión del sistema de control interno

A fin de supervisar los sistemas de control internos sobre el reporte financiero y asegurarse de que sean suficientes, adecuados y

eficientes, el Comité de Auditoría supervisa el avance de la auditoría anual que tiene por objeto identificar nuestros riesgos críticos.

Durante todo el año, el Comité de Auditoría recibe información de nuestro departamento de auditoría interna sobre los hechos más relevantes y las recomendaciones que surgen de su trabajo y el estado de las recomendaciones emitidas.

Nuestro sistema de control interno sobre el reporte financiero está alineado con los requisitos establecidos por las Secciones 404 de la Sarbanes-Oxley Act de los Estados Unidos. Este reglamento establece, entre otros requisitos, que junto con la auditoría anual, nuestro Directorio deberá presentar un informe con relación al diseño y mantenimiento y una evaluación periódica del sistema de control interno para la presentación de información financiera, junto con un informe de nuestro auditor externo. Varios de nuestros departamentos se ocupan de esta actividad, incluyendo el departamento de auditoría interna.

Relaciones con los auditores externos

El Comité de Auditoría mantiene una interacción estrecha con los auditores externos, lo que le permite llevar a cabo un análisis detallado de los aspectos relevantes de la auditoría de los estados financieros y obtener información detallada sobre la planificación y los avances del trabajo.

Asimismo, el Comité de Auditoría evalúa los servicios prestados por nuestros auditores externos, determina si se cumple la condición de independencia de los auditores externos de acuerdo con lo requerido por las leyes aplicables, y monitorea el desempeño de los auditores externos a fin de asegurar que sea satisfactorio.

Conforme al proceso de evaluación detallado en el párrafo precedente, el Comité de Auditoría no tuvo objeciones a la designación de Deloitte & Co. S.A. como nuestros auditores externos por el año finalizado el 31 de diciembre de 2020.

Reportes

A la fecha del Prospecto, reportan al Comité de Auditoría, el Auditor Interno, Sr. Javier Fevre, el Auditor de Reservas, Sr. Carlos Colo y la Chief Compliance Officer, Sra. Luján Bianchi.

A continuación se detalla un resumen de la experiencia profesional de quienes reportan al Comité de Auditoría. La experiencia profesional del Sr. Javier Fevre y Carlos Colo se detallan en el apartado de “Comité de Transparencia”.

María Luján Bianchi

María Luján Bianchi, DNI N° 22432520, CUIL N° 27-22432520-2, es abogada de la Pontificia Universidad Católica Argentina, especializada en Derecho Comercial en la Universidad de Salamanca y tiene un MBA en la Universidad Torcuato Di Tella. La Sra. Bianchi realizó diferentes cursos como: Derecho Industrial y Desarrollo de la Empresa en UADE, Derecho Tributario en la Asociación Argentina de Estudios Fiscales, Gobierno Corporativo y Compliance en la Cámara de Industrias y Comercio Argentina y Alemana, y Anticorruption & New Brazilian Law (San Pablo, Brasil). Durante más de 15 años ejerció como abogada en diferentes estudios jurídicos del país como “Carrizo Carricarte, Salgado & Bazán”, “Estudio Moltedo” y “Brons & Salas”, ejerciendo también la profesión durante 5 años en San Pablo, Brasil. Trabajó durante 8 años en General Mills Inc., desarrollándose como Líder de Legales del negocio para Argentina, y luego se desempeñó como Directora de Legales y Compliance para Latinoamérica durante los últimos seis años. Es nuestra Chief Compliance Officer desde septiembre de 2018. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Independencia de los miembros de nuestro Directorio y del Comité de Auditoría

Las siguientes regulaciones de la CNV descritas se tomaron en cuenta para evaluar la independencia de un director. En ese sentido, un director se considera independiente si la principal relación material de dicho director con la Compañía es ser miembro del Consejo de Administración. Un director no se considera independiente cuando dicho director (i) ocupa un puesto en el Directorio del accionista controlador de una entidad o de cualquier otra entidad del grupo corporativo del emisor en el momento del nombramiento del director o si ocupó dicho cargo durante los tres años inmediatamente anteriores; (ii) tiene una afiliación con el emisor o con cualquiera de sus accionistas que tengan directa o indirectamente una “Participación Significativa” en el emisor (tal como se define debajo) en el momento de la designación del director, o en las compañías en las cuales tienen directa o indirectamente una “Participación Significativa”, o si tuvo tal afiliación con estas a través del trabajo en relación en dependencia durante los tres años inmediatamente anteriores; (iii) tenga relaciones profesionales o pertenezca a una sociedad o asociación profesional que mantenga habitualmente relaciones profesionales de tal naturaleza y volumen relevante con, o perciba remuneraciones u honorarios (distintos de los correspondientes a las funciones que cumple en el órgano de administración) de la sociedad o los accionistas de esta que tengan en ella en forma directa o indirecta participaciones significativas o influencia significativa. Esta prohibición se extiende durante los tres años anteriores hasta el nombramiento del director; (iv) posee directa o indirectamente al menos el 5% en el emisor o en cualquier otra entidad que tenga una Participación Significativa en el emisor; (v) vende o proporciona habitualmente directa o indirectamente bienes o servicios (distintos de los establecidos en (iii) arriba) de tal naturaleza y volumen relevante al emisor o a cualquiera de sus accionistas que tenga una Participación Significativa directa o indirecta o una influencia significativa en el emisor para un monto que excede sustancialmente su remuneración como miembro del Directorio. Esta prohibición se extiende durante el período de tres años anterior hasta el nombramiento del director; (vi) ha sido director, gerente o funcionario ejecutivo de organizaciones sin fines de lucro que han recibido contribuciones superiores a las establecidas en la Resolución UIF N° 30/2011 (según enmendada) del emisor, su accionista controlador, cualquier otro miembro del grupo corporativo del emisor o cualquiera de sus ejecutivos; (vii) tiene derecho a cualquier pago, incluidos los derivados de la participación del director en los planes de opción de compra de acciones del emisor o cualquier compañía de su grupo corporativo (que no sean los recibidos en consideración de su desempeño como director, dividendos percibidos

de conformidad con el artículo (iv) o pagos de conformidad con el punto (v) anterior; (viii) ha sido director del emisor, su accionista controlador o cualquier otro miembro del grupo corporativo del emisor durante más de diez años, siempre que el director se considere independiente después de un período de tres años después de que dejó de ocupar dicho puesto; o (ix) es el cónyuge o pareja legalmente reconocida o miembro de la familia (hasta segundo grado de afinidad o hasta tercer grado de consanguinidad) de personas que, si fueran miembros del Directorio, no se consideraría independiente, de conformidad con los puntos (i) a (viii) anteriores. En caso de que, después del nombramiento del director, dicho director quedara sujeto a cualquiera de las restricciones en los términos (i) a (ix) anteriores, se requerirá que dicho director revele esto al emisor, quien a su vez deberá revelarlo a la CNV y a los mercados de valores en los que cotizan las acciones del emisor, inmediatamente después de su ocurrencia o después de ser notado. Los directores y síndicos designados por el Estado, revisten carácter de independiente.

Se entenderá que el término “Participaciones Significativas” se refiere a aquellas personas que posean una participación de al menos el 5% del capital social y/o votos, o una cantidad menor cuando permitan el nombramiento de uno o más directores de clase o que hayan junto con otros accionistas, acuerdos relacionados con el gobierno argentino y la administración de la empresa relevante o su accionista controlador.

“Grupo económico” significarán las sociedades controladoras, controladas y afiliadas en las que exista una influencia relevante en las decisiones. Se consideran intereses directos y/o indirectos a través de empresas o particulares.

A la fecha de este Prospecto, los Directores Titulares Pablo Gerardo González, Roberto Luis Monti, Norberto Alfredo Bruno, Horacio Oscar Forchiassin, Ignacio Perincioli, Pedro Martín Kerchner Tomba, María de los Ángeles Roveda, Ramiro Gerardo Manzanal, Héctor Pedro Recalde, Celso Alejandro Jaque y Demian Tupac Panigo, y los Directores Suplentes, Guillermo Rafael Pons, Adrián Felipe Peres, Silvina del Valle Córdoba y Miguel Lisandro Nieri, revisten la condición de independientes bajo los criterios de la Comisión Nacional de Valores. Asimismo, los Directores Titulares Sergio Pablo Antonio Affronti y los Directores Suplentes Gerardo Damián Canseco, María Martina Azcurra, Santiago Martínez Tanoira, Silvia Noemí Ayala y Santiago Álvarez, revisten la condición de no independientes bajo los criterios anteriormente descriptos.

El Comité de Transparencia

La información provista más abajo, describe la composición y responsabilidades de nuestro Comité de Transparencia a la fecha de emisión de este Prospecto.

Composición y responsabilidades de nuestro Comité de Transparencia

En el mes de febrero de 2003, creamos un Comité de Transparencia para:

- monitorear el cumplimiento general de las reglas y principios de actuación de voluntaria aplicación, especialmente con relación a sociedades que cotizan en bolsa y su gobierno corporativo;
- dirigir, establecer y mantener procedimientos para la elaboración de información de carácter financiera y contable que debamos aprobar y registrar o que se comunique en forma general a los mercados;
- dirigir, establecer y mantener sistemas de control interno adecuados y eficientes a fin de asegurar que nuestros estados financieros incluidos en los informes anuales y trimestrales, como así también cualquier información de carácter contable y financiera a ser aprobada y registrada por nosotros, sean precisos, confiables y claros;
- identificar los riesgos más significativos de nuestros negocios y actividades que pudieran afectar la información contable y financiera que debemos aprobar y registrar;
- asumir las funciones que, conforme a las leyes de los Estados Unidos y a las reglas de la SEC, nos sean aplicables y que puedan ser asumidas por el Comité de Transparencia u otro comité interno de una naturaleza similar, especialmente aquellas actividades relacionadas con las reglas de la SEC de fecha 29 de agosto de 2002 (“Certificación de Transparencia en los Informes Trimestrales y Prospectos de las Sociedades” (“*Certification of Disclosure in Companies’ Quarterly and Prospectus*”) —SEC Release number 33-8124), con relación al respaldo para la certificación por parte de nuestro Gerente General y Director Económico Financiero sobre la existencia y el mantenimiento por nuestra parte de procedimientos y controles adecuados referentes a la elaboración de la información a ser incluida en su reporte anual incluido en el Formulario 20-F, y otra información de carácter financiero;
- asumir funciones similares a las previstas en las reglas de la SEC para un comité de transparencia en relación a la existencia y el mantenimiento por nuestra parte de procedimientos y controles adecuados referentes a la elaboración y al contenido de la información a ser incluida en los estados financieros anuales, y cualquier información de carácter contable o financiero a ser registrada ante la CNV y otras entidades reguladoras de los mercados de valores en los cuales se negocian nuestras acciones; y
- la elaboración de propuestas para un reglamento interno de conducta en los mercados de valores que se ajusten a las normas y reglas aplicables o a cualquier otra norma que se considere conveniente.

Asimismo, el Comité de Transparencia revisa y supervisa nuestros procedimientos para la elaboración y el registro de:

- notificaciones oficiales a la SEC, las autoridades del mercado de valores argentino y otras entidades reguladoras de los mercados de valores en los cuales se negocian nuestras acciones;
- informes financieros de períodos intermedios;

- comunicaciones de prensa que contengan información de carácter financiero sobre los resultados, ganancias, grandes adquisiciones, desinversiones u otra información relevante para los accionistas;
- comunicaciones generales a los accionistas; y
- presentaciones a analistas, inversores, agencias calificadoras e instituciones de préstamo.

A la fecha de este Prospecto, el Comité de Transparencia está integrado por las siguientes personas:

Nombre	Cargo	CUIT
Sergio Pablo Antonio Affronti	CEO	20-20748794-6
Alejandro Daniel Lew	CFO y Presidente del Comité de Transparencia	20-22598522-8
Germán Fernández Lahore	Vicepresidente Corporativo de Servicios Jurídicos y Secretario del Comité de Transparencia	20-20231807-0
Mauricio Martín	Vicepresidente Downstream	20-22075717-0
Pablo Iuliano	Vicepresidente Upstream No convencional	20-22598522-8
Gustavo Astié	Vicepresidente Upstream Convencional	20-21663950-3
Carlos Alfonsi	Vicepresidente de Servicios	20-13842218-7
Santiago Martínez Tanoira	Vicepresidente de Gas y Energía	20-22962398-3
Santiago Álvarez	Vicepresidente de Asuntos Corporativos, Comunicación y Marketing	20-28405909-4
Gustavo Chaab	Vicepresidente de Medio Ambiente, Salud y Seguridad	20-18496245-5
Marcos Sabelli	Vicepresidente de Estrategia y Desarrollo de Negocios	23-20956428-9
Gustavo Medele	Vicepresidente de Recursos Humanos	20-20794003-9
Javier Horacio Fevre	Auditoría Interna	20-17333090-2
Carlos Agustín Colo	Auditoría de Reservas	20-13542026-4
Sergio Damián Fernández	Gerente Ejecutivo de Tecnología e Innovación.	20-17074449-8

A continuación, se detalla un resumen de la experiencia profesional de los miembros del Comité de Transparencia que no fueron mencionados anteriormente:

Javier Fevre

El Sr. Fevre, DNI N° 17.333.090, CUIL N° 20-17333090-2, se graduó de la Universidad Argentina de la Empresa como Contador Público. Se ha desempeñado como auditor en la Auditoría General de la Nación y como Asesor del Síndico General Adjunto en la Sindicatura General de la Nación. También ha sido Auditor Interno Adjunto en el Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto y Coordinador General de Auditoría Interna de Aerolíneas Argentinas S.A. Es nuestro Auditor Interno desde septiembre de 2012. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Carlos Agustín Colo

El Sr. Carlos Agustín Colo, DNI N° 13.542.026, CUIL N° 20-13542026-4, es Geólogo egresado de la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco. En 1979 ingresó a trabajar en YPF donde desarrolló su carrera dentro del Upstream. Se inició como geólogo de Exploración para luego continuar su desarrollo profesional en distintas funciones relacionadas a exploración y producción. Ocupó diversos cargos dentro de la Sociedad como Gerente General en Colombia, Director de la Unidad Económica Las Heras, Director de la Dirección Técnica de E&P, Director de Exploración y Gerente Ejecutivo de Exploración y Desarrollo. Es el Auditor de Reservas de YPF desde junio de 2017. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Sergio Damián Fernández

El Sr Fernández Mena, DNI N° 17.074.449, CUIL N° 20-17074449-8, es Ingeniero Electrónico de la Universidad Nacional de Tucumán, posee un MBA de la Universidad Torcuato Di Tella y es Alumni de la Universidad de Oxford, en donde realizó la CIO Academy y el Strategic Scenarios Programme. Durante su carrera profesional de más de 20 años en Cargill, generó y lideró exitosamente equipos de trabajo multiculturales. Allí ocupó posiciones de dirección ejecutiva global de IT (Tecnología de la Información) con responsabilidades sobre equipos de trabajo en Latinoamérica, Norteamérica, Europa y Asia. Trabajó en Bruselas, Bélgica, desde donde diseñó y lideró la organización de IT de Europa, Medio Oriente y África. Gestionó el portafolio global de inversiones de IT en el área de infraestructura. También integró el Comité Ejecutivo Global de IT, en donde fue responsable del desarrollo de la estrategia global de IT y la estrategia global de Procesos, Datos y Tecnología de los negocios de Ingredientes Alimentos y Bio-industriales, y el Directorio de Cargill Argentina. Actualmente es nuestro Chief Technology Officer (CTO) y Presidente de Y-TEC desde junio de 2017. Su domicilio especial es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Cumplimiento con las normas de cotización de la NYSE sobre el gobierno corporativo

Conforme a las normas de gobierno corporativo de la NYSE, vigentes desde el 31 de julio de 2005, la totalidad de los miembros del Comité de Auditoría deben ser independientes. La independencia se determina conforme a normas detalladas en forma precisa promulgadas por la NYSE y la SEC. Cada uno de los miembros de nuestro Comité de Auditoría son independientes conforme a la normativa NYSE vigente y a la SEC.

Diferencias significativas entre nuestras prácticas de gobierno y las exigidas por las normas de cotización de la NYSE

Las sociedades que cotizan en la NYSE que no son estadounidenses pueden, en general, cumplir con las prácticas de gobierno corporativo habituales de su país de origen en reemplazo de la mayoría de los requisitos de gobierno corporativo de la NYSE. Sin embargo, las normas de la NYSE exigen que las sociedades no estadounidenses revelen cualquier manera diferente en las cuales sus prácticas específicas de gobierno corporativo difieren de las sociedades estadounidenses bajo las normas de cotización de la NYSE.

Se incluye una síntesis de las principales diferencias entre nuestras normas de gobierno corporativo y aquellas exigibles a una sociedad constituida en los Estados Unidos bajo la legislación de la NYSE.

Independencia de los directores del Directorio

Conforme a las normas de gobierno corporativo de la NYSE, una mayoría del Directorio debe estar formada por directores independientes, cuya independencia es determinada conforme a las normas promulgadas por la NYSE. La legislación argentina relevante para la determinación de la independencia de los directores es descripta bajo el título “Directores, Gerencia de la primera línea y Empleados—Independencia de los miembros del Directorio y del Comité de Auditoría”.

Comités de Remuneración y nombramientos y de Gobierno corporativo

Conforme a las normas de gobierno corporativo de la NYSE, la totalidad de las sociedades estadounidenses que cotizan en la NYSE deben contar con un comité de remuneración y un comité de nombramientos, y un comité de Gobierno corporativo, y todos los miembros de dichos comités deben ser independientes de conformidad con las normas promulgadas por la NYSE. La legislación argentina no exige la constitución de estos comités, sin embargo, son recomendados por las Normas de la CNV. La Sociedad sigue la recomendación de la CNV y cuenta con un Comité de Nombramientos y Remuneraciones, creado por el Directorio en el marco de la facultad prevista en el artículo 17 inciso (xii) del Estatuto de la Sociedad, el cual está integrado por los directores titulares Horacio Oscar Forchiassin (Presidente), Pablo Gerardo González, Sergio Pablo Antonio Affronti, Demian Tupac Panigo and Roberto Luis Monti. Como resultado de lo anterior, 4 de los 5 miembros del Comité de Nombramientos y Remuneraciones son independientes.

Aprobación de los accionistas de los planes de compensación en acciones

Las normas de la NYSE requieren que, con limitadas excepciones, todos los planes de compensación en acciones deben ser objeto de una votación de los accionistas. Según la ley argentina, la aprobación de los planes de compensación de acciones está dentro de las atribuciones del Directorio.

Reuniones independientes de los directores no gerentes

De conformidad con las normas de gobierno corporativo de la NYSE, los directores independientes deben reunirse en forma periódica sin la presencia de los directores ejecutivos. Según la legislación argentina, esta práctica no es obligatoria y, como tal, los directores independientes de nuestro Directorio no se reúnen fuera de la presencia de los otros directores, excepto en las reuniones del Comité de Auditoría, que está compuesto por directores independientes.

Remuneración de los miembros del Directorio

La Ley General de Sociedades dispone que la remuneración total pagada a los miembros del Directorio (incluidos los directores que actúan en carácter ejecutivo) y los miembros del Consejo de Vigilancia, si fuera aplicable, con respecto a un ejercicio económico no puede exceder el 5% del resultado neto de dicho ejercicio si no se distribuyeran dividendos sobre dicho resultado neto siendo este límite aumentado hasta un 25% de las ganancias, basado en el monto de dividendos, si fuesen pagados. La remuneración del presidente y de los demás directores que actuaran en carácter ejecutivo, junto con la remuneración de la totalidad de los directores y los miembros de la Comisión Fiscalizadora, requiere aprobación de una Asamblea General Ordinaria de Accionistas según lo dispuesto por la ley argentina. Cuando el ejercicio de comisiones especiales o de funciones técnico-administrativas por parte de uno o más directores, y la reducción o la inexistencia de ganancias excedan los límites prefijados, sólo podrán hacerse efectivas tales remuneraciones en exceso si fuesen expresamente acordadas por la asamblea de accionistas, a cuyo efecto deberá incluirse el asunto como uno de los puntos del orden del día.

El Consejo de Vigilancia es una entidad de control regulada por la Ley General de Sociedades, compuesta por accionistas de una compañía. A la fecha de este Prospecto, YPF no cuenta con un Consejo de Vigilancia, en tanto cuenta con una Comisión Fiscalizadora, de acuerdo a lo requerido por la Ley General de Sociedades Nro. 19.550 y al art. 20 del Estatuto Social.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, el costo total de la compensación agregada devengada a los miembros del Directorio de YPF y funcionarios ejecutivos –incluyendo la primera línea gerencial- (“executive officers”) por los servicios prestados en ejercicio de sus funciones ascendió a Ps. 1,154 millones, sin incluir los pagos de seguridad social realizados por la compañía y requeridos por ley, incluidos Ps. 193,5 millones en concepto de plan de compensación en acciones, pensión y retiro o beneficios similares que YPF proporciona a los miembros de su Directorio y funcionarios. Durante el año 2020, nuestros programas de remuneración basados en el desempeño incluyeron un plan de bonificación para aproximadamente 6.400 empleados fuera de convenio y 8.600 empleados sindicalizados. El plan de bonificación pretende motivar y premiar a las personas por el logro de los objetivos anuales del negocio. El programa compensa a los participantes en efectivo, en base a un conjunto de objetivos medibles y específicos establecidos por el Programa de Administración de Objetivos de YPF y los resultados del desempeño individual.

En 2020, nuestra Asamblea de Accionistas, a propuesta del Directorio aprobó destinar la suma de Ps. 550 millones a constituir una Reserva para compra de acciones propias, al efecto de otorgar al Directorio la posibilidad de adquirir acciones propias en el momento que considere oportuno, para cumplir con nuestro plan de compensaciones a largo plazo en acciones a cierto personal; conforme lo autoriza el artículo 64 y siguientes de la Ley N° 26.831. Para información adicional véase Nota 2.b.10.iii y la Nota 36 de nuestros

Estados Financieros Consolidados Auditados. El plan de compensaciones basado en acciones: (i) fomenta la alineación del desempeño del personal clave con los objetivos de la estrategia de la empresa, (ii) genera una relación clara y directa entre la creación de valor para los accionistas y la remuneración del personal clave, recompensándolos por el logro de los resultados a largo plazo que se reflejan en el precio de las acciones y (iii) ayuda en la retención del personal clave de la organización.

Los directores de YPF no tienen ningún contrato de servicios con YPF que implique el pago de compensaciones distintas a las mencionadas previamente por el cumplimiento de sus funciones en la Sociedad. Ninguno de los miembros de nuestro Directorio es parte en ningún contrato de servicio con nosotros o cualquiera de nuestras subsidiarias que brinde beneficios a la terminación de su cargo.

El Comité de Asuntos Legales e Institucionales

La información provista más abajo, describe la composición y responsabilidades de nuestro Comité de Asuntos Legales e Institucionales a la fecha de emisión de este Prospecto.

Composición y responsabilidades

En abril de 2016, el Directorio creó el Comité de Compliance y cambió su denominación en 2018 Comité de Asuntos Legales e Institucionales. Entre sus principales funciones este comité es responsable de la supervisión de la Administración y el análisis de la estrategia de litigio de las principales controversias previas a los juicios, arbitrales y judiciales en las que YPF es parte, entre otros asuntos.

A la fecha de este Prospecto, el Comité de Asuntos Legales e Institucionales está integrado por las siguientes personas:

Nombre	Cargo	CUIT
Héctor Pedro Recalde.....	Director Titular - Presidente	20-04267148-8
Pablo Gerardo González.....	Director Titular	20-20216156-2
Sergio Pablo Antonio Affronti	Director Titular	20-20748794-6
Demián Tupac Panigo	Director Titular	20-24040864-4
Ramiro Gerardo Manzanal	Director Titular	20-22707725-6

El Comité de Riesgos y Sustentabilidad

La información provista más abajo, describe la composición y responsabilidades de nuestro Comité de Riesgos y Sustentabilidad a la fecha de emisión de este Prospecto.

Composición y responsabilidades

En abril de 2016, creamos este comité para establecer las políticas de gestión integral del riesgo empresarial y monitorear su adecuada implementación; identificar y evaluar los principales factores de riesgos que son específicos de la Sociedad y/o su actividad; monitorear los riesgos e implementar las acciones de mitigación correspondientes; entre otras funciones.

A la fecha de este Prospecto, el Comité de Riesgos y Sustentabilidad está integrado por las siguientes personas:

Nombre	Cargo	CUIT
Pedro Martín Kerchner Tomba....	Director - Presidente	20-24160687-3
Horacio Oscar Forchiassin	Director Titular	20-11804778-9
Norberto Alfredo Bruno	Director Titular	20-13322887-0
Ignacio Perincioli	Director Titular	20-25441413-2
Roberto Luis Monti	Director Titular	20-04563973-9
Celso Alejandro Jaque.....	Director Titular	20-13642727-0

El Comité de Estrategia y Transformación

La información provista más abajo, describe la composición y responsabilidades de nuestro Comité de Estrategia y Transformación a la fecha de emisión de este Prospecto.

Composición y responsabilidades

En agosto de 2017, creamos este comité para debatir cuestiones relacionadas con la estrategia de mediano y largo plazo de la Sociedad; actuar como enlace entre el Directorio y el Comité Ejecutivo de Dirección y los ejecutivos de la Sociedad que forman parte de éste, con el fin de facilitar y agilizar el tratamiento interno de las estrategias globales de desarrollo de los negocios de la Sociedad; impulsar y revisar transversalmente la agenda de transformación de la compañía, abarcando los aspectos de excelencia y mejores prácticas operativas de la industria, la agenda comercial, revisando su organización con foco central en el cliente, la agenda de digitalización y de renovación tecnológica de la empresa, y la renovación de las áreas de soporte con foco especial en el cambio cultural en el área de recursos humanos; resolver, ante situaciones imprevistas o de emergencia, la aprobación de las operaciones y/o gestiones necesarias de la Sociedad.

A la fecha de este Prospecto, el Comité de Estrategia y Transformación está integrado por las siguientes personas:

Nombre	Cargo	CUIT
Pablo Gerardo González.....	Presidente del Directorio	20-20216156-2
Ramiro Gerardo Manzanal.....	Miembro - Presidente del Comité de Auditoría	20-22707725-6
Horacio Oscar Forchiassin.....	Miembro - Presidente del Comité de Nombramientos y Remuneraciones	20-11804778-9
Pedro Martín Kerchner Tomba.....	Miembro - Presidente del Comité de Riesgos y Sustentabilidad	20-24160687-3
Sergio Pablo Antonio Affronti.....	Miembro – Director por las Acciones Clase D	20-20748794-6
Roberto Luis Monti.....	Miembro – Director por las Acciones Clase D	20-04563973-9
Celso Alejandro Jaque.....	Miembro – Director por las Acciones Clase D	20-13642727-0
Héctor Pedro Recalde.....	Miembro – Director por las Acciones Clase D y Presidente del Comité de Asuntos Legales	20-04267848-8
Demian Tupac Panigo.....	Miembro – Director por las Acciones Clase D	20-24040864-4

Adquisición de Acciones Propias

Período	Total de Acciones Compradas	Precio Promedio Pagado por Acción (Ps. Por acción) (b)	Total de Acciones Compradas como parte de un Plan o Programa Público	Valor Máximo Aproximado en pesos de las Acciones que aún se Pueden Comprar bajo los Planes o Programas (a)
Enero 2020	-	-	-	-
Febrero 2020	-	-	-	-
Marzo 2020	-	-	-	-
Abril 2020	-	-	-	-
Mayo 2020	-	-	-	-
Junio 2020	-	-	-	-
Julio 2020	-	-	-	-
Agosto 2020	-	-	-	-
Septiembre 2020	-	-	-	-
Octubre 2020	-	-	-	-
Noviembre 2020	-	-	-	550.000.000
Noviembre 2020 (del 13/11/2020 al 27/11/2020)	737.378	745,885	737.378	722,70
Diciembre 2020	-	-	-	-

- (a) El 30 de abril de 2020 se llevó a cabo la Asamblea General y Extraordinaria de Accionistas, aprobando el monto de Ps. 550 millones para establecer una reserva para comprar acciones de la Compañía, a fin de que el Directorio pueda adquirir acciones de la Compañía cuando lo considere oportuno, y cumplir con los compromisos bajo los planes de bonificación e incentivo, tanto existentes como aquellos que puedan surgir en el futuro. El Directorio, en su reunión celebrada el 10 de noviembre de 2020, aprobó un Plan de Compensación de Acciones para empleados, que permite a YPF recomprar sus acciones en BCBA y NYSE por un monto agregado de hasta Ps. 550 millones.
- (b) Los precios promedio pagados por acción incluyen comisiones.

Véase Nota 2.b.10.iii de los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Diversidad e Inclusión

YPF es una empresa que representa diferentes ideas, experiencias y contextos. Sabemos que la diversidad no solo contribuye a crear una fuerza laboral más representativa, sino también a construir una empresa más innovadora, exitosa y rentable. Por eso estamos comprometidos con la integración de la diversidad, la equidad de género y la inclusión en nuestra cultura. Desde 2017 nuestro comité de diversidad, integrado por un equipo multidisciplinario, representa a las principales áreas transversales de la compañía. Su misión es promover una cultura de diversidad, igualdad de género e inclusión en YPF.

Continuando nuestro plan de acción a 5 años:

2018. Iniciar

2019. Concientizar

2020. Extender

2021. Cambiar

2022. Naturalizar

Comenzamos 2020 con el objetivo de expandirnos, sin embargo, el contexto de aislamiento social obligatorio nos desafió a pensar en

nuevas formas de profundizar el camino tomado, y ampliar la perspectiva y el alcance a nuevas iniciativas asociadas al contexto, centrándose en tres grandes ejes:

- *Igualdad de género*

Eliminar las barreras relacionadas con la admisión, participación, promoción, compensación y reconocimiento que obstaculizan la equidad y la igualdad de oportunidades.

- *Diversidad*

Promover la igualdad de oportunidades en YPF, su cadena de valor y las empresas participantes. Ser un punto de referencia para la comunidad y los clientes.

- *Inclusión*

Promover el compromiso, la innovación y la resiliencia a través del sentido de pertenencia.

Aspectos destacados de 2020

Somos una de las cinco compañías líderes que impulsan la Iniciativa de Igualdad de Género de la Argentina con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Foro Económico Mundial (FEM).

Apoyamos los Principios de Empoderamiento de las Mujeres (WEP) de ONU Mujeres y el Pacto Mundial de las Naciones Unidas.

Asimismo, participamos en el Programa Ganar-Ganar Igualdad Significa Buenos Negocios, implementado por ONU Mujeres, la Organización Internacional del Trabajo (OIT) y la Unión Europea y en 2020 incluimos género recibió la distinción de Bronce en la categoría Grandes Empresas del Premio WEPs Argentina. “Empresas por ellas” Primera Edición.

La diversidad continúa como valor estratégico en el Reporte de Sustentabilidad 2019, también contamos con el segundo Reporte de Diversidad de YPF con los resultados de 2019 <https://www.ypf.com/diversidad/Paginas/reportes.aspx>.

La igualdad y la diversidad de género son un valor en nuestro Código de Ética y Conducta.

Tenemos una política de Diversidad e Inclusión, una Política de Lugar de Trabajo Libre de Abuso y Acoso como anexos adicionales a nuestro Código y Manual de comportamiento.

Creemos un Subcomité de Violencia Doméstica, que incluye alianzas con Compliance, Comité de Diversidad, Recursos Humanos, Equipo de Salud de YPF, Relaciones Laborales y Asuntos Legales. Contamos con un Protocolo de Violencia Doméstica para acompañar a las mujeres de nuestra Compañía que están pasando por esta situación.

Para dar a conocer el Protocolo de Violencia Doméstica, realizamos presentaciones y reuniones de sensibilización para todas las áreas de la Compañía y capacitaciones para equipos clave.

También lanzamos una campaña de comunicación para crear conciencia sobre los impactos de la violencia doméstica, publicar canales de contacto internos e invitar a las mujeres a solicitar apoyo del Subcomité de Violencia Doméstica si fuera necesario.

Para poder acercarse al hito del año 2025 de alcanzar un 25% de las mujeres en puestos de liderazgo se han incorporado como parte de los objetivos de la compañía, el objetivo de tener mujeres en puestos de liderazgo, contratar nuevos profesionales e implementar pasantías. También hemos incluido un objetivo para incluir a las mujeres como candidatas para puestos de liderazgo y pre-liderazgo (puestos de coordinación y liderazgo). Hemos comenzado en 2018 con 12% de mujeres en posiciones de liderazgo, alcanzando a finales de 2015 un crecimiento a 15,7%.

Continuamos monitoreando los indicadores que permiten evaluar potenciales barreras al ingreso, participación, promoción, compensación y reconocimiento de mujeres en YPF.

Los principales indicadores son Participación de género, Liderazgo femenino, Género por negocio, Brecha salarial de género, Talento y ascensos por género, Equilibrio de máximos y mínimos por género y niveles, Reclutamiento de nuevos profesionales y Candidatos por género, Candidatos por carrera universitaria y Capacitación por género. Durante 2020, continuamos con el ciclo de ofrecer charlas abiertas inspiradoras sobre género, innovación, prejuicios, diversidad e inclusión.

Invitamos a nuestra gente a participar en una encuesta para conocer cómo estaban usando su tiempo en cuarentena, conocer sus diferentes realidades y analizar el impacto diferenciado del contexto de aislamiento social preventivo en hombres y mujeres.

Los módulos sobre diversidad y equidad de género se incluyeron en los programas de liderazgo de la Compañía y las perspectivas de diversidad y equidad de género se integran en las comunicaciones a los líderes.

Trabajamos en el desarrollo de un Protocolo de Transición de Identidad de Género y un Protocolo de Igualdad de Oportunidades.

Lanzamos una campaña de comunicación para el 8M (Día Internacional de la Mujer) para reflexionar sobre los logros en materia de igualdad de género y los desafíos que tenemos por delante.

También realizamos campañas de comunicación y charlas de sensibilización para promover la corresponsabilidad, la igualdad de oportunidades y la no discriminación.

Para dar continuidad virtual a los talleres presenciales sobre sesgos inconscientes, desarrollamos contenidos de e-learning.

Continuamos el programa LIFE el cual se centra en el liderazgo femenino y nuestro programa de tutoría interna para 17 aprendices, y el 65% de las participantes mujeres, el 81% tuvo un crecimiento de posición durante el programa.

Continuamos desarrollando programas de empleabilidad que llegan a diferentes grupos sociales en situaciones de vulnerabilidad, estos programas brindan a los participantes la oportunidad de realizar prácticas de capacitación y profesionalización en diferentes áreas de la Compañía, guiado por un tutor de YPF, durante un período de diez meses. Desde su creación en 2016, 220 personas con diferentes tipos de discapacidad ya formaban parte de esta experiencia inclusiva.

En cuanto al programa dirigido a Personas con Discapacidad, ya han participado 220 participantes.

Contamos asimismo con el programa "Full de la sonrisa", dirigido a jóvenes con discapacidad intelectual (síndromes de Down y Asperger).

Más de 350 jóvenes ya han participado en el programa juvenil para personas entre 18 y 24 años, de entornos sociales adversos.

El programa dirigido a personas que fueron privadas de su libertad. Esta iniciativa se lleva a cabo con el apoyo de la Fundación Espartanos y, al igual que las otras iniciativas, con la ayuda del Ministerio de Trabajo de la Nación. Como resultado, 17 participantes están actualmente trabajando en nuestra red de estaciones de Gas.

Continuamos con nuestro Programa de Compras Inclusivas Responsables (CIR), agregando organizaciones a nuestra Base de proveedores inclusivos y haciendo compras por más de Ps. 10 millones durante 2020.

Creamos, registramos y patentamos nuestro sello CIR, con el objetivo de identificar internamente la gestión y las acciones relacionadas con las adjudicaciones dentro del alcance del programa.

Empleados

Nuestra fuerza de trabajo consiste en personal permanente y temporario el cual, al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 teníamos 20.298, 22.932 y 21.314 empleados respectivamente. En 2020, se compone de 8.632 empleados en el segmento de negocios de Downstream, 3.201 empleados en el segmento de negocios de Upstream, 1.460 empleados en el segmento de Gas y Energía y 7.005 correspondientes al segmento de Administración Central y Otras. En 2020, contamos con 1.092 empleados temporarios. La variación más significativa en el año 2020 incluye una caída de 1.558 empleados en A-Evangelista S.A (nuestra compañía de ingeniería y construcción) debido a la implementación de nuevos proyectos impulsados por el contexto macroeconómico consulte "Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera — Factores que afectan nuestras operaciones — Condiciones Macroeconómicas". Aproximadamente el 42% de nuestros empleados está representado por un sindicato (Federación Sindicatos Unidos Petroleros Hidrocarbúricos - "SUPeH"), el cual negocia con la Compañía los Convenios Colectivos de Trabajo y escalas salariales que se aplican a los trabajadores dentro de convenio de YPF y OPESSA. El SUPeH está en permanente negociación con YPF, manteniendo una buena comunicación. Por otra parte, los gremios vinculados a la actividad petroquímica estuvieron alineados con los incrementos salariales generales otorgados por la Confederación General del Trabajo (CGT).

Además, las condiciones laborales y los salarios de los empleados de terceros, están principalmente representados por otros dieciséis sindicatos. Aproximadamente el 59% de los empleados contratados, sobre todo en el negocio de Upstream, están representados por nueve sindicatos con los que negociamos directamente sus contratos de trabajo y salarios. Estos sindicatos están agrupados en tres grupos: Petroleros Privados principalmente con cinco sindicatos, Personal Jerárquico con tres sindicatos y SUPeH Emprendimientos. El 41% restante de los empleados contratados están representados por sindicatos con los que no participamos en los acuerdos laborales.

Durante 2016, YPF promovió un proyecto para crear una adenda para los principales Acuerdos Laborales de la Unión, buscando mayores niveles de eficiencia, productividad y sustentabilidad en las operaciones Shale y Tight. Durante 2017, como resultado de la colaboración con los principales actores de la industria, incluyendo el gobierno argentino, los gobernadores provinciales, los sindicatos y los representantes de las principales empresas productoras, YPF creó e implementó una adenda a los acuerdos laborales del principal sindicato, que resultó en mayores niveles de eficiencia, productividad y sustentabilidad en las operaciones Shale y Tight. La adenda se firmó con los dos sindicatos de Neuquén en enero de 2017, y se extendió a los sindicatos de Chubut, incluidas las operaciones de shale, tight y operaciones convencionales. A fines de 2017, se lograron de forma individual acuerdos similares con las principales compañías de servicios de Santa Cruz. Durante 2018, se completó los acuerdos de Santa Cruz y Neuquén. Durante 2018, como resultado de la colaboración de los principales actores de la industria, incluidas las autoridades de Neuquén y las Uniones de Petróleo y Gas, YPF sacó una "armadura" para prevenir huelgas, utilizando todos los mecanismos de resolución de disputas incluidos en los Acuerdos de Negociación Colectiva. Durante 2019 se alcanzaron en Mendoza acuerdos de negociación colectiva con mecanismos similares. Durante 2020, a pesar del complejo escenario creado por la pandemia véase "Reseña y perspectiva operativa y financiera—Factores que afectan nuestras operaciones—Condiciones macroeconómicas—Brote de COVID-19". Convenios complementarios a los principales convenios colectivos, fueron elaborados y resultaron en mejores niveles de eficiencia, productividad y sustentabilidad en las operaciones. Estos acuerdos complementarios, fueron firmados con los Sindicatos de Neuquén, Santa Cruz, Mendoza y Chubut. Además, en agosto de 2020, la Compañía introdujo un programa de retiro voluntario, que se aplicó a todos los trabajadores no sindicalizados. Este programa, que incluía un bono de graduación mejorado con respecto a la legislación vigente, contemplaba un pago inicial del 30% al momento de hacer efectiva la liquidación final, y el 70% restante en 36 cuotas. También incluyó como beneficio más importante la cobertura de obra social para el mismo período.

Al 31 de diciembre del año 2020, YPF fue parte en 1.047 juicios laborales. El resultado de este tipo de litigios va a depender de cuestiones de hecho que varían según el caso y no siempre es posible predecir el resultado de los casos particulares. Sin embargo, sobre

la base de la cantidad y la naturaleza de los juicios ya iniciados, la probabilidad estimada de reclamos adicionales en vista de la cantidad de empleados despedidos, los plazos de prescripción aplicables, los principios legales involucrados en los juicios y las previsiones de los estados financieros previamente establecidas, nuestra dirección no espera que el resultado de estos juicios tenga un efecto negativo de importancia sobre nuestra situación financiera o sobre los resultados futuros de nuestras operaciones. Adicionalmente, durante 2020, debido a las consecuencias del brote de COVID-19, el gobierno argentino declaró la emergencia pública en materia ocupacional hasta el 31 de diciembre de 2021. véase “Reseña y perspectiva operativa y financiera—Factores que afectan nuestras operaciones—Condiciones macroeconómicas—Brote de COVID-19”.

Al 31 de diciembre de 2020, existen aproximadamente 34.000 empleados de terceros bajo contrato, la mayoría bajo contrato con grandes proveedores de servicios. Aunque tenemos políticas en relación con el cumplimiento de las obligaciones laborales y de seguridad social de sus contratistas, no estamos en posición de asegurar que los empleados de los contratistas no iniciarán acciones legales para buscar una indemnización pagada por nosotros sobre la base de una serie de precedentes jurisprudenciales argentinos de tribunales del trabajo que reconocen la responsabilidad solidaria y mancomunada entre el contratista y la entidad a la cual están brindando servicios bajo determinadas circunstancias.

La siguiente tabla muestra un detalle de empleados propios por segmento de negocio al 31 de diciembre de 2020:

Empleados por Unidad de Negocios

Upstream.....	3.201
Downstream.....	8.632
Gas y Energía (1)	1.460
Administración Central y otras (2).....	7.005
Total YPF	20.298

(1) Incluye 1.360 empleados de Metrogas S.A. y sus subsidiarias

(2) Incluye 4.848 empleados de A-Evangelista S.A. y sus subsidiarias

La siguiente tabla muestra un detalle de nuestros empleados por ubicación geográfica al 31 de diciembre 2020:

Empleados por ubicación geográfica

Argentina	20.143
Resto de América del Sur.....	155
Total YPF	20.298

ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Desde 1999, y hasta la aprobación de la sanción de la Ley de Expropiación, éramos una sociedad controlada por Repsol, una compañía integrada de petróleo y gas con sede central en España y operaciones en gran parte del mundo. Repsol fue la propietaria de aproximadamente el 99% de nuestro capital accionario desde el año 2000. Como consecuencia de las diferentes transacciones que tuvieron lugar a partir del año 2008, Repsol finalizó con un 57,43% de nuestro capital accionario al 30 de abril de 2012.

La Ley de Expropiación ha cambiado nuestra estructura accionaria. Las acciones Clase D de Repsol YPF o de sus entidades controladas sujetas a expropiación, que representan el 51% de nuestro capital social, han sido declaradas de interés público y serán asignadas de la siguiente manera: 51% para la República Argentina y el 49% a los Estados Provinciales que componen la Organización Nacional de los Estados Productores de Hidrocarburos. Adicionalmente, la República Argentina y algunos gobiernos provinciales ya poseen acciones Clase A y Clase B, respectivamente. Para más información véase “Información sobre la Emisora - Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino - Ley N° 26.932”.

A la fecha de emisión de este prospecto, la transferencia de las acciones sujetas a expropiación entre el Poder Ejecutivo Nacional y las provincias que componen la Organización Nacional de los Estados Productores de Hidrocarburos se encuentra pendiente. De acuerdo con el artículo 8 de la Ley de Expropiación, la distribución de las acciones entre las provincias para las cuales la transferencia debe llevarse a cabo, deberá ser de manera equitativa, teniendo en cuenta sus respectivos niveles de producción de hidrocarburos y las reservas comprobadas. Para garantizar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo Nacional por sí o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos correspondientes a las mismas. Asimismo, la mencionada Ley en su artículo 9 establece que cada una de las provincias cuyas acciones se encuentren sujetas a la expropiación, deberán entrar en un acuerdo de accionistas con el gobierno federal que prevea el ejercicio unificado de sus derechos como accionistas. Para más información véase “Información sobre la Emisora—Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino—La Ley de Expropiación”.

La siguiente tabla establece información sobre la propiedad de nuestro capital social por cada persona que sepamos que posee al menos un 5% de nuestras acciones ordinarias, los gobiernos federales y provinciales de Argentina y nuestro fondo para empleados al 12 de abril de 2021:

	Cantidad de Acciones	(%)
Accionistas Clase D:		
Estado Nacional (1)	200.589.525	51,000%
Público (2)	192.671.458	48,987%
Accionistas Clase A:		
Estado Nacional	3.764	0,001%
Accionistas Clase B:		
Provincias	7.624	0,002%
Accionistas Clase C:		
Fondo de empleados	40.422	0,010%

- (1) Las acciones expropiadas Clase D representan el 51% del capital social y serán distribuidas del siguiente modo: el cincuenta y un por ciento (51%) a la República Argentina y el cuarenta y nueve por ciento (49%) restante se distribuirá entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. La transferencia de estas acciones se encuentra pendiente. A efectos de garantizar el cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación, la norma citada establece que el Poder Ejecutivo Nacional, por sí o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. Adicionalmente, y de acuerdo con el artículo 9 de la Ley de Expropiación, cada una de las provincias cuyas acciones se encuentren sujetas a la expropiación, deberán entrar en un acuerdo de accionistas con el gobierno federal que prevea el ejercicio unificado de sus derechos como accionistas. Para más información véase “Información sobre la Emisora - Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino - La Ley de Expropiación”, “Información sobre la Emisora - Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino - Decreto N° 7/2019” y “Decreto 732/2020”.
- (2) Según datos proporcionados por The Bank of New York Mellon, al 12 de abril de 2021, había 158.918.760 ADS emitidas y 45 tenedores registrados de ADS. Dichas ADS representaron aproximadamente el 40% del número total de acciones Clase D emitidas y en circulación a esa fecha.

Transacciones con partes relacionadas

Las principales transacciones y saldos con partes relacionadas, de acuerdo a la normativa contable aplicable, vigentes al 31 de diciembre de 2020 se exponen en la Nota 35 a los Estados Financieros Consolidados Auditados. Las principales transacciones consisten en ventas de productos refinados y de otros productos a ciertos negocios conjuntos y afiliadas (Ps 27.557 millones en 2020), compras a ciertos negocios conjuntos y afiliadas de productos hidrocarbúricos y otros productos y servicios que nuestra compañía no produce (Ps. 20.978 millones en 2020), todo ello adicionalmente a lo mencionado en los párrafos siguientes.

Adicionalmente, el Congreso de la Nación sancionó la Ley de Expropiación, la cual fue reglamentada por el Decreto N° 660 del Poder Ejecutivo Nacional la que, entre otras cosas, declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A.

representado por una idéntica participación de las Acciones Clase D en poder de Repsol, de sus entidades controladas o controlantes, directa o indirectamente. Consecuentemente, desde la sanción de la Ley de Expropiación el 3 de mayo de 2012, la República Argentina posee el 51% de las acciones de la Compañía. Somos parte de numerosos acuerdos con el Estado Nacional, así como de ciertos organismos, instituciones y compañías con participación estatal.

La información detallada en la Nota 35 a los Estados Financieros Consolidados Auditados, desglosa los saldos con los negocios conjuntos y las sociedades vinculadas al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, así como las operaciones con las mismas por los períodos de doce meses finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018. La información sobre las principales operaciones con entidades gubernamentales también se describe en la Nota 35 a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Además, véase Nota 2.b.10 de nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados respecto a los planes de compensaciones a largo plazo en acciones y otros planes a cierto personal.

En el capítulo “*Información sobre la emisora—Panorama General*” encontrará un detalle que muestra nuestra estructura organizacional, incluidas nuestras participaciones en nuestras principales afiliadas.

Legislación argentina relativa a transacciones con partes relacionadas

El Artículo 72 y 73 de la Ley de Mercado de Capitales establece que antes que una sociedad que realice oferta pública de sus acciones en Argentina (“la emisora”) pueda celebrar actos o contratos que involucren un “monto relevante” con una o más partes relacionadas, dicha sociedad debe obtener la aprobación de su directorio y el pronunciamiento, previo a dicha aprobación del directorio, de su comité de auditoría o de dos firmas evaluadoras independientes en los que se manifieste que las condiciones de la operación son congruentes con aquéllas que podrían haberse obtenido en una operación en condiciones normales y habituales de mercado.

A los fines del Artículo 72 de la Ley de Mercado de Capitales y Regulaciones de la CNV, “monto relevante” significa un importe que supere el 1% del patrimonio social de la sociedad emisora medido conforme al último balance aprobado. A los fines de esta sección de la Ley de Mercado de Capitales, “parte relacionada” significa (i) los directores, integrantes del órgano de fiscalización y gerentes de la sociedad emisora; (ii) las personas físicas o jurídicas que tengan el control o posean una participación significativa en la sociedad emisora o en su accionista controlante (según las definiciones previstas por las Normas de la CNV); (iii) cualquier otra sociedad que se halle bajo control común de la misma compañía controlante; (iv) los familiares directos (ascendientes, descendientes cónyuges o hermanos) de las personas mencionadas en los apartados (i) y (ii) precedentes; o (v) las sociedades en las que las personas referidas en los apartados (i) a (iv) precedentes posean directa o indirectamente participaciones significativas. Siempre que no se configure alguno de los casos mencionados, no será considerada “parte relacionada” a los efectos de este artículo una sociedad controlada por la sociedad emisora;

Siempre que no se incluya en los puntos (i) a (v) anteriores, una compañía controlada por la sociedad emisora podría no ser considerada una “parte relacionada” con respecto a la Sección 72 de la Ley de Mercados de Capitales.

Los actos o contratos referidos anteriormente, inmediatamente después de haber sido aprobados por el directorio, deberán ser informados a la CNV, con expresa indicación de la existencia del pronunciamiento del comité de auditoría y/o, en su caso, de las firmas evaluadoras independientes. Asimismo, a partir del día hábil inmediatamente posterior al día en que la transacción sea aprobada por el directorio, los informes del comité de auditoría o de las firmas evaluadoras independientes se pondrán a disposición de los accionistas en la sede social. Esto también deberá informarse a los accionistas mediante una publicación en el boletín del mercado.

Si el Comité de Auditoría y/o las dos firmas evaluadoras independientes dictaminan que el contrato no constituye una operación adecuada a las condiciones normales y habituales de mercado, deberá obtenerse previa aprobación en la asamblea de la sociedad.

INFORMACIÓN CONTABLE

Estados Financieros

Forman parte de este prospecto los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018.

Litigios

Las descripciones de los litigios se encuentran incorporados en las notas 15, 31 y 32.b a los Estados Financieros Consolidados Auditados correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018.

INFORMACIÓN DEL MERCADO

Mercados

Acciones y ADSs

Bolsas y Mercados Argentinos S.A.

BYMA es el principal mercado argentino para la negociación de las acciones ordinarias. El Mercado de Valores de Buenos Aires S.A., implementó una reorganización en los términos del Artículo 77 de la Ley de Impuestos a las Ganancias, procediendo a la escisión parcial de su patrimonio para constituir una nueva entidad llamada Bolsas y Mercados Argentinos S.A., resultando ésta la continuadora de la actividad del Mercado de Valores de Buenos Aires S.A., con la particularidad que en la constitución de la nueva entidad se ha incorporado la Bolsa de Comercio de Buenos Aires como accionista.

El capital social de BYMA está representado por 76.250.000 (setenta y seis millones doscientos cincuenta mil) acciones escriturales ordinarias con un valor nominal de Ps. 1 (pesos uno) con derecho a un voto por acción. Sus titulares pueden ser personas tanto físicas como jurídicas. Para ser Agente Miembro de BYMA no se requiere ser accionista de la Entidad pero se debe estar registrado ante la CNV. El BYMA se encuentra registrado como mercado bajo el N° 639 de la CNV. El BYMA ha sido autorizado por la CNV para delegar determinadas funciones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

BYMA es la bolsa más grande de Argentina y ha sido autorizada por la CNV para delegar ciertas funciones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (la "BCBA"). El comercio en BYMA se realiza a través del sistema de subasta tradicional de 11 a.m. a 5 p.m. en días de negociación, o a través de Millenium, que permite la negociación electrónica con la ejecución automática de transacciones. Actualmente, todas las transacciones relacionadas con los valores cotizados pueden ejecutarse a través de Millenium, resultando en un período adicional de suspensión de 10 minutos.

Los inversores en el mercado argentino de valores negociables son principalmente inversores particulares y sociedades. Los inversores institucionales, que son los responsables del porcentaje creciente de las operaciones, son principalmente las compañías de seguros y, en menor medida, los fondos comunes de inversión.

Según la última información disponible, en el siguiente cuadro se detalla información acerca de los mercados de capitales de la Argentina.

	2020	2019	2018
Capitalización del mercado (en miles de millones de pesos) ⁽¹⁾	2.844	2.409	10.786
Porcentaje sobre PBI	11% ⁽³⁾	11% ⁽³⁾	74% ⁽²⁾
Volumen (en millones de pesos)	30.505 ⁽⁴⁾	10,467	4,071
Volumen promedio diario negociado (en millones de pesos)	65.595	32,080	19,278

⁽¹⁾ Capitalización de mercado a finales de diciembre de cada año. Información Argentino de Mercado de Capitales ("IAMC").

⁽²⁾ Datos provisionales del PIB del INDEC.

⁽³⁾ Datos preliminares del PIB del INDEC.

⁽⁴⁾ Datos preliminares - IAMC.

⁽⁵⁾

Admisión al panel BYMA Gobierno Corporativo Plus

La Compañía es miembro del panel especial denominado "Panel de Gobierno Corporativo Plus" (CG + Panel) creado por ByMA en diciembre de 2018.

El Panel de Gobierno Corporativo de BYMA es un segmento de mercado que está compuesto por compañías que se adhieren voluntariamente a mayores estándares de buen gobierno corporativo y transparencia en comparación con los requeridos por las regulaciones argentinas y que asumen el compromiso de monitorear periódicamente. Dichas normas están en línea con los principios de gobierno corporativo de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), que fueron adoptados por el G20.

El Mercado Argentino de Valores Negociables

El mercado de valores en Argentina estaba originalmente compuesto por 5 bolsas, que se encuentran en la Ciudad de Buenos Aires ("BCBA"), Córdoba, Mendoza, Rosario y Santa Fe, con bolsas afiliadas y, en consecuencia, autorizadas a cotizar públicamente valores ofrecidos Sin embargo, este sistema se vio afectado por la promulgación de la Ley Mercado de Capitales N° 26.831, enmendada por la Ley N° 27.440 y sus regulatorias, y el Decreto N° 471/2018 (la "Ley de Mercado de Capitales") en relación con las Normas de la CNV,

contenidas principalmente en la Resolución General N° 622/2013 y sus modificatorias, que establecía que los valores sólo pueden cotizarse e intercambiarse en mercados accionarios autorizados para funcionar como tales por la CNV.

La BCBA, que comenzó a operar en 1854, era la principal y más antigua bolsa de valores en Argentina. Las funciones de intercambio de BCBA ahora han sido absorbidas por el Mercado de Valores de Buenos Aires (“MERVAL”), que es un mercado de valores autorizado por la CNV para funcionar como tal, bajo la Ley de Mercado de Capitales. El MERVAL y la BCBA han celebrado un acuerdo que ha sido aprobado por la CNV, mediante el cual el MERVAL ha delegado en la BCBA ciertas funciones, tales como: (i) la autoridad para otorgar la autorización de cotización de valores; (ii) la autoridad para constituir tribunales de arbitraje; y (iii) la emisión de un boletín de información pública.

El 29 de diciembre de 2016, el Directorio de la CNV aprobó la creación de BYMA como un nuevo mercado. Los accionistas de BYMA son el MERVAL y la BCBA, y cada uno posee inicialmente el 60% y el 40% del capital social de BYMA, respectivamente.

El mercado de valores argentino está regulado y supervisado por la CNV, de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831 que rige la regulación de las bolsas de valores, así como las transacciones bursátiles, las operaciones de mercado, la oferta pública de valores, cuestiones de gobierno corporativo relacionadas con las empresas públicas y la negociación de futuros y opciones. Los inversionistas institucionales y las compañías de seguros argentinas están regulados por agencias gubernamentales separadas, mientras que las instituciones financieras están reguladas principalmente por el Banco Central de la República Argentina.

En Argentina, los títulos de deuda y de capital negociados en una bolsa o en el mercado extrabursátil deben, a menos que sus accionistas lo indiquen de otro modo, depositarse en la Caja de Valores S.A., una corporación de propiedad en un 99.96% por BYMA. Esta compañía es el depositario central de valores de Argentina y proporciona servicios centrales de depositario, además de actuar como banco de compensación para la negociación de valores y como agente de transferencia y pago para transacciones de valores. Además, maneja la liquidación de transacciones de valores llevadas a cabo a través de Millenium.

Entre las disposiciones clave de la Ley de Mercado de Capitales se encuentran las siguientes: la definición de “valor negociable,” que rige el tratamiento de las obligaciones negociables; los requisitos de gobierno corporativo incluyendo las obligaciones de las sociedades que se listan públicamente en los mercados; crear comités de auditoría formados por tres o más miembros del Directorio (la mayoría de los cuales debe ser independiente bajo las regulaciones de la CNV); regulaciones para operaciones de estabilización del mercado bajo ciertas circunstancias, regulaciones que rijan las operaciones de personas que manejen información privilegiada, la manipulación en el mercado y el fraude con valores negociables y regula las operaciones mediante las cuales una empresa sale del régimen de oferta pública y el derecho de voto, incluida la participación controlante en sociedades que se listan en los mercados. Adicionalmente, la Ley de Mercado de Capitales incluye disposiciones acerca de la desmutualización de las bolsas de valores, nuevos poderes reguladores y recursos para la CNV, un sistema de oferta pública obligatoria - así como las regulaciones para las ofertas voluntarias - y otras disposiciones, como los nuevos requisitos para los corredores / distribuidores y otros agentes del mercado. Estas disposiciones fueron reguladas por la CNV mediante la Resolución General N° 622/2013, y sus modificatorias. Antes de ofrecer valores negociables al público en la Argentina, un emisor debe cumplir con ciertos requisitos establecidos por la CNV con respecto a sus activos, sus operaciones históricas y su administración. Solamente los valores negociables aprobados por la CNV para la oferta pública podrán ser listados y/o negociados en mercados registrados ante la CNV. Sin embargo, la aprobación de la CNV no implica ningún tipo de certificación sobre la calidad de los valores negociables o la solvencia del emisor, a pesar de que los emisores de valores negociables que listan sus valores negociables en los mercados deben presentar estados financieros trimestrales no auditados, estados financieros anuales auditados de acuerdo con las normas internacionales de información financiera (NIIF), y otros informes periódicos a la CNV y al mercado autorizado en las cuales se listan sus valores negociables, como así también informar a la CNV y a los mercados autorizados sobre cualquier hecho relacionado con el emisor y sus accionistas que pudiera afectar en forma sustancial la colocación de valores negociables o el curso de negociación de los valores negociables.

DIVIDENDOS

Según lo previsto en nuestro estatuto, todas las acciones clases A, B, C y D tienen idéntico derecho a distribución de dividendos. Sobre todas las acciones en circulación a una determinada fecha de registro se paga el mismo dividendo, con la salvedad de que las acciones emitidas durante el período al que corresponde un dividendo pueden tener derecho solamente a un dividendo parcial con respecto a ese período si así lo resolviera la asamblea de accionistas que aprobara su emisión. No existen en nuestro estatuto ni en la Ley General de Sociedades disposiciones que otorguen derecho a dividendos especiales futuros solamente a determinados accionistas.

El monto y el pago de dividendos se decide por mayoría de votos de los accionistas votando como una única clase, por lo general, aunque no necesariamente, de acuerdo con las recomendaciones del Directorio. Por otra parte, conforme a lo previsto en la Ley General de Sociedades, el Directorio tiene derecho a declarar dividendos que quedarán sujetos a la aprobación de la siguiente Asamblea de Accionistas.

Aunque no hemos adoptado una política formal con respecto a los dividendos, tenemos la intención de mantener la práctica de una distribución anual, los requisitos de capital relacionados con los planes de inversión, la atención de los servicios de la deuda, las necesidades de capital de trabajo, las restricciones legales y / o contractuales que se aplican en todo momento y las condiciones generales del contexto económico y financiero.

En la asamblea general ordinaria y extraordinaria de accionistas celebrada el 29 de abril de 2016, un dividendo de Ps. 889 millones (Ps. 2,26 por acción o ADS) fueron autorizados para distribución al 31 de diciembre de 2016, que se pagó en julio de 2016. En la asamblea general ordinaria y extraordinaria de accionistas celebrada el 28 de abril de 2017, un dividendo de Ps. 716 millones (Ps. 1,82 por acción o ADS) fueron autorizados y pagados en diciembre de 2017. En la asamblea general ordinaria y extraordinaria de accionistas celebrada el 27 de abril de 2018, un dividendo de Ps. 1.200 millones (Ps. 3,05 por acción o ADS) fueron autorizados y pagados en diciembre de 2018. En la asamblea general ordinaria y extraordinaria de accionistas celebrada el 26 de abril de 2019, autorizó una asignación de Ps. 4.800 millones (Ps 5,85 por acción o ADS) fueron autorizados a la constitución de la reserva para futuros dividendos, que facultaron al Directorio y pagados el 11 de julio de 2019.

En la asamblea general ordinaria y extraordinaria de accionistas celebrada el 30 de abril de 2020, la asignación de Ps. 3.700 millones para la reserva de futuros dividendos fue constituida, facultando al Consejo de Administración para determinar en o antes de la fecha de la próxima asamblea general ordinaria de accionistas a que considere los estados financieros cerrados al 31 de diciembre de 2020; la oportunidad una cantidad para su distribución, si lo considera conveniente y alcanzable, tomando en cuenta la disponibilidad contractual, financiera y de fondos, así como los resultados operativos, inversiones y demás aspectos que el Directorio considere relevantes para el desarrollo de la Compañía . (véase “Revisión operativa y financiera y perspectivas — Factores que afectan nuestras operaciones — Condiciones macroeconómicas — Brote de COVID-19”), no se realizó un pago de dividendos durante 2020.

Durante 2020 no se realizó el pago de dividendos, según lo permitido por la autorización emitida por la Asamblea de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2020.

Adicionalmente, tal como se menciona en Nota 34.j a los estados financieros consolidados, la Sociedad se adhirió a la Moratoria Ampliada prevista por la Ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública y sus modificatorias (la “Ley 27.541”). En virtud de las restricciones establecidas en el punto 6.6.1 del artículo 13 de la Ley 27.541, en caso que la Sociedad decidiera distribuir dividendos con anterioridad al 26 de agosto de 2022, deberá en forma previa proceder a pre-cancelar dicha deuda fiscal, lo que no implicaría incurrir en costos adicionales.

La tabla que aparece a continuación presenta para los períodos y fechas indicadas, los pagos de dividendos que efectuamos en pesos.

Ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de,	Pesos Por Acción				
	1Trim.	2Trim.	3Trim.	4Trim.	Total
2005.....	—	8,00	—	4,40	12,40
2006.....	—	6,00	—	—	6,00
2007.....	6,00	—	—	—	6,00
2008.....	10,76	6,50	—	6,35	23,61
2009.....	—	6,30	—	6,15	12,45
2010.....	—	5,50	—	5,80	11,30
2011.....	—	7,00	—	7,15	14,15
2012.....	—	—	—	0,77	0,77
2013.....	—	—	0,83	—	0,83
2014.....	—	—	1,18	—	1,18
2015.....	—	—	1,28	—	1,28
2016.....	—	—	2,26	—	2,26
2017.....	—	—	—	1,82	1,82
2018.....	—	—	—	3,05	3,05
2019.....	—	—	5,85	—	5,85
2020.....	—	—	—	—	—

Monto disponible para distribuir

De acuerdo con la Ley General de Sociedades de Argentina, los dividendos de una compañía argentina que cotiza en la bolsa y que hace oferta pública de sus acciones, sólo pueden ser pagados con ganancias realizadas y líquidas que resulten de un balance anual auditado y confeccionado de acuerdo con las normas contables vigentes en la Argentina y las Regulaciones de la CNV, aprobado por la asamblea de accionistas. El directorio de una sociedad argentina que hace oferta pública de sus acciones puede declarar dividendos provisorios, en efectivo o sobre la base de estados financieros especiales o trimestrales con el informe del auditor externo y el Comité de vigilancia, en cuyo caso los miembros del directorio, los miembros del Consejo de Vigilancia cuando corresponda y de la comisión fiscalizadora serán ilimitada y solidariamente responsables del pago de esos dividendos si los resultados no asignados al cierre del ejercicio en que se hubieran declarado los dividendos no hubieran sido suficientes para permitir el pago de dichos dividendos.

De acuerdo con la Ley General de Sociedades y conforme a lo previsto en nuestro estatuto social, debemos efectuar una reserva legal no menor del 5% de las ganancias realizadas y líquidas que arroje el estado de resultados del ejercicio hasta alcanzar el 20% del capital social en circulación de la compañía. La reserva legal no está disponible para su distribución a los accionistas.

Según lo previsto en nuestro estatuto social, de las ganancias líquidas y realizadas se destinarán:

- (1) primero, el 5% como mínimo de las ganancias líquidas, más (menos) los ajustes del ejercicio fiscal anterior, al fondo de reserva legal hasta que la reserva alcance el 20% del capital suscrito;
- (2) segundo, a remuneración del directorio y de la comisión fiscalizadora. Para más información véase “Directores, Gerencia de la Primera Línea y Empleados - Remuneración de los miembros del Directorio”.
- (3) tercero, a distribución de dividendos de acciones preferidas, en su caso; y a los dividendos acumulados no pagados, según el caso (la Compañía actualmente no tiene acciones preferidas); y
- (4) cuarto, el saldo en todo o en parte se distribuirá como dividendos de las acciones ordinarias o se destinará a fondos de reservas voluntarias o contingentes u otras reservas conforme lo determine la asamblea.

Nuestro directorio presenta sus estados financieros correspondientes al ejercicio inmediatamente anterior, acompañados con los correspondientes informes de la comisión fiscalizadora y de los auditores externos, para la aprobación de la asamblea anual ordinaria de accionistas. Dentro de los cuatro meses del cierre de cada ejercicio, se deberá celebrar una asamblea ordinaria de accionistas para la consideración de los estados financieros anuales de la Compañía y determinación de la asignación de los resultados correspondientes a ese ejercicio.

De acuerdo con las Normas de la CNV, los dividendos en efectivo deberán distribuirse a los accionistas dentro de los 30 días corridos de su aprobación por la asamblea que hubiera aprobado esos dividendos. En los casos en que la asamblea de accionistas delegue la autoridad para la distribución de dividendos al Directorio, el pago de dividendos generalmente se ha resuelto dentro de los 30 días a partir de la resolución correspondiente del Directorio. En el caso de pago de dividendos en acciones, o en acciones y en efectivo conjuntamente, las acciones y el efectivo, según el caso, deben ponerse a disposición de los accionistas dentro del plazo máximo de tres meses de la recepción de la notificación de la autorización de la CNV para la oferta pública de acciones correspondientes a esos dividendos. De conformidad con el Código Civil y Comercial de Argentina, el plazo de prescripción del derecho de cualquier accionista a recibir dividendos declarados por la Asamblea de Accionistas es de cinco años a partir de la fecha en que se haya puesto a disposición del accionista. Sin embargo, según el Artículo 2.537 del Código Civil y Comercial de Argentina, el plazo de prescripción sobre el derecho de cualquier accionista a recibir dividendos declarados antes del 1 de agosto de 2015 es de tres años.

Los titulares de ADS tienen derecho a recibir dividendos pagaderos respecto de las acciones clase D subyacentes. Los dividendos en efectivo se pagan a la entidad depositaria en pesos, directamente o a través del Depositario, aunque podemos optar por pagar dividendos en efectivo fuera de Argentina en cualquier moneda extranjera, que incluye dólares estadounidenses, siempre y cuando las leyes y regulaciones aplicables lo permitan. El contrato de depósito prevé que la entidad depositaria deberá convertir los dividendos en efectivo que reciba en pesos a dólares, en la medida que, a su criterio, esa conversión pueda efectuarse en forma razonable y, una vez deducidos o pagados sus comisiones y gastos, deberá efectuar el pago a los tenedores de ADS en dólares estadounidenses.

INFORMACIÓN ADICIONAL

Descripción del capital social

A continuación se da información sobre nuestro capital social, con breves resúmenes de algunas disposiciones de nuestros estatutos, de la Ley General de Sociedades y algunas leyes y reglamentos vinculados, vigentes a la fecha del presente. La siguiente descripción resumida de nuestro capital social no pretende ser completa, y debe leerse en su totalidad junto con nuestro estatuto social, la Ley General de Sociedades y las disposiciones de las demás leyes y reglamentos argentinos aplicables, entre ellas las Normas de la CNV.

Aspectos generales

Nuestro capital social es de Ps. 3.933.127.930, representado por 3.764 acciones Clase A, 7.624 acciones Clase B, 40.422 acciones Clase C y 393.260.983 acciones Clase D, las cuales se encuentran totalmente suscriptas e integradas, con un valor nominal de diez pesos cada una y derecho a un voto por acción. El monto total de nuestro capital social no ha registrado cambios desde el 31 de diciembre de 2004.

En noviembre de 1992 entró en vigencia la Ley de Privatizaciones. En virtud de dicha ley, en julio de 1993 finalizamos una oferta internacional de 160 millones de acciones Clase D, que representaban aproximadamente el 45% de nuestro capital en circulación, en poder del Estado Nacional. Simultáneamente con la finalización de dicha oferta, el Estado Nacional transfirió aproximadamente 40 millones de acciones Clase B a las provincias argentinas, que representaban aproximadamente el 11% de nuestro capital en circulación, realizando una oferta a los tenedores de Bonos de Consolidación de Regalías de Gas y Petróleo o Titulares de Acreencias con la Nación por regalías de gas y petróleo para canjear dichos bonos y acreencias por la cantidad de aproximadamente 46,1 millones de acciones Clase B, que representaban aproximadamente el 13% de nuestro capital en circulación. Como resultado de dichas operaciones, la tenencia del Estado Nacional en nuestro capital social se redujo del 100% a aproximadamente el 30%, incluyendo acciones que habían sido separadas para ofrecerse a nuestro personal una vez que el Estado Nacional estableciera las cláusulas y condiciones de acuerdo con la ley argentina. Las acciones a ofrecerse al personal representaban el 10% de nuestro capital en circulación.

En julio de 1997, las acciones Clase C separadas al momento de la privatización a favor de nuestro personal, con exclusión de aproximadamente 1,5 millones de acciones Clase C separadas como reserva para afrontar futuros reclamos fueron vendidas por medio de una oferta pública global, aumentando al 75% el porcentaje de nuestras acciones en circulación en poder del público. Los fondos generados por dichas operaciones se utilizaron para cancelar deudas relacionadas con el Programa de Propiedad Participada (el "PPP") para los empleados, distribuyéndose el remanente entre los participantes del programa. Adicionalmente, por Resolución N° 1023/06 del Ministerio de Economía y Producción del día 21 de diciembre de 2006, se efectuó la transferencia de 1.117.717 acciones Clase C a los empleados cubiertos por el PPP, pertenecientes al grupo de acciones Clase C separadas como reserva para afrontar potenciales reclamos, reservándose 357.987 acciones Clase C hasta que se arribara a una decisión en un juicio en trámite. Una vez dictada la sentencia definitiva en dicho juicio, y de acuerdo con el mecanismo para la conversión de las acciones Clase C en acciones Clase D establecido por Decreto N° 628/1997 y sus normas complementarias, al 31 de diciembre de 2009 se habían convertido 1.477.983 acciones Clase C en acciones Clase D. En el 2010, un empleado de la compañía, alegando haber sido excluido del PPP del Gobierno argentino, interpuso una demanda contra YPF con el objeto de lograr el reconocimiento de su calidad de accionista de YPF. Asimismo, la Federación de Ex Empleados de YPF se unió a este proceso, como tercero coadyuvante, actuando como intermediario de otros empleados, quienes también alegan la exclusión del PPP. Bajo la jurisprudencia de la Corte Suprema de la Nación, YPF no debería ser considerada responsable por los reclamos de esta naturaleza, relacionado con el PPP. Para más información véase "Información sobre la emisora—Panorama general". A través de la Ley N° 25.471, el gobierno argentino asumió la responsabilidad exclusiva por cualquier compensación a recibir por ex empleados de YPF que fueron excluidos del PPP.

Las acciones Clase A cuya tenencia correspondía al Estado nacional se convirtieron en aptas para la venta en abril de 1995, al entrar en vigencia la legislación que permitió que el Estado nacional pudiera vender dichas acciones. En enero de 1999, Repsol YPF adquirió 52.914.700 acciones Clase A en bloque (14,99% de nuestras acciones), que se convirtieron en acciones Clase D. Adicionalmente, el 30 de abril de 1999, Repsol YPF anunció una oferta de compra por todas las acciones de las Clases A, B, C y D al precio de US\$ 44,78 por acción (la "Oferta"). En virtud de la Oferta, en junio de 1999, Repsol YPF adquirió un 82,47% de nuestro capital en circulación. El 4 de noviembre de 1999, Repsol YPF adquirió un 0,35% adicional. El 7 de junio de 2000, Repsol YPF anunció una oferta propuesta para canjear acciones de Repsol YPF recientemente emitidas por el 2,16% de nuestras acciones de las Clases A, B, C y D en poder de accionistas minoritarios. En virtud de la oferta de compra, y después de la fusión con Astra y Repsol Argentina S.A., Repsol YPF poseía 330.551.981 acciones Clase D, controlando por lo tanto nuestra sociedad con una participación del 99,04 % del capital social hasta 2008. Tras las diferentes transacciones que se iniciaron en 2008, Repsol YPF terminó con una participación total del 57,43% en abril de 2012.

La Ley de Expropiación ha cambiado de manera significativa nuestra estructura accionaria. Las acciones Clase D de Repsol YPF o de sus entidades controladas sujetas a expropiación, que representan el 51% de nuestro capital social, fueron declaradas de interés público y están en manos de la República Argentina, serán asignadas de la siguiente manera: 51% para el Estado Nacional y el 49% a los Estados Provinciales que componen la Organización Nacional de los Estados Productores de Hidrocarburos. Adicionalmente, la República Argentina y algunos gobiernos provinciales ya poseen acciones Clase A y Clase B, respectivamente. Para más información véase "Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina—La República Argentina posee el 51% de las acciones de la compañía".

A la fecha de este prospecto, la transferencia de las acciones sujetas a expropiación entre el Estado nacional y las provincias que componen la Organización Nacional de los Estados Productores de Hidrocarburos se encuentra pendiente. De acuerdo con el artículo 8 de la Ley de Expropiación, la distribución de las acciones entre las provincias que la transferencia debe llevarse a cabo de manera equitativa, teniendo en cuenta sus respectivos niveles de producción de hidrocarburos y las reservas comprobadas. Para garantizar el

cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo nacional, por sí o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos correspondientes a las mismas. Asimismo, la mencionada ley establece que la cesión de los derechos políticos y económicos de las acciones sujetas a expropiación, que efectúe el Estado nacional a favor de los Estados provinciales integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos, contemplará el ejercicio de los derechos accionarios correspondientes a ellas en forma unificada. Para más información véase adicionalmente Nota 29 a los Estados Financieros Auditados Consolidados, “Información sobre la Emisora—Panorama general”, “Información sobre la Emisora—Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino—Ley de Expropiación”, “Información sobre la Emisora—Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino”, “Decreto N° 272/2015”, “Decreto N° 7/2019”.

Estatuto Social

Nuestro estatuto social fue aprobado por Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1.106 del 31 de mayo de 1993, siendo elevado a escritura pública N° 175 del día 15 de junio de 1993 en la Escribanía General de la Nación, al folio 801 del Protocolo Nacional, e inscriptos en la Inspección General de Justicia de Argentina en la misma fecha, es decir el 15 de junio de 1993, bajo el número 5.109 del libro de Sociedades número 113, tomo A.

En la Asamblea realizada el día 29 de abril de 2016, nuestros accionistas aprobaron la última modificación de nuestro estatuto social. Las copias de los estatutos, que se han presentado como Anexo 1.2. al informe anual 2016 de YPF en el 20-F presentado el 7 de abril de 2017, también están disponibles en las oficinas de YPF y en su propio sitio web en:

<https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/GobiernoCorporativo/paginas/estatuto.aspx>.

Para la descripción detallada de nuestro objeto social, véase "Información sobre la emisora". Nuestro objeto social se indica en el artículo 4 del estatuto social.

En virtud de la Ley General de Sociedades, el Directorio o la Comisión Fiscalizadora deberán convocar a una asamblea anual ordinaria o extraordinaria de accionistas en los casos que prevén las leyes y cuando lo consideren adecuado. La asamblea también podrá ser convocada por pedido de accionistas tenedores de por lo menos el 5% de nuestro capital social.

La Asamblea de accionistas deberá convocarse al menos 20 días – o más de 45 días calendario - antes de la fecha de la reunión, realizando publicaciones durante 5 días en diarios de amplia circulación (Boletín Oficial). Las publicaciones incluirán el tipo, la naturaleza, la fecha, la hora y el lugar de la reunión, la orden del día a tratar y los requisitos específicos que los accionistas deben reunir para asistir a la asamblea.

Asambleas de Accionistas

En virtud de la Ley General de Sociedades, el Directorio o la Comisión Fiscalizadora deberán convocar a una asamblea ordinaria o extraordinaria de accionistas en los casos que prevén las leyes y cuando lo consideren adecuado. La asamblea también podrá ser convocada por pedido de accionistas tenedores de por lo menos el 5% del capital social de la Compañía, en cuyo caso la asamblea deberá realizarse dentro de los 40 días de efectuado el pedido de los accionistas. Si el Directorio o la Comisión Fiscalizadora no convocaran a la asamblea ante dicho pedido, la asamblea podrá ser convocada por la CNV o por los tribunales. La celebración y convocatoria de las asambleas de la Sociedad se realizarán de acuerdo a lo expuesto en la Ley General de Sociedades y en el Capítulo II del Título II de las Normas de la CNV (N.T 2013 y modificatorias)

Las asambleas de accionistas pueden ser ordinarias o extraordinarias. Se nos exige que convoquemos y celebremos una asamblea ordinaria dentro de los cuatro meses posteriores al cierre de cada ejercicio anual para considerar los asuntos indicados en los dos primeros párrafos del Artículo 234 de la Ley General de Sociedades, tales como la aprobación de nuestros estados financieros, el destino del resultado neto de dicho ejercicio, la consideración de los informes del Directorio, de la Comisión Fiscalizadora y del Comité de Auditoría y la consideración del desempeño y la determinación de la remuneración de los directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora. Adicionalmente, en virtud de la Ley de Mercado de Capitales, en las asambleas ordinarias los accionistas deberán considerar: (i) la disposición o creación de cualquier gravamen sobre los activos siempre que no se haya realizado en el curso ordinario del negocio; y (ii) la celebración de cualquier contrato de gerenciamiento o administración, y la aprobación de cualquier acuerdo en virtud del cual los bienes o servicios suministrados a nosotros se paguen en todo o en parte con un porcentaje de la ganancia, ingreso o resultados de la Compañía, si el monto resultante es significativo habida cuenta del giro del negocio y del patrimonio social de nuestra empresa. Entre las cuestiones que pueden tratarse en una asamblea ordinaria convocada y realizada en cualquier momento, se incluyen la responsabilidad de los directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora, el aumento del capital y la emisión de algunas clases de títulos de deuda. Las asambleas extraordinarias pueden convocarse en cualquier momento para considerar cuestiones que exceden las facultades de la asamblea ordinaria, incluyendo, pero sin limitación, la reforma de nuestros estatutos, la emisión de debentures, la disolución anticipada, fusión, escisión, reducción del capital y rescate de acciones, la transformación de un tipo de persona jurídica en otro y la limitación o suspensión de los derechos de suscripción preferente de los accionistas.

Convocatoria a asambleas

Los avisos de convocatoria a asamblea deben publicarse durante cinco días en el Boletín Oficial y en un diario argentino de amplia circulación y por un día en los sistemas informativos de los mercados donde se listen y/o negocien las obligaciones negociables que se emitan bajo el Régimen de Emisor Frecuente, como mínimo 20 días y como máximo 45 días antes de la fecha en que deberá realizarse la asamblea. Dicha notificación deberá consignar el tipo de la asamblea a realizarse, la fecha, hora y lugar, el orden del día de la asamblea y los requisitos específicos que los accionistas deban cumplir para asistir a la reunión. Si en la asamblea no hubiera quórum, deberá publicarse un aviso de segunda convocatoria que deberá realizarse dentro de los 30 días de la fecha para la cual se convocó a la

primera asamblea, debiendo publicarse por el término de 3 días como mínimo, con al menos 8 días de anticipación a la fecha de la asamblea en segunda convocatoria. Los avisos de convocatoria a asamblea indicados precedentemente podrán efectuarse en forma simultánea para la asamblea tanto en primera como en segunda convocatoria en la misma publicación, sólo en los casos de la asamblea ordinaria. Las asambleas podrán realizarse válidamente sin publicación, siempre que se encuentren presentes todos los accionistas que representen la totalidad del capital social y las decisiones se adopten por unanimidad de las acciones con derecho a voto. La celebración y convocatoria de las asambleas de la Sociedad se realizarán de acuerdo a lo expuesto en el Capítulo II del Título II de las Normas de la CNV (N.T 2013 y modificatorias).

Quórum y requisitos para el voto

Sin perjuicio de lo indicado a continuación, el quórum de una asamblea ordinaria reunida en primera convocatoria se alcanza con la mayoría de las acciones con derecho a voto, pudiendo adoptarse decisiones por el voto afirmativo de la mayoría absoluta de los votos presentes que puedan emitirse en la respectiva decisión. En caso de una reunión en la segunda convocatoria (siempre que el quórum no se haya alcanzado en la primera convocatoria), los titulares de la mayoría absoluta de las acciones presentes pueden tomar medidas, cualquiera sea el número de dichas acciones. El quórum de una asamblea extraordinaria reunida en primera convocatoria se alcanza con el 60 % de las acciones con derecho a voto y, de conformidad con nuestros estatutos si no se alcanzara dicho quórum, podría llamarse a asamblea en segunda convocatoria con la presencia de cualquier número de acciones con derecho a voto. En ambos casos, los titulares de una mayoría absoluta de las acciones presentes pueden tomar medidas, independientemente del número de dichas acciones.

Nuestros estatutos establecen que, para aprobar (i) la transferencia de nuestro domicilio social al extranjero; (ii) un cambio fundamental en el objeto social indicado en los estatutos; (iii) el retiro de la negociación de nuestras acciones en el BYMA o en la NYSE; y (iii) una escisión de nuestra sociedad, cuando por efecto de la escisión se transfiera el 25% o más de nuestros bienes a las sociedades resultantes; se requiere (incluso en caso de que varias escisiones logren dicho resultado en un año) la mayoría de acciones representativas del 75% o más de nuestro capital social con derecho a voto, tanto en primera como en segunda convocatoria.

Nuestros estatutos también establecen que, para aprobar (i) determinadas modificaciones de nuestros estatutos relativas a las ofertas de adquisición de acciones (según se describe más adelante), (ii) el otorgamiento de determinadas garantías a favor de nuestros accionistas (excepto cuando la garantía y la obligación garantizada se asumieron al procurar el propósito corporativo establecido en nuestros estatutos), (iii) el cese total de actividades de refinación, marketing y distribución, y (iv) normas sobre la nominación, elección, composición y número de integrantes del Directorio, se requiere la mayoría absoluta de acciones representativas del 66% o más de nuestro capital social con derecho a voto, tanto en primera como en segunda convocatoria, y el voto afirmativo de las acciones Clase A, efectuado en una asamblea especial de los tenedores de dichas acciones.

También se necesita el voto afirmativo de las acciones Clase A, votando en una reunión especial de los tenedores de dichas acciones para: (i) decidir sobre la fusión de la compañía; (ii) aprobar cualquier adquisición de acciones por un tercero que represente más del 50% del capital de la compañía; (iii) transferir a terceros todos los derechos de explotación otorgados a YPF de conformidad con la Ley de Hidrocarburos, las regulaciones aplicables en virtud de la misma o la Ley de Privatización, si dicha transferencia resultaría en la suspensión total de las actividades de exploración y producción de la compañía; (iv) disolver voluntariamente la empresa; y (v) transferir nuestro domicilio legal o fiscal fuera de Argentina. Las acciones descritas en los incisos (iii) y (iv) anteriores también requieren la aprobación previa del Congreso argentino mediante la promulgación de una ley.

Para afectar los derechos de cualquier clase de acciones, se requiere el voto afirmativo de dicha Clase de acciones, votando en una reunión especial de los tenedores de dichas acciones.

Se requiere una mayoría especial para enmendar cualquier regla provista por los estatutos de la Compañía en la cual se requiere dicha misma mayoría especial.

Para asistir a una asamblea el accionista deberá depositar en nuestro poder sus acciones u obtener un certificado de tenencia representativo de sus acciones escriturales, emitido por un banco o caja de valores. Dicho certificado permitirá que cada accionista pueda registrarse en el libro de depósito de acciones y registro de asistencia a asamblea, el cual se cerrará tres días hábiles antes de la fecha en que se realice la asamblea. Emitiremos a cada accionista un recibo de recepción del certificado de tenencia requerido para su admisión a la asamblea. Las acciones certificadas y registradas en el libro de asistencia no podrán disponerse antes de la asamblea, salvo que se solicite la anulación del certificado de tenencia correspondiente.

Según lo establecido en la Ley General de Sociedades, las sociedades extranjeras que sean propietarias de acciones de una sociedad anónima argentina deberán registrarse en el Registro Nacional de Sociedades (en poder del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, o la agencia que determine dicho ministerio a tal efecto, de conformidad con el Decreto N° 27/2018 publicado el 11 de enero de 2018 en el Boletín Oficial) para poder ejercer determinados derechos de los accionistas, entre ellos el derecho de voto. Dicha inscripción puede exigir la presentación de documentos societarios y contables. En consecuencia, si un accionista posee acciones Clase D en forma directa (y no en forma de ADSs) siendo una sociedad no constituida en la Argentina, y dicho accionista no se inscribe en el Registro Nacional de Sociedades, su facultad de ejercer sus derechos como tenedor de Clase D podría resultar limitada.

De acuerdo con la Sección 62 Bis de la Ley de Mercados de Capitales y la Resolución General N° 789 de la CNV, emitida el 29 de marzo de 2019, las compañías extranjeras pueden votar en las asambleas de accionistas por un abogado debidamente autorizado.

Los directores, miembros de la Comisión Fiscalizadora y gerentes de primera línea tienen tanto el derecho como la obligación de asistir a todas las asambleas de accionistas. Dichas personas sólo podrán ejercer su derecho de voto en la medida en que les corresponda como accionistas, según lo establecido en las disposiciones que se mencionan en el párrafo precedente. No obstante, dichas personas no podrán votar propuesta alguna relacionada con la aprobación de su gestión o atinentes a su responsabilidad o a su remoción con causa.

Los accionistas que tengan un conflicto de intereses con nuestra compañía y que no se abstengan de votar podrán verse obligados a responder por daños frente a la Compañía, cuando sin su voto no se hubiera logrado la mayoría necesaria para una decisión válida. Asimismo, los accionistas que en forma dolosa o culposa voten a favor de una resolución que posteriormente sea declarada nula judicialmente por ser contraria a la ley o a nuestro estatuto serán solidaria e ilimitadamente responsables por daños frente a la Compañía o terceros, incluidos los accionistas.

Se necesita el voto afirmativo de nuestro principal accionista para adoptar ciertas resoluciones de la Compañía.

Asambleas a distancia

Mediante la Resolución General 830/2020 (la “RG 830”), publicada en el Boletín Oficial el 5 de abril de 2020, la CNV dispuso, siguiendo los lineamientos del artículo 61 de la Ley de Mercado de Capitales, que durante todo el período en que se prohíba, limite o restrinja la libre circulación de las personas en general, como consecuencia del estado de emergencia sanitaria en virtud del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/2020 y normas sucesivas del Poder Ejecutivo Nacional, las entidades emisoras podrán celebrar reuniones a distancia del órgano de administración y de gobierno, aun en los supuestos en que el estatuto social no las hubiera previsto. Entre sus principales aspectos podemos destacar los siguientes:

1. La entidad emisora deberá garantizar la libre accesibilidad a las reuniones de todos los accionistas, con voz y voto.
2. El canal de comunicación debe permitir la transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras en el transcurso de toda la reunión, como su grabación en soporte digital.
3. Grabación de las reuniones en soporte digital y conservación por el término de 5 años.
4. La convocatoria a una reunión del órgano de gobierno deberá indicar con precisión el medio de comunicación elegido y el modo de acceso a fin de facilitar la participación. Los accionistas deberán comunicar su participación por correo electrónico y aquéllos que participen mediante apoderados deberán remitir a la sociedad con 5 días hábiles de antelación a la celebración de la asamblea el instrumento habilitante correspondiente, suficientemente autenticado.

Adicionalmente, en los casos en que la posibilidad de celebrar las asambleas a distancia no se encuentre prevista en el estatuto social, se deberán cumplir, además, los siguientes recaudos: 1. En adición a las publicaciones que por ley y estatuto corresponden, la entidad emisora deberá difundir la convocatoria por todos los medios razonablemente necesarios, a fin de garantizar los derechos de sus accionistas. 2. La asamblea deberá contar con el quórum exigible para las asambleas extraordinarias y resolver como primer punto del orden del día su celebración a distancia con la mayoría exigible para la reforma del estatuto social. Las asambleas podrán celebrarse de manera virtual y remota en la medida que así lo permita la normativa aplicable.

Derechos de Preferencia y Acrecer

Salvo lo indicado a continuación, en el caso de un aumento de capital, el tenedor de acciones en circulación de una clase determinada tiene el derecho de suscripción preferente por una cantidad de acciones de la misma clase que sea suficiente para mantener su tenencia proporcional de acciones de la misma clase. Los derechos de suscripción preferente también se aplican a las emisiones de títulos convertibles, pero no aplican luego de la conversión de dichos títulos. Según se establece en la Ley General de Sociedades, la asamblea extraordinaria, con el voto favorable de la mayoría de acciones con derecho a voto, puede resolver en casos particulares y excepcionales, cuando el interés de la compañía lo exija, la limitación o suspensión del derecho de preferencia en la suscripción de nuevas acciones, siempre que dicha limitación o suspensión de los derechos de suscripción preferente de los accionistas se consigne en el orden del día de la asamblea, y que las acciones por emitir se integren en especie o se emitan para cancelar obligaciones preexistentes.

Según lo establecido en nuestro estatuto social, podremos emitir títulos convertibles únicamente en acciones Clase D, debiendo aprobarse la emisión de dichos títulos convertibles mediante una asamblea extraordinaria de accionistas de la Clase D.

Los tenedores de ADSs podrán verse limitados en el ejercicio de sus derechos de suscripción preferente si no se ha presentado o no se encuentra vigente una declaración de registro según lo establecido en la Ley de Títulos. Los derechos de suscripción preferente podrán ejercerse por 30 días contados desde la última publicación de la notificación que informe a los accionistas sobre su derecho a ejercer dichos derechos de suscripción preferente, en el Boletín Oficial y en un diario de amplia circulación en la Argentina. Según se establece en la Ley General de Sociedades, en el caso de que se apruebe por asamblea extraordinaria, las sociedades autorizadas a hacer oferta pública de sus títulos, como la nuestra, podrán reducir el plazo durante el cual podrá ejercerse el derecho de suscripción preferente, de 30 a 10 días tras la publicación de la notificación de la oferta a los accionistas para ejercer derechos de preferencia en el Boletín Oficial y un periódico de amplia circulación en Argentina. Según se establece en nuestros estatutos, los términos y condiciones para el ejercicio de los derechos de suscripción preferente con respecto a las acciones Clase C podrán ser más ventajosos que los aplicables a las acciones de la Clase A, la Clase B y la Clase D.

Los accionistas que hayan ejercido su derecho de suscripción preferente podrán ejercer el derecho de acrecer en proporción a sus respectivas tenencias, con respecto a aquellas acciones respecto de las cuales no se hayan ejercido derechos de suscripción preferente, mediante el siguiente procedimiento:

- Las acciones Clase A no suscriptas en ejercicio del derecho de preferencia se convertirán en acciones Clase D y se ofrecerán a los tenedores Clase D que hayan ejercido derechos de suscripción preferente indicando su intención de acrecer con respecto a las acciones Clase A.

- Las acciones Clase B no suscriptas en ejercicio del derecho de suscripción preferente se cederán a las provincias que ejercieron derechos de suscripción preferente, indicando su intención de acrecer, y el excedente se convertirá en acciones Clase D y se ofrecerá a los tenedores de acciones Clase D que hayan ejercido derechos de suscripción preferente e indicado su intención de acrecer con respecto a las acciones Clase B.
- Cualesquiera acciones Clase C no suscriptas en el ejercicio el derecho de suscripción preferente se asignarán a los participantes del PPP que hayan ejercido el derecho de suscripción preferente y manifestado su intención de ejercer el derecho de acrecer con respecto a dichas acciones; el excedente se convertirá en acciones Clase D y se ofrecerá a los tenedores de acciones Clase D que hayan ejercido derechos de suscripción preferente e indicado su intención de acrecer con respecto a las acciones Clase C.
- Los demás derechos de suscripción preferente no ejercidos se cederán a los tenedores de acciones Clase D que hayan ejercido sus derechos de suscripción preferente indicando su intención de acrecer; las acciones Clase D remanentes se asignarán en forma proporcional a los tenedores de acciones de otras clases que hayan indicado su intención de acrecer.

El plazo para ejercer el acrecentamiento es el mismo fijado para el ejercicio de los derechos de suscripción preferente.

Votación

Según lo establecido en el estatuto, cada una de las acciones Clase A, Clase B, Clase C y Clase D confiere al tenedor el derecho de emitir un voto en cualquiera asamblea, con la excepción de las acciones Clase A, que: (i) votan separadamente con respecto a la elección de los miembros del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora, y tienen derecho a designar un director titular y un director suplente, así como un síndico titular y un síndico suplente; y (ii) poseen ciertos derechos de veto, tal como se describe a continuación.

Derecho de Veto de las Acciones Clase A

Según lo establecido en nuestro estatuto, mientras permanezcan en circulación acciones Clase A, se requerirá el voto favorable de dichas acciones para: (i) resolver sobre nuestra fusión; (ii) aprobar cualquier adquisición de acciones por parte de un tercero, siempre que representen más del 50% de nuestro capital; (iii) transferir a terceros la totalidad de nuestros derechos de explotación otorgados en virtud de la Ley de Hidrocarburos, las reglamentaciones que resulten aplicables en virtud de dicha ley o de la Ley de Privatización, si dicha transferencia originara el cese total de nuestras actividades de exploración y producción; (iv) proceder a disolución voluntaria de nuestra compañía, y/o (v) transferir nuestro domicilio legal o fiscal fuera de la Argentina. Los actos descriptos en los incisos (iii) y (iv) precedentes también requerirán la aprobación previa del Congreso Nacional Argentino mediante la sanción de una ley.

Requisitos de Información

Según se establece en nuestro estatuto social, cualquier persona que directa o indirectamente, por intermedio de, o junto con, sus sociedades vinculadas y cualquier persona que actúe en conjunto con la misma, adquiera acciones Clase D o títulos convertibles en acciones Clase D, que otorguen control de más del 3% de las acciones Clase D, deberá notificarnos de adquisición dentro de los 5 días de realizada, debiendo cumplir además con cualquier requisito establecido por cualquier otra autoridad dentro de la Argentina o en cualquier otro lugar en el que se negocien nuestras acciones Clase D. Dicha notificación deberá contener el nombre o nombres de la persona y de las personas, si hubieran, que actuaron en concierto con la misma, la fecha de la adquisición, el número de acciones adquiridas, el precio al que se realizó la adquisición, y una manifestación expresando si dicha persona o personas tienen la intención de adquirir una mayor tenencia de nuestras acciones o de alcanzar el control de la voluntad social de la Compañía. Cada adquisición posterior de dicha persona requerirá una notificación similar.

Además, de conformidad con los reglamentos de la CNV, cualquier persona que, directa o indirectamente, o cualquier grupo de personas que actúen en forma concertada, por cualquier medio y con un determinado propósito:

- a) adquirir o disponer de acciones o valores convertibles en acciones, o adquirir opciones de compra o venta sobre ellas;
- b) alterar la integración o configuración de su interés directo o indirecto sobre el capital social de un emisor;
- c) convertir notas ("obligaciones negociables") en acciones;
- d) ejercitar las opciones de venta o compra de los valores a los que se hace referencia en a); o
- e) cambiar su propósito con respecto a su interés en un emisor en el momento de ocurrir cualquiera de los eventos mencionados anteriormente;

está obligado a informar a CNV y BYMA de tales circunstancias, inmediatamente después de ejecutar la adquisición, disposición, alteración de la integración o configuración del interés, conversión en acciones y/o ejercicio de las opciones de compra o venta mencionadas anteriormente, o después de ocurrencia del cambio en el propósito mencionado anteriormente.

En cualquier caso, la información se presentará solo mientras las adquisiciones involucradas y/o los hechos mencionados anteriormente otorguen el 5% o más de los derechos de voto que pueden ejercerse en las asambleas de accionistas de YPF.

Se requiere presentar información similar a CNV y BYMA en caso de cambios sobre los intereses previamente informados, hasta convertirse en un accionista controlador, en cuyo caso las regulaciones aplicables a él serán aplicables.

Disposiciones Relativas a las Adquisiciones de Acciones

En virtud de lo dispuesto en nuestro estatuto social:

- cada adquisición de acciones o títulos convertibles en acciones como resultado de la cual el adquirente, directa o indirectamente, por intermedio de o junto con sus sociedades vinculadas y personas que actúen en conjunto con la misma (referidos conjuntamente como un "Oferente"), sea tenedor o controlante de acciones que, en conjunto con la tenencia anterior de dicho Oferente, si la tuviera, de acciones de dicha clase, representen:
- el 15% o más del capital en circulación, o
- el 20% o más de las acciones Clase D social; y
- cada adquisición posterior de un Oferente (que no sea una adquisición posterior de un Oferente sea propietario o controlante de más del 50% de nuestro capital social con anterioridad dicha adquisición) (referidas en conjunto como "Adquisiciones de Control"), deberá realizarse de acuerdo con el procedimiento indicado a continuación bajo el título "Restricciones para las Adquisiciones de Control".

Además, cualquier fusión, consolidación u otra combinación que tenga esencialmente el mismo efecto, que involucre a un Oferente que haya realizado anteriormente una Adquisición de Control, o por cualquier otra persona o personas, si la operación tuviera para dicha persona o personas esencialmente el mismo efecto que una Adquisición de Control ("Adquisición de Acciones de Partes Relacionadas"), deberá realizarse de acuerdo con las disposiciones previstas en el título "—Restricciones a las Adquisiciones de Acciones entre Partes Relacionadas." La votación, dividendos u otro derecho de distribución de acciones adquiridos mediante una Adquisición de Control o una Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas, que no se realice de acuerdo con dichas disposiciones, quedará suspendida y las acciones así adquiridas no podrán computarse a los efectos de determinar la existencia de quórum en las asambleas.

La Ley de Expropiación no ha dado lugar al desencadenamiento de estas obligaciones.

Restricciones para las Adquisiciones de Control

Antes de consumar cualquier Adquisición de Control, el oferente deberá obtener la aprobación de las acciones Clase A, si hubiera en circulación, efectuando una oferta pública por el total de nuestras acciones y títulos convertibles en circulación. El Oferente deberá notificarnos sobre cierta información específica respecto a dicha oferta propuesta con, por lo menos, quince días hábiles de anticipación a la fecha de comienzo de la oferta, así como con información relativa a las cláusulas y condiciones de cualquier contrato con cualquier accionista que resultará en una adquisición de control (un "Contrato Previo"). Nosotros enviaremos a cada accionista y tenedor de títulos convertibles una copia de dicha notificación, con cargo al Oferente. El Oferente también deberá publicar una notificación que contenga esencialmente la misma información en un diario de amplia circulación en la Argentina, en Nueva York y en cada ciudad en la que se comercialicen nuestros títulos en una bolsa u otro mercado de valores, por lo menos una vez por semana, a partir de la fecha en que se nos notifique de la oferta y hasta el vencimiento de la misma.

Nuestro Directorio convocará a una asamblea extraordinaria de las acciones Clase A, a celebrarse diez días hábiles después de la recepción de la notificación, para considerar la oferta propuesta. Si no se realizara dicha asamblea extraordinaria, o si los accionistas no aprobarán la oferta propuesta en dicha asamblea, no podrá finalizarse ni la oferta de adquisición ni la adquisición de control propuesta.

La oferta propuesta deberá realizarse de acuerdo con el procedimiento previsto en nuestro estatuto y de acuerdo con cualquier requisito adicional o más gravoso que pudiera establecer la jurisdicción, bolsa o mercado en que se realice la oferta o en que se comercialicen los títulos de la Compañía. En virtud del estatuto social, la oferta propuesta deberá prever el mismo precio para todas las acciones por las que se realiza la oferta, cuyo precio no podrá ser inferior al mayor de los siguientes valores (el "Precio Mínimo"):

- el precio más alto pagado por el Oferente o su representante por acciones Clase D o títulos convertibles durante los dos años anteriores a la notificación de la adquisición de control, bajo la condición de algunos ajustes anti-dilución con respecto a las acciones Clase D;
- el precio de cierre vendedor más alto de las acciones Clase D en el BYMA durante el período de treinta días inmediatamente anterior a la notificación de la adquisición de control, bajo la condición de algunos ajustes anti-dilución;
- el precio que resulte del inciso (ii) precedente, multiplicado por una fracción cuyo numerador será el precio más alto pagado por el Oferente o su representante por las acciones Clase D dentro de los dos años anteriores a la notificación de la adquisición de control, y cuyo denominador será el precio de cierre de las acciones Clase D en el BYMA en la fecha inmediatamente anterior al primer día del período de dos años en el que el Oferente adquirió cualquier participación o derecho sobre acciones Clase D, en cada caso bajo la condición de algunos ajustes anti-dilución; y
- el ingreso neto por acción Clase D durante los cuatro últimos trimestres fiscales completos inmediatamente precedentes a la fecha de notificación de la adquisición de control, multiplicado por la mayor de las siguientes relaciones: (A) la relación precio/ingreso durante dicho período por las acciones Clase D (si hubiere), y (B) la relación precio/ingreso más alta para nosotros durante el período de dos años inmediatamente precedente a la fecha de la notificación, en cada caso determinada de acuerdo con la práctica habitual en la comunidad financiera.

Dicha oferta deberá permanecer abierta durante 20 días como mínimo y 30 días como máximo contados desde la fecha de autorización de la solicitud de oferta pública por la CNV, más un plazo adicional mínimo de cinco días y máximo de diez días requerido por las Normas de la CNV, teniendo los accionistas derecho a retirar las acciones ofrecidas en cualquier momento hasta el cierre de la oferta. Una vez finalizado el procedimiento de OPA, el Oferente estará obligado a adquirir todas las acciones o títulos convertibles ofrecidos, salvo que el número de acciones ofrecidas sea menor que el mínimo, si lo hubiera, que se estableció como condición para la oferta propuesta. En tal caso el Oferente podrá retirar la oferta propuesta. Una vez concluida la oferta pública, el Oferente podrá consumir cualquier Contrato Previo dentro de los 30 días posteriores al cierre de la misma, quedando entendido no obstante que, si dicha oferta se efectuó bajo la condición de adquirirse un número mínimo de acciones, el Contrato Previo podrá consumarse sólo si se alcanzó dicho mínimo. En caso de no existir Contrato Previo alguno, el Oferente podrá adquirir el número de acciones indicado en la notificación que nos enviara, bajo las condiciones establecidas en dicha notificación, en la medida en que dicho número de acciones no se adquirieron en la oferta propuesta, siempre que se haya cumplido cualquier condición relativa al número mínimo de acciones ofrecidas.

La Ley de Expropiación no ha dado lugar al desencadenamiento de estas obligaciones.

Restricciones a las Adquisiciones de Acciones entre Partes Relacionadas

El precio por acción que deberá recibir cada accionista en cualquier Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas deberá ser el mismo, y no podrá ser menor, que la mayor de las siguientes sumas:

(i) el precio más alto pagado por, o en representación de la parte que procure realizar la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas (un "Accionista Interesado") por (A) acciones de la clase que se transfiere mediante la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas ("la Clase") dentro del plazo de dos años inmediatamente anterior al primer anuncio público de la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas, o (B) acciones de la Clase adquiridas mediante cualquier Adquisición de Control, ajustado en cada caso, sujeto a ciertos ajustes antidilutivos;

(ii) el precio de cierre vendedor más alto de las acciones de dicha Clase en el BYMA durante el período de treinta días inmediatamente precedente al anuncio de la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas, o la fecha de cualquier Adquisición de Control por parte del Accionista Interesado, sujeto a ciertos ajustes antidilutivos;

(iii) el precio que resulte del inciso (ii) precedente, multiplicado por una fracción cuyo numerador será el precio más alto pagado por el Accionista Interesado o su representante por cualquier acción de la Clase dentro de los dos años inmediatamente precedentes a la fecha del anuncio de la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas, y cuyo denominador será el precio de cierre de las acciones de la Clase respectiva en la fecha inmediatamente precedente al primer día del período de dos años, en el que el Accionista Interesado adquirió cualquier participación o derecho sobre acciones de la Clase, en cada caso, sujeto a ciertos ajustes antidilutivos;

(iv) nuestro ingreso neto por acción de la clase durante los últimos cuatro trimestres fiscales completos inmediatamente precedentes a la fecha del anuncio de la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas multiplicado por la mayor de las siguientes relaciones: (A) la relación precio/ingreso para dicho período por las acciones de la clase, y (B) la relación precio/ingreso más alta para nosotros durante el período de dos años inmediatamente precedente a la fecha del anuncio de la Adquisición de Acciones entre Partes Relacionadas, en cada caso determinada de acuerdo con la práctica habitual en la comunidad financiera.

Adicionalmente, cualquier operación que tenga por efecto la adquisición por parte de cualquier Oferente de la titularidad o control de más del 50 % de nuestro capital social, o que constituya una fusión o consolidación de nuestra Compañía, deberá ser aprobada previamente por las acciones Clase A mientras cualquiera de dichas acciones quede en circulación.

La Ley de Mercados de Capital y las Normas de la CNV

La CNV aprobó en diciembre de 2018 la Resolución General N° 779 que regula el nuevo régimen de ofertas establecidas por la Ley N° 27.440 que modificó la Ley de Mercados de Capitales y se publicó en mayo de 2018. Bajo este nuevo régimen, una oferta obligatoria a un precio justo (determinado de acuerdo con dicha ley) será emitido por cualquier persona que, actuando individualmente o en coordinación con otros, haya obtenido efectivamente una participación de control de una empresa pública, que se considera que ocurre: i) directa o indirectamente, al obtener un porcentaje de votos iguales o superiores al 50% de una empresa pública o, ii) cuando el porcentaje de votos obtenido es inferior al 50% pero actúa como controlador de una empresa pública (es decir, tiene una participación en el capital social de la empresa o valores con voto) derechos que otorgan los votos necesarios para adoptar resoluciones en las juntas generales ordinarias de accionistas o para nombrar o revocar a la mayoría de los directores o miembros del Comité de Auditoría). La oferta de compra se realizará lo más pronto posible después del cierre de la adquisición de acciones, pero a más tardar 1 mes después de dicho cierre.

Tipos de cambio y regulaciones cambiarias

Tipos de cambio

A partir del 1 de abril de 1991 y hasta fines del año 2001, la Ley de Convertibilidad estableció un tipo de cambio fijo bajo el cual el Banco Central estaba obligado a vender dólares a una relación de un peso por dólar estadounidense. El 6 de enero de 2002, el Congreso Nacional promulgó la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (Ley 25.561, o la "Ley de Emergencia Pública", y véase "Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino – Emergencia Pública") mediante la cual se derogó formalmente el régimen de la Ley de Convertibilidad y se eliminó la paridad dólar estadounidense-peso. La Ley de Emergencia Pública, que ha sido periódicamente prorrogada y derogada el 31 de diciembre de 2017 en virtud de la Ley 27.200, ha otorgado al Poder Ejecutivo Nacional la facultad de establecer el tipo de cambio entre el peso y las demás divisas y de emitir regulaciones relacionadas

con el mercado cambiario. Luego de un corto período durante el cual el gobierno argentino estableció un sistema provisorio de tipo de cambio dual conforme a la Ley de Emergencia Pública, desde febrero de 2002 se ha permitido que el peso fluctúe libremente frente a otras monedas extranjeras, aunque el gobierno argentino tiene la facultad de intervenir comprando y vendiendo divisas extranjeras por su propia cuenta, una práctica que realiza regularmente. Sin embargo, el 23 de diciembre de 2019, se publicó la Ley N° 27.541 que volvió a declarar la emergencia pública hasta el 31 de diciembre de 2020 (véase “Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional Argentino – Emergencia Pública”). No obstante, la tasa anual de devaluación ha sido aproximadamente el 40,5% considerando los tipos de cambio de cierre del período de dólares al 31 de diciembre de 2020 y 2019. El Gobierno Argentino está analizando ciertas medidas en respuesta a tal devaluación y al impacto en el resto de la economía, incluyendo inflación. Para más información véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina—Nuestros negocios dependen en gran medida de las condiciones económicas de Argentina” de este prospecto.

El 3 de diciembre de 2001, el gobierno argentino impuso una serie de medidas de control monetario y cambiario mediante el Decreto 1.570/01, que incluía restricciones a la libre disposición de los fondos depositados en los bancos y fuertes restricciones a la transferencia de fondos al extranjero (incluida la transferencia de fondos para pagar dividendos) sin la autorización previa del Banco Central, con excepciones específicas para las transferencias relacionadas con el comercio exterior.

En junio de 2003, el gobierno argentino estableció restricciones a los flujos de capital que entraban en Argentina, que consistían principalmente en la prohibición de transferir al extranjero cualquier fondo hasta 180 días después de su entrada en el país.

El 9 de junio de 2005, mediante el Decreto No. 616/2005, el Poder Ejecutivo Nacional estableció que (a) todo ingreso de fondos al mercado interno de cambios proveniente de deudas externas contraídas por personas o entidades del sector privado, con exclusión de la financiación del comercio exterior y de las emisiones primarias de títulos de deuda admitidos a la oferta pública y autorizados a cotizar y/o negociar en mercados autorregulados; y (b) todo ingreso de fondos de no residentes canalizado a través del mercado local de cambios que se aplique a: la tenencia de moneda local, la adquisición de todo tipo de activos o pasivos financieros del sector privado financiero o no financiero, con exclusión de la inversión extranjera directa y de las emisiones primarias de títulos de deuda y acciones admitidas a la oferta pública y autorizadas a cotizar y/o negociar en mercados autorregulados, y las inversiones en títulos públicos adquiridos en mercados secundarios deberán cumplir los siguientes requisitos: (i) los fondos que ingresen al país sólo podrán ser transferidos fuera del mercado local de cambios al vencimiento de un plazo de 365 días corridos contados a partir de la fecha de recepción de los fondos en la Argentina; (ii) el producido de la liquidación de divisas de los fondos recibidos en la Argentina deberá ser acreditado en una cuenta del sistema bancario local; (iii) se debe mantener un depósito registrado, intransferible y sin intereses, equivalente al 30% del monto involucrado en la operación correspondiente, por un plazo de 365 días corridos en las condiciones que prescriba la reglamentación (el “Depósito Obligatorio”); y (iv) el Depósito Obligatorio se realizará en dólares estadounidenses y se mantendrá en una institución financiera de Argentina. El Depósito Obligatorio no devengará intereses, ni ningún otro tipo de beneficio y no podrá ser utilizado para garantizar líneas de crédito de ningún tipo. Existen varias excepciones a los requisitos del Decreto N° 616/2005, entre las que se encuentran las que se detallan a continuación.

Sin embargo, la Resolución N° 3/2015 del Ministerio de Presupuesto y Finanzas Públicas redujo el porcentaje del Depósito Obligatorio creado por el Decreto N° 616/2005 del 30% al 0% y redujo el período en que los fondos ingresados deben permanecer en Argentina de 365 días corridos a 120 días corridos. Además, en enero de 2017, el Ministerio de Hacienda redujo el período de tenencia del Depósito Obligatorio de 120 días corridos a 0 días corridos. Como resultado de estos dos cambios en la normativa, el Depósito Obligatorio no es actualmente necesario.

Mediante el Decreto N° 27/2018 con fecha 11 de enero de 2018, con el objetivo de brindar una mayor flexibilidad al sistema, favorecer la competencia, permitiendo el ingreso de nuevos operadores al mercado de cambios y reducir los costos que genera el sistema, se estableció el mercado libre de cambios (“MELI”), reemplazando la figura del Mercado Único y Libre de Cambios (“MULC”). A través del MELI se cursarán las operaciones de cambio que sean realizadas por las entidades financieras y las demás personas autorizadas por el BCRA para dedicarse de manera permanente o habitual al comercio de la compra y venta de monedas y billetes extranjeros, oro amonedado o en barra de buena entrega y cheques de viajero, giros, transferencias u operaciones análogas en moneda extranjera. Mediante el Decreto N° 609/2019 del 1 de septiembre de 2019 (el “Decreto 609”), el Poder Ejecutivo Nacional estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el valor de exportación de bienes y servicios debía ser repatriado a Argentina y convertido a pesos mediante liquidación en el mercado de divisas (el “Mercado Cambiario”) a pesos de acuerdo con las condiciones y términos establecidos por el Banco Central. De acuerdo con las disposiciones del Decreto 609, el Banco Central a través de la Comunicación “A” 6770, y sus modificatorias, y reformulada por la Comunicación “A” 6844 y las reglamentaciones complementarias relacionadas con la obligación de repatriar y convertir el valor de cambio de la exportación de bienes y servicios (el “Régimen Cambiario”), definido en los casos en que el acceso al mercado de divisas para comprar divisas y metales preciosos, así como las transferencias al exterior, estará sujeto a la aprobación previa del Banco Central, teniendo en cuenta las diferentes situaciones de las personas físicas y entidades legales. Consulte “—Regulaciones cambiarias”.

El 28 de diciembre de 2019, mediante el Decreto N° 91/2019 (“Decreto 91”), el Poder Ejecutivo Nacional modificó el Artículo 1 del Decreto 609, extendiendo la obligación de repatriarse y liquidarse en el Mercado Cambiario por un período de tiempo indefinido.

Actualmente, y de conformidad con el Régimen Cambiario, solo los importadores, exportadores, instituciones financieras y deudores que cumplan los requisitos establecidos por el Régimen Cambiario pueden acceder al mercado de divisas, mientras que las personas físicas pueden comprar hasta US\$ 200 por mes en conjunto a entidades con licencia para realizar operaciones de divisas si no se encuadran en las excepciones indicadas por el Régimen Cambiario y el Banco Central pueden intervenir vendiendo o comprando dólares estadounidenses en el mercado de divisas en el Mercado Cambiario. Consulte “—Regulaciones cambiarias”.

El Banco Central solicitó a la “CNV” que implemente medidas alineadas a las regulaciones cambiarias provistas por el BCRA para evitar prácticas y operaciones elusivas.

En este sentido, la CNV, en línea con las provisiones del artículo 3 del Decreto 609, estableció mediante emitó las Resoluciones

Generales N° 808, N° 810, N° 841, N° 843, N° 856, N° 862, N° 871 y N° 878 varias medidas para evitar dichas prácticas y operaciones elusivas. Consulte "—Otras regulaciones cambiarias".

En el siguiente cuadro se establecen los tipos de cambio anuales mínimos, máximos, medios y de cierre del período para dólares estadounidenses durante los períodos indicados, expresados en pesos nominales por dólar estadounidense, en función de los tipos de cambio fijados por el Banco Central. El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa un tipo de cambio comprador oficial para el peso argentino.

	Bajo	Alto	Promedio (1)	Cierre del período
	(pesos por US\$)			
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
2016	13,07	16,04	14,78	15,85
2017	15,17	18,83	16,76	18,77
2018	18,42	40,90	29,32	37,81
2019	37,04	60,00	49,23	59,90
2020	59,82	84,15	71,61	84,15
Mes				
Octubre 2020	76,25	78,33	77,57	78,33
Noviembre 2020	78,69	81,30	79,93	81,30
Diciembre 2020	81,40	84,15	82,64	84,15
Enero 2021.....	84,70	87,30	85,97	87,30
Febrero 2021	87,61	89,83	88,67	89,83
Marzo 2021.....	90,09	91,99	91,07	91,99
Abril 2021 ⁽²⁾	92,24	92,44	92,34	92,44

⁽¹⁾ Calculado utilizando el promedio de los tipos de cambio del último día de cada mes durante el período (para períodos anuales) y el promedio de las tasas de cambio de cada día durante el período (para períodos mensuales).

⁽²⁾ Hasta el 9 de abril de 2021.

Fuente: Banco Central

Lo anterior no puede entenderse como una declaración que los montos en pesos han sido o pudieran haber sido convertidos, o que podrían convertirse a montos en dólares a los tipos de cambio antes mencionados en ninguna de las fechas indicadas.

Regulaciones cambiarias

A continuación, se describen las principales medidas de control cambiario implementadas por el Régimen Cambiario:

Obligaciones de repatriar moneda extranjera proveniente de exportaciones de bienes

Los pagos en moneda extranjera por exportaciones de bienes por un monto igual a los montos facturados de acuerdo con las condiciones de venta de tales exportaciones de bienes deben ser repatriados y convertidos mediante la liquidación en el Mercado Cambiario dentro de un período específico de tiempo para distintos bienes y servicios en cuestión.

Independientemente de estos términos máximos, el Régimen Cambiario estableció que los pagos recibidos por exportaciones deben ser repatriados y convertidos a pesos mediante la liquidación en el Mercado Cambiario a pesos dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de cobro.

De acuerdo con la Comunicación "A" 6844 del BCRA (conforme fuera modificada, la "Comunicación "A" 6844") los exportadores que realizaron operaciones con contrapartes vinculadas (en las cuales el importador sea una sociedad controlada por el exportador argentino), podrá solicitar a sus respectivas entidades de seguimiento una extensión del plazo de ingreso hasta 120 días corridos. Esta extensión aplicará en los casos en que hayan registrado exportaciones superiores a US\$ 50.000.000 y los bienes correspondan a las posiciones detalladas en dicha norma (principalmente relacionados con la industria de la carne).

Cualquier monto en moneda extranjera originados en cargos por reclamos de seguro, en la medida en que dichos montos cubran el valor de los bienes exportados, están sujetos a la obligación de repatriar y convertir dichos montos a pesos mediante la liquidación en el Mercado Cambiario (dentro del plazo aplicable para cada tipo de exportación).

El exportador debe designar una entidad financiera para rastrear cada transacción de exportación. La obligación de repatriación y liquidación de moneda extranjera a través del Mercado Cambiario correspondiente a un permiso de embarque se considerará cumplida cuando la entidad designada para fines de seguimiento haya certificado que se ha efectuado la repatriación y liquidación.

Pagos de importaciones y otras compras de bienes al exterior

Las entidades financieras pueden dar acceso al mercado local de cambios para el pago de importaciones de bienes y otras compras de bienes en el exterior, en la medida en que se cumplan ciertas condiciones específicas. Además, las entidades financieras podrán acceder

al mercado local de cambios para pagar obligaciones contraídas en el exterior en relación con garantías y fianzas otorgadas para la importación de bienes y para la cancelación de líneas de crédito con el exterior abiertas para financiar importaciones de bienes.

La Comunicación "A" N° 7.030 del BCRA (descripta a continuación) establece que, para efectos de acceder al mercado cambiario, pagar las importaciones de bienes o el monto principal de las deudas que surjan de la importación de bienes, personas jurídicas y personas físicas deberán contar con la aprobación previa del Banco Central, salvo que ocurra alguna de las siguientes situaciones:

- a. La entidad ha recibido una declaración jurada del cliente indicando que el monto total de pagos asociados a sus importaciones de bienes procesados a través del mercado cambiario durante 2020, incluyendo el pago cuyo curso se solicita, no excede en más de US\$ 1.000.000, el monto por el cual el importador tendría acceso al mercado cambiario al computar las importaciones de bienes que aparecen a su nombre en el sistema de seguimiento de pagos de importaciones de bienes (SEPAIMPO) y que se realizaron entre el 1 de enero de 2020 y el día previo al acceso al mercado cambiario, más el monto de los pagos realizados bajo otras excepciones, restando el monto pendiente de ingresar a Argentina, relacionado con los pagos de importaciones con registro aduanero pendiente efectuados entre el 1 de septiembre de 2019 y el 31 de diciembre de 2019.
- b. En el caso de pago diferido o pago a la vista de importaciones correspondientes a operaciones que hayan sido embarcadas a partir del 1 de julio de 2020 o que, habiendo sido embarcadas previamente, no hubieran llegado al país antes de esa fecha.
- c. Es un pago asociado a una operación no incluida en el apartado b) anterior, en la medida en que se destine a la cancelación de una deuda comercial por importación de bienes con una agencia de crédito a la exportación o una entidad financiera extranjera o que fue garantizada, por cualquiera de esas entidades.
- d. Es un pago realizado por: i) el sector público, ii) entidades en las que el Estado argentino tiene una participación mayoritaria en el capital social o en la toma de importantes decisiones societarias o iii) fideicomisos constituidos con aportes del sector público nacional.
- e. Es un pago de importación con registro de ingreso en aduana pendiente, a ser realizado por una entidad encargada de la provisión de medicamentos críticos para ser ingresado a solicitud privada del beneficiario.
- f. Es un pago de importación con registro de entrada aduanero pendiente realizado para la compra de kits de detección de COVID-19 u otros productos con posiciones arancelarias que se incluyen en la lista incluida en el Decreto N° 333/2020 según enmendado.
- g. La entidad financiera ha recibido una declaración jurada del cliente indicando que, incluyendo el anticipo de importación que se solicita, más los montos incluidos en a), no superan los US\$ 3 millones de dólares estadounidenses y que estos pagos son relacionados con la importación de productos relacionados con la provisión de medicamentos u otros bienes relacionados con la asistencia médica y/o atención de la salud dirigida a la población o insumos necesarios para su preparación local.

Previo a la autorización de pagos por importación de bienes, la entidad financiera interviniente deberá, además de solicitar la declaración jurada del cliente, verificar que dicha declaración sea compatible con los datos existentes en el sistema en línea del Banco Central implementado para tal efecto.

El monto por el cual los importadores pueden acceder al mercado cambiario en las condiciones establecidas en el marco del artículo 2 de la Comunicación "A" 7030 se incrementará en el equivalente al 50% de los montos que el importador liquide a través del mercado cambiario como anticipos de exportación o prefinanciación de exportaciones del exterior con un plazo mínimo de 180 días, a partir del 2 de octubre de 2020.

En el caso de operaciones liquidadas a partir del 19 de abril de 2021, también se admitirá el acceso al mercado cambiario por el 50% restante en la medida en que la parte adicional corresponda a anticipos de bienes de capital, y/o bienes que califican como insumos necesarios para la producción de bienes exportables. En este último caso, la entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente sobre el tipo de bien involucrado y su condición de insumo en la producción de bienes a exportar.

Obligación de ingreso y liquidación de operaciones de exportación de servicios

Los cobros por la exportación de servicios (tales como los servicios prestados por parte de un residente a un no residente y comprende entre, otros los fletes, servicios de pasajeros, otros servicios de transportes, turismo y viajes, servicios de construcción, seguros, servicios financieros, servicios de telecomunicaciones, información e informática, cargos por el uso de la propiedad intelectual, licencias, servicios de investigación y desarrollo, servicios de consultoría profesional y en administración, servicios técnicos relacionados con el comercio y otros servicios empresariales, servicios audiovisuales y conexos, servicios personales, culturales y recreativos (incluido los derechos y premios de los deportistas y/o entidades deportivas) y servicios del gobierno deben ser repatriados y convertidos a pesos mediante la liquidación en el Mercado Cambiario en pesos en un plazo no mayor a 5 días hábiles contados a partir de la fecha de su recepción en el exterior o en Argentina.

Excepciones a la obligación de liquidar en el mercado local de cambios las divisas provenientes de la exportación de bienes y servicios, endeudamientos con el exterior y la venta de activos no financieros en el Mercado Cambiario

No resultará exigible la liquidación en el mercado local de cambios de las divisas en moneda extranjera que reciban los residentes por exportaciones de bienes y servicios, endeudamientos con el exterior, por la venta de activos no financieros y emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

- los fondos ingresados sean acreditados en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales;
- los fondos fueron repatriados dentro del plazo establecido por las Normas Cambiarias;
- los fondos fueron aplicados a operaciones por las cuales la normativa vigente garantiza el acceso al Mercado Cambiario, considerando los límites previstos para cada concepto involucrado; y,
- la utilización de este mecanismo fue neutra en materia fiscal.

Obligación de remitir diariamente información sobre ventas de cambio realizadas por montos iguales o superiores al equivalente a US\$ 500.000

La sección 3.13 de la Comunicación “A” 6844 requiere que las entidades autorizadas para realizar operaciones de cambio de moneda extranjera presenten al BCRA, al final de cada día hábil y con un aviso previo de 2 días hábiles, información sobre las ventas de moneda extranjera que se realizará a solicitud de los clientes u operaciones de la entidad para su propia cartera que implica el acceso al mercado de divisas en una cantidad diaria igual o mayor que el equivalente de US\$ 500.000, por cada uno de los 3 días hábiles cubiertos en el período de informe correspondiente.

Formación de activos externos o con transacciones de derivados

Las entidades jurídicas, gobiernos locales, fondos mutuos, fideicomisos y otras universalidades incorporadas en Argentina requerirán la aprobación previa del Banco Central para crear activos externos o relacionados con transacciones de derivados (como el pago de primas, la creación de garantías y el pago de futuros, forwards, opciones y otros derivados, excepto los contratos de cobertura de tasas de interés relacionados con pasivos incurridos en el extranjero, que hayan sido informados y validados en el Régimen de Activos y Pasivos Extranjeros, en la medida en que dichos contratos no cubran riesgos mayores que los pasivos debidamente registrados por el deudor). Estas restricciones no se aplican a las entidades autorizadas para operar en el Mercado Cambiario, dado que dichas entidades están sujetas a regulaciones específicas del Banco Central relacionadas con su tenencia de moneda extranjera.

La liquidación de futuros negociados en mercados organizados en Argentina, forwards, opciones y cualquier otro tipo de derivados suscritos en Argentina debe realizarse en pesos.

Además, los individuos deben obtener la aprobación previa del Banco Central para las transacciones de derivados (como el pago de primas, la creación de garantías y la liquidación que corresponden a transacciones futuras, forwards, opciones y otros derivados), si implican un pago en moneda extranjera.

Se otorgará acceso al Mercado Cambiario para el pago de primas, creación de garantías y liquidaciones en relación con contratos de cobertura de tasas de interés para obligaciones declaradas y validadas de no residentes si los riesgos cubiertos no exceden los pasivos externos realmente registrados por el deudor, sin embargo, siempre que dicho deudor debe designar una entidad financiera que se encargará de rastrear la transacción relevante y la presentación de una declaración jurada comprometiéndose a la liquidación de los fondos no gastados o en exceso en el Mercado Cambiario dentro de los siguientes 5 días hábiles.

Compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes para la formación de activos externos, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados

Los residentes argentinos deben obtener la aprobación previa del Banco Central para la creación de activos externos, la remesa de ayuda familiar y para realizar transacciones de derivados (con excepción la referida en el artículo 4.4.2. de la Comunicación “A” 6844), en caso de que el monto de cualquiera de las transacciones mencionadas supere el equivalente de US\$ 200 en conjunto por mes en todas las entidades con licencia para operar en transacciones cambiarias.

Asimismo, se establece que operación deberá cursarse con débito a cuentas del cliente en entidades financieras locales, admitiéndose el uso de efectivo en moneda local en operaciones hasta el equivalente de US\$100 en el mes calendario y en el conjunto de entidades autorizadas a operar en cambios.

Se establece como requisito para el acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes dentro de los límites mensuales establecidos en los párrafos precedentes, la presentación de una declaración jurada por parte del cliente respecto a que los fondos comprados no serán destinados a la compra en el mercado secundario de títulos valores dentro de los cinco días hábiles a partir de la fecha de liquidación de dicha operación de cambio.

Por otro lado, el artículo 1° de la Resolución General N° 808 de fecha 12 de septiembre de 2019, a efectos de cursar toda operación de compra de valores negociables en dólares (especie D) por un monto de hasta US\$200 por parte de personas humanas, los agentes de liquidación y compensación deberán contar previamente con una declaración jurada del titular que manifieste que los fondos en dólares no provienen de una operación de mercado de cambios realizada en los últimos 5 días hábiles. Asimismo, las operaciones de compra de valores negociables en dólares (especie D) sólo podrán ser cursadas para ser liquidadas en el plazo de contado de 48 horas. Los valores negociables acreditados por dicha compra no podrán ser transferidos para cubrir la liquidación de una operación de venta en pesos hasta haber transcurrido.

Sin perjuicio de lo anterior, el artículo 3.9 de la Comunicación “A” 6844 establece que está permitido el acceso al mercado de cambios de las personas humanas para la compra de moneda extranjera a ser aplicados simultáneamente a la compra de inmuebles en el país destinados a vivienda única, familiar y de ocupación permanente, en la medida que se cumplan ciertos requisitos.

Con vigencia a partir del 16 de septiembre de 2020, el Banco Central ordenó mediante Comunicación “A” 7106 que las compras en pesos realizadas en el exterior con tarjeta de débito y montos en moneda extranjera adquiridos por personas naturales en el mercado cambiario local a partir del 1 de septiembre de 2020, por el pago de las obligaciones entre residentes bajo el artículo 3.6 de la

Comunicación “A” 6844, incluyendo los pagos por compras con tarjeta de crédito en moneda extranjera, se deducirá, a partir del mes calendario siguiente, de la cuota mensual de US\$ 200. Si el monto de dichas compras excede la cuota disponible para el mes siguiente o dicha cuota ya ha sido absorbida por otras compras realizadas desde el 1 de septiembre de 2020, dicha deducción se hará de las cuotas de los meses siguientes hasta completar el monto de dichas compras.

La institución correspondiente deberá verificar el sistema en línea implementado por el Banco Central para verificar si la persona no ha alcanzado los límites establecidos para el mes calendario aplicable o no los ha excedido en el mes calendario anterior y, por lo tanto, tiene derecho a realizar la transacción de cambio, y solicitará al cliente que presente una declaración jurada que indique que dicha persona no es beneficiaria de ningún “Préstamo a Tasa de Interés Cero” contemplado en el artículo 9 del Decreto N° 332/2020, según enmendado, “Préstamos Subsidiados para Empresas” y/o “Préstamos con tasa de interés cero para trabajadores independientes dedicados a actividades culturales”.

Asimismo, las personas que reciban préstamos denominados en pesos dirigidos a las PyMEs enumeradas en los ítems 2 y 3 de la Comunicación “A” 7006 del Banco Central, deberán solicitar autorización previa del Banco Central para acceder al mercado cambiario local para realizar transacciones al efecto de formar activos externos, brindar asistencia familiar y realizar operaciones de derivados o vender valores para liquidar en moneda extranjera o transferir dichos valores a otros depositarios. La institución aplicable deberá solicitar a los clientes que deseen acceder al mercado cambiario local que presenten evidencia de la referida autorización del Banco Central o una declaración jurada en el sentido de que no son beneficiarios de ningún financiamiento enumerado en los ítems 2 o 3 de la Comunicación “A”. 7006 del Banco Central.

El Banco Central ha establecido que las personas que se benefician de lo establecido en el ítem 4 de la Comunicación “A” 6949, en su forma complementada, y el artículo 2 del Decreto N° 319/20 no podrán, hasta que no se cancele en su totalidad el monto financiado o mientras se continúa con el ajuste del valor de la cuota, según corresponda, (i) acceder al mercado cambiario local con el propósito de formar activos externos, brindar asistencia familiar y realizar operaciones de derivados; y (ii) concertar la venta en Argentina de valores con liquidación en moneda extranjera o transferirlos a depositarios extranjeros.

Mediante las Comunicaciones “A” 6993, 7006, 7082 y 7106 el BCRA estableció que los beneficiarios de “Créditos a Tasa Cero” acordados en el marco del artículo 9° del Decreto 332/20, las personas que accedan a las financiaciones que se acuerden conforme a los puntos 2 y 3 de la Comunicación “A” 7006, personas que accedan a las financiaciones previstas en los puntos 1 y 2 de la Comunicación “A” 7082 (“Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas” y “Créditos a Tasa Cero Cultura”) y las personas humanas que sean beneficiarias de lo dispuesto en el punto 4 de la Comunicación “A” 6949 y complementarias y/o en el artículo 2° del Decreto 391/2020 no podrán, hasta su total cancelación acceder al mercado de cambios para realizar operaciones correspondientes a formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y derivados.

La Administración Federal de Ingresos Públicos (“AFIP”), a través de la Resolución AFIP 4815/2020, estableció sobre las operaciones alcanzadas por el Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (“PAIS”) y para los sujetos definidos en el artículo 36 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva y su modificación que revistan la condición de residentes en el país, en los términos del artículo 116 y siguientes de la Ley de Impuestos a las Ganancias, la percepción del treinta y cinco por ciento (35%) sobre los montos en Pesos que, para cada caso, se detallan en el artículo 39 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva.

Dichas percepciones tendrán el carácter de impuesto ingresado y serán computables en la declaración jurada anual del impuesto a las ganancias o, en su caso, del impuesto sobre los bienes personales, correspondientes al período fiscal en el cual fueron practicadas.

Adicionalmente, la Resolución AFIP 4815/2020 establece un régimen de devolución para aquellos sujetos a quienes se les hubieran practicado las percepciones establecidas y que no sean contribuyentes del impuesto a las ganancias o, en su caso, del impuesto sobre los bienes personales.

Acceso al mercado local de cambios para no residentes

Se requiere la conformidad previa del BCRA por parte de los no residentes para el acceso al mercado local de cambios, excepto por:

- organismos internacionales e instituciones que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación;
- representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país por transferencias que efectúen en ejercicio de sus funciones;
- representaciones en el país de Tribunales, Autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones u Órganos Bilaterales establecidos por Tratados o Convenios Internacionales, en los cuales la Argentina es parte, en la medida que las transferencias se realicen en ejercicio de sus funciones;
- a las transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones abonadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES), por hasta el monto abonado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se efectúe a una cuenta bancaria de titularidad del beneficiario en su país de residencia registrado.

Nuevas emisiones locales de títulos de deuda denominadas en moneda extranjera

De acuerdo con la sección 2.5 de la Comunicación “A” 6844 del BCRA, se otorga acceso al Mercado Cambiario a los emisores de deuda residentes para el pago al vencimiento de capital e intereses bajo nuevas emisiones debidamente registradas de títulos de deuda que se encuentren denominadas y pagaderas en moneda extranjera en Argentina, en la medida en que (i) estén íntegramente suscritos en moneda extranjera, y (ii) el producto de la emisión se liquide a través del Mercado Cambiario. Sin embargo, no se requerirá la liquidación del producto de la emisión para el acceso futuro al Mercado Cambiario para el reembolso de emisiones nacionales según lo dispuesto en (ii) anterior, siempre que se cumplan ciertas condiciones (es decir, el producto se deposita en cuentas bancarias locales

denominadas en moneda extranjera y se aplican simultáneamente a las transacciones con acceso al Mercado Cambiario, y el mecanismo es neutral impositivamente, entre otros).

Obligación de repatriar nuevas deudas financieras extranjeras y liquidar a través del mercado de divisas a pesos

De acuerdo con la sección 2.4 de la Comunicación “A” 6844, nuevas deudas financieras extranjeras desembolsadas a partir del 1 de septiembre de 2019 deben ser repatriadas y convertidas a pesos mediante la liquidación en el mercado de divisas a pesos. Se requerirá una prueba de repatriación y conversión para acceder a Mercado Cambiario para el reembolso del capital y el pago de intereses sobre dichas deudas.

No se requerirá la prueba de repatriación y conversión si las siguientes condiciones se verifican simultáneamente:

- los fondos recibidos se depositan en cuentas abiertas en entidades financieras argentinas;
- los fondos fueron repatriados dentro de los períodos especificados establecidos por el Régimen Cambiario;
- los fondos fueron aplicados a operaciones por la cual la normativa vigente garantiza el acceso al Mercado Cambiario, considerando los límites establecidos para cada concepto involucrado; y
- el uso de este mecanismo fue neutral a efectos fiscales.

Cancelación de deuda en moneda extranjera entre residentes

El acceso al Mercado Cambiario para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, incurrido a partir del 1 de septiembre de 2019, está prohibido.

El acceso al Mercado Cambiario se otorga, en la fecha de vencimiento de la transacción aplicable, con respecto a las transacciones entre residentes que están denominadas en moneda extranjera, siempre que hayan sido registradas en un registro oficial o se hayan ingresado en forma pública escritura el 30 de agosto de 2019 o antes.

La restricción de acceso al Mercado Cambiario no se aplica a los clientes de instituciones financieras locales con respecto a las deudas financieras otorgadas en moneda extranjera (incluidos los pagos en moneda extranjera incurridos por medio de tarjetas de crédito).

Sin perjuicio de ello, los residentes que deban realizar pagos de servicios de deudas financieras con el exterior o de títulos de deuda locales con acceso al mercado local de cambios en función de lo dispuesto por las Normas Cambiarias, pueden realizar compras de moneda extranjera con anterioridad a los plazos admitidos por las Normas Cambiarias, en las siguientes condiciones:

- los montos de divisas adquiridos sean depositados en cuentas denominadas en moneda extranjera de titularidad del residente abiertas en entidades financieras locales;
- el acceso al mercado local de cambios se realice con una anterioridad que no supere en más de 5 días hábiles el plazo admitido en cada caso;
- el acceso al mercado local de cambios debe ser por un monto diario que no supere el 20% del monto de la deuda en moneda extranjera que se pretende cancelar;
- la institución financiera interviniente debe verificar que la deuda financiera externa, que será atendida con estos fondos, cumpla con las normas establecidas por el Régimen Cambiario; y
- las divisas que no se utilicen para el pago de capital e intereses deben ser convertidas a pesos mediante liquidación en el Mercado Cambiario a pesos dentro de los 5 días hábiles siguientes al pago correspondiente. Los fondos en moneda extranjera adquiridos y que no se utilizasen para la cancelación del servicio de deuda e intereses en cuestión, deberán ser liquidados en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles posteriores al pago correspondiente.

Además, las entidades financieras podrán dar acceso al Mercado Cambiario a los residentes que tengan deudas financieras extranjeras o a fideicomisos argentinos para garantizar el pago de capital e intereses y/o comprar divisas para proporcionar garantías para hasta importes pagaderos de dicho endeudamiento, en las siguientes condiciones:

- en caso de pagos de deudas comerciales por importaciones de bienes y/o servicios con instituciones financieras extranjeras o agencias oficiales de crédito a la exportación o endeudamiento financiero extranjero con acreedores no relacionados, que prevén la acreditación de fondos en cuentas de garantía de servicios futuros y cuyo acceso al Mercado Cambiario ha sido otorgado por ley;
- los fondos adquiridos se depositarán en cuentas abiertas en instituciones financieras argentinas de conformidad con las condiciones establecidas en los contratos. La creación de garantías en cuentas abiertas en el extranjero solo se admitirá si es la única y exclusiva opción prevista en el endeudamiento financiero suscrito y efectivo antes del 31 de agosto de 2019;
- las garantías en moneda extranjera, que pueden utilizarse para el pago de servicios, no exceden los montos a pagar en el próximo pago de capital o fecha de interés;
- el acceso al Mercado Cambiario se realiza por un monto diario que no exceda el 20% de los montos a pagar en el próximo pago del principal o fecha de interés; y
- la institución financiera que interviene debe verificar que la deuda financiera extranjera cumpla con las regulaciones establecidas por el Régimen Cambiario.

Los fondos en moneda extranjera adquiridos y que no se utilizasen para la cancelación del servicio de deuda e intereses en cuestión, deberán ser liquidados en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles posteriores al pago correspondiente.

Giro de utilidades y dividendos

Las Normas Cambiarias establecen que los residentes accedan al Mercado Cambiario para cambiar moneda extranjera y transferirla al exterior para realizar pagos de ganancias y dividendos a accionistas no residentes, sin la aprobación previa del Banco Central en la medida en que se cumplan las siguientes condiciones:

- Las utilidades y dividendos correspondan a balances cerrados y auditados.
- El monto total abonado por este concepto a accionistas no residentes, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no debe superar el monto en moneda local que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas. La entidad financiera deberá recibir una declaración jurada firmada por el representante legal de la empresa residente o un apoderado con facultades suficientes para asumir este compromiso en nombre de esta.
- El monto total de las transferencias de utilidades y dividendos para los cuales el residente accede al Mercado Cambiario a partir del 17 de enero de 2020, no debe exceder el 30% del valor de las nuevas contribuciones de inversión extranjera directa en compañías residentes ingresadas y liquidadas a través del Mercado Cambiario previo a dicha fecha. Para este propósito, la institución financiera debe tener una certificación emitida por la entidad que realizó la liquidación de que no ha emitido certificaciones para los fines establecidos en este punto por un monto mayor al 30% del monto liquidado.
- El acceso se produce en un plazo no menor a los 30 días corridos desde la liquidación del último aporte que se computa a efectos del requisito previsto en la condición precedente.
- El residente deberá presentar la documentación que evidencie la capitalización de dicho aporte o, en caso de no disponer dicha documentación, deberá presentar constancia del inicio del trámite de inscripción ante el Registro Público de Comercio de la decisión de capitalización definitiva de los aportes de capital computados de acuerdo a los requisitos legales correspondientes y presentar la documentación de la capitalización definitiva del aporte dentro de los 365 días corridos desde el inicio del trámite.
- La entidad deberá verificar que el cliente haya dado cumplimiento en caso de corresponder, a la declaración de la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos" por las operaciones involucradas.

En cualquier caso que no encuadre con lo expuesto en las condiciones precedentes, deberán requerir la conformidad previa del BCRA para acceder al Mercado Cambiario para el giro al exterior de divisas por estos conceptos.

Precancelación de deuda financiera con el exterior

Se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al Mercado Cambiario para la precancelación de deudas financieras con el exterior con más de 3 días hábiles de anticipación al vencimiento (respecto de los servicios de capital) o a la fecha de pago aplicable a los intereses.

No se requiere aprobación previa del BCRA para acceder al Mercado Cambiario si se cumple cada una de las siguientes condiciones:

- (i) la precancelación sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo endeudamiento de carácter financiero desembolsado en la fecha aplicable;
- (ii) la vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela;
- (iii) el vencimiento del primer servicio de capital del nuevo endeudamiento no sea anterior al primer vencimiento futuro previsto del servicio de capital de la deuda que se cancela; y
- (iv) el monto del primer servicio de capital del nuevo endeudamiento no sea mayor al monto del primer servicio de capital futuro previsto de la deuda que se cancela.

Adicionalmente, se requerirá que la operación sea reportada en la última presentación vencida del relevamiento de activos y pasivos externos.

Será posible acceder al Mercado Cambiario para pagos anticipados de deuda financiera si se realiza una nueva emisión de valores, para refinanciar deudas a las que se les ha otorgado acceso al Mercado Cambiario en virtud del Régimen Cambiario si dicha emisión de valores conduce a un aumento de la vida media de la deuda financiera prepaga.

Liquidación de financiaciones otorgadas por entidades financieras en moneda extranjera a clientes del sector privado no financiero.

Los financiamientos denominados en moneda extranjera otorgados por instituciones financieras a clientes del sector privado no financiero deben convertirse a pesos al momento de su desembolso.

Precancelación de deuda por importación de bienes.

Se requerirá la previa conformidad del BCRA para el acceso al mercado local de cambios para la precancelación de deuda relación con la importación de bienes y servicios.

A partir del 2 de noviembre de 2020, los pagos por importaciones de bienes pendientes de despacho de aduana realizados entre el 2 de septiembre de 2019 y el 31 de octubre de 2019 se considerarán en incumplimiento si (A) se relacionan con (i) pagos a la vista previa presentación de los documentos de envío; (ii) pagos de deudas comerciales en el exterior; y (iii) pago de garantías comerciales por importación de bienes otorgados por instituciones locales, y (B) no se encuentran regularizados, es decir, el cliente no entregó evidencia a la institución encargada de monitorear dicho pago (hasta el monto pagado) de la existencia de (i) despacho de importación en su nombre o en nombre de un tercero; (ii) la liquidación en el mercado cambiario local de divisas asociadas a la devolución del pago efectuado; (iii) otras formas de regularización permitidas por la normativa cambiaria; y/o (iv) la aceptación por parte del Banco Central de la regularización total o parcial de la transacción.

Los importadores no podrán acceder al mercado cambiario local para realizar nuevos prepagos de bienes importados hasta que no se regularicen dichas transacciones en mora.

Pago de servicios con empresas vinculadas del exterior.

Se requerirá conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado local de cambios para el pago de servicios con empresas vinculadas del exterior, excepto para las emisoras de tarjetas por los giros de turismo y viajes.

No será necesaria la conformidad previa del BCRA para realizar pagos de primas de reaseguros en el exterior. En estos casos, la transferencia al exterior deberá ser realizada a nombre del beneficiario del exterior admitido por la Superintendencia de Seguros de la Nación.

Acceso al mercado cambiario para fideicomisos creados por residentes que emiten títulos de deuda para atender servicios de capital e intereses.

Las entidades otorgarán acceso al Mercado Cambiario a fideicomisos creados por residentes argentinos que emiten instrumentos de deuda para pagar los montos de capital e intereses adeudados por sus pasivos, si verifican que el emisor ha tenido acceso para realizar el pago.

Obligación de residente de ingresar y liquidar moneda extranjera percibida por la de enajenación de activos no financieros no producidos.

La percepción por parte de residentes de montos de moneda extranjera por la enajenación de activos no financieros no producidos deberá ingresarse y liquidarse en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de percepción de dichos fondos ya sea en el país o en el exterior o de su acreditación en cuentas del exterior.

La obligación de ingresar y liquidar en el mercado local de cambios las sumas percibidas en Argentina o en el exterior por la enajenación de activos no financieros no producidos solo abarca aquellos casos en que la contraparte sea un no residente.

Canje y arbitraje

Las instituciones financieras podrán realizar operaciones de canje y arbitraje de divisas con sus clientes en los siguientes casos:

(i) Entradas de divisas del exterior, en la medida en que no correspondan a operaciones sujetas a la obligación de liquidarlas en el mercado cambiario local. Las instituciones financieras permitirán que las entradas de moneda extranjera del exterior se acrediten en las cuentas abiertas por el cliente en moneda extranjera en relación con estas transacciones;

(ii) transferencia de moneda extranjera al exterior por parte de personas físicas desde sus cuentas locales denominadas en moneda extranjera a cuentas bancarias mantenidas por dichas personas en el exterior. Las instituciones financieras requerirán una declaración jurada del cliente que indique que el cliente no ha vendido ningún valor para liquidar en moneda extranjera en el mercado local dentro de los últimos 5 días hábiles;

(iii) transferencia de moneda extranjera al exterior por depositarios comunes locales de valores en relación con el producto recibido en moneda extranjera por concepto de servicios de capital e intereses sobre bonos del Tesoro Argentino, cuando dicha transacción forme parte del procedimiento de pago a solicitud del extranjero. Depositarios comunes; (iv) las transacciones de arbitraje que no se originen en transferencias desde el exterior podrán realizarse sin restricción alguna, en la medida en que los fondos se carguen en una cuenta en moneda extranjera que el cliente tenga en una institución financiera local. En la medida en que los fondos no sean debitados de una cuenta denominada en moneda extranjera en poder del cliente, estas transacciones podrán ser realizadas por personas físicas, sin la aprobación previa del Banco Central, hasta el monto permitido para el uso de efectivo en los ítems 3.8. y 3.12 de la Comunicación "A" 6844;

(iv) transferencias de moneda extranjera al exterior realizadas por personas físicas desde sus cuentas locales denominadas en moneda extranjera a cuentas de cobranza en el extranjero hasta un monto equivalente a US\$ 500 en cualquier mes calendario, siempre que la persona física presente una declaración jurada que indique que la transferencia se realizó asistir en la manutención de los residentes argentinos que se vieron obligados a permanecer en el exterior en cumplimiento de las medidas adoptadas en respuesta a la pandemia de COVID-19; y

(v) todas las demás transacciones de canje y arbitraje pueden ser realizadas por clientes sin la aprobación previa del Banco Central en la medida en que estén permitidas sin necesidad de dicha aprobación de conformidad con otras regulaciones cambiarias. Esto también se aplica a los depositarios comunes locales de valores con respecto a los ingresos recibidos en moneda extranjera como pagos de capital e intereses sobre valores en moneda extranjera pagados en Argentina.

Operaciones con Títulos Valores

Además, cualquier persona que tenga líneas de crédito pendientes en pesos bajo el alcance de las Comunicaciones “A” 6937, “A” 6993, “A” 7006, “A” 7082 del Banco Central, como complementadas (es decir, líneas de crédito a interés subsidiado tasas) no podrá vender valores que se liquiden en moneda extranjera o transferir dichos valores a depositarios extranjeros, hasta que dichas facilidades hayan sido reembolsadas en su totalidad.

- Todas las personas jurídicas o humanas con pasivos externos a fin de cualquier trimestre calendario, o que los hubieran cancelado durante ese trimestre, deberán declarar el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.
- Aquellos declarantes para los cuales el saldo de activos y pasivos externos a fin de cada año alcance o supere el equivalente a los US\$ 50 millones, deberán efectuar una presentación anual (la cual permitirá complementar, ratificar y/o rectificar las presentaciones trimestrales realizadas), la cual podrá ser presentada optativamente por cualquier persona jurídica o humana. En lo que hace a los vencimientos para presentar las declaraciones se regula lo siguiente:

Los plazos máximos para presentar y validar las declaraciones serán de:

- (i) 45 días corridos desde el cierre del trimestre calendario de referencia, para las declaraciones trimestrales.
- (ii) 180 días corridos desde el cierre del año calendario de referencia, para las presentaciones anuales.

El vencimiento de las declaraciones anuales correspondientes al año 2018 para los sujetos incluidos en el punto 2.d de esta Comunicación, operó el día 14 de noviembre de 2019.

Asimismo, el vencimiento de las declaraciones anuales correspondientes al año 2019 para los sujetos incluidos en los puntos 2.b, 2.c y 2.d, la comunicación operará en junio 2020.

Similares limitaciones y requisitos aplican para quienes hayan accedido otros créditos o programas de financiamiento especiales otorgados por el gobierno argentino en el marco de la pandemia “COVID 19” entre los cuales se encuentran: (i) salarios complementarios del Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción (ATP) acordados en el marco del artículo 8° del Decreto N°332/2020, según fuera modificado y complementado de tiempo en tiempo, (ii) financiaciones a las MiPyMEs con tasa de interés al 24% previstas en la Comunicación “A” 6937 del BCRA y (iii) financiaciones a las MiPyMEs con tasa de interés al 24% que cuenten con garantía del Fondo de Garantías Argentino (FOGAR) previstas en la Comunicación “A” 7006 del Banco Central. YPF no se ha registrado en el marco Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción (ATP), por lo que no ha recibido asistencia del Estado Nacional en el marco de dicho programa.

Por su parte, la Comunicación “A” 7001 (conforme fuera modificada por las Comunicaciones “A” 7030 y la Comunicación “A” 7042 del Banco Central) del Banco Central estableció que en las operaciones de clientes que correspondan a egresos por el mercado de cambios –incluyendo operaciones que se concreten a través de canjes o arbitrajes– la entidad interviniente deberá contar con la conformidad previa del Banco Central (adicionalmente a los requisitos que sean aplicables para que la entidad autorizada a operar en cambios dé curso a la operación) salvo que cuente con una declaración jurada del cliente en la deje constancia que (i) en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 90 días corridos anteriores no ha concertado en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior (hasta el 30 de julio de 2020, la declaración comprendida en este punto se considerará que comprende solamente el período transcurrido desde el 1° de mayo de 2020 inclusive); y (ii) se compromete a no concertar en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 días corridos subsiguientes. En este sentido, deberá tenerse presente que la realización de una operación de venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o su transferencia a entidades depositarias del exterior puede resultar un condicionante para el acceso al mercado de cambios para el pago de obligaciones denominadas en moneda extranjera, independientemente de que el acceso se encuentre expresamente previsto en las normas cambiarias.

Asimismo, mediante Resolución General 871/2020 (conforme fuera modificada por la Resolución General 878/2021) la CNV estableció que para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de tres (3) días hábiles contados a partir de su acreditación en el agente depositario. A su vez, en el caso de operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local el plazo mínimo de permanencia en cartera a observarse será de un (1) día hábil a computarse de igual forma. Estos plazos mínimos de tenencia no serán de aplicación cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera.

Asimismo, para dar curso a transferencias de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional a entidades depositarias del exterior, debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de tres (3) días hábiles, contados a partir su acreditación en el agente depositario, salvo en aquellos casos en que la acreditación en dicho agente depositario sea producto de la colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o se trate de acciones y/o certificados de depósito argentinos (CEDEAR) con negociación en mercados regulados por la CNV. Los agentes de liquidación y compensación y los agentes de negociación deberán constatar el cumplimiento del plazo mínimo de permanencia de los valores negociables antes referido.

En cuanto a las transferencias receptoras, la Resolución General 871/2020 estableció que los valores negociables acreditados en el agente depositario central de valores negociables, provenientes de entidades depositarias del exterior, no podrán ser aplicados a la liquidación de operaciones en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera hasta tanto hayan transcurrido tres (3) días hábiles desde la citada acreditación en la/s subcuenta/s en el mencionado custodio local. En el caso que dichos valores negociables sean aplicados a la liquidación de operaciones en moneda extranjera y en jurisdicción local, el plazo mínimo de tenencia será de un (1) día hábil a computarse de igual forma.

Los Agentes de Negociación y Agentes de Liquidación y Compensación deberán solicitar a sus clientes, previo cumplimiento de la instrucción de adquisición de títulos valores en pesos para su posterior e inmediata venta en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior, la presentación de una declaración jurada del titular que manifieste que no resulta beneficiario como empleador del salario complementario establecido en el ATP, creado por el Decreto N° 332/2020, conforme a los plazos y requisitos dispuestos por la DECAD-2020-817-APN-JGM de fecha 17 de mayo de 2020 y modificatorias. Asimismo, dicha declaración jurada deberá incluir la mención de que la persona no se encuentra alcanzada por ninguna restricción legal o reglamentaria para efectuar las operaciones y/o transferencias mencionadas.

Régimen obligatorio de refinanciamiento

El ítem 7 de la Comunicación "A" 7106 del Banco Central establece que los deudores bajo la obligación de realizar amortizaciones programadas de principal con vencimiento entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021 (como es nuestro caso con respecto a los pagos de principal de las anteriores obligaciones negociables 2021, según lo confirmado por el Banco Central) relativas a:

- i. endeudamiento financiero externo del sector privado no financiero con un acreedor que no es una contraparte relacionada con el deudor;
- ii. endeudamiento financiero externo por operaciones del deudor y/o
- iii. las emisiones de valores representativos de deuda registrados públicamente en Argentina, denominados en moneda extranjera, de clientes del sector privado o de las propias entidades financieras, deberán presentar al Banco Central un plan de refinanciamiento de acuerdo con los siguientes criterios (un "Plan de Refinanciamiento"):
 - a. los deudores deberán acceder al mercado cambiario en las fechas de vencimiento original para realizar pagos de montos de principal neto que no excedan el cuarenta por ciento (40%) de los montos de principal adeudados; y
 - b. El saldo del monto de capital deberá ser refinanciado, al menos, por nueva deuda externa con una vida promedio de dos (2) años.

Además, el ítem 7 de la Comunicación "A" 7106 del Banco Central establece que, además del refinanciamiento otorgado por el acreedor original, los ingresos de nuevas deudas financieras externas con otros acreedores que sean liquidados por el cliente a través del mercado cambiario también deberán ser computados. En el caso de emisiones de valores representativos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera, también se computarán las nuevas emisiones siempre que se cumplan determinadas condiciones. Adicionalmente, la Comunicación "A" 7106 estableció que el Plan de Refinanciamiento debía ser presentado al Banco Central antes del 30 de septiembre de 2020 respecto de los reembolsos con vencimiento en o antes del 31 de diciembre de 2020. A su vez, para los reembolsos con vencimiento entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de marzo de 2021, los Planes de Refinanciamiento deberán presentarse a más tardar treinta (30) días calendario antes de la fecha de vencimiento para el reembolso del principal a refinanciar. Las disposiciones antes mencionadas no se aplicarán a: (i) endeudamiento con organismos internacionales o agencias asociadas a los mismos o garantizados por ellos; (ii) endeudamiento otorgado al deudor por agencias oficiales de crédito o garantizadas por ellas; y (iii) cuando el monto por el cual se solicita el acceso al mercado cambiario para el reembolso del principal de dicho endeudamiento no exceda el equivalente de US\$ 1,000,000 (un millón de dólares estadounidenses) por mes calendario, y US\$ 2.000.000 (dos millones de dólares estadounidenses) en el caso de acceso al mercado cambiario para el pago de principal a partir del 1 de abril de 2021.

Adicionalmente, mediante Comunicación "A" 7230, el Banco Central estableció que lo dispuesto en el ítem 7. de la Comunicación "A" 7106 será de aplicación a aquellos deudores que tengan programados vencimientos de principal entre el 1 de abril de 2021 y el 31 de diciembre de 2021 para el endeudamiento que se detalla en el mismo. En tal caso, el plan de refinanciamiento debe ser presentado al Banco Central antes del 15 de marzo de 2021 para los vencimientos de principal programados entre el 1 de abril de 2021 y el 15 de abril de 2021. En los casos restantes, debe presentarse al menos 30 días calendario antes del vencimiento del principal a refinanciar.

Finalmente, estableció que no será necesaria la presentación del plan previsto en el ítem 7. de la Comunicación "A" 7106 cuando los vencimientos correspondan a: i) deudas originadas a partir del 1 de enero de 2020 y cuyos fondos hayan sido depositados y liquidados en el mercado de divisas; ii) endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 y que constituyan refinanciamiento de vencimientos de principal posteriores a esa fecha, en la medida en que el refinanciamiento haya permitido alcanzar los parámetros establecidos en dicho punto; y iii) la porción restante de vencimientos ya refinanciados en la medida en que el refinanciamiento haya permitido alcanzar los parámetros establecidos en dicho rubro.

Mediante Comunicación "A" 7133 (modificada por Comunicación "A" 7196), el Banco Central dispuso que:

(1) Se permitirá el acceso al mercado cambiario hasta 45 días calendario antes de la fecha de vencimiento para el pago de capital e intereses de deudas financieras externas o títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera si el prepago es efectuados en virtud de un proceso de refinanciamiento de deuda que cumpla con lo establecido en la Comunicación "A" 7106 mencionada anteriormente y, adicionalmente, cuando se cumplan todas las siguientes condiciones: (a) el monto de los intereses pagados no exceda el monto de los intereses devengados sobre la deuda refinanciada hasta la fecha de liquidación del refinanciamiento, y (b) el monto acumulado de los vencimientos del principal de la nueva deuda no excede el monto que hubieran acumulado los vencimientos del principal de la deuda refinanciada;

(2) se permitirá el acceso al mercado cambiario antes de la fecha de vencimiento para el pago de intereses sobre deudas financieras externas o títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera si el prepago se consuma como parte de un proceso de canje de los valores representativos de deuda emitidos por el cliente y se cumplan todas las condiciones siguientes: (a) el importe pagado antes del vencimiento corresponde a los intereses devengados a la fecha de cierre del canje; (b) la vida media de los nuevos valores representativos de deuda es superior a la vida media restante del valor canjeado; y (c) el monto acumulado de los vencimientos del principal de los nuevos valores no excede en ningún momento el monto que hubieran acumulado los vencimientos del principal de los valores canjeados; y

(3) de conformidad con lo dispuesto en el ítem 7 de la Comunicación "A" 7106 sobre amortizaciones de principal programadas con vencimiento entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2021: (a) el Banco Central considerará completado el Plan de Refinanciamiento allí establecido cuando el deudor acceda al mercado cambiario para liquidar capital por un monto superior al 40% del principal adeudado en ese momento, en la medida en que el deudor liquide moneda en el mercado cambiario a partir del 9 de octubre de 2020, por un monto igual o superior que el exceso sobre dicho 40%, por (i) endeudamiento financiero externo, (ii) emisión de títulos de deuda inscritos públicamente en el exterior, (iii) emisión de títulos de deuda inscritos públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera que cumplan con las condiciones establecidas previsto en el punto 3.6.4 de la Comunicación "A" 6844, y (b) en el caso de títulos de deuda p inscrita públicamente en Argentina o en el exterior, emitida a partir del 9 de octubre de 2020, con una vida promedio no menor a dos años, y cuya entrega a los acreedores ha permitido alcanzar los parámetros previstos en el Plan de Refinanciamiento propuesto, el requisito de liquidación de divisas se considerará cumplido a los efectos de permitir el acceso al mercado cambiario para el servicio del principal e intereses del mismo.

En línea con el Banco Central, la CNV emitió la Resolución General N° 861 para facilitar el refinanciamiento de deuda a través de los mercados de capitales. Al respecto, la CNV dispuso que siempre que el emisor pretenda refinanciar deuda a través de una oferta de canje o nuevas emisiones de títulos de deuda, en ambos casos a cambio o a ser pagado con títulos de deuda previamente emitidos por la empresa y colocados de forma privada y/o con créditos preexistentes contra dicha sociedad, se considerará cumplido el requisito de colocación mediante oferta pública si la nueva emisión está suscrita de esta forma por los acreedores de la sociedad cuyos títulos de deuda sin oferta pública y/o créditos preexistentes representen un porcentaje que no exceda el treinta por ciento (30%) del monto total realmente colocado, y el porcentaje restante se suscribe y paga en efectivo o en especie mediante la licitación de títulos de deuda colocados originalmente a través de oferta pública u otros títulos de deuda ofrecidos y cotizados públicamente y/o comercializados en mercados autorizados por la CNV, emitidos por la misma empresa, por personas domiciliadas en Argentina o en países que no están incluidos en la lista de jurisdicciones no cooperadoras a efectos fiscales, enumerados en el artículo 24 del Anexo del Decreto N° 862/2019 o cualquiera que lo sustituya en el futuro. Adicionalmente, la Resolución General N° 861 dispuso el obligatorio cumplimiento de ciertas condiciones para considerar que se ha cumplido con el requisito de oferta pública.

Nuevo Régimen de Promoción de Inversiones para la Exportación

El 7 de abril de 2021, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto N° 234/2021 que establece un nuevo régimen de promoción de inversiones para las exportaciones (el "Régimen de Fomento"), con el objetivo, entre otros, de incrementar las exportaciones de bienes y promover el desarrollo económico sostenible. El Ministerio de Economía y el Ministerio de Desarrollo Productivo serán las autoridades de aplicación del Régimen de Fomento.

El Régimen de Fomento incluye inversiones para nuevos proyectos productivos en, entre otras, las actividades forestales, mineras, hidrocarbúrficas, manufactureras y agroindustriales, así como la ampliación de las unidades de negocio existentes, que requieran inversión para aumentar su producción. Los beneficios del régimen no aplican a commodities como trigo, maíz, soja y biodiesel, entre otros. Si bien los entes reguladores podrán incluir y/o excluir actividades del Régimen de Fomento, el Decreto establece que no se afectarán los derechos adquiridos.

Los requisitos son los siguientes:

- a. Pueden presentarse tanto personas jurídicas como físicas, residentes o no residentes
- b. Presentación de un "Proyecto de Inversión para la Exportación" consistente en una inversión directa mínima de cien millones de dólares americanos (US\$ 100.000.000)
- c. Los beneficiarios deberán cumplir con los términos y condiciones de los proyectos presentados y aprobados por los reguladores.
- d. No podrán postularse al Régimen de Fomento las personas físicas y jurídicas cuyos representantes o directores hayan sido condenados por ciertos delitos con penas de prisión y/o inhabilitación por un tiempo determinado, (ii) las personas físicas y jurídicas que tengan deudas tributarias o previsionales vencidas e impagas, o a las que se les haya impuesto el pago de impuestos, tasas, multas o recargos por resolución judicial o administrativa firme en materia aduanera, cambiaria, tributaria o previsional, y (iii) las personas que hayan incumplido, sin justificación, sus obligaciones en relación con otros regímenes de promoción.

Una vez verificados los requisitos pertinentes, la autoridad de aplicación aprobará el proyecto y emitirán un "Certificado de Inversión en Exportación" a los efectos de acceder a los beneficios establecidos por el Régimen de Promoción, que tendrá una duración de 15 años.

Los beneficiarios que participen del Régimen de Fomento podrán aplicar hasta el 20% de los ingresos en moneda extranjera obtenidos por las exportaciones relacionadas con el proyecto a (i) pago de capital e intereses de deudas financieras o comerciales con el exterior, (ii) pago de dividendos y (iii) repatriación de inversiones directas de no residentes. No obstante, este beneficio no superará un máximo anual equivalente al 25% del importe bruto de las divisas liquidadas por dicho beneficiario a través del mercado de divisas para financiar el desarrollo del proyecto. Para estimar el monto bruto de las divisas liquidadas por el beneficiario en el Mercado Cambiario para financiar el proyecto, no se tomarán en cuenta los flujos de divisas provenientes de las exportaciones.

Los beneficios del Régimen de Fomento cesarán (i) al vencimiento del plazo de utilización, (ii) en determinados casos, cuando el beneficiario deje de tener capacidad para desarrollar la actividad motivo del proyecto de inversión, según lo establecido en el régimen aplicable, o (iii) si el beneficiario incumple sus obligaciones bajo este Régimen de Promoción sin justificación.

Requisitos adicionales sobre salidas a través del mercado cambiario local

El 28 de mayo de 2020, el Banco Central emitió la Comunicación “A” 7030, modificada por las Comunicaciones “A” 7042, 7052, 7068, 7079, 7094, 7151, 7193, 7239 y 7253 (“Comunicación 7030”), que estableció requisitos adicionales sobre las salidas a través del mercado cambiario local.

A continuación, se muestra una breve descripción de dichas medidas:

Requisitos adicionales sobre salidas a través del mercado cambiario local

En el caso de ciertas salidas realizadas a través del mercado cambiario local (es decir, pagos de importaciones y otras compras de bienes al exterior; pago de servicios prestados por no residentes; remesas de utilidades y dividendos; pago de principal e intereses de la deuda externa; pagos de intereses de deudas por importación de bienes y servicios; pagos de deudas en moneda extranjera adeudados por residentes a través de fideicomisos organizados en Argentina para asegurar la prestación de servicios; pagos bajo títulos de deuda denominados en moneda extranjera registrados públicamente en Argentina y pasivos en moneda extranjera adeudados por residentes; compras de moneda extranjera por personas físicas residentes con el fin de formar activos externos, brindar asistencia familiar y realizar transacciones derivadas (distintas de las realizadas por personas físicas con motivo de la formación de activos externos), compra de activos externos moneda de los individuos para ser utilizada simultáneamente para comprar bienes raíces en Argentina con un préstamo hipotecario; compra de moneda extranjera por otros residentes (excluidas las instituciones financieras) para formar activos externos y en relación con transacciones de derivados; otras compras de moneda extranjera por residentes para usos específicos y bajo contratos de cobertura de tasa de interés en relación con pasivos incurridos por residentes que hayan sido reportados y validados bajo el régimen de Levantamiento de Activos y Pasivos Externos), la institución financiera deberá obtener la aprobación previa del Banco Central antes de tramitar la transacción, salvo que se haya obtenido una declaración jurada ejecutada por la persona jurídica o persona física que indique que, al momento de acceder al mercado cambiario local:

Tenencia de moneda extranjera en Argentina y no tenencia de activos líquidos externos disponibles.

El cliente deberá certificar que toda la moneda extranjera en Argentina está disponible en cuentas con instituciones financieras y que el cliente no tenía activos líquidos externos disponibles al inicio del día en que se solicitó el acceso al mercado por un monto superior al equivalente a US\$ 100.000.

La Comunicación 7030 proporciona una lista meramente ilustrativa de activos externos líquidos que incluyen, entre otros, tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, tenencias de oro acuñado o lingotes de oro para una buena entrega, depósitos a la vista en instituciones financieras en el exterior y otras inversiones que permiten la disponibilidad inmediata de moneda extranjera, incluidas, por ejemplo, inversiones en valores gubernamentales externos, fondos mantenidos en cuentas de inversión con administradores de inversiones en el extranjero, criptomonedas, fondos en cuentas de proveedores de servicios de pago, etc.

No se entiende por activos externos líquidos disponibles aquellos fondos depositados en el exterior que no puedan ser utilizados por la persona jurídica o persona natural por ser fondos de reserva o de garantía constituidos en cumplimiento de los requisitos de los contratos de endeudamiento en el exterior o de los fondos constituidos en garantía bajo transacciones de derivados consumadas en el exterior.

Si la persona jurídica o persona física tuviese disponibles activos externos líquidos por un monto superior a la suma especificada en el primer párrafo, la institución financiera también podrá aceptar una declaración jurada siempre que tenga la certeza de que dicha cantidad no será excedida por el hecho de que, ya sea parcialmente o totalmente, dichos activos:

- (i) fueron utilizados durante ese día para realizar pagos que hubieran requerido acceso al mercado cambiario local;
- (ii) fueron transferidos a la entidad legal o individuo a una cuenta corresponsal de una institución local autorizada para operar en divisas;
- (iii) son fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior por cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o anticipos, financiamiento pre o postexportación de bienes por parte de no residentes, o por enajenación de activos no financieros no producidos en respecto del cual aún no ha expirado el plazo de 5 días hábiles posteriores a la recolección; o
- (iv) son fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior por endeudamiento financiero en el exterior y el monto de los mismos no excede el monto equivalente pagadero como principal e intereses dentro de los próximos 120 días calendario.

La declaración jurada presentada por personas jurídicas o personas naturales deberá indicar expresamente el valor de sus activos externos líquidos disponibles al inicio de la jornada, así como los montos asignados a cada una de las situaciones descritas en los párrafos i) al iv), según corresponda.

Nuevos ingresos y liquidación de moneda extranjera por cobros de préstamos otorgados a terceros y depósitos a plazo o venta de cualquier activo, siempre que los mismos hayan sido comprados y otorgados con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

Las declaraciones juradas de los clientes incluirán el compromiso de liquidación en el extranjero, mercado cambiario, en el plazo de cinco días hábiles contados a partir de su puesta a disposición, aquellos fondos recibidos del exterior provenientes del cobro de préstamos otorgados a terceros, el cobro de un depósito a plazo o la venta de cualquier activo, siempre que el bien haya sido comprado, el depósito a plazo se realizó o el préstamo se otorgó después del 28 de mayo de 2020.

No se requerirá la presentación de declaraciones juradas para salidas a través del mercado cambiario local en los siguientes casos: (1) transacciones propias de la institución cambiaria, actuando como cliente; (2) pago de financiamiento en moneda extranjera otorgado por instituciones financieras locales en relación con compras en moneda extranjera utilizando tarjetas de crédito o compras; y (3) pagos en el exterior por empresas de tarjetas de crédito que no sean instituciones financieras en relación con el uso de tarjetas de crédito, compras, débito o prepago emitidas en Argentina.

Adicionalmente, la Comunicación “B” 12082 del Banco Central estableció que, antes de permitir cualquier salida de fondos al exterior, las instituciones financieras están obligadas a verificar el sistema en línea implementado por el Banco Central para verificar si el cliente que pretende acceder al mercado cambiario se incluye en la lista de CUIT (Números de identificación fiscal) que muestran transacciones de divisas incoherentes.

Acceso al mercado cambiario local para el pago de importaciones de bienes mientras se encuentra pendiente la presentación del despacho de importación

De acuerdo con la Comunicación “A” 7138, para acceder al mercado cambiario local para el pago de importaciones de bienes pendientes de despacho de aduana, se requiere que los importadores (además de los demás requisitos vigentes en la normativa cambiaria) presenten una declaración a través de la Integral. Sistema de Monitoreo de Importaciones (Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones o SIMI) que muestra el estado de “SALIDA” en relación con las mercancías importadas en la medida en que dicha declaración sea requerida para el registro de la solicitud de importación de mercancías para consumo.

Pagos de capital bajo deudas con contrapartes relacionadas hasta el 31 de marzo de 2021

Se requiere la aprobación previa del Banco Central para acceder al mercado cambiario para realizar pagos al exterior del principal de las deudas financieras cuando el acreedor es una contraparte relacionada con el deudor. Este requisito es aplicable hasta el 31 de marzo de 2021, de conformidad con la Comunicación “A” 7193. Dicho requisito no se aplicará a las transacciones propias de las instituciones financieras locales.

Prórroga del plazo para egresos a través del mercado cambiario en relación con la venta de valores a liquidar en moneda extranjera o transferencias a depositarios extranjeros

En el caso de egresos a través del mercado cambiario, incluso mediante operaciones de permuta o arbitraje, además de los requisitos que apliquen a cada caso particular, las instituciones financieras deberán solicitar la presentación de una declaración jurada que acredite que:

- a) el día en que se solicite el acceso al mercado y dentro de los 90 días calendario anteriores no se hayan realizado ventas de valores mediante liquidación de moneda extranjera o transferencia de las mismas a depositarios extranjeros; y
- b) El cliente que radica la declaración jurada se compromete a abstenerse de vender valores para liquidar en moneda extranjera o transferirlos a depositarios extranjeros desde el día en que se solicita el acceso y durante un plazo de 90 días calendario.

No se requerirá la presentación de la declaración jurada en caso de egresos a través del mercado cambiario en las siguientes circunstancias: 1) transacciones propias de la institución financiera, actuando como cliente; 2) pago de financiamiento en moneda extranjera otorgado por instituciones financieras locales, incluyendo pagos por compras realizadas en moneda extranjera utilizando tarjetas de crédito o compras; y 3) remesas al exterior a nombre de personas físicas beneficiarias de los beneficios de jubilación y/o pensión pagados por la ANSES.

Comunicación "A" 7193

Mediante Comunicación “A” 7193, el Banco Central modificó el Artículo 2 de la Comunicación “A” 7030 según enmendada, que regulaba los requisitos para acceder al mercado cambiario para el pago de importaciones, de acuerdo con lo ya reflejado en “—Pago de importaciones con acceso al mercado cambiario hasta el 31 de marzo de 2021”.

Además, la Comunicación “A” 7193 resolvió eliminar las disposiciones de la Sección 10.3.2.5. del Reglamento de Cambio de Divisas, que estableció un límite de US\$ 2.000.000 por mes calendario para pagos de deudas pendientes al 31 de agosto de 2019 relacionadas con importaciones con contrapartes relacionadas.

Asimismo, la Comunicación “A” 7193 estableció que las entidades financieras deberán obtener el consentimiento previo del Banco Central para brindar a sus clientes acceso al mercado cambiario para pagos, en lo que respecta a las operaciones de pago incluidas en los Artículos 3.1. a 3.11. y 4.4.2. del Reglamento de Cambios (incluidos los que se especifiquen mediante canjes o arbitrajes), a las personas o entidades incluidas por la AFIP en la base de datos de facturas “falsas” o documentos equivalentes que establezca dicha Agencia. Este requisito no será de aplicación para acceder al mercado cambiario para el pago de financiamiento en moneda extranjera otorgado por entidades financieras locales, incluyendo pagos en moneda extranjera realizados mediante tarjetas de crédito o compra.

Comunicación "A" 7196

Utilización del producto de la exportación para el pago de nuevas emisiones de valores representativos de deuda

De conformidad con la Comunicación “A” 7196, al 7 de enero de 2021, el producto en moneda extranjera de las exportaciones de bienes y servicios podrá ser utilizado para el pago de capital e intereses bajo nuevas emisiones debidamente registradas de títulos de deuda, en la medida que:

- dicha emisión corresponda a (i) un canje de títulos de deuda, o (ii) el refinanciamiento de deuda financiera externa, sobre amortizaciones de principal programadas con vencimiento entre el 31 de marzo de 2021 y el 31 de diciembre de 2022; y
- considerando la transacción en su conjunto, la vida promedio de un nuevo endeudamiento es al menos 18 meses más larga que los pagos de capital e intereses que se refinancian, lo que debería ocurrir antes del 31 de diciembre de 2022.

Producto de la exportación para garantizar un nuevo endeudamiento

La Comunicación "A" 7196 permite que el producto de las exportaciones de bienes y servicios mantenidos en instituciones financieras locales o extranjeras garantice el pago de nuevas deudas contraídas de conformidad con la Comunicación "A" 7123 y ha cumplido con la obligación de repatriación y liquidación obligatoria, a partir de enero 7, 2021. Los fondos en estas cuentas no excederán en ningún momento el 125% del capital e intereses a pagar en el mes en curso y los siguientes seis meses calendario, de acuerdo con el programa de pagos acordado con los acreedores. Los fondos que excedan dicho monto deben ser repatriados y liquidados a través del mercado cambiario local sujeto a las reglas cambiarias aplicables.

En el caso de que el convenio financiero suscrito requiera que los fondos sean depositados por un período superior al establecido para su liquidación obligatoria, el exportador podrá solicitar la prórroga de este último hasta cinco días hábiles posteriores al primero.

Acceso al mercado cambiario local para la constitución de garantías

Los residentes podrán acceder al mercado cambiario local para la constitución de garantías en relación con nuevos endeudamientos suscritos a partir del 7 de enero de 2021, conforme al esquema de refinanciamiento de la Comunicación "A" 7123, o en relación a fideicomisos locales creados para garantizar pagos de capital e intereses de este nuevo endeudamiento. Dichas garantías se mantendrán en instituciones financieras locales o, en caso de endeudamiento externo, en instituciones financieras extranjeras, por un monto igual al establecido en el contrato, de conformidad con las siguientes condiciones:

- concurrentemente a dicho acceso, los fondos denominados en moneda extranjera están siendo repatriados y liquidados a través del mercado cambiario local y/o fondos acreditados en la cuenta corresponsal de una institución financiera local, y
- las garantías no excederán en ningún momento del 125% del principal e intereses a pagar en el mes corriente y los seis meses naturales siguientes, de acuerdo con el cronograma de pagos acordado con los acreedores.

Los fondos que no se apliquen al pago de principal e intereses o la garantía de conservación aquí detallada, deberán liquidarse a través del mercado cambiario local dentro de los cinco días hábiles siguientes a su fecha de vencimiento.

Acceso al mercado cambiario local para el pago de nuevas emisiones de títulos de deuda.

Las nuevas emisiones debidamente registradas de títulos de deuda en moneda extranjera, emitidas a partir del 7 de enero de 2021, destinadas a refinanciar deuda preexistente, cuando se busque acceder al mercado cambiario local para el pago de capital e intereses bajo dicha nueva deuda, se considera cumplido con la obligación de liquidación obligatoria en moneda extranjera por un monto equivalente al principal refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de liquidación del refinanciamiento y, en la medida en que los nuevos valores representativos de deuda no tengan vencimientos de principal antes de 2023, los intereses que devengarán hasta el 31 de diciembre de 2022 por el endeudamiento refinanciado anticipadamente y/o por el aplazamiento del principal refinanciado y/o por los intereses que devengarán sobre los montos así refinanciados.

Comunicación "A" 7200

El 6 de enero de 2021, el Banco Central emitió la Comunicación "A" 7200, estableciendo un nuevo "Registro de información de intercambio de exportadores e importadores". Exportadores e importadores que, por su grado de relevancia de los volúmenes que operan, deberán estar registrados antes del 30 de abril de 2021.

A partir del 1 de mayo de 2021, cualquier pago realizado desde Argentina a través del mercado cambiario, requerirá la autorización previa del Banco Central si es realizado por entidades obligadas que aparecen como "no inscritas" en el Registro de información cambiaria de exportadores e importadores.

Comunicación "A" 7217

Cobros locales para la exportación de suministros a bordo a medios de transporte de bandera extranjera (régimen de ranchos)

El 5 de febrero de 2020, el Banco Central emitió la Comunicación "A" 7217, estableciendo que, respecto de los cobros locales por exportaciones de suministros embarcados (régimen de ranchos) a medios de transporte de bandera extranjera, se considerará que el seguimiento del permiso de embarque se cumpla total o parcialmente, por un monto equivalente al monto pagado localmente en Pesos y/o en moneda extranjera al exportador por un agente local propietario del medio de transporte de bandera extranjera, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones se cumplen:

- La documentación permite verificar que la entrega de la mercancía exportada se ha realizado en el país, que el agente local de la empresa propietaria del medio de transporte de bandera extranjera realizó el pago al exportador localmente y en qué moneda el pago se hizo.
- Una entidad deberá emitir una certificación que establezca que la empresa propietaria del medio de transporte con bandera extranjera habría tenido acceso al Mercado Cambiario de conformidad con la Sección 3.2.2. de las regulaciones de tipo de cambio por el monto equivalente en moneda extranjera que se pretende computar en el permiso de embarque.

La entidad que establece el precedente verificará previamente el cumplimiento de todos los demás requisitos establecidos en el apartado 3.2.2. de las regulaciones tipo de cambio excepto por las disposiciones de la Sección 3.13. y el agente local de la empresa propietaria del medio de transporte de bandera extranjera deberá haber radicado una declaración jurada que indique que no ha transferido ni transferirá fondos al exterior por el monto proporcional de las operaciones incluidas en la certificación.

- iii) En el caso de que los fondos hayan sido recibidos en el país en moneda extranjera, se requiere una certificación de que se ha realizado la liquidación de los fondos a través del mercado cambiario.

El agente local de la empresa propietaria del medio de transporte de bandera extranjera no habrá utilizado este mecanismo por un monto superior a US \$ 250.000 en el mes calendario.

Requerimiento de información del Banco Central

El 12 de noviembre de 2020, el Banco Central entregó a YPF el Requerimiento de Información N° 383/REXB/002/2020 (el “Requerimiento de Información”), solicitando a YPF que presente evidencia del cumplimiento de la obligación de la Compañía bajo las regulaciones del Banco Central de transferir y vender en el mercado cambiario argentino los ingresos por exportaciones corresponden a 772 permisos de embarque instrumentados desde septiembre de 2019 hasta septiembre 2020, por un monto total de U.S.\$ 246 millones. El 15 de abril de 2021, el Banco Central entregó a YPF un nuevo Requerimiento de Información N° 383/EXB/005/2021 solicitando a YPF que presente evidencia del cumplimiento de la obligación de la Compañía bajo las regulaciones del Banco Central de transferir y vender en el mercado de divisas de Argentina, los ingresos por exportaciones relacionados con 101 permisos de embarque instrumentados desde octubre 2020 hasta diciembre 2020, por un monto total de U.S.\$ 53 millones.

YPF ha presentado respuestas a los requerimientos de información. Algunos de estos permisos de exportación están relacionados con suministros de combustible a bordo entregados a aeronaves de bandera extranjera, los cuales fueron facturados a aerolíneas argentinas o sucursales argentinas de aerolíneas extranjeras y que fueron cobrados por YPF en pesos, por lo tanto, YPF no recibió divisas que debían ser transferidas y vendidas en el mercado cambiario argentino. A la fecha de este informe anual, el Banco Central no ha abierto investigación (“sumario”) por infracción a la Ley Penal Cambiaria N° 19.359 en relación con los requisitos de información. En caso de que el Banco Central abriera dicha investigación, la Compañía se defenderá de acuerdo con los procedimientos legales aplicables y las defensas disponibles.

Comunicaciones “A” 7123 y 7138

Utilización del producto de la exportación para el pago de deudas denominadas en moneda extranjera

La comunicación “A” 7138 prevé los casos en los que el producto en moneda extranjera de las exportaciones de bienes y servicios podrá ser utilizado para el pago de determinadas deudas denominadas en moneda extranjera, indicando que, si se cumplen las condiciones establecidas en el punto 1 de la comunicación “A” 7123 (relacionado con el uso de los ingresos, el momento de entrada y liquidación de los fondos en el mercado de divisas y el seguimiento de la transacción por parte de una institución financiera local), los ingresos en moneda extranjera de las exportaciones de bienes y servicios se pueden utilizar para:

- a. pagos de capital e intereses de deudas financieras en el exterior con una vida media (considerando servicios tanto de capital como de intereses) no menor a un año;
- b. la repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no controlen instituciones financieras locales, siempre que dicha repatriación se produzca después de la fecha de finalización e implementación del proyecto de inversión y al menos un año después de la entrada del aporte de capital a través del mercado cambiario.

Además, la Comunicación “A” 7138 preveía nuevas transacciones que pueden pagarse con los ingresos de la exportación de moneda extranjera:

- a. nuevas emisiones de valores representativos de deuda registrados públicamente en Argentina al 11 de noviembre de 2019 y denominados en moneda extranjera cuyo principal e intereses son pagaderos en Argentina en moneda extranjera (en la medida en que los recursos se hayan obtenido a través del mercado cambiario), con una vida media de no menos de un año considerando los vencimientos tanto del principal como de los intereses;
- b. nuevos endeudamientos o aportes de capital de inversión directa, cuyo producto se haya ingresado y liquidado, y haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el Plan de Refinanciamiento bajo el ítem 7 de la Comunicación “A” 7106;
- c. nuevas emisiones de valores representativos de deuda registrados públicamente en Argentina o en el exterior emitidos con posterioridad al 9 de octubre de 2020, con una vida promedio no menor a dos años, cuya entrega permitió al emisor alcanzar los parámetros previstos en su Plan de Refinanciamiento.

Comunicación “A” 7168

Con fecha 19 de noviembre de 2020, el Banco Central emitió la Comunicación “A” 7168 que dispuso la normativa específica aplicable a las operaciones ingresadas y liquidadas a través del mercado cambiario a partir del 16 de noviembre de 2020 destinadas al financiamiento de proyectos en el ámbito del Plan Gas IV (como se define aquí). En particular, la Comunicación “A” 7168 establece que:

1) Las instituciones podrán otorgar acceso al mercado cambiario para remitir fondos al exterior en forma de dividendos y utilidades a accionistas no residentes sin el consentimiento previo del Banco Central siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- I. los dividendos y utilidades surgen de estados financieros auditados y cerrados;
- ii. el monto total a pagar como dividendos y utilidades a los accionistas no residentes, incluido el pago que luego se solicitó para ser procesado, no exceda el monto en moneda local pagadero a ellos según la distribución aprobada por la asamblea de accionistas;
- iii. el acceso ocurre no antes de dos años calendario a partir de la fecha de liquidación en el mercado cambiario de la transacción que califica para su inclusión en este punto; y
- iv. la operación se da a conocer, en su caso, en la última presentación vencida bajo el régimen de “Encuesta de Activos y Pasivos Externos”.

2) Las instituciones podrán otorgar acceso al mercado cambiario, sin el consentimiento previo del Banco Central, para el pago al vencimiento de los servicios de capital e intereses sobre endeudamiento externo siempre que dicho endeudamiento tenga una vida promedio no menor a dos años y se cumplan los requisitos restantes para el pago de capital e intereses sobre la deuda financiera extranjera bajo las regulaciones cambiarias.

3) Las entidades podrán otorgar acceso al mercado cambiario, sin el consentimiento previo del Banco Central, para la repatriación de inversiones directas realizadas por no residentes hasta el monto de los aportes de inversión directa liquidados en el mercado cambiario al 16 de noviembre de 2020 siempre que se cumplan todas las condiciones siguientes:

- I. la institución cuenta con documentación que acredite la entrada efectiva de la inversión directa en la empresa residente;
- ii. el acceso ocurre no antes de dos años a partir de la fecha de liquidación en el mercado cambiario de la transacción que califica para su inclusión en este punto;
- iii. En caso de reducción de capital y/o devolución de aportes irrevocables realizados por la empresa local, la institución cuenta con documentación que acredite que se han cumplido los mecanismos legales pertinentes y ha verificado que el pasivo externo en pesos generado a partir de la fecha de la no aceptación de la aportación irrevocable o la reducción de capital, en su caso, ha sido revelada en la última presentación adeudada bajo el régimen de Encuesta de Activos y Pasivos Externos.

En todo caso, la institución deberá contar con documentación que le permita verificar la autenticidad de la transacción a tramitar, que los fondos fueron utilizados para financiar proyectos que se enmarcan en dicho plan y el cumplimiento de los demás requisitos establecidos regulaciones cambiarias externas.

Comunicación "A" 7218

El 4 de febrero de 2021 el Banco Central emitió la Comunicación "A" 7218 mediante la cual se estableció que las entidades también podrán otorgar acceso al mercado cambiario a residentes para la cancelación en el exterior de servicios de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro, en el extranjero suscritos a partir del 5 de febrero de 2021 y que hayan sido suscritos parcialmente en moneda extranjera en el país, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- I. el deudor acredita haber registrado exportaciones con anterioridad a la emisión de los títulos de deuda o que el producto de la colocación se destinó a hacer frente a compromisos en el exterior. Si al menos una de las dos condiciones no se cumple, la emisión está sujeta a la aprobación previa del BCRA.
 - ii. la vida media de los valores representativos de deuda no es inferior a 5 (cinco) años.
 - iii. el primer pago de capital no se realiza antes de los 3 (tres) años a partir de la fecha de emisión.
 - iv. la suscripción local no supera el 25% (veinticinco por ciento) de la suscripción total.
- a la fecha de acceso, todos los fondos suscritos en el exterior y, en el país, han sido liquidados en el mercado cambiario.

Comunicación "A" 7229

El 25 de febrero de 2021 el Banco Central emitió la comunicación "A" 7229 mediante el cual resolvió reemplazar el ítem "7.5.2". de la comunicación 6844 y a disponer que en todas las operaciones que hayan sido prefinanciadas en su totalidad y los fondos liquidados en el mercado cambiario como prefinanciamiento de exportaciones locales y/o extranjeras, el plazo para la liquidación de divisas del envío podrá extenderse hasta la fecha de vencimiento del financiamiento correspondiente.

Por otra parte, en caso de que el exportador acredite haber liquidado en el mercado cambiario el monto recibido en concepto de posfinanciamiento de exportaciones cubriendo la totalidad del permiso, y siempre que no se cumpla con impedimento para la emisión del certificado de solicitud, El plazo para la liquidación de divisas del envío podrá extenderse hasta la fecha de vencimiento del crédito de mayor plazo descontado y / o cedido por el exportador.

Comunicación "A" 7239

El 18 de marzo de 2021 el Banco Central emitió la comunicación “A” 7239, mediante la cual extendió hasta el 30 de junio de 2021, los puntos 2 y 3 de la comunicación “A” 7030.

Asimismo, estableció que el monto por el cual los importadores podrán acceder al mercado cambiario en las condiciones señaladas en el Artículo 2 de la Comunicación "A" 7030 y reglamentos complementarios, se incrementará en el equivalente al 50% de los montos que, en su caso del 2 de octubre de 2020, el importador ingresa y liquida a través del Mercado Cambiario como anticipo o prefinanciamiento de exportaciones del exterior con un plazo mínimo de 180 días.

En el caso de operaciones liquidadas a partir del 4 de enero de 2021, también se admitirá el acceso al mercado cambiario por el 50% restante en la medida en que la porción restante sea para anticipos de bienes de capital, debiendo la entidad contar con la documentación evidenciando que los bienes pagados corresponden a posiciones arancelarias clasificadas como BK (Bienes de Capital) en la Nomenclatura Común del MERCOSUR (Decreto N° 690/02 y reglamentos complementarios).

Comunicación "A" 7253

El 31 de marzo de 2021, el Banco Central emitió la comunicación "A" 7253, mediante la cual permite el acceso al mercado cambiario para el prepago de importaciones para la adquisición de bienes de capital, y aumenta a 545 días calendario a partir de la fecha de acceder al límite hasta el cual la entidad interviniente podrá extender el plazo para el registro del ingreso aduanero de las mercancías en el caso de prepago de importaciones de bienes de capital.

En el caso de operaciones liquidadas a partir del 19 de marzo de 2021, también se admitirá el acceso al mercado cambiario por el 50% restante en la medida en que la parte adicional corresponda a anticipos de bienes de capital, y/o insumos para la producción de bienes exportables. En el caso final que la entidad deberá contar con declaración jurada del cliente con el tipo de bien involucrado y su condición de insumo en la producción de bienes a exportar.

Comunicación "A" 7259

El 8 de abril de 2021 el Banco Central emitió la Comunicación "A" 7259 mediante la cual estableció que se admitirá la aplicación de cobros en divisas por exportaciones de bienes que correspondan a proyectos comprendidos en el Régimen de Fomento de inversión para las exportaciones creado por el Decreto N° 234/21, en los términos fijados por la autoridad de aplicación, para las siguientes operaciones:

- a) Pago a partir del vencimiento de capital e intereses de deudas por la importación de bienes y servicios;
- b) Pago a partir del vencimiento de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior;
- c) Pago de utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados; y
- d) Repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales.

Tales aplicaciones estarán sujetas al cumplimiento de las siguientes condiciones:

1. El monto aplicado no supere el 20% del monto en divisas que corresponden al permiso de exportación cuyos cobros se aplican.
2. El monto aplicado en el año calendario no supere el equivalente al 25% del monto bruto de las divisas ingresadas para financiar el desarrollo del proyecto que genera las exportaciones aplicadas. El monto bruto de las divisas ingresadas surgirá del monto acumulado de las liquidaciones efectuadas en el mercado de cambios a partir del 07 de abril 2021 en concepto de endeudamientos financieros con el exterior y aportes de inversión extranjera directa. Las liquidaciones podrán ser computadas una vez transcurrido un año calendario desde su liquidación en el mercado de cambios.
3. Los exportadores que opten por este mecanismo deberán designar una entidad financiera local para que realice el seguimiento del proyecto comprendido en el Régimen.

Otras regulaciones cambiarias

Bajo el Criterio de Interpretación N° 17 (referente a la Resolución General N° 836/2020), la CNV estableció que las nuevas inversiones en activos emitidos en moneda extranjera sólo podrán realizarse si el agregado de los activos enumerados en el artículo 78, Artículo XV, Capítulo III, El Título XVIII de las Normas de la CNV más el resto de los activos emitidos en una moneda distinta al peso no excede el 25% del activo del fondo mutuo de inversión correspondiente.

De acuerdo con la Resolución General N° 878/2020, las operaciones de compraventa de valores a liquidar en moneda extranjera y en una jurisdicción extranjera se realizarán siempre que se observe un período mínimo de tenencia de un día hábil para contabilizarse a partir de la fecha en que dichos valores se acreditan al depositario correspondiente. En lo que respecta a las ventas de valores a liquidar en moneda extranjera en una jurisdicción local, el período mínimo de tenencia será de un día hábil a contar a partir de la fecha en que dichos valores sean acreditados ante el depositario correspondiente. Estos períodos mínimos de tenencia no serán de aplicación en el caso de compras de valores a liquidar en moneda extranjera.

Además, las transferencias de valores adquiridos de depositarios extranjeros para su liquidación en pesos se tramitarán con sujeción a un plazo mínimo de tenencia de tres días hábiles contados a partir de su acreditación ante el depositario, salvo que dicha acreditación resulte de una colocación primaria de valores emitidos por el Tesoro Nacional o se refiere a acciones y/o certificados de depósito argentinos (CEDEAR) que cotizan en mercados regulados por la CNV. Los agentes liquidadores y compensadores y los agentes de negociación deberán verificar el cumplimiento del período mínimo de tenencia de los valores antes mencionado.

En cuanto a las transferencias entrantes, la Resolución General N° 878/2020 dispuso que los valores transferidos por depositarios extranjeros y acreditados en un depositario central no podrán destinarse a la liquidación de transacciones en moneda extranjera y en una jurisdicción extranjera hasta tres días hábiles posteriores a dicha acreditación en subcuenta(s) en el custodio local. Si dichos valores se asignan a la liquidación de transacciones en moneda extranjera y en la jurisdicción local, el período mínimo de tenencia será de un día hábil después de dicha acreditación en las subcuentas del custodio local.

Aplicación del Régimen Penal Cambiario

Las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en la normativa cambiaria, se encontrarán alcanzadas por el Régimen Penal Cambiario (Ley N° 19.359 y sus modificatorias y complementarias).

Para un detalle de la totalidad de las restricciones cambiarias y de controles a ingreso de capitales vigentes a la fecha del presente Suplemento de Precio, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y dar una lectura completa a la normativa mencionada, junto con sus reglamentaciones y normas complementarias, a cuyo efecto los interesados podrán consultar las mismas en el sitio web del BCRA, <http://www.bcr.gov.ar>. La información contenida en estos sitios web no forma parte de este prospecto y no se considerará incorporado a este. Consulte también "Información sobre la Emisora — Factores de riesgo — Riesgos relacionados con Argentina — Podemos estar expuestos a fluctuaciones en los tipos de cambio". Consulte "Información sobre la Emisora – Marco Legal y Regulatorio y relación con el Gobierno Nacional – Emergencia pública", que incluye información sobre la Ley de Solidaridad Social (como se define en dicho apartado) en el marco de la Emergencia Pública.

Regímenes informativos del BCRA

De acuerdo con lo establecido por las nuevas normas cambiarias, en determinados casos se establece como requisito para el acceso al mercado de cambios, la demostración por parte del residente del cumplimiento con el régimen de “Relevamiento de Activos y Pasivos Externos” que fue establecido por el BCRA a través de la Comunicación “A” 6401, que fue posteriormente modificada por la Comunicación “A” 6795. Este Régimen se encuentra instrumentado en cinco apartados integrados (“Participaciones de capital y en fondos de inversión”, “Instrumentos de deuda no negociables”, “Instrumentos de deuda negociables”, “Derivados financieros” y “Terrenos, estructuras e inmuebles”). Según el Régimen de Relevamiento de Activos Externos, las obligaciones de informar están establecidas de acuerdo a cuatro niveles de muestra, cuyos participantes se determinarán cada año calendario en función de: (i) la suma de los flujos de activos y pasivos externos durante el año calendario anterior; y (ii) el saldo de las tenencias de activos y pasivos externos al final del año calendario anterior.

Prevención del Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo

En los últimos años, las modificaciones a las regulaciones argentinas contra el lavado de dinero y el financiamiento del terrorismo han dado lugar a su aplicación a un número y tipo creciente de transacciones de valores.

El blanqueo de capitales generalmente se refiere a transacciones destinadas a introducir fondos derivados de actividades ilícitas en el sistema institucionalizado, transformando las ganancias obtenidas de actividades ilícitas en activos de presunto origen lícito.

El financiamiento del terrorismo es el acto de proporcionar fondos para actividades terroristas. Esto puede involucrar fondos recaudados de fuentes legítimas, como donaciones personales y ganancias de empresas y organizaciones benéficas, así como de fuentes delictivas, como tráfico de drogas, contrabando de armas y otros bienes, fraude, secuestro y extorsión.

En 2000, el Congreso promulgó la Ley N° 25.246 (según enmendada, la “Ley de Prevención de Lavado de Activos”), que creó el Régimen Antilavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo a nivel nacional. El Régimen Antilavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo prevé un sistema de sanciones administrativas por incumplimiento e incorporó el delito de lavado de activos al Código Penal Argentino. En 2011, la Ley N° 26.683 estableció que el lavado de activos es un delito autónomo contra el orden económico y financiero, separado del delito de encubrimiento, que es un delito contra la administración pública, y permitió sanciones por lavado de activos que no necesariamente están vinculadas a la participación en el delito que originó los fondos sujetos a dicho blanqueo de capitales. La Unidad de Información Financiera (“UIF”) es la autoridad designada para hacer cumplir el Régimen Antilavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo. La UIF es un organismo descentralizado que opera con autonomía e independencia financiera dependiente del Ministerio de Economía, y su misión es prevenir y disuadir los delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo.

A continuación, se presentan algunas disposiciones relativas al Régimen Antilavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo establecido por la Ley de Prevención de Lavado de Activos y sus disposiciones modificatorias y complementarias, incluidas las normas emitidas por la UIF y la CNV. Se recomienda que los inversionistas consulten a sus propios asesores legales y lean la Ley de Prevención de Lavado de Activos y sus regulaciones complementarias.

Blanqueo de capitales y financiación del terrorismo en el Código Penal argentino

Blanqueo de capitales

El lavado de activos es definido por el Código Penal argentino como la conversión, transferencia, administración, venta, gravamen, encubrimiento o de cualquier otra forma poner en circulación en el mercado, bienes derivados de un acto ilícito, con la posible consecuencia de que dichos bienes o los subordinados la propiedad adquiere la apariencia de tener un origen lícito, ya sea en un solo acto o por la repetición de varios actos vinculados entre sí.

Financiamiento del terrorismo

El delito de financiación del terrorismo lo comete toda persona que, directa o indirectamente, recaude o entregue bienes o dinero, con la intención de que sean utilizados, o con conocimiento de que serán utilizados, total o parcialmente, para cometer actos de terrorismo.

Sanciones para las personas jurídicas.

Además de las penas privativas de libertad y multas que se establezcan para las personas que cometan los delitos antes mencionados, cuando dichos delitos hayan sido cometidos en nombre o con la intervención o en beneficio de una persona jurídica, también se impondrán sanciones a los entidad (es decir, multas, suspensión de actividades, inhabilitación, disolución o liquidación, pérdida o suspensión de beneficios estatales y / o publicación de un extracto de la condena).

Para calibrar las sanciones a las personas jurídicas, la Corte tendrá en cuenta el incumplimiento de las normas y procedimientos internos, la omisión de vigilancia sobre la actividad de los infractores; la extensión del daño causado, la cantidad de dinero involucrada y el tamaño, naturaleza y capacidad económica de la entidad legal. Si fuera imprescindible para mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra pública, o servicio particular, no serán aplicables las sanciones de suspensión de actividades o disolución y liquidación de la persona jurídica.

Sanciones administrativas

La Ley N° 25.246 establece que la persona que actúe como representante de una persona jurídica, o la persona que incumpla con alguna de las obligaciones ante la UIF creadas por dicha ley, será sancionada con multa de uno a diez multiplicado por el valor total de los bienes u operación a que se refiere la infracción, siempre que la infracción no constituya un delito más grave. La misma pena será aplicable a la persona jurídica en cuya organización ocupe un cargo el infractor. Cuando no se pueda establecer el valor real de los bienes, la multa oscilará entre Ps. 10.000 y Ps. 100.000. Asimismo, cuando la dirección de la persona jurídica incumpla el deber de tratar como confidencial la información remitida a la UIF, la persona jurídica estará sujeta a una multa de entre Ps. 50.000 y Ps. 500.000.

Poderes de la UIF

De acuerdo con la Ley N° 25.246, la UIF está facultada a recibir y requerir reportes, documentación, antecedentes y cualquier otra información considerada útil para cumplir con sus deberes de una entidad pública, sea federal, provincial o municipal, y de los individuos o entidades públicas o privadas, todas estas entidades deberán completar esa información de conformidad con la Ley N° 25.246. Cuando la información suministrada o el análisis efectuado por la UIF muestre la existencia de suficiente evidencia para sospechar que el lavado de dinero o delito financiero terrorista se ha cometido, la UIF transmitirá tal evidencia al Ministerio Público Fiscal, a fines de establecer si corresponde ejercer la acción penal. En caso que correspondiere, la UIF se presentaría como parte demandante de tales procedimientos. Por otra parte, la Ley N° 25.246 dispone que ni los secretos bancarios, bursátiles o profesionales, ni los compromisos legales o contractuales de confidencialidad constituirán dispensa del cumplimiento de la obligación de presentar información a la UIF, en relación con una investigación u operaciones sospechosas.

Asimismo, y mediante la promulgación de la Ley N° 27.260 y su reglamento conexas y el Decreto N° 895/2016, se otorgó a la UIF la facultad de compartir información con otras entidades públicas que también tienen facultades de inteligencia o investigación, siempre que dichas facultades sólo puedan ejercerse mediante resolución fundada del presidente de la UIF y únicamente en aquellos casos en que existan indicios graves, precisos y concordantes en cuanto a la comisión de blanqueo de capitales o financiación del terrorismo. Cualquier información a ser provista o notificada por la UIF, incluirá el traslado de la obligación de guardar la confidencialidad/secreto establecida en el artículo 22 de la Ley N° 25.246, haciendo pasible de las penas allí previstas a los funcionarios de la entidad receptora que por sí o por otro revelen información indebidamente confidencial/secreta. Se aclara que la UIF no ejercerá la facultad referida en casos vinculados a declaraciones voluntarias y excepcionales realizadas en el marco de la Ley N° 27.260.

Entidades informantes

El En línea con las prácticas internacionalmente aceptadas, la obligación de controlar tales transacciones ilegales no está concentrada solamente en las entidades Gubernamentales Federales Argentinas, sino también están distribuidas entre algunas entidades del sector privado tales como bancos, corredores de bolsa (brokers), firmas de corredores y compañías de seguros, entre otros. Uno de los mecanismos del régimen de prevención, represión y lucha contra dichos delitos consiste en la obligación de informar a la UIF de aquellas personas que por su profesión, actividad o industria ocupen un puesto clave en la detección de operaciones sospechosas de blanqueo de capitales y / o transacciones de financiamiento del terrorismo (Sujetos Obligados o “Entidades Sujetas a Reportar”).

Las funciones antes mencionadas consisten principalmente en funciones de recolección de datos, tales como: (i) recabar de los clientes, solicitantes o contribuyentes cualquier documentación suficiente para acreditar su identidad, capacidad jurídica, domicilio; (ii) reportar cualquier hecho o transacción sospechosa, independientemente de su monto; y (iii) abstenerse de revelar al cliente o terceros cualquier procedimiento que se esté siguiendo de conformidad con la ley. De acuerdo con la Ley N° 25.246, se entenderá por transacción sospechosa cualquier transacción que, de acuerdo con las prácticas comerciales estándar y en la experiencia de las entidades y personas sujetas a obligaciones de reporte, sea considerada inusual, injustificada desde el punto de vista económico o legal, o innecesariamente complejo, ya sea una transacción única o una serie de transacciones.

Las entidades que operan en los mercados de capitales (tales como corredoras, asesores financieros, administradoras de fondos mutuos, entre otras) son consideradas entidades sujetas a reportar y, por lo tanto, están obligadas a seguir los lineamientos mandatorios establecidos por la UIF, los cuales buscan mitigar el riesgo de que dichos sujetos sean utilizados por terceros para el blanqueo de capitales o la financiación del terrorismo. La Resolución UIF N° 156/2018 cambió el enfoque de cumplimiento normativo formalista a un enfoque basado en el riesgo, con base en las recomendaciones revisadas emitidas por el Grupo de Acción Financiera Internacional (“GAFI”) en 2012, con el fin de asegurar que las medidas implementadas son proporcionales a los riesgos identificados. Por lo tanto, los sujetos obligados identificarán y evaluarán sus riesgos y adoptarán las medidas adecuadas para la gestión y mitigación de dichos riesgos.

Además, los sujetos obligados también deberán cumplir con el Título XI de la Normativa de la CNV, sobre “Prevención de Blanqueo de Capitales y Financiamiento del Terrorismo”. Dicha normativa contiene ciertos requisitos para la recepción y entrega de cheques y pagos que se realicen entre las personas y entidades enumeradas anteriormente, así como la prohibición de las operaciones relativas a la oferta pública de valores, cuando sean consumadas u ordenadas por personas físicas o jurídicas domiciliadas o residiendo en dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados Considerado como no cooperativo o de alto riesgo por el GAFI.

Comité Nacional PLAFT

En 2019, el gobierno argentino creó el Comité de Coordinación para la Prevención y Lucha Contra el Lavado de Activos, la Financiación del Terrorismo y la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva, el “Comité PLAFT”). El Comité PLAFT está presidido por el Ministerio de Justicia y Derechos Humanos y se encarga de establecer un mecanismo de coordinación interinstitucional para la elaboración de Evaluaciones Nacionales de Riesgo de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y Proliferación de Armas de Destrucción Masiva, redacción un plan de trabajo a tal efecto y la emisión de un informe nacional final de evaluación de riesgos sobre blanqueo de capitales y uno sobre financiación del terrorismo y proliferación de armas de destrucción masiva.

El Comité PLAFT está coordinado por el Programa de Coordinación Nacional para la Prevención del Lavado de Activos y el Financiamiento del Terrorismo (Programa de Coordinación Nacional para el Combate del Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo, el “Programa PLAFT”), creado por el gobierno argentino en 2016. Al Programa PLAFT se le asignó la función de reorganizar, coordinar y fortalecer el sistema nacional de prevención del lavado de activos y el financiamiento del terrorismo, tomando en consideración los riesgos específicos que pudieran tener impacto en territorio argentino y la demanda global de un cumplimiento más efectivo de las obligaciones y recomendaciones internacionales establecidas en las Convenciones de Naciones Unidas y los estándares del GAFI. Más específicamente, el Programa PLAFT tiene a su cargo la elaboración de proyectos de ley con el objetivo de mejorar el sistema nacional de lucha contra el lavado de activos y financiamiento del terrorismo, produciendo indicadores del desempeño del sistema nacional, organizando programas de capacitación y concientización para el sector público y privado, alentando la formación de convenios intersectoriales orientados a identificar bienes o bienes vinculados al crimen organizado y al terrorismo, y proyectar un sistema de recuperación y administración de bienes ilícitos.

Estas funciones se realizan e implementan a través de un coordinador nacional designado a tal efecto por el Ministerio de Justicia y Derechos Humanos que será la autoridad central del gobierno argentino a cargo de la coordinación interinstitucional entre todos los organismos y entidades públicas y privadas con competencia en la materia, mientras que la UIF conserva la capacidad de realizar actividades de coordinación operativa a nivel nacional, provincial y municipal en relación con materias estrictamente inherentes a su jurisdicción como organismo de inteligencia financiera.

Personas expuestas políticamente

La Resolución N° 134/2018 de la UIF (modificada por las Resoluciones N° 15/2019 y 128/2019), establece las reglas que deben seguir los sujetos obligados con respecto a los clientes que son Personas Políticamente Expuestas (PEP). El presente Reglamento se basa en un enfoque basado en el riesgo y establece las siguientes categorías de individuos considerados como PEP, estableciendo en cada caso, el alcance, las funciones y / o posiciones:

- PEP extranjera;
- PEPs del gobierno argentino;
- EPPEP del gobierno provincial, municipal y del gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires;
- Otras PEP. Esta categoría incluye:
 - Individuos que actúan (o que han actuado) en puestos importantes dentro de (i) partidos políticos o coaliciones; (ii) sindicatos u organizaciones empresariales; y (iii) organizaciones de seguros de salud;
 - Individuos en puestos de toma de decisiones, o aquellos que administran, controlan o disponen de los activos en empresas que reciben fondos.
- PEP por cercanía o afinidad. Esta categoría incluye individuos que presentan vínculos personales (por ejemplo, cónyuge o pariente hasta un segundo grado de sangre o afinidad) o vínculos legales con otros individuos que se consideran PEP. Aunque la regla establece pautas con respecto a esta categoría, también incluye como PEP "todas las demás relaciones o vínculos que puedan ser relevantes para la entidad que informa por sus características y en base a un análisis basado en el riesgo".

Las entidades informantes deben determinar el nivel de riesgo al iniciar o continuar la relación contractual con una PEP, y deben implementar medidas adecuadas de debida diligencia, proporcionales al riesgo relacionado y la transacción o transacciones involucradas. Al iniciar la relación comercial, las entidades informantes deben solicitar a cada cliente una declaración jurada mediante la cual revele si califica o no como PEP.

Además, la condición de PEP no cesa automáticamente después de dos años a partir de la fecha en que el individuo dejó el cargo público. Las entidades informantes deben realizar sus propias evaluaciones, caso por caso, para determinar si un individuo será considerado o no como PEP, de conformidad con las pautas establecidas en el reglamento.

Asimismo, la UIF ha emitido una guía para la gestión de riesgos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo en relación a los clientes (y beneficiarios finales) que son PEP, la cual establece lineamientos para que los sujetos obligados cumplan con la Resolución No. 134/2018.

Colaboración entre la UIF y la CNV

De acuerdo con la Resolución de la UIF N° 154/2018, la CNV se considera una Agencia de Control Específico. En tal calidad, la CNV deberá colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos PLAFT por parte de los sujetos obligados, a su control. La denegación u obstrucción de las inspecciones por parte de los sujetos obligados puede resultar en sanciones administrativas por parte de la UIF, así como sanciones penales. Además, la CNV debe cumplir con las regulaciones PLAFT establecidas por la UIF, incluyendo el reporte de transacciones sospechosas.

Régimen de congelación de activos

El Decreto N° 918/2012 establece los procedimientos para el congelamiento de activos vinculados al financiamiento del terrorismo, y los procedimientos de creación y mantenimiento (junto con la inclusión y remoción de personas sospechosas) de los registros creados de conformidad con las resoluciones pertinentes del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

Adicionalmente, la Resolución de la UIF N° 29/2013 regula la implementación del Decreto N° 918/2012, estableciendo: (i) el procedimiento para reportar operaciones sospechosas de financiamiento del terrorismo y las personas obligadas a hacerlo, y (ii) el congelamiento administrativo de procedimiento patrimonial sobre personas naturales o jurídicas o entidades designadas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas en virtud de la Resolución 1267 (Año 1999) y posteriores, o vinculadas a acciones penales en virtud del artículo 306 del Código Penal argentino, ambas anteriores al informe emitido conforme a las Resoluciones de la UIF N° 121 y 229, y según lo exija la UIF luego de recibir dicho informe.

Para un análisis más exhaustivo del régimen de prevención de blanqueo de capitales aplicable a la fecha de este informe anual, los inversores deben consultar con sus asesores legales sobre la normativa aplicable.

Ley N° 27.401 de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas

El 8 de noviembre de 2017, el Congreso de la Nación aprobó la ley que establece el régimen de responsabilidad penal aplicable a las personas jurídicas privadas, con o sin participación estatal, y el 1° de diciembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, entrando en vigencia a los 90 días de su publicación, es decir a partir del mes de marzo de 2018.

La ley establece el Régimen de Responsabilidad Penal es aplicable a las personas jurídicas privadas por los delitos de cohecho y tráfico de influencias, nacional y transnacional; negociaciones incompatibles con el ejercicio de funciones públicas; y concusión cometida por funcionarios públicos, entre otros.

Las personas jurídicas son responsables por los delitos que hubieren sido realizados directa o indirectamente, con su intervención o en su nombre, interés o beneficio. La persona jurídica también es responsable si un tercero, sin capacidad para actuar en su nombre, actuó en su propio beneficio o interés, siempre que la persona jurídica haya ratificado los actos del tercero, incluso implícitamente.

En los casos de transformación, fusión, absorción, escisión o cualquier otra modificación societaria, la responsabilidad de la persona jurídica es transmitida a la persona jurídica resultante o absorbente.

La persona jurídica podrá ser condenada aun cuando no haya sido posible identificar o juzgar a la persona humana que hubiere intervenido, siempre que las circunstancias del caso permitan establecer que el delito no podría haberse cometido sin la tolerancia de los órganos de la persona jurídica.

Las penas aplicables a las personas jurídicas incluyen multas, suspensión total o parcial de actividades comerciales de hasta diez (10) años, suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales para la ejecución de obras o servicios públicos, disolución y liquidación de la personería bajo ciertas circunstancias, pérdida o suspensión de beneficios del gobierno, entre otros. Las penas pueden ser graduadas por jueces que contemplarán el cumplimiento de las normas y procedimientos internos; la cantidad y jerarquía de los funcionarios, empleados y colaboradores involucrados en el delito; la omisión de vigilancia; la extensión del daño causado; la cantidad de dinero involucrado; la disposición para mitigar o reparar el daño y la reincidencia.

La persona jurídica quedará eximida de pena y responsabilidad administrativa, cuando concurren las siguientes circunstancias: a) hubiere auto informado de un delito en virtud de la ley de responsabilidad penal; b) hubiere implementado un sistema adecuado de control y supervisión adecuado (Programa de Compliance), de acuerdo con los riesgos de actividad, dimensión y capacidad económica, con anterioridad al hecho del proceso; y c) hubiere devuelto el beneficio indebido obtenido.

El Ministerio Público Fiscal y la persona jurídica podrán celebrar un acuerdo de colaboración eficaz por medio del cual ésta se obligue a cooperar a través de la revelación de información o datos precisos, útiles, completos y comprobables para el esclarecimiento de los hechos, la identificación de sus autores o partícipes y/o el recupero del producto o las ganancias provenientes del delito, así como al cumplimiento de las condiciones que se establezcan.

Las personas jurídicas no están obligadas por la Ley de responsabilidad penal a implementar programas de cumplimiento, a excepción de aquellas que realicen determinados contratos con el Gobierno. Los programas de compliance incluirán un conjunto de acciones internas, mecanismos y procedimientos para promover la integridad, supervisión y control dirigidos a prevenir, detectar y corregir las irregularidades y los actos ilícitos establecidos en esta Ley.

Carga tributaria

General

Lo que sigue es un resumen de ciertas cuestiones impositivas de Argentina que pueden ser de relevancia en relación con la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables. Se insta a los posibles compradores de Obligaciones Negociables a consultar a sus propios asesores impositivos respecto de las consecuencias en Argentina, o en otros lugares, de la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables.

Impuestos Argentinos

El siguiente resumen se basa en las leyes impositivas de Argentina tal como se encuentran en vigencia en la fecha de este Prospecto y está sujeto a cualquier cambio en las leyes argentinas que pueda entrar en vigencia luego de dicha fecha.

En particular se señala que, el 6 de diciembre de 2019 se publicó el último texto ordenado de la Ley de Impuesto a las Ganancias mediante el Decreto N° 824/2019 el que fuera reglamentado mediante el Decreto N° 862/2019 (B.O. 9/12/2019). Asimismo, el pasado

23 de diciembre de 2019 fue publicada en el Boletín Oficial la Ley 27.541 “Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva” (la “Ley 27.541”), que, entre muchos aspectos, introduce importantes cambios al texto ordenado de la Ley del Impuesto a las Ganancias que fuera previamente modificada por la Ley 27.430 de diciembre 2017. El 28 de diciembre de 2019, la ley 27.541 fue reglamentada por el Poder Ejecutivo de la Nación mediante el Decreto N° 99/2019.

Se recomienda a los posibles compradores de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias, conforme a las leyes impositivas del país del que son residentes, de invertir en las Obligaciones Negociables, incluyendo, sin limitación, el cobro de intereses y la venta, rescate o cualquier disposición de las Obligaciones Negociables.

La Argentina tiene celebrados tratados impositivos con diversos países a fin de evitar la duplicación de impuestos sobre la renta y el patrimonio. En caso que algún inversor resida a efectos impositivos en uno de los países con convenio, en principio, sus normas serán aplicables antes que la normativa local, excepto que esta última ofrezca tratamiento más favorable que el previsto convencionalmente.

No obstante que la descripción que sigue se ampara en una interpretación razonable de las normas vigentes, no puede asegurarse que las autoridades de aplicación o los tribunales concuerden con todos y cada uno de los comentarios aquí efectuados.

Impuesto a las Ganancias

Pago de intereses:

En virtud de la sanción de la Ley N° 27.541 se reestablece la exención de los puntos 3 y 4 del Artículo 36 bis de la Ley N° 23.576, motivo por el cual se eximen los intereses de las Obligaciones Negociables a las que se refiere el Artículo 36 de la mencionada Ley N° 23.576 para las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina. En el caso de que no se cumplan las condiciones del referido Artículo 36, los intereses no amparados por la mencionada exención pasan a tributar el impuesto progresivo según la escala del artículo 94 Ley del Impuesto a las Ganancias, con una alícuota marginal máxima del 35%.

En caso de beneficiarios del exterior que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes, no se modifica el tratamiento previsto por la Ley N° 27.430 (B.O. 29/12/2017), es decir se encuentran exentos los intereses en la medida de que las Obligaciones negociables cumplan con los requisitos previstos en el Artículo 36 de la Ley N° 23.576. En el caso de que no se cumplan tales condiciones, resulta aplicable a los beneficiarios del exterior la alícuota del 35% sobre la presunción de ganancia neta del 43% o del 100% previstas en el Artículo 104 inc. c) apartados 1 y 2 respectivamente de la Ley del Impuesto a las Ganancias, según la condición que revistan el tomador y el acreedor.

Conforme el Artículo 19 de la Ley del Impuesto a las Ganancias cualquier referencia efectuada a “jurisdicciones no cooperantes”, deberá entenderse referida a aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información, incluyéndose a aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo, no cumplan efectivamente con el intercambio de información.

Los acuerdos y convenios aludidos en el párrafo anterior deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los que se haya comprometido la República Argentina. Se prevé asimismo en el artículo citado que el Poder Ejecutivo nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes, el cual ha sido publicado en el Decreto 862/2019.

La Resolución General AFIP 4227 (B.O. 12/04/2018) regula el régimen de retención del Impuesto a las Ganancias aplicable a los intereses pagados a beneficiarios del exterior.

En el caso de beneficiarios del exterior que residan o que los fondos invertidos provengan de jurisdicciones no cooperantes, los intereses se encontrarán sujetos a la retención del 35% prevista en el Artículo 102 de la Ley del Impuesto a las Ganancias sobre la presunción de ganancia neta del 43% o del 100% previstas en el Artículo 104 inc. c) apartados 1 y 2, respectivamente de la Ley del Impuesto a las Ganancias, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 10 de la Resolución General AFIP 4227.

Los rendimientos obtenidos por entidades constituidas o inscriptas conforme a la ley argentina, sucursales locales de entidades extranjeras, sociedades unipersonales y personas físicas que llevan adelante determinadas actividades comerciales en Argentina, se encuentran sujetos al impuesto a la alícuota del 30% para los ejercicios iniciados a partir del 1/1/2018 hasta el 31/12/2019 y del 25% para los ejercicios iniciados a partir del 1/1/2020 en adelante. Cabe aclarar que dicha reducción de alícuota queda suspendida por la Ley N° 27.541 hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021 inclusive.

Venta u otra forma de disposición de las Obligaciones Negociables:

A partir de la entrada en vigencia de la Ley N° 27.541 se reestablece la exención de los puntos 3 y 4 del Artículo 36 bis de la Ley 23.576, motivo por el cual se exime la venta u otra forma de disposición de Obligaciones Negociables a las que se refiere el Artículo 36 de la mencionada Ley N° 23.576 para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina. En el caso de que no se cumplan tales condiciones, los rendimientos no amparados por la mencionada exención se encuentran gravadas por el impuesto a las siguientes alícuotas:

-5% en caso de Obligaciones Negociables en moneda nacional sin cláusula de ajuste

-15 % en caso de Obligaciones Negociables en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera

El resultado por venta u otra forma de disposición obtenido por beneficiarios del exterior que no residan en jurisdicciones no cooperantes o que los fondos no provengan de tales jurisdicciones cualquiera de los dos supuestos, se encuentra exento si se trata de Obligaciones Negociables a las que se refiere el Artículo 36 de la Ley 23.576. Adicionalmente, la Ley 27.541 amplía la exención a los mencionados beneficiarios aún en el caso de que no se cumplan las referidas condiciones del Artículo 36.

En el caso de beneficiarios del exterior que residan o que los fondos invertidos provengan de jurisdicciones no cooperantes, el resultado por venta u otra forma de disposición de las Obligaciones Negociables se encontrará sujeto a la retención del 35% prevista en el Artículo 102 de la Ley del Impuesto a las Ganancias sobre la presunción de ganancia neta prevista en el inc. i) del Artículo 104 de la Ley del Impuesto a las Ganancias conforme lo previsto en el Artículo 10 de la Resolución General AFIP 4227.

La ganancia resultante de la venta o disposición de las Obligaciones Negociables por parte de entidades constituidas o inscriptas conforme a la ley argentina, sucursales locales de entidades extranjeras, sociedades unipersonales y personas físicas que llevan adelante determinadas actividades comerciales en Argentina, se encuentran sujetos al impuesto a la alícuota del 30% para los ejercicios iniciados a partir del 1/1/2018 hasta el 31/12/2019 y del 25% para los ejercicios iniciados a partir del 1/1/2020. Cabe aclarar que dicha reducción de alícuota queda suspendida en los términos de la Ley 27.541 hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021 inclusive.

Impuesto al Valor Agregado.

Los pagos de intereses realizados respecto de las Obligaciones Negociables estarán exentos del IVA en la medida en que las Obligaciones Negociables sean emitidas en una oferta pública autorizada por la CNV. Asimismo, en tanto las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36, cualquier beneficio relativo a la oferta, suscripción, suscripción en firma, transferencia, autorización o cancelación de las Obligaciones Negociables estará exenta del IVA en Argentina.

De acuerdo con la Ley del Impuesto al Valor Agregado, la transferencia de obligaciones negociables está exenta en el IVA aún si no se cumplen las Condiciones del Artículo 36.

Impuesto sobre los Bienes Personales.

Las personas físicas residentes y las sucesiones indivisas radicadas en el país se encuentran obligadas al pago de un Impuesto (anual) sobre los Bienes Personales (“IBP”) respecto de ciertos activos (tales como las Obligaciones Negociables) de los que fueran titulares al 31 de diciembre de cada año, cuando su valor en conjunto exceda la suma total de Ps. 2.000.000 a partir del período 2019. Las personas físicas y sucesiones indivisas radicadas en el exterior sólo tributan este gravamen por sus bienes situados en el país aun cuando no superen los Ps. 2.000.000 mencionados precedentemente

Este impuesto resultará de la aplicación de la alícuota correspondiente sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables (en caso de que listen en bolsa) o sobre el costo de adquisición más intereses y diferencias de cambio devengados e impagos (en caso que no listen en bolsa). El gravamen a ingresar por los contribuyentes residentes en el país surgirá de la aplicación sobre el valor total de los bienes gravados por el impuesto, excluidas las acciones y participaciones en el capital de cualquier tipo de sociedades regidas por la Ley N° 19.550, con excepción de las empresas y explotaciones unipersonales, a un rango de alícuotas progresiva desde el 0,50% al 1,25% a partir del período fiscal 2019 de acuerdo con las escalas incorporadas por la Ley N° 27.541. Asimismo, se delegó al Poder Ejecutivo Nacional la facultad de fijar alícuotas diferenciales superiores hasta un 100% sobre la tasa máxima del 1,25% para la tenencia de bienes situados en el exterior, y de disminuirla, en caso de repatriación de activos financieros. Respecto de este último punto el Decreto 99/2019 (B.O. 28/12/2019) elevó la referida tasa marginal máxima al 2,25% estableciendo precisiones sobre el concepto de repatriación.

Las personas físicas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el mismo, por los bienes situados en el país, estarán sujetas a la alícuota del 0,50% a partir del período fiscal 2019; estableciéndose, sin embargo, que no corresponderá el ingreso del impuesto cuando su importe sea igual o inferior a Ps. 250.

Si bien las Obligaciones Negociables, de propiedad de personas físicas no residentes o sucesiones indivisas radicadas fuera de la Argentina, están técnicamente sujetas al IBP, la Ley N° 23.966, en su parte pertinente, y sus modificaciones, (la “Ley del IBP”) y su Decreto Reglamentario N°127/96 y sus modificaciones, (el “Decreto 127/96”), no han establecido ningún procedimiento para la recaudación de dicho impuesto cuando la propiedad de tales bienes resulta ejercida en forma directa por tales personas físicas o sucesiones indivisas. El régimen del “obligado sustituto” establecido por el primer párrafo del artículo 26 (sujeto local domiciliado o radicado en el país que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito de las obligaciones negociables) no es aplicable a la tenencia de obligaciones negociables (tercer párrafo del artículo 26 del a Ley del IBP).

Asimismo, la Ley del IBP establece una presunción legal que no admite prueba en contrario, mediante la cual los títulos emitidos por emisores privados argentinos sobre los que tengan titularidad directa una sociedad, cualquier otro tipo de persona de existencia ideal, empresas, establecimientos estables, patrimonios de afectación o explotaciones, domiciliados o, en su caso, radicados o ubicados en el exterior que: (i) estén ubicadas en un país que no exige que las acciones o títulos valores privados sean nominativos y (ii) de conformidad con su naturaleza o estatuto (a) tengan como objeto principal invertir fuera de su país de constitución y/o (b) no puedan realizar determinadas actividades en su propio país o no puedan realizar ciertas inversiones permitidas de conformidad con las leyes de ese país, se considerarán propiedad de personas físicas domiciliadas en la Argentina o sucesiones indivisas radicadas en el país; por lo tanto, sin perjuicio de lo que se menciona en los dos párrafos siguientes, tales títulos estarán sujetos al IBP.

En esos casos, la ley impone la obligación de abonar el IBP para el emisor privado argentino, como obligado sustituto, la alícuota del 1% a partir del período fiscal 2019 y siguientes; autorizándolo a recuperar el monto pagado, sin limitación alguna, mediante retención o ejecución de los activos que dieron lugar al pago. El Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 127, del 9 de febrero de 1996 así como la Resolución General (AFIP) N° 2151/06 establecen que el Obligado Sustituto y, por tanto, el obligado al ingreso del impuesto, será la entidad emisora de dichos títulos.

Esa presunción legal no se aplica a las siguientes sociedades extranjeras que tengan la titularidad directa de tales títulos valores: (i) compañías de seguros, (ii) fondos de inversión abiertos, (iii) fondos de retiro y (iv) bancos o entidades financieras cuya casa matriz se

encuentre ubicada en un país cuyo banco central o autoridad equivalente haya adoptado las normas internacionales de supervisión bancaria establecidas por el Comité de Basilea.

Por otra parte, el Decreto 127/96, establece que dicha presunción legal no resultará aplicable a acciones y títulos de deudas privados cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el exterior, como es el caso de las Obligaciones Negociables. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplicará y, por lo tanto, que el emisor privado argentino no deberá actuar como “obligado sustituto”, la Sociedad mantendrá en sus registros una copia debidamente certificada de la resolución de la CNV por la que se autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y de la prueba que ese certificado se encontraba vigente al 31 de diciembre del ejercicio en que se produjo el pasivo impositivo, según lo establecido por la Resolución 2151/2006 de la AFIP. En caso que el Fisco argentino considere que no se cuenta con la documentación que acredita la autorización de la CNV y su negociación en mercados de valores del país o del exterior, la Sociedad será responsable del ingreso del IBP.

Aporte solidario y extraordinario

El pasado 18 de diciembre del 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Ley 27.605, la cual aprobó el “Aporte solidario y extraordinario para ayudar a morigerar los efectos de la pandemia”, aporte extraordinario en carácter de emergencia y por única vez.

El mismo recae sobre las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país por la totalidad de sus bienes situados en el país y en el exterior al 18/12/2020 y sobre los residentes en el exterior por la totalidad de sus bienes situados en el país a la mencionada fecha. En ambos casos el aporte será aplicable en la medida que el valor de la totalidad de sus bienes sea igual o superior a Ps.200.000.000 considerando la valuación dispuesta por las normas del Impuesto sobre los Bienes Personales, independientemente del tratamiento que revistan frente a dicho gravamen y sin deducción de mínimo no imponible alguno.

Las alícuotas a aplicar varían entre el 2% y el 3.5%, dependiendo de los montos involucrados. Sin embargo, la norma prevé alícuotas incrementadas sobre los bienes situados en el exterior las cuales llegan hasta un 5.25%, excepto en caso de repatriación, en cuyo caso aplicarán las alícuotas mencionadas en primer término.

La cuarta parte de la recaudación generada por este aporte se destinará a los programas de exploración, desarrollo y producción de gas natural acordados entre Integración Energética Argentina S.A. e YPF S.A.

El referido aporte ya se encuentra reglamentado tanto por el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional 42/2021 (B.O. 29/01/2021) como por la Resolución General AFIP 4.930 (B.O. 08/02/2021).

Por lo expuesto, los tenedores de Obligaciones Negociales al 18/12/2020, se encontrarían alcanzados por el Aporte solidario y extraordinario en la medida que se cumplan con los requisitos indicados previamente.

Impuesto a los Débitos y Créditos en Cuenta Corriente

En caso que los inversores utilizaran cuentas bancarias radicadas en instituciones financieras locales en relación con las Obligaciones Negociables, los débitos y créditos originados en esas cuentas podrían estar alcanzados por el impuesto a los débitos y créditos. La alícuota general del impuesto a los débitos y créditos asciende al 0,6%, aunque existen alícuotas reducidas del 0,075% así como alícuotas incrementadas del 1,2%.

Conforme al Decreto 534/2004 (publicado en el Boletín Oficial el 3 de mayo de 2004), el 34% del impuesto pagado sobre los créditos a la alícuota del 0,6% y el 17% del impuesto pagado a la alícuota del 1,2% puede utilizarse como crédito contra el Impuesto a las Ganancias, el IGMP y la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. El remanente no compensado no podrá ser objeto, bajo ninguna circunstancia, de compensación con otros gravámenes a cargo del contribuyente o de solicitudes de reintegro o transferencia a favor de terceros, pudiendo trasladarse, hasta su agotamiento, a otros períodos fiscales de los citados tributos. El importe computado como crédito de impuesto no podrá ser deducido a los efectos de la determinación del Impuesto a las Ganancias.

Existen algunas excepciones de este impuesto relativas al titular y el destino de las cuentas bancarias.

Se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” 3250 del Banco Central) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país (véase Artículo 10, inciso (s) del anexo al Decreto 380/2001).

El Artículo 7 de la Ley 27.432 dispuso que el Poder Ejecutivo Nacional podrá disponer que el porcentaje del impuesto sobre los Débitos y Créditos Bancarios que a la fecha de entrada en vigencia de esa ley no resulte computable como pago a cuenta del impuesto a las ganancias, se reduzca progresivamente en hasta un veinte por ciento (20% por año a partir del 1 de enero de 2018, pudiendo establecerse que, en 2022, se compute íntegramente el impuesto previsto en la ley 25413 y sus modificaciones como pago a cuenta del impuesto a las ganancias. Por lo dispuesto en ese sentido por el Decreto 409/2018, el 33% del impuesto pagado sobre los créditos y débitos a la alícuota del 0,6% y el 33 % del impuesto pagado a la alícuota del 1,2% puede utilizarse como crédito contra el Impuesto mencionado precedentemente.

Asimismo, la Ley N° 27.541 estableció que, al llevarse a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas abiertas en entidades financieras estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de estos. Cabe aclarar que esta disposición no resulta aplicable para personas humanas o jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma que desarrollan dichas actividades en cualquier jurisdicción en la que obtengan ingresos por intereses derivados de la tenencia de Obligaciones Negociables, o de su venta o transferencia, podrían estar sujetos al impuesto a los ingresos brutos a alícuotas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

Algunas jurisdicciones provinciales, como la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires establecen que los ingresos resultantes de cualquier operación relativa a obligaciones negociables emitidas de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables están exentos del Impuesto a los Ingresos Brutos en la medida en que se aplique la exención del Impuesto a las Ganancias.

Los posibles inversores que son personas residentes deberían analizar la posible incidencia del impuesto a los ingresos brutos a la luz de las normas aplicables que pudieran resultar de relevancia en función de su residencia y actividad económica.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales (por ejemplo, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Corrientes, Córdoba, Tucumán, Provincia de Buenos Aires, Salta, etcétera) han establecido regímenes de recaudación del impuesto sobre los ingresos brutos que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en las cuentas abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.

Estos regímenes se aplican a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos con un rango que puede llegar actualmente al 5%.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del impuesto sobre los ingresos brutos para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Impuesto de Sellos

El Impuesto de Sellos (“IS”) grava la instrumentación -mecanismo jurídico formal de manifestación de la voluntad- de actos y contratos de carácter oneroso, que se otorguen en el territorio de cada provincia y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o la de aquellos que siendo instrumentados en una de las mencionadas jurisdicciones, produzcan efectos en el territorio de otra jurisdicción.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires así como en la Provincia de Buenos Aires, están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de las Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

También se encuentran exentos del IS en ambas jurisdicciones los instrumentos, actos y operaciones vinculados con la emisión de títulos valores mobiliarios representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de las sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención ampara también a las garantías vinculadas con dichas emisiones. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Adicionalmente, los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de los títulos valores debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV están, asimismo, exentas del impuesto de sellos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires. Esta exención también queda sin efecto de darse la circunstancia señalada en el párrafo anterior in fine.

Los potenciales adquirentes de las obligaciones negociables deberán considerar la posible incidencia de este impuesto en las distintas jurisdicciones del país con relación a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las Obligaciones Negociables.

Conforme la Ley 27.429 de “Consenso Fiscal” (B.O. 2/1/2018) las Provincias que adhieran a dicha ley se comprometen a establecer, para ciertos actos o contratos, una alícuota máxima de Impuesto a los sellos del 0,75% a partir del 1 de enero de 2019, 0,5% a partir del 1 de enero de 2020, 0,25% a partir del 1 de enero de 2021 y derogarlo a partir del 1 de enero de 2022. La mencionada normativa ha obtenido las siguientes adhesiones: Buenos Aires, Ciudad de Buenos Aires, Catamarca, Chaco, Chubut, Córdoba, Corrientes, Entre Ríos, Formosa, Jujuy, La Rioja, Mendoza, Misiones, Neuquén, Río Negro, Salta, Santa Cruz, Santa Fe, Santiago del Estero, Tucumán y Tierra del Fuego.

Por otro lado, a través de la Ley 17.469 BO (4.12.2018) las provincias han suscripto una modificación al Consenso Fiscal posponiendo el cronograma de reducción de alícuotas del impuesto de sellos prevista precedentemente por un año calendario. Asimismo, mediante Acuerdo denominado “Consenso Fiscal 2019”, suscripto con fecha 17 de diciembre de 2019 entre el Estado Nacional, las Provincias y el Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires se suspende el mencionado cronograma de reducción de alícuotas hasta el día 31 de diciembre del año 2020, suspensión que se mantiene a partir de la suscripción del Consenso Fiscal 2020 del día 04 de diciembre del 2020.

Impuesto a la Transferencia Gratuita

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la transmisión gratuita de bienes a herederos, legatarios o donatarios, no se encuentra gravada.

A nivel provincial, por un lado la Provincia de Buenos Aires estableció, a partir del 1° de Enero de 2011, por medio de la Ley N° 14.044 y sus modificaciones, el Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes (el “ITGB”).

Son contribuyentes las personas físicas y jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes en tanto se domicilien o residan en la respectiva provincia, independientemente del lugar donde estén situados los bienes. Las alícuotas aplicables varían entre el 1,6% y 8,78% atendiendo al grado de parentesco y el monto de la base imponible. Las Obligaciones Negociables, en tanto queden involucrados en una transmisión gratuita de bienes podrían quedar afectados por estos gravámenes en las jurisdicciones señaladas.

Respecto de la existencia del ITGB en las demás jurisdicciones provinciales, el análisis debería realizarse tomando en consideración la legislación aplicable en cada provincia.

Oferta Pública y Exenciones Impositivas

La Ley de Obligaciones Negociables establece que para hacer efectivo el tratamiento impositivo preferencial previsto en dicha ley las obligaciones negociables deben ser colocadas por oferta pública. En este sentido, la CNV estableció en las Normas de la CNV las pautas mínimas para el proceso de colocación primaria de valores negociables.

Las principales pautas mínimas para la colocación primaria de valores negociables son los siguientes: Publicación del Prospecto en su versión definitiva, y toda otra documentación complementaria exigida por las Normas de la CNV para el tipo de valor negociables que se trate, por un plazo mínimo de tres días hábiles con anterioridad a la fecha de inicio los mecanismos de colocación (formación de libro o subasta o licitación pública), informando como mínimo: (i) tipo de instrumento; (ii) monto o cantidad ofertada indicando si se trata de un importe fijo o rango con un mínimo y un máximo; (iii) unidad mínima de negociación del instrumento; precio (especificando si se trata de un valor fijo o un rango con mínimo y máximo) y múltiplos; (iv) plazo o vencimiento; (v) amortización; (vi) forma de negociación; (vii) comisión de negociación primaria; (viii) detalles sobre las fechas y horarios de la subasta o licitación; (ix) definición de las variables, que podrán incluir, por competencia de precio, tasa de interés, rendimiento u otra variable, y la forma de prorrato de las ofertas, su fuera necesario; (x) todos los agentes de negociación y los agentes de liquidación y compensación registrados, podrán acceder al sistema para ingresar ofertas; (xi) la licitación pública podrá ser, a elección del emisor, ciega –de “ofertas selladas”- en las que ningún participante, incluidos los colocadores, tendrán acceso a las ofertas presentadas hasta después de finalizado el período de subasta, o abierta, de ofertas conocidas a medida que van ingresando por intermedio del mismo sistema de licitación; (xii) vencido el plazo de recepción de ofertas, no podrán modificarse las ofertas ingresadas ni podrán ingresarse nuevas; (xiii) las publicaciones del Prospecto y la documentación complementaria deberán efectuarse por medio de la Autopista de la Información Financiera, por medio de la página web institucional de los mercados en funcionamiento y de la página web institucional del emisor.

Las emisoras deben preparar los prospectos describiendo detalladamente los esfuerzos de colocación a ser efectuados y acreditando, en caso de serle requerido por autoridad competente, la realización de esa actividad. Las Obligaciones Negociables no serán consideradas exentas de impuestos simplemente por la autorización de la CNV de una oferta pública.

La oferta puede ser suscripta conforme a un "*contrato de underwriting*". En tal caso, resulta válida a los fines de considerar cumplimentado el requisito de oferta pública, si el agente colocador realizó los esfuerzos de colocación conforme lo indicado en el artículo 3 del Capítulo IV del Título VI de las Normas de la CNV.

Restricción respecto de países de bajo o nula tributación

Conforme la Ley 11.683 de Procedimiento Tributario, cuando se tratare de ingresos de fondos provenientes de países de “baja o nula tributación” a que alude el Artículo 20 de la Ley del Impuesto a las Ganancias, cualquiera sea su naturaleza, concepto o tipo de operación de que se trate, se considerará que tales fondos constituyen incrementos patrimoniales no justificados para el tomador o receptor local.

Los incrementos patrimoniales no justificados a que se refiere el párrafo anterior con más un diez por ciento (10%) en concepto de renta dispuesta o consumida en gastos no deducibles, representan ganancias netas del ejercicio en que se produzcan, a los efectos de la determinación del Impuesto a las Ganancias y en su caso, base para estimar las operaciones gravadas omitidas del respectivo ejercicio comercial en los impuestos al valor agregado e internos.

Conforme el Artículo 20 de la Ley del Impuesto a las Ganancias, la referencia efectuada a “jurisdicciones de baja o nula tributación”, deberá entenderse referida a aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al sesenta por ciento (60%) de la alícuota contemplada en el inciso a) del artículo 73 de la Ley del Impuesto a las Ganancias.

El Decreto 862/2019 dispone que los fines de determinar el nivel de imposición mencionado en el párrafo anterior deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido y que se entenderá por ‘régimen tributario especial’ a toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta corporativa vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

No obstante lo dispuesto en los párrafos precedentes, la Administración Federal de Ingresos Públicos considerará como justificados aquellos ingresos de fondos a cuyo respecto el interesado pruebe fehacientemente que se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente o por terceros en dichos países o que provienen de colocaciones de fondos oportunamente declarados.

Ni el Prospecto ni el Suplemento de Precio respectivo constituirán una oferta de venta, y/o una invitación a formular ofertas de compra, de las Obligaciones Negociables: (i) en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes; (ii) para aquella/s persona/s o entidad/es con domicilio, constituida/s o residente/s de un país considerado como de “baja o nula tributación”, o para aquella/s persona/s o entidad/es que, a efectos de la adquisición de las Obligaciones Negociables, utilice una cuenta localizada o abierta en un país considerado como de “baja o nula tributación”. El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier país en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera y/o distribuyera el Prospecto y el Suplemento de Precio respectivo y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en

cualquier país a las que se encontraran sujetos y/o en los que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni nosotros ni los colocadores que sean designados por la Sociedad, tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes. El inversor deberá asumir que la información que consta en este Prospecto es exacta a la fecha de la portada del presente, y no así a ninguna otra fecha.

Tasa de Justicia

En caso de que sea necesario instituir procedimientos judiciales de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables en Argentina, se impondrá una tasa de justicia (que actualmente es del 3%) sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales argentinos con asiento en la Ciudad de Buenos Aires.

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.

Para otras regulaciones impositivas véase Notas 34.j a los Estados Financieros Consolidados Auditados.

Exigibilidad de responsabilidad civil

Estamos constituidos según las leyes de Argentina. Casi la totalidad de nuestros activos se encuentran situados fuera de los Estados Unidos. La mayoría de los directores y todos nuestros funcionarios y algunos asesores aquí designados residen en Argentina o en algún otro sitio fuera de los Estados Unidos. Por lo tanto, es posible que los inversores no nos puedan realizar el traslado de notificaciones procesales dentro de los Estados Unidos o a dichas personas o ejecutar en nuestra contra o en contra de tales personas en tribunales estadounidenses sentencias fundadas en disposiciones sobre responsabilidad civil de las leyes de títulos valores federales de Estados Unidos.

En los términos y condiciones de las obligaciones negociables, (i) acordaremos que los tribunales del Estado de Nueva York y los tribunales federales de los Estados Unidos, en cada caso con asiento en el Distrito de Manhattan, Ciudad y Estado de Nueva York, tendrán competencia no exclusiva para tramitar y dirimir cualquier juicio, acción o procedimiento y resolver controversias que puedan surgir de las obligaciones negociables o en relación con ellas y, a tales fines, irrevocablemente nos sometemos a la competencia de dichos tribunales y (ii) designaremos un agente para el traslado de notificaciones en el Distrito de Manhattan, Ciudad de Nueva York.

Hemos sido informados por nuestros asesores legales argentinos en relación con las obligaciones negociables, Estudio Bruchou, Fernández Madero & Lombardi, que parte sustancial de nuestros activos ubicados en Argentina podría no ser pasible de embargo o ejecución si un juez determinara que tales bienes son necesarios para la prestación de un servicio público esencial, salvo que el gobierno argentino apruebe la liberación de dichos bienes por otra vía. De acuerdo con la ley argentina, según interpretan los tribunales argentinos, los activos que sean necesarios para la prestación de un servicio público esencial no podrán ser embargados, ni con embargo preventivo ni ejecutorio.

Nuestros asesores legales argentinos también han informado que se podrán ejecutar en Argentina sentencias dictadas en tribunales estadounidenses por responsabilidad civil basadas en leyes de títulos valores federales de los Estados Unidos, si se cumplen los requisitos del Artículo 517 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación (si la ejecución se procurara ante juzgados nacionales), a saber: (i) que la sentencia, con autoridad de cosa juzgada en la jurisdicción en la que se pronunció, emanara de un tribunal competente según las normas argentinas de jurisdicción internacional y fuera consecuencia del ejercicio de una acción personal o de una acción in rem respecto de bienes muebles que hubieran sido transferidos a territorio argentino durante o luego del trámite de la acción extranjera; (ii) que la demandada contra quien se procure la ejecución de la sentencia hubiera sido notificada en persona con la cédula y, de acuerdo con el debido proceso legal, hubiera tenido oportunidad de presentar su defensa contra la acción extranjera; (iii) la sentencia debe ser válida en la jurisdicción donde es dictada y su autenticidad debe ser establecida de acuerdo con los requisitos de la ley argentina; (iv) que la sentencia no viole los principios de orden público de la ley argentina; y (v) que la sentencia no sea contraria a una sentencia previa o simultánea de un tribunal argentino

Sujeto al cumplimiento del mencionado Artículo 517 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación que se describe anteriormente, una sentencia en contra nuestra o de las personas descriptas anteriormente dictada fuera de la Argentina sería exigible en Argentina sin reconsideración del derecho sustantivo que corresponde a las partes del juicio.

También hemos sido informados por nuestros asesores legales argentinos que:

podrán entablarse en tribunales argentinos acciones en primera instancia fundadas en las leyes de títulos valores federales de los Estados Unidos, y que, sujeto a la ley aplicable, los tribunales argentinos podrán exigir el cumplimiento de obligaciones en dichas acciones contra nosotros, nuestros directores, funcionarios ejecutivos y los asesores designados en este prospecto; y la posibilidad de un acreedor cuyo crédito ha sido reconocido judicialmente o de otras personas nombradas precedentemente de satisfacer una sentencia embargando ciertos de nuestros activos está limitada por las disposiciones de la ley argentina.

Una parte actora (sea argentina o extranjera) residente fuera de Argentina durante la tramitación de un juicio en Argentina debe prestar caución en garantía de las costas judiciales y honorarios legales si la parte actora no tuviera inmuebles en Argentina que pudieran garantizar dicho pago. La caución debe tener un valor suficiente para satisfacer el pago de costas judiciales y honorarios de los apoderados de la demandada, según regule el juez argentino. Este requisito no se aplica a la ejecución de sentencias extranjeras.

Cuestiones legales

Ciertas cuestiones legales que se rigen por el derecho argentino serán determinadas por Estudio Bruchou, Fernández, Madero & Lombardi, nuestros asesores legales en Argentina, el Estudio Bruchou, Fernández, Madero & Lombardi tiene su domicilio en Ing. Butty 245 – Piso 12° - Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Documentos a disposición

Los estados financieros auditados de la Compañía para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 se encuentran publicados en el ítem “Información Financiera” de la página web de la CNV (www.cnv.gob.ar) y en el sitio web www.ypf.com.

EMISOR

YPF S.A.

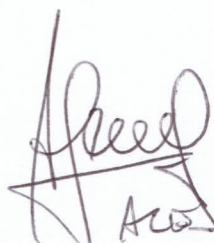
Macacha Güemes 515,
C1106BKK Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES LEGALES DEL EMISOR

Bruchou, Fernández Madero & Lombardi
Ing. Enrique Butty 275, Piso 12,
C1001AFA, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

AUDITORES DEL EMISOR

Deloitte & Co. S.A.
Florida 234, 5° Piso
C1005AAF Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina


ALEJANDRO LUJÁN
PRODEEASO - CFO



YPF SOCIEDAD ANONIMA
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**CONTENIDO**

Nota	Descripción	Página
	Glosario de términos.....	1
	Información legal	2
	Estados de situación financiera consolidados.....	3
	Estados de resultados integrales consolidados	4
	Estados de cambios en el patrimonio consolidados	5
	Estados de flujos de efectivo consolidados.....	8
	Notas a los estados financieros consolidados:	
1	Información general, estructura y organización del negocio del Grupo	9
2	Bases de preparación de los estados financieros consolidados.....	10
3	Adquisiciones y disposiciones.....	41
4	Administración del riesgo financiero	47
5	Información por segmentos.....	52
6	Instrumentos financieros por categoría.....	55
7	Activos intangibles.....	59
8	Propiedades, planta y equipo	61
9	Activos por derecho de uso.....	65
10	Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	65
11	Inventarios.....	69
12	Otros créditos	69
13	Créditos por ventas.....	69
14	Efectivo y equivalentes de efectivo	69
15	Provisiones.....	70
16	Impuesto a las ganancias.....	79
17	Cargas fiscales.....	80
18	Remuneraciones y cargas sociales	81
19	Pasivos por arrendamientos	81
20	Préstamos	82
21	Otros pasivos.....	84
22	Cuentas por pagar.....	84
23	Ingresos	84
24	Costos	88
25	Gastos por naturaleza	88
26	Otros resultados operativos, netos.....	90
27	Resultados financieros, netos	90
28	Inversiones en Uniones Transitorias.....	90
29	Patrimonio	92
30	Resultado neto por acción.....	92
31	Asuntos relacionados con las Entidades de Maxus	93
32	Activos y pasivos contingentes	104
33	Compromisos contractuales	112
34	Principales regulaciones y otros	119
35	Saldos y transacciones con partes relacionadas.....	154
36	Planes de beneficios y obligaciones similares	157
37	Activos y pasivos en monedas distintas del peso.....	160
38	Hechos posteriores	161

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**GLOSARIO DE TÉRMINOS**

Término	Definición
ADR	American Depositary Receipt
ADS	American Depositary Share
AESA	Subsidiaria A-Evangelista S.A.
AFIP	Administración Federal de Ingresos Públicos
ANSES	Administración Nacional de la Seguridad Social
ASC	Accounting Standards Codification
Asociada	Sociedad sobre la cual YPF posee influencia significativa conforme lo dispuesto por la NIC 28
BCRA	Banco Central de La República Argentina
BNA	Banco de La Nación Argentina
BO	Boletín Oficial de La República Argentina
BONAR	Bonos de La Nación Argentina
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CDS	Asociada Central Dock Sud S.A.
CFO	Chief Financial Officer
CIMSA	Subsidiaria Compañía de Inversiones Mineras S.A.
CINIIF	Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera
CNDC	Comisión Nacional de Defensa de la Competencia
CNV	Comisión Nacional de Valores
CSJN	Corte Suprema de Justicia de La Nación
CT Barragán	Negocio conjunto CT Barragán S.A.
DOP	Deliver or Pay
El Grupo	
YPF y sus subsidiarias	
Eleran	Subsidiaria Eleran Inversiones 2011 S.A.U.
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
FACPCE	Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas
FASB	Financial Accounting Standards Board
FOB	Free on board
GLP	Gas licuado de petróleo
GNL	Gas natural licuado
GNNC	Gas natural no contabilizado
GPA	Asociada Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.
IASB	Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad
IDS	Asociada Inversora Dock Sud S.A.
IEASA (ex ENARSA)	Integración Energética Argentina S.A. (ex Energía Argentina S.A.)
IIBB	Impuesto a los ingresos brutos
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IPC	Índice de precios al consumidor
IPIM	Índice de precios internos al por mayor
IVA	Impuesto al valor agregado
LGS	Ley General de Sociedades de La República Argentina N° 19.550 (T.O. 1984) y sus modificaciones
MEGA	Negocio conjunto Compañía Mega S.A.
MEGSA	Mercado Electrónico de Gas S.A.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
Metroenergía	Subsidiaria Metroenergía S.A.
Metrogas	Subsidiaria Metrogas S.A.
MINEM	Ex Ministerio de Energía y Minería
MBtu	Millones de unidades térmicas británicas (British thermal unit)
Negocio conjunto	Sociedad sobre la cual YPF posee control conjunto conforme lo dispuesto por la NIIF 11
NIC	Norma Internacional de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
Oiltanking	Asociada Oiltanking Ebytem S.A.
Oldelval	Asociada Oleoductos del Valle S.A.
OLCLP	Negocio conjunto Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A.
ON	Obligaciones negociables
OPESSA	Subsidiaria Operadora de Estaciones de Servicios S.A.
OTA	Asociada Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.
OTC	Asociada Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.
PEN	Poder Ejecutivo Nacional
Peso	Peso argentino
PIST	Punto de ingreso al sistema de transporte
Profertil	Negocio conjunto Profertil S.A.
Refinor	Negocio conjunto Refinería del Norte S.A.
ROD	Record of decision
RTI	Revisión tarifaria integral
SE	Secretaría de Energía
SEC	U.S. Securities and Exchange Commission
SEE	Secretaría de Energía Eléctrica
SGE	Secretaría de Gobierno de Energía
SRH	Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos
SSHyc	Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles
Subsidiaria	Sociedad sobre la cual YPF tiene control conforme lo dispuesto por la NIIF 10
Termap	Asociada Terminales Marítimas Patagónicas S.A.
TFN	Tribunal Fiscal de La Nación
UGE	Unidad generadora de efectivo
US\$	Dólar estadounidense
US\$/Bbl	Dólar por barril
UT	Unión transitoria
Y-GEN I	Negocio conjunto Y-GEN Eléctrica S.A.U.
Y-GEN II	Negocio conjunto Y-GEN Eléctrica II S.A.U.
YPF Brasil	Subsidiaria YPF Brasil Comércio Derivado de Petróleo Ltda.
YPF Chile	Subsidiaria YPF Chile S.A.
YPF EE	Negocio conjunto YPF Energía Eléctrica S.A.
YPF Gas	Asociada YPF Gas S.A.
YPF Holdings	Subsidiaria YPF Holdings, Inc.
YPF International	Subsidiaria YPF International S.A.
YPF o la Sociedad	
YPF Sociedad Anónima	
YPF Ventures	Subsidiaria YPF Ventures S.A.U.
YTEC	Subsidiaria YPF Tecnología S.A.

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**INFORMACIÓN LEGAL**Domicilio legal

Macacha Güemes 515 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

Ejercicio económico

N° 44 iniciado el 1 de enero de 2020.

Actividad principal de la Sociedad

La Sociedad tendrá por objeto llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, el estudio, la exploración y la explotación de los yacimientos de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos y demás minerales, como asimismo, la industrialización, transporte y comercialización de estos productos y sus derivados directos e indirectos, incluyendo también productos petroquímicos, químicos derivados o no de hidrocarburos y combustibles de origen no fósil, biocombustibles y sus componentes, así como la generación de energía eléctrica a partir de hidrocarburos, a cuyo efecto podrá elaborarlos, utilizarlos, comprarlos, venderlos, permutarlos, importarlos o exportarlos, así como también tendrá por objeto prestar, por sí, a través de una sociedad controlada, o asociada a terceros, servicios de telecomunicaciones en todas las formas y modalidades autorizadas por la legislación vigente y previa solicitud de las licencias respectivas en los casos que así lo disponga el marco regulatorio aplicable, así como también la producción, industrialización, procesamiento, comercialización, servicios de acondicionamiento, transporte y acopio de granos y sus derivados, así como también realizar cualquier otra actuación complementaria de su actividad industrial y comercial o que resulte necesaria para facilitar la consecución de su objeto. Para el mejor cumplimiento de estos objetivos podrá fundar, asociarse con o participar en personas jurídicas de carácter público o privado domiciliadas en el país o en el exterior, dentro de los límites establecidos en el Estatuto.

Inscripción en el Registro Público

Estatutos sociales inscriptos el 5 de febrero de 1991 bajo el N° 404, Libro 108, Tomo A de Sociedades Anónimas del Registro Público de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a cargo de la Inspección General de Justicia; y Estatutos sustitutivos de los anteriores inscriptos el 15 de junio de 1993, bajo el N° 5.109, Libro 113, Tomo A de Sociedades Anónimas del Registro mencionado.

Fecha de finalización del Contrato Social

15 de junio de 2093.

Última modificación de los Estatutos

29 de abril de 2016, inscripta en la Inspección General de Justicia el 21 de diciembre de 2016, bajo el N° 25.244 del Libro 82 de Sociedades por Acciones.

Capital

393.312.793 acciones ordinarias, escriturales de valor nominal \$10 con derecho a 1 voto por acción.

Capital suscrito, integrado y autorizado a la oferta pública (en pesos)

3.933.127.930.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS****AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018**

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



	Notas	2020	2019	2018
ACTIVO				
Activo no corriente				
Activos intangibles.....	7	39.119	37.179	20.402
Propiedades, planta y equipo	8	1.379.527	1.069.011	699.087
Activos por derecho de uso	9	44.081	61.391	-
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos.....	10	107.112	67.590	32.686
Activos por impuesto diferido, netos	16	2.629	1.583	301
Otros créditos	12	14.657	11.789	9.617
Créditos por ventas	13	8.531	15.325	23.508
Total del activo no corriente		1.595.656	1.263.868	785.601
Activo corriente				
Activos mantenidos para su disposición	3	494	-	3.189
Inventarios.....	11	100.137	80.479	53.324
Activos de contratos	23	871	203	420
Otros créditos	12	34.369	36.192	21.867
Créditos por ventas	13	108.146	118.077	72.646
Inversiones en activos financieros	6	28.934	8.370	10.941
Efectivo y equivalentes de efectivo	14	54.618	66.100	46.028
Total del activo corriente		327.569	309.421	208.415
TOTAL DEL ACTIVO		1.923.225	1.573.289	994.016
PATRIMONIO				
Aportes de los propietarios		10.385	10.572	10.518
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados		666.845	531.977	348.682
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante		677.230	542.549	359.200
Interés no controlante		6.165	5.550	3.157
TOTAL DEL PATRIMONIO		683.395	548.099	362.357
PASIVO				
Pasivo no corriente				
Provisiones.....	15	186.488	144.768	83.388
Pasivos por impuesto diferido, netos	16	119.609	97.231	91.125
Pasivos de contratos	23	-	294	1.828
Impuesto a las ganancias a pagar	16	3.571	3.387	-
Cargas fiscales	17	215	1.428	2.175
Remuneraciones y cargas sociales	18	3.860	-	-
Pasivos por arrendamientos	19	24.172	40.391	-
Préstamos	20	527.575	419.651	270.252
Otros pasivos	21	2.961	703	549
Cuentas por pagar.....	22	710	2.465	3.373
Total del pasivo no corriente		869.161	710.318	452.690
Pasivo corriente				
Pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición	3	-	-	3.133
Provisiones.....	15	6.133	5.460	4.529
Pasivos de contratos	23	6.824	7.404	4.996
Impuesto a las ganancias a pagar	16	740	1.964	357
Cargas fiscales	17	15.764	11.437	10.027
Remuneraciones y cargas sociales	18	14.934	10.204	6.154
Pasivos por arrendamientos	19	22.098	21.389	-
Préstamos	20	150.731	107.109	64.826
Otros pasivos	21	9.062	1.310	722
Cuentas por pagar.....	22	144.383	148.595	84.225
Total del pasivo corriente		370.669	314.872	178.969
TOTAL DEL PASIVO		1.239.830	1.025.190	631.659
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO		1.923.225	1.573.289	994.016

Las notas que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros consolidados

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA



ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

(Importes expresados en millones de pesos argentinos, excepto la información por acción expresada en pesos argentinos)

	Notas	2020	2019	2018
Resultado neto				
Ingresos	23	669.186	678.595	435.820
Costos.....	24	(626.212)	(575.608)	(359.570)
Resultado bruto.....		42.974	102.987	76.250
Gastos de comercialización.....	25	(71.835)	(49.898)	(27.927)
Gastos de administración	25	(34.490)	(24.701)	(13.922)
Gastos de exploración.....	25	(5.846)	(6.841)	(5.466)
Recupero / (Deterioro) de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, netos	2.c-7-8	6.851	(41.429)	2.900
Otros resultados operativos, netos	26	3.949	(1.130)	11.945
Resultado operativo.....		(58.397)	(21.012)	43.780
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos.....	10	13.270	7.968	4.839
Ingresos financieros	27	107.603	93.405	100.083
Costos financieros.....	27	(138.753)	(91.533)	(63.681)
Otros resultados financieros.....	27	19.849	4.162	5.123
Resultados financieros, netos	27	(11.301)	6.034	41.525
Resultado antes de impuesto a las ganancias.....		(56.428)	(7.010)	90.144
Impuesto a las ganancias.....	16	(14.589)	(26.369)	(51.538)
Resultado neto del ejercicio		(71.017)	(33.379)	38.606
Otros resultados integrales				
<i>Conceptos que pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:</i>				
Diferencia de conversión de subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos		(9.001)	(8.011)	(18.307)
Resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos ⁽¹⁾		10.154	8.953	14.006
Diferencia de conversión reversada al resultado neto del ejercicio ⁽²⁾		-	-	1.572
<i>Conceptos que no pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:</i>				
Diferencia de conversión de YPF		205.347	220.425	175.329
Otros resultados integrales del ejercicio.....		206.500	221.367	172.600
Resultado integral del ejercicio.....		135.483	187.988	211.206
Resultado neto del ejercicio atribuible a:				
Accionistas de la controlante		(69.649)	(34.071)	38.613
Interés no controlante.....		(1.368)	692	(7)
Otros resultados integrales del ejercicio atribuibles a:				
Accionistas de la controlante		204.517	219.666	169.674
Interés no controlante.....		1.983	1.701	2.926
Resultado integral del ejercicio atribuible a:				
Accionistas de la controlante		134.868	185.595	208.287
Interés no controlante.....		615	2.393	2.919
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante..				
Básico y diluido	30	(177,42)	(86,85)	98,43

(1) Resultado asociado a las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso. Ver política contable en Nota 2.b.1.

(2) Corresponde a la reversión a resultados por la disposición parcial de la inversión en YPF EE. Ver Nota 3.

Las notas que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros consolidados

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018
 (Importes expresados en millones de pesos argentinos)



2020								
Aportes de los propietarios								
Capital suscrito	Ajuste del capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios en acciones	Costo de adquisición de acciones propias	Prima de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total
Saldos al inicio del ejercicio	3.924	6.085	9	16	117	177	(396)	10.572
Devengamiento de planes de beneficios en acciones ⁽⁴⁾	-	-	-	-	541	-	-	541
Recompra de acciones propias en cartera.....	(3)	(5)	3	5	-	(550)	-	(550)
Acciones entregadas por planes de beneficios ⁽²⁾	5	8	(5)	(8)	(802)	875	(251)	(178)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 30 de abril de 2020 ⁽³⁾ .	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales.....	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto.....	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al cierre del ejercicio	3.926	6.088	7	13	(144)	502	(647)	10.385

2020								
Reservas					Patrimonio atribuible a			
Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de acciones propias	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio
Saldos al inicio del ejercicio	2.007	2.500	44.255	500	516.786	(34.071)	542.549	548.099
Devengamiento de planes de beneficios en acciones ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	541	-	541
Recompra de acciones propias en cartera.....	-	-	-	-	-	(550)	-	(550)
Acciones entregadas por planes de beneficios ⁽²⁾	-	-	-	-	-	(178)	-	(178)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 30 de abril de 2020 ⁽³⁾ .	-	1.200	(35.321)	50	-	-	-	-
Otros resultados integrales.....	-	-	-	-	204.517	204.517	1.983	206.500
Resultado neto.....	-	-	-	-	(69.649)	(69.649)	(1.368)	(71.017)
Saldos al cierre del ejercicio	2.007	3.700	8.934	550	721.303 ⁽¹⁾	(69.649)	677.230	683.395

(1) Incluye 733.492 correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de YPF, (38.692) correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional distinta del dólar y 26.503 correspondientes al reconocimiento del resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso, tal como se detalla en la Nota 2.b.1.

(2) Se expone neto de la retención por impuesto a las ganancias a los empleados relacionado con los planes de beneficios en acciones.

(3) Ver Nota 29.

(4) Ver Nota 36.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA**ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018 (Cont.)**

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



2019								
Aportes de los propietarios								
	Capital suscrito	Ajuste del capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios en acciones	Costo de adquisición de acciones propias	Prima de negociación de acciones propias	Primas de emisión
Saldos al inicio del ejercicio	3.923	6.084	10	17	115	11	(282)	640
Devengamiento de planes de beneficios en acciones ⁽³⁾	-	-	-	-	493	-	-	-
Recompra de acciones propias en cartera	(4)	(6)	4	6	-	(280)	-	(280)
Acciones entregadas por planes de beneficios ⁽²⁾	5	7	(5)	(7)	(491)	446	(114)	(159)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 26 de abril de 2019	-	-	-	-	-	-	-	-
Disposiciones de la reunión de Directorio del 27 de junio de 2019	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al cierre del ejercicio	3.924	6.085	9	16	117	177	(396)	640

2019								
Reservas					Patrimonio atribuible a			
	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de acciones propias	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante
Saldos al inicio del ejercicio	2.007	-	11.020	220	297.120	38.315	359.200	3.157
Devengamiento de planes de beneficios en acciones ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	493	-
Recompra de acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	(280)	-
Acciones entregadas por planes de beneficios ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-	(159)	-
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 26 de abril de 2019	-	4.800	33.235	280	-	(38.315)	-	-
Disposiciones de la reunión de Directorio del 27 de junio de 2019	-	(2.300)	-	-	-	-	(2.300)	-
Otros resultados integrales	-	-	-	-	219.666	-	219.666	1.701
Resultado neto	-	-	-	-	-	(34.071)	(34.071)	692
Saldos al cierre del ejercicio	2.007	2.500	44.255	500	516.786 ⁽¹⁾	(34.071)	542.549	5.550

(1) Incluye 528.145 correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de YPF, (29.691) correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional distinta del dólar y 18.332 correspondientes al reconocimiento del resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso, tal como se detalla en la Nota 2.b.1.

(2) Se expone neto de la retención por impuesto a las ganancias a los empleados relacionado con los planes de beneficios en acciones.

(3) Ver Nota 36.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA**ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018 (Cont.)**

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



	2018								
	Aportes de los propietarios								
	Capital suscrito	Ajuste del capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios en acciones	Costo de adquisición de acciones propias	Prima de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total
Saldos al inicio del ejercicio.....	3.924	6.085	9	16	36	(91)	(217)	640	10.402
Modificación de saldos al inicio del ejercicio ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al inicio del ejercicio modificados	3.924	6.085	9	16	36	(91)	(217)	640	10.402
Devengamiento de planes de beneficios en acciones ⁽³⁾	-	-	-	-	308	-	-	-	308
Recompra de acciones propias en cartera.....	(3)	(4)	3	4	-	(120)	-	-	(120)
Acciones entregadas por planes de beneficios ⁽²⁾	2	3	(2)	(3)	(229)	222	(65)	-	(72)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 27 de abril de 2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disposiciones de la reunión de Directorio del 12 de diciembre de 2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al cierre del ejercicio	3.923	6.084	10	17	115	11	(282)	640	10.518

	2018								
	Reservas					Patrimonio atribuible a			
	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de acciones propias	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio
Saldos al inicio del ejercicio.....	2.007	-	-	100	127.446	12.340	152.295	238	152.533
Modificación de saldos al inicio del ejercicio ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	(298)	(298)	-	(298)
Saldos al inicio del ejercicio modificados	2.007	-	-	100	127.446	12.042	151.997	238	152.235
Devengamiento de planes de beneficios en acciones ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	308	-	308
Recompra de acciones propias en cartera.....	-	-	-	-	-	-	(120)	-	(120)
Acciones entregadas por planes de beneficios ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-	(72)	-	(72)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 27 de abril de 2018	-	1.200	11.020	120	-	(12.340)	-	-	-
Disposiciones de la reunión de Directorio del 12 de diciembre de 2018	-	(1.200)	-	-	-	-	(1.200)	-	(1.200)
Otros resultados integrales.....	-	-	-	-	169.674	-	169.674	2.926	172.600
Resultado neto	-	-	-	-	-	38.613	38.613	(7)	38.606
Saldos al cierre del ejercicio	2.007	-	11.020	220	297.120 ⁽¹⁾	38.315	359.200	3.157	362.357

(1) Incluye 307.720 correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de YPF, (21.680) correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional distinta del dólar y 11.080 correspondientes al reconocimiento del resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso, tal como se detalla en la Nota 2.b.1.

(2) Se expone neto de la retención por impuesto a las ganancias a los empleados relacionado con los planes de beneficios en acciones.

(3) Ver Nota 36.

(4) Corresponde al cambio en la política contable detallado en la Nota 2.b.18.

Las notas que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros consolidados

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA



ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)

	2020	2019	2018
Actividades operativas:			
Resultado neto	(71.017)	(33.379)	38.606
<i>Ajustes para conciliar el resultado neto con el efectivo generado por las operaciones:</i>			
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(13.270)	(7.968)	(4.839)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	171.452	145.894	87.569
Depreciación de activos por derecho de uso	17.873	10.509	-
Amortización de activos intangibles	3.428	2.374	1.749
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	24.314	19.124	12.101
Cargo por impuesto a las ganancias	14.589	26.369	51.538
Aumento neto de provisiones	28.179	13.090	(3.422)
(Recupero) / Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, netos	(6.851)	41.429	(2.900)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	3.143	(5.939)	(28.611)
Planes de beneficios en acciones	541	493	308
Seguros devengados	(3.643)	(498)	(417)
Resultado por revaluación de sociedades	-	-	(11.980)
Resultado por cesión de áreas	(12.233)	(778)	-
Resultado por canje de deuda	2.097	-	-
Resultado por canje de instrumentos financieros	(1.330)	-	-
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas	35.073	(11.833)	(25.912)
Otros créditos	5.482	(13.076)	(9.873)
Inventarios	13.332	6.726	951
Cuentas por pagar	(21.039)	29.435	18.769
Cargas fiscales	862	(1.145)	2.615
Remuneraciones y cargas sociales	8.611	4.534	1.904
Otros pasivos	8.988	803	(1.178)
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(2.803)	(4.862)	(2.652)
Activos de contratos	(754)	445	(278)
Pasivos de contratos	526	776	2.179
Dividendos cobrados	2.616	811	583
Cobros de seguros por pérdida de beneficio	3.756	758	496
Pagos de impuesto a las ganancias	(2.706)	(6.955)	(2.248)
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas ^{(1) (2)}	209.216	217.137	125.058
Actividades de inversión: ⁽³⁾			
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(114.616)	(161.455)	(88.293)
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	-	(4.826)	(280)
Cobros por ventas de activos financieros	38.332	957	7.879
Pagos por adquisición de activos financieros	(46.762)	-	-
Intereses cobrados de activos financieros	18	1.063	750
Pagos por combinación de negocios	-	-	(2.307)
Cobros por cesión de participaciones en áreas	13.867	382	-
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(109.161)	(163.879)	(82.251)
Actividades de financiación: ⁽³⁾			
Pagos de préstamos	(174.913)	(93.456)	(55.734)
Pagos de intereses	(60.681)	(41.606)	(26.275)
Préstamos obtenidos	139.018	97.351	39.673
Recompra de acciones propias en cartera	(550)	(280)	(120)
Pagos por arrendamientos	(23.290)	(15.208)	-
Pagos de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(696)	(583)	-
Dividendos pagados	-	(2.300)	(1.200)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(121.112)	(56.082)	(43.656)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	9.575	22.896	18.139
Reclasificación a activos mantenidos para su disposición	-	-	-
(Disminución) / Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(11.482)	20.072	17.290
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	66.100	46.028	28.738
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	54.618	66.100	46.028
(Disminución) / Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(11.482)	20.072	17.290

(1) No incluye la diferencia de cambio generada por el efectivo y equivalentes de efectivo, la que se expone de manera separada en el presente cuadro.

(2) Incluye 11.101 y 11.184 por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente, correspondientes a los pagos de arrendamientos de corto plazo y a los pagos del cargo variable de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente.

(3) Las principales transacciones de inversión y financiación que no requirieron el uso de efectivo y equivalentes de efectivo consistieron en:

	2020	2019	2018
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y cánones por extensión de concesiones pendientes de cancelación	17.691	24.909	11.561
Recálculo de costos de abandono de pozos de hidrocarburos	(13.918)	1.172	(11.710)
Altas de activos por derecho de uso	11.421	39.779	-
Capitalización de depreciaciones de activos por derecho de uso	3.789	2.021	-
Capitalización de actualizaciones financieras de los pasivos por arrendamientos	967	311	-
Capitalización en negocios conjuntos	-	738	-

Las notas que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros consolidados

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA



NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

(Importes expresados en millones de pesos argentinos, excepto las acciones y la información por acción expresada en pesos argentinos, y a menos que se indique lo contrario)

1. INFORMACIÓN GENERAL, ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL NEGOCIO DEL GRUPO

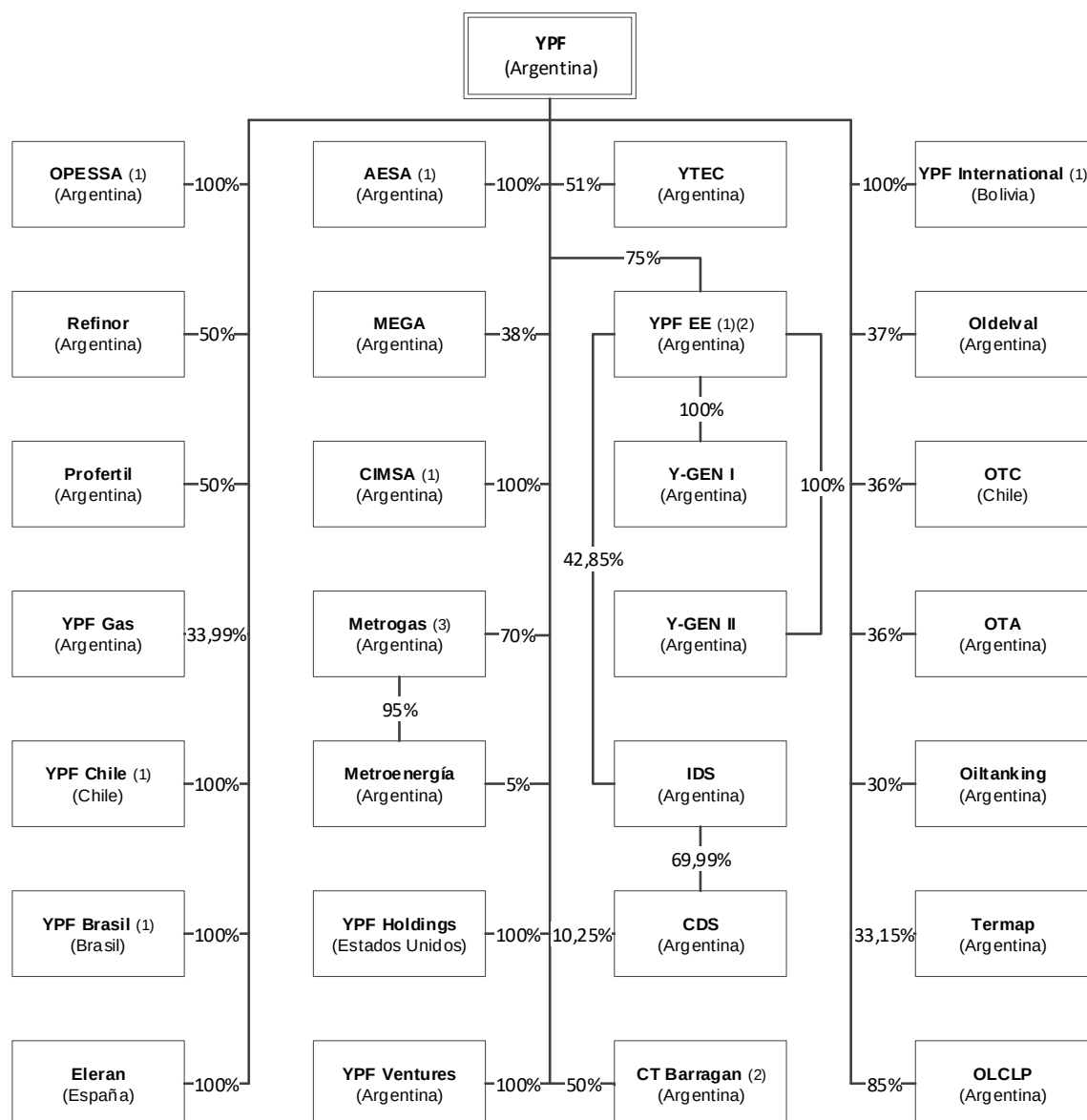
Información general

YPF S.A. es una sociedad anónima constituida según las leyes de la República Argentina. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

YPF y sus subsidiarias forman el principal grupo de energía de la Argentina, que opera una cadena totalmente integrada de petróleo y gas con posiciones de liderazgo de mercado en todos los negocios de Upstream y Downstream del país.

Estructura y organización del grupo económico

El siguiente cuadro muestra la estructura organizacional, incluyendo las principales sociedades del Grupo, al 31 de diciembre de 2020:



(1) Tenencia directa e indirecta.

(2) Ver Nota 3.

(3) Ver Nota 34.h.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**1. INFORMACIÓN GENERAL, ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL NEGOCIO DEL GRUPO (Cont.)**Organización del negocio

Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo lleva a cabo sus operaciones de acuerdo con la siguiente organización:

- Upstream
- Gas y Energía
- Downstream
- Administración central y otros, que abarca las restantes actividades no encuadradas en las categorías anteriores

En la Nota 5 se detallan las actividades que abarca cada uno de los segmentos de negocio.

Casi la totalidad de las operaciones, propiedades y clientes se encuentran ubicados en Argentina. No obstante, el Grupo posee participación en áreas de exploración en Bolivia y producción en Chile. Asimismo, el Grupo comercializa lubricantes y derivados en Brasil y Chile.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**2.a) Bases de preparación**Aplicación de las NIIF

Los estados financieros consolidados del Grupo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB" por sus siglas en inglés).

Asimismo, fueron incluidas algunas cuestiones adicionales requeridas por la LGS y/o regulaciones de la CNV.

Los importes y otra información correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 son parte integrante de los estados financieros consolidados mencionados precedentemente y tienen el propósito de que se lean sólo en relación con esos estados financieros.

Los presentes estados financieros consolidados fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad y autorizados para ser emitidos con fecha 4 de marzo de 2021.

Clasificación en corriente y no corriente

La presentación en el estado de situación financiera distingue entre activos y pasivos corrientes y no corrientes, de acuerdo con el ciclo operativo de las actividades. Los activos y pasivos corrientes incluyen activos y pasivos que se realizan o liquidan dentro de los 12 meses posteriores a la fecha de cierre del ejercicio.

Todos los demás activos y pasivos se clasifican como no corrientes. Los activos y pasivos por impuestos corriente (impuesto a las ganancias a pagar) y diferido se presentan separados entre sí y de los otros activos y pasivos, como corrientes y no corrientes, según corresponda.

Cierre de ejercicio económico

El ejercicio económico de la Sociedad comienza el 1 de enero y finaliza el 31 de diciembre de cada año.

Criterios contables

Los estados financieros consolidados del Grupo han sido confeccionados de conformidad con el criterio del costo histórico, excepto por los activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados.

Los activos y pasivos no monetarios de las subsidiarias con moneda funcional peso fueron reexpresados en moneda de cierre. Ver Nota 2.b.1.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)Uso de estimaciones

La preparación de estados financieros a una fecha determinada requiere que la Dirección de la Sociedad realice estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados y los activos y pasivos contingentes revelados a dicha fecha, como así también los ingresos y egresos reconocidos en el ejercicio. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes estados financieros consolidados.

La descripción de las estimaciones y juicios contables significativos realizados por la Dirección de la Sociedad en la aplicación de las políticas contables, así como las áreas con mayor grado de complejidad y que requieren mayores juicios, se encuentran expuestas en la Nota 2.c.

Bases de consolidación

A los efectos de la presentación de los estados financieros consolidados, la consolidación se ha realizado aplicando el método de consolidación global a todas las subsidiarias, que son todas aquellas sobre las que el Grupo ejerce control. El Grupo controla una entidad cuando está expuesto, o tiene derechos a los resultados variables provenientes de su participación en la entidad y tiene la capacidad de afectar dichos resultados a través de su poder sobre la entidad. Esta capacidad se manifiesta, en general, aunque no únicamente, por la titularidad, directa o indirecta, de más del 50% de las acciones con derecho a voto de una sociedad.

Las participaciones en UT y otros contratos similares que otorgan al Grupo un porcentaje contractualmente establecido sobre los derechos de los activos y sobre las obligaciones que emergen del contrato, han sido consolidadas línea por línea, en función de la mencionada participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con cada contrato. Los activos, pasivos, ingresos y gastos correspondientes a las UT se presentan en el estado de situación financiera consolidado y en el estado de resultados integrales consolidado de acuerdo con su naturaleza específica.

En la Nota 10 se detallan las subsidiarias consolidadas por consolidación global. Asimismo, en la Nota 28 se detallan las principales UT consolidadas proporcionalmente.

En el proceso de consolidación global se han eliminado los saldos, transacciones y resultados entre sociedades consolidadas y UT.

Para la consolidación de las sociedades sobre las que se ejerce control, se han utilizado los últimos estados financieros disponibles al cierre de cada ejercicio, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible y las transacciones entre YPF y las subsidiarias que hubieran modificado el patrimonio de estas últimas. El motivo principal por el cual la fecha de los últimos estados financieros publicados de ciertas subsidiarias difiere de la fecha de publicación de los correspondientes a YPF obedece a razones de índole administrativa. Asimismo, los principios y criterios de contabilidad utilizados por las subsidiarias se han homogeneizado, en caso de ser necesario, con los de YPF con el fin de presentar los estados financieros consolidados con bases de normas de valoración y presentación homogéneas. Los estados financieros de las subsidiarias cuya moneda funcional es distinta a la moneda de presentación se convierten utilizando el procedimiento establecido en la Nota 2.b.1.

El Grupo posee participación del 100% del capital de las subsidiarias con excepción de las participaciones en Metrogas e YTEC. El Grupo tiene en cuenta aspectos cuantitativos y cualitativos para determinar cuáles son las subsidiarias para las que se considera que existen intereses no controlantes significativos. Atento a lo mencionado previamente, el Grupo concluyó que no existen participaciones minoritarias materiales, tal como lo requiere la NIIF 12 "Información a revelar sobre participaciones en otras entidades", que requieran desglose adicional de información.

Información financiera de subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos en economías hiperinflacionarias

La NIC 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias" requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria sean expresados en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del período o ejercicio sobre el que se informa. La norma detalla una serie de factores cuantitativos y cualitativos a considerar para determinar si una economía es o no hiperinflacionaria.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

En los últimos años, los niveles de inflación en Argentina han sido altos, habiendo acumulado una tasa de inflación en los últimos tres años que ha superado el 100%. Asimismo, se observó la presencia de ciertos factores cualitativos y circunstancias recientes, tales como la significativa devaluación del peso, que llevaron a concluir que debía reanudarse la aplicación del ajuste por inflación de los estados financieros anuales o intermedios correspondientes a los ejercicios anuales y períodos intermedios que finalizaran a partir del 1 de julio de 2018.

Las sociedades no podían presentar sus estados financieros reexpresados debido a que el Decreto N° 664/2003 del PEN prohibía a los organismos oficiales (entre ellos, la CNV) recibir estados financieros ajustados por inflación.

A través de la Ley N° 27.468, publicada el 4 de diciembre de 2018 en el BO, se derogó el Decreto N° 1.269/2002 del PEN y sus modificatorios (incluido el Decreto N° 664/2003 del PEN, antes mencionado). Las disposiciones de la mencionada Ley entraron en vigencia a partir del 28 de diciembre de 2018, fecha en la cual se publicó la Resolución General N° 777/2018 de CNV, la cual estableció que los estados financieros anuales, por períodos intermedios y especiales que cerraran a partir del 31 de diciembre de 2018 inclusive, deben presentarse ante ese organismo de control en moneda homogénea, conforme lo establecido por la NIC 29. Para aquellas cuestiones no tratadas específicamente en las normas mencionadas, se podrán utilizar las guías orientativas de aplicación de la FACPCE.

Si bien la aplicación de la NIC 29 no afecta directamente a YPF por poseer moneda funcional dólar estadounidense según se menciona en el apartado b.1 de la presente Nota, sí afecta a las inversiones que la Sociedad posee en sus subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos que poseen moneda funcional peso, las cuales han reexpresado sus estados financieros.

De acuerdo con los lineamientos de la NIC 29, el ajuste se realizó tomando como base la última fecha en que las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos que poseen moneda funcional peso ajustaron sus estados financieros para reflejar los efectos de la inflación. Para ello, en términos generales, se computó en los saldos de activos y pasivos no monetarios la inflación producida desde la fecha de adquisición o incorporación al patrimonio de dichas sociedades, o bien desde la fecha de revaluación del activo, según corresponda. Por el reconocimiento del ajuste por inflación en dichos estados financieros, tuvo lugar un incremento en los valores de las partidas no monetarias hasta el límite de su valor recuperable, con su consecuente efecto en el impuesto diferido. Con relación a los resultados del ejercicio, además de la reexpresión de los ingresos, costos, gastos y demás partidas, se incluyó el resultado por la posición monetaria neta en una línea por separado dentro de los otros resultados financieros.

De acuerdo con lo mencionado precedentemente, la aplicación inicial de la NIC 29 al 31 de diciembre de 2018 generó un incremento en la situación patrimonial, en el resultado neto y en los otros resultados integrales del ejercicio de la Sociedad.

2.b) Políticas contables significativas

2.b.1) Moneda funcional, moneda de presentación y efecto impositivo en Otros resultados integrales

Moneda funcional

YPF, sobre la base de los parámetros establecidos en la NIC 21 “Efectos de las variaciones de las tasas de cambio de la moneda extranjera”, ha definido como su moneda funcional el dólar estadounidense. Consecuentemente, las partidas no monetarias, que se midan en términos de costo histórico, así como los resultados, son valuados en moneda funcional utilizando a tales fines el tipo de cambio de la fecha de transacción.

Las transacciones en monedas distintas de la moneda funcional de la Sociedad se consideran transacciones en moneda extranjera y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación (o, por razones prácticas y cuando el tipo de cambio no ha variado significativamente, al tipo de cambio promedio de cada mes). Al cierre de cada ejercicio, o al momento de su cancelación, los saldos de las partidas monetarias en moneda distinta a la moneda funcional se convierten al tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio, que surgen de tal valoración, se registran en el apartado “Resultados financieros, netos” del estado de resultados integrales del ejercicio en que se producen.

Los activos, pasivos y resultados correspondientes a las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos, se expresan en sus respectivas monedas funcionales. Los efectos de la conversión a dólar de la información contable de las sociedades cuya moneda funcional es distinta del dólar se registran en “Otros resultados integrales” dentro del estado de resultados integrales.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)**Moneda de presentación

De acuerdo con lo establecido por la Resolución N° 562 de la CNV, la Sociedad debe presentar sus estados financieros en pesos. En este orden, los estados financieros preparados en la moneda funcional de la Sociedad se convierten a la moneda de presentación utilizando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten al tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cada balance presentado.
- Las partidas del estado de resultados integrales se convierten al tipo de cambio del momento en el que se generaron las operaciones (o, por razones prácticas y cuando el tipo de cambio no ha variado significativamente, al tipo de cambio promedio de cada mes).
- Todas las diferencias de conversión que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocen en el apartado "Otros resultados integrales" dentro del estado de resultados integrales.

Efectos de la conversión de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional correspondiente a una economía hiperinflacionaria

La NIC 21 requiere que los estados financieros de una subsidiaria cuya moneda funcional sea la correspondiente a una economía hiperinflacionaria sean reexpresados de acuerdo con la NIC 29 antes de ser incluidos en los estados financieros consolidados de su controlante cuya moneda funcional sea la de una no hiperinflacionaria, con la excepción de sus cifras comparativas.

Siguiendo los lineamientos mencionados precedentemente, los resultados y situación financiera de las subsidiarias con moneda funcional peso se convirtieron al dólar utilizando los siguientes procedimientos: todos los importes (es decir, activos, pasivos, partidas del patrimonio, gastos e ingresos) se convirtieron al tipo de cambio correspondiente a la fecha de cierre de los estados financieros, excepto las cifras comparativas, que fueron las presentadas como importes corrientes dentro de los estados financieros del ejercicio precedente (es decir, estos importes no se ajustaron por las variaciones posteriores que se produjeron en el nivel de precios o en los tipos de cambio). De esta manera, el efecto de la reexpresión de las cifras comparativas fue reconocido dentro de los otros resultados integrales.

Estos criterios también fueron aplicados por el Grupo para sus inversiones en asociadas y negocios conjuntos.

Cuando la economía en cuestión deje de ser hiperinflacionaria y la entidad deje de reexpresar sus estados financieros de acuerdo con la NIC 29, utilizará como costos históricos, para convertirlos a la moneda de presentación, los importes reexpresados según el nivel de precios en la fecha en que la entidad dejó de hacer la citada reexpresión.

Efecto impositivo en Otros resultados integrales

Los resultados imputados dentro de los Otros resultados integrales relacionados con diferencias de conversión y resultados por la posición monetaria neta generadas por inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional distinta del dólar y por la conversión de los estados financieros de YPF a su moneda de presentación (pesos), no tienen efecto en el impuesto a las ganancias ni en el impuesto diferido ya que al momento de su generación dichas transacciones no tuvieron impacto en la utilidad contable ni impositiva.

2.b.2) Activos financierosClasificación

De acuerdo con lo establecido en la NIIF 9 "Instrumentos financieros", el Grupo clasifica a sus activos financieros en dos categorías:

- Activos financieros a costo amortizado

Los activos financieros se miden a costo amortizado sólo si se cumplen las dos condiciones siguientes: (i) el objetivo del modelo de negocio del Grupo es mantener el activo para cobrar los flujos de efectivo contractuales; y (ii) los términos contractuales requieren pagos en fechas específicas sólo de capital e intereses.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

Adicionalmente, y para los activos que cumplan con las condiciones arriba mencionadas, la NIIF 9 contempla la opción de designar, al momento del reconocimiento inicial, un activo como medido a su valor razonable si al hacerlo elimina o reduce significativamente una inconsistencia de valuación o reconocimiento que surgiría en caso de que la valuación de los activos o pasivos o el reconocimiento de las ganancias o pérdidas de los mismos se efectuase sobre bases diferentes. El Grupo no ha designado ningún activo financiero a valor razonable haciendo uso de esta opción.

Al cierre de los presentes estados financieros consolidados, los activos financieros a costo amortizado del Grupo comprenden ciertos elementos de efectivo y equivalentes de efectivo, ciertas inversiones en activos financieros, créditos por ventas y otros créditos.

- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Si no se cumpliera alguno de los dos criterios mencionados más arriba, el activo financiero se clasifica como un activo medido a valor razonable con cambios en resultados.

Al cierre de los presentes estados financieros consolidados, los activos financieros del Grupo a valor razonable con cambios en resultados comprenden fondos comunes de inversión y títulos públicos.

Reconocimiento y medición

Las compras y ventas de activos financieros se reconocen en la fecha en la cual el Grupo se compromete a comprar o vender el activo. Los activos financieros se dan de baja cuando se han extinguido o transferido los derechos a recibir flujos de efectivo provenientes de dichas inversiones y los riesgos y beneficios relacionados con su titularidad.

Los activos financieros valuados a costo amortizado se reconocen inicialmente a su valor razonable más los costos de la transacción. Estos activos devengan los intereses en base al método de la tasa de interés efectiva.

Los activos financieros valuados a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente a valor razonable y los costos de la transacción se reconocen como gastos en el estado de resultados integrales. Posteriormente se valúan a valor razonable. Los cambios en los valores razonables y los resultados por ventas de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se registran en "Resultados financieros, netos" en el estado de resultados integrales.

En general, el Grupo utiliza el precio de la transacción para determinar el valor razonable de un instrumento financiero al momento del reconocimiento inicial. En el resto de los casos, el Grupo sólo registra una ganancia o pérdida al momento del reconocimiento inicial sólo si el valor razonable del instrumento es evidenciado con otras transacciones comparables y observables del mercado para el mismo instrumento o se basa en una técnica de valuación que incorpora solamente datos de mercado observables. Las ganancias o pérdidas no reconocidas en el reconocimiento inicial de un activo financiero se reconocen con posterioridad, sólo en la medida en que surjan de un cambio en los factores (incluyendo el tiempo) que los participantes de mercado considerarían al establecer el precio.

Los resultados de los instrumentos de deuda que se miden a costo amortizado y no son designados en una relación de cobertura, se reconocen en resultados cuando se dan de baja los activos financieros o se reconoce una desvalorización y durante el proceso de amortización utilizando el método de la tasa de interés efectiva. El Grupo reclasifica todas las inversiones en instrumentos de deuda únicamente cuando cambia el modelo de negocio utilizado para administrar dichos activos.

Deterioro de activos financieros

El Grupo evalúa el deterioro de sus activos financieros medidos a costo amortizado siguiendo el modelo de las pérdidas crediticias esperadas. La metodología de deterioro aplicada depende de si ha habido un aumento significativo en el riesgo de crédito.

Para los créditos por ventas, el Grupo aplica el enfoque simplificado permitido por la NIIF 9, que requiere que las pérdidas esperadas durante toda la vida del crédito se reconozcan a partir de su reconocimiento inicial. Ver Nota 2.b.18.

Compensación de instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros son compensados cuando existe un derecho legal de compensar dichos activos y pasivos y existe una intención de cancelarlos en forma neta, o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

2.b.3) Inventarios

Los inventarios se valúan por el menor valor entre el costo y el valor neto de realización. El costo incluye los costos de adquisición (neto de descuentos, devoluciones y similares), transformación, así como otros costos en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones para ser comercializados. El valor neto de realización es el precio de venta estimado en el curso ordinario del negocio menos los gastos de venta.

En el caso de los productos destilados, la asignación de costos se efectúa en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del isomargen) debido a la dificultad asociada al reconocimiento de los costos de producción para cada producto en forma individual. En el caso de las materias primas, envases y otros se valúan al costo de adquisición.

El Grupo realiza una evaluación del valor neto de realización de las existencias al cierre de cada ejercicio, imputando con cargo a resultados la corrección de valor correspondiente en la medida que el valor contable exceda al valor neto de realización. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejaran de existir, o cuando existiera clara evidencia de un incremento en el valor neto de realización debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

2.b.4) Activos intangibles

El Grupo reconoce los activos intangibles por su costo de adquisición o desarrollo, los cuales se amortizan de forma sistemática a lo largo de su vida útil. Al cierre del ejercicio dichos activos están valuados a su costo de adquisición o desarrollo, tomando en consideración el criterio de costo atribuido adoptado por el Grupo en la transición a NIIF menos su correspondiente amortización acumulada y, de corresponder, pérdidas por desvalorización.

A continuación, se describen los principales activos intangibles del Grupo:

i. Concesiones de servicios

Comprende las concesiones de transporte y almacenamiento. Se valúan al costo de adquisición, tomando en consideración el criterio de costo atribuido adoptado por el Grupo en la transición a NIIF, neto de su correspondiente amortización acumulada. Se deprecian en línea recta a lo largo del plazo de duración de la concesión.

La Ley de Hidrocarburos permite al PEN otorgar concesiones de transporte de hidrocarburos por períodos similares a los plazos de las concesiones de explotación otorgadas (ver Nota 34.a). En virtud de la Ley N° 26.197, los gobiernos provinciales tienen las mismas facultades. Dentro de este marco regulatorio, los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir una concesión para el transporte de su producción de petróleo, gas y derivados. El titular de una concesión de transporte tiene el derecho de:

- Transportar petróleo, gas y derivados.
- Construir y operar ductos de petróleo, gas y derivados, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas compresoras, caminos, ferrocarriles y otras instalaciones y equipos necesarios para la operación eficiente de un sistema de tuberías.

Asimismo, el titular de una concesión de transporte tiene la obligación de transportar hidrocarburos para terceros, sin discriminación, a cambio de una tarifa. Esta obligación, no obstante, se aplica a los productores de petróleo o de gas sólo en la medida en que el titular de la concesión tuviere capacidad adicional disponible y está expresamente subordinada a los requerimientos de transporte del titular de la concesión. Las tarifas de transporte correspondientes están sujetas a aprobación de la SE para oleoductos y derivados de petróleo, y por el ENARGAS para gasoductos. Al vencimiento de una concesión de transporte, los oleoductos e instalaciones asociadas se revierten al Estado Argentino sin ningún pago al titular.

Dentro de lo mencionado precedentemente, la Ley de Privatización otorgó a la Sociedad las concesiones de transporte por 35 años en relación con las instalaciones de transporte que operaba Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.E. a tal fecha. Los principales ductos relacionados con dichas concesiones de transporte son los siguientes:

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)**

- La Plata / Dock Sud
- Puerto Rosales / La Plata
- Monte Cristo / San Lorenzo
- Puesto Hernández / Luján de Cuyo
- Luján de Cuyo / Villa Mercedes

En este orden, los activos que cumplan ciertas características, tal y como lo establece el CINIIF 12, las cuales a criterio de la Dirección de la Sociedad se presentan en los bienes mencionados en los párrafos precedentes, se reconocen como activos intangibles.

ii. Derechos de exploración

El Grupo clasifica los derechos de exploración como activos intangibles, los cuales están valuados a su costo, tomando en consideración el criterio de costo atribuido adoptado por el Grupo en la transición a NIIF, neto de su correspondiente desvalorización, en caso de corresponder.

En este orden, las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son analizadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haber perdido valor. En caso de producirse un deterioro o recupero de valor, éste es reconocido en el estado de resultados integrales. Los costos de exploración (gastos de geología y geofísica, costos asociados al mantenimiento de las reservas no probadas y otros costos relacionados con la actividad de exploración) excluyendo los costos de perforación de los pozos exploratorios, se imputan a resultados en el momento en que se incurren.

iii. Otros intangibles

En este apartado se incluyen principalmente costos relativos a aplicaciones informáticas y gastos de desarrollo activables como así también activos representativos de derechos de uso de tecnología y conocimiento ("know how") para la fabricación y explotación comercial de equipos vinculados a la extracción de petróleo. Los mismos se encuentran valuados a costo de adquisición, tomando en consideración el criterio de costo atribuido adoptado por el Grupo en la transición a NIIF, menos las correspondientes amortizaciones acumuladas y, de corresponder, las pérdidas por desvalorización.

La amortización se calcula por el método de la línea recta en base a la vida útil estimada para cada tipo de activos y varía entre los 3 y 15 años. El Grupo revisa anualmente la mencionada vida útil estimada.

El Grupo no posee activos intangibles con vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018.

2.b.5) Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Las asociadas y los negocios conjuntos son registrados por el método del valor patrimonial proporcional.

De acuerdo con este método, la inversión se reconoce inicialmente al costo en la línea "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos" del estado de situación financiera, y el valor contable aumenta o disminuye para reconocer la participación del inversor sobre el resultado de la asociada o negocio conjunto con posterioridad a la fecha de adquisición, el cual se refleja en el estado de resultados integrales en la línea "Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos". La inversión incluye, en caso de corresponder, la llave de negocio identificada en la adquisición.

Las asociadas son todas aquellas en las que el Grupo posee una influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control ni control conjunto. La influencia significativa en una sociedad se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20% y menor al 50%.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

Los acuerdos conjuntos son acuerdos contractuales mediante los cuales el Grupo y otra parte o partes poseen el control conjunto de dicho acuerdo. De acuerdo a lo establecido por la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos" y la NIC 28 "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos", las inversiones en las cuales dos o más partes tienen el control conjunto (definido como "acuerdo conjunto") deben ser clasificadas en cada caso como operación conjunta (cuando las partes que tienen el control conjunto tienen derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos relacionados al acuerdo conjunto) o negocio conjunto (cuando las partes que ejercen el control conjunto tienen los derechos sobre los activos netos del acuerdo conjunto). Considerando dicha clasificación, las operaciones conjuntas deben ser consolidadas proporcionalmente, mientras que los negocios conjuntos son registrados por el método del valor patrimonial proporcional.

Para la valuación de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos, se han utilizado los últimos estados financieros disponibles al cierre de cada ejercicio, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible y las transacciones entre el Grupo y las sociedades relacionadas que hubieran modificado el patrimonio de estas últimas. El motivo principal por el cual la fecha de los últimos estados financieros publicados de ciertas inversiones en sociedades difiere de la fecha de publicación de los correspondientes al Grupo obedece a razones de índole administrativa. Asimismo, los principios de contabilidad utilizados por las inversiones en asociadas y negocios conjuntos se han homogeneizado, en caso de ser necesario, con los del Grupo con el fin de presentar los estados financieros con bases de normas de valoración y presentación homogéneas. Los estados financieros de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos cuya moneda funcional es la de una economía hiperinflacionaria y/o distinta a la moneda funcional de la Sociedad se convierten utilizando el procedimiento establecido en la Nota 2.b.1.

Las inversiones en sociedades en las que el Grupo no posee influencia significativa o control conjunto son valuadas al costo.

Las participaciones en sociedades con patrimonio negativo se exponen en el rubro "Otros pasivos".

A cada fecha de cierre o frente a la existencia de indicios de desvalorización, se determina si existe alguna prueba objetiva de desvalorización del valor de la inversión en las asociadas y negocios conjuntos. Si este es el caso, el Grupo calcula el monto de la desvalorización como la diferencia entre el valor recuperable de las asociadas y negocios conjuntos, y su valor contable, y reconoce dicha diferencia en la línea "Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos" en el estado de resultados integrales. El valor registrado de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos no supera su valor recuperable.

En la Nota 10 se detallan las inversiones en asociadas y negocios conjuntos.

2.b.6) Propiedades, planta y equipo

Criterios generales

Las propiedades, planta y equipo se valúan al costo de adquisición más todos los gastos directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento, tomando en consideración el criterio de costo atribuido adoptado por el Grupo en la transición a NIIF.

Para aquellos bienes cuya construcción requiere un período sustancial de tiempo para estar en condiciones de uso, se han activado los costos financieros correspondientes al financiamiento de terceros hasta que el bien se encuentre en condiciones de uso.

Los trabajos de reacondicionamiento mayores, que permiten recuperar la capacidad de servicio para lograr su uso continuo, son activados y se deprecian por el método de la línea recta hasta el próximo trabajo de reacondicionamiento mayor.

Las renovaciones, mejoras y refacciones que extienden la vida útil y/o incrementan la capacidad productiva de los bienes son activadas. A medida que las propiedades, planta y equipo son reemplazadas, sus costos relacionados y sus depreciaciones acumuladas son dados de baja.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan en el estado de resultados integrales de cada ejercicio.

La recuperabilidad de estos activos es revisada una vez al año o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, según se detalla en la Nota 2.b.8.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)**Depreciaciones

Los bienes no afectados directamente a la producción de petróleo y gas se deprecian siguiendo el método de la línea recta sobre la base de porcentajes de depreciación calculados en función de la vida útil estimada de cada clase de bien, según el siguiente detalle:

	Años de vida útil estimada
Edificios y otras construcciones.....	50
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	20 - 25
Infraestructura de distribución de gas natural	20 - 50
Equipos de transporte.....	5 - 25
Muebles y útiles e instalaciones	10
Equipos de comercialización	10
Otros bienes.....	10

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y, por lo tanto, no son objeto de depreciación.

El Grupo revisa anualmente la vida útil estimada de cada clase de bien.

Actividades de producción de petróleo y gas

El Grupo utiliza el método del esfuerzo exitoso para contabilizar las operaciones relacionadas con las actividades de exploración y producción de petróleo y gas. Los costos originados en la adquisición de concesiones de explotación en zonas con reservas probadas y no probadas se activan en el apartado "Propiedad minera, pozos y equipos de explotación" cuando se incurre en ellos. Los costos asociados a la adquisición de permisos de exploración se encuentran clasificados como activos intangibles.

Los costos de exploración, excluidos los costos de perforación de pozos exploratorios, son imputados a resultados cuando se incurren. Los costos de perforación de los pozos exploratorios, incluidos los pozos de prueba estratigráfica, se activan hasta que se determina si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se encuentran tales reservas, los mencionados costos de perforación se imputan al estado de resultados integrales. Ocasionalmente, al momento de finalizar la perforación de un pozo exploratorio se puede determinar la existencia de reservas que aún no pueden ser clasificadas como reservas probadas. En esas situaciones, el costo del pozo exploratorio se mantiene activado si el mismo ha descubierto un volumen de reservas que justifique el desarrollo del mismo como pozo productivo y si el Grupo está logrando un progreso sustancial en la evaluación de las reservas y de la viabilidad económica y operativa del proyecto. Si alguna de estas condiciones no se cumple el costo del mismo es imputado a resultados. Adicionalmente a lo mencionado previamente, la actividad exploratoria implica en muchos casos la perforación de múltiples pozos, a través de varios años, con el objetivo de evaluar completamente los proyectos. Esto último tiene como consecuencia, entre otras causas, la posibilidad de que existan pozos exploratorios que se mantienen en evaluación por períodos prolongados, a la espera de la conclusión de los pozos y actividades exploratorias adicionales necesarias para poder evaluar y cuantificar las reservas relacionadas con cada proyecto. El detalle sobre los costos de pozos exploratorios en estado de evaluación se describe en la Nota 8.

Los costos de perforación aplicables a los pozos productivos y a los pozos secos de desarrollo y los costos de equipos relacionados con el desarrollo de las reservas de petróleo y gas han sido activados.

Los montos activados según los criterios anteriores son depreciados de acuerdo con el siguiente método:

- Los costos activados relacionados con actividades productivas han sido depreciados por campo, utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y el gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas y desarrolladas que se estima recuperar.
- Los costos activados relacionados con adquisiciones de propiedades y extensión de concesiones, con reservas probadas, han sido depreciados por campo, utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y el gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas totales.

Las depreciaciones se adecúan por los cambios en las estimaciones de las reservas probadas de petróleo crudo y gas con posterioridad a la fecha de exteriorización de dichos cambios. El Grupo efectúa las revisiones de las estimaciones de reservas al menos una vez al año. Adicionalmente, las estimaciones de reservas son auditadas por ingenieros independientes externos de petróleo y gas sobre la base de un plan de rotación de tres años.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)Costos de abandono de pozos de hidrocarburos

Los costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos son activados a valores descontados, junto con los activos que le dieron origen y son depreciados utilizando el método de unidades de producción. Como contrapartida, un pasivo es reconocido por dicho concepto al mismo valor estimado de las sumas a pagar descontadas. Los cambios en las estimaciones de las sumas a pagar descontadas son realizados considerando los costos corrientes sobre la mejor información disponible interna y externa. Debido a la cantidad de pozos productivos o no abandonados aún, como así también, a la complejidad respecto a las diversas áreas geográficas en donde están localizados, los costos corrientes para el taponamiento de pozos, ponderados por el nivel de complejidad de los pozos, son utilizados para estimar los costos futuros de abandono. Dichos costos constituyen la mejor estimación del pasivo por abandono de pozos. Los cambios futuros en los costos mencionados, la tasa de descuento, la vida útil de los pozos y su estimación de abandono, como así también en las regulaciones vinculadas a abandono de pozos, los cuales no son factibles de predecir a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, podrían afectar el valor de las obligaciones para el abandono de pozos y, consecuentemente, del activo relacionado. Dichos cambios son reconocidos siguiendo los lineamientos de la CINIIF 1, que indica que los cambios en el pasivo se añadirán o deducirán del costo del activo correspondiente en el período actual, teniendo en cuenta que, si la disminución en el pasivo excediese el importe en libros del activo, el exceso se reconocerá inmediatamente en el resultado del ejercicio.

Propiedades, planta y equipo de naturaleza medioambiental

Se activan los costos incurridos para limitar, neutralizar o prevenir la contaminación ambiental, sólo si se cumple al menos una de las siguientes condiciones: (a) se trata de mejoras en la capacidad y seguridad de planta (u otro activo productivo); (b) se previene o limita la contaminación ambiental; o (c) los costos se incurren para acondicionar los activos para su venta sin que el valor registrado supere su valor recuperable.

Las propiedades, planta y equipo de naturaleza medioambiental y su correspondiente depreciación acumulada, se exponen en los estados financieros conjuntamente con el resto de los elementos que forman parte de las propiedades, planta y equipo los cuales son clasificados de acuerdo con su naturaleza contable.

2.b.7) Provisiones y pasivos contingentes

El Grupo distingue entre:

i. Provisiones

Se trata de obligaciones legales o asumidas por el Grupo, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación se espera una salida de recursos y cuyo importe o plazo pueden ser inciertos. Una provisión se reconoce contablemente en el momento del nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determine la indemnización o pago, en la medida que su cuantía se pueda estimar de forma fiable y que la obligación de liquidar el compromiso sea probable o cierta. Las provisiones incluyen tanto a las obligaciones cuya ocurrencia no depende de hechos futuros (como son las provisiones por gastos de medioambiente y la provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos), como así también a aquellas obligaciones probables y cuantificables cuya concreción depende de la ocurrencia de un hecho futuro que se encuentra fuera del control del Grupo (como por ejemplo las provisiones para juicios y contingencias). El importe registrado como provisión corresponde a la mejor estimación del desembolso necesario para cancelar la obligación, teniendo en cuenta los riesgos y las incertidumbres correspondientes. Ver Nota 15.

ii. Pasivos contingentes

Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control del Grupo, u obligaciones presentes surgidas de un suceso pasado cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable o para cuya liquidación no es probable que tenga lugar una salida de recursos que incorporen beneficios económicos. Consecuentemente, los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sino que los mismos son informados en Nota en la medida que sean significativos, conforme a los requerimientos de la NIC 37 "Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes". Ver Nota 32.

Cuando un contrato se califica como oneroso, las obligaciones ineludibles que se deriven del mismo son registradas en los estados financieros como provisiones, neto de los beneficios esperados.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

Excepto con relación a las provisiones para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos, cuya fecha de desembolso se estima sobre la base del plan de trabajo del Grupo, y considerando asimismo la estimación de producción de cada campo (y consecuentemente su abandono), en relación con las otras provisiones no corrientes, dadas las características de los conceptos incluidos, no es posible estimar razonablemente un calendario específico de los plazos de las erogaciones correspondientes.

En relación con ciertas provisiones y pasivos contingentes, el Grupo, de acuerdo con la dispensa establecida en la NIC 37, ha decidido no exponer cierta información crítica que podría perjudicarla seriamente en los reclamos realizados por terceras partes.

2.b.8) Deterioro del valor de las propiedades, planta y equipo y activos intangibles

A los fines de evaluar la recuperabilidad de las propiedades, planta y equipo y activos intangibles, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable en la fecha de cierre del ejercicio, o más frecuentemente, si existieran indicios de que algún activo pudiera haber sufrido un deterioro o recupero.

A tal efecto, los activos se agrupan en UGE, en tanto que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que sean independientes de los generados por otros activos o UGE, todo ello teniendo en cuenta las condiciones regulatorias, económicas, operativas y comerciales.

A continuación, se indican las principales UGE en las cuales los activos han sido agrupados:

i. Segmento de Upstream

Los activos de este segmento han sido agrupados en la UGE Petróleo, que agrupa los activos de los campos con reservas básicamente de petróleo crudo; y las UGE Gas - Cuenca Neuquina, UGE Gas - Cuenca Noroeste y UGE Gas - Cuenca Austral, que agrupan los activos de campos con reservas básicamente de gas natural en función de las cuencas del país.

ii. Segmento de Gas y Energía

Los activos de este segmento han sido agrupados en la UGE Gas y Energía YPF, que incluye principalmente el transporte, la comercialización y regasificación de gas natural; y la UGE Metrogas, que incluye los activos relacionados con las actividades de distribución de gas natural.

Asimismo, hasta el 31 de marzo de 2018 existía la UGE YPF EE, que incluía los activos relacionados con la actividad de generación y comercialización de energía eléctrica. Ver Notas 3 y 5.

iii. Segmento de Downstream

Los activos de este segmento han sido agrupados en la UGE Downstream YPF, que comprende principalmente los activos afectados a la refinación de petróleo crudo (o bien que complementan dicha actividad), la industria petroquímica y la comercialización de dichos productos.

iv. Administración central y otros

Incluye la UGE AESA, que comprende fundamentalmente los activos destinados a la construcción relacionada con actividades de la subsidiaria.

Esta agregación es el mejor reflejo de la forma en que actualmente el Grupo toma sus decisiones de gestión de sus activos para la generación de flujos de efectivo independientes.

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el costo de venta y el valor de uso. Al evaluar el valor de uso, los flujos futuros de efectivo netos estimados se descuentan a su valor actual utilizando una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado correspondiente a cada UGE.

Si el importe recuperable de una UGE es inferior a su importe en libros, el importe en libros de la misma se reduce a su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor en el estado de resultados integrales.

Las pérdidas por deterioro se distribuyen entre los activos de la UGE de forma proporcional a su valor neto contable. Consecuentemente, una vez registrada una pérdida por deterioro de valor correspondiente a un activo amortizable, la base de amortización futura tendrá en cuenta la reducción del valor del activo por cualquier pérdida de valor acumulada.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un ejercicio anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente, para ver si es procedente revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores. Ver Nota 2.c.

En el caso de una reversión, el importe en libros del activo (o de la UGE) se incrementa hasta la estimación revisada de su importe recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la UGE) en ejercicios anteriores.

2.b.9) Metodología para la estimación del valor recuperable

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de las propiedades, planta y equipo y activos intangibles consiste en la utilización del mayor valor entre: i) el cálculo del valor de uso, a partir de los flujos de fondos esperados futuros derivados de la explotación de tales activos, descontados con una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado; y de estar disponible, ii) el precio que se recibiría en una transacción ordenada entre participantes de mercado por vender el activo a la fecha de los presentes estados financieros consolidados, menos los costos de disposición de dichos activos.

Al evaluar el valor de uso, se utilizan proyecciones de flujos de efectivo basados en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGE empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Entre los aspectos más sensibles que se incluyen en las proyecciones utilizadas en todas las UGE, destacan los precios de compra y venta de hidrocarburos (incluyendo las tarifas aplicables a la distribución de gas), la regulación vigente, la estimación de incrementos de costos, los costos de personal y las inversiones.

La valoración de los activos de Upstream utiliza proyecciones de flujos de efectivo que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas, estando limitados por la finalización de las concesiones, permisos, acuerdos o contratos de explotación. Los flujos de efectivo estimados están basados entre otras cuestiones en niveles de producción, precios de commodities y estimaciones de inversiones futuras necesarias relacionadas con las reservas de petróleo y gas no desarrolladas, costos de producción, tasas de agotamiento de los campos, demanda y oferta de los mercados, condiciones contractuales y otros factores. Las reservas no probadas se ponderan por factores de riesgo asociados a las mismas y en función de la tipología de cada uno de los activos de Upstream.

Los flujos de efectivo de los negocios de Downstream y Gas y Energía se estiman, entre otras cuestiones, a partir de la evolución prevista de ventas, márgenes de contribución unitarios, costos fijos y flujos de inversión, acordes con las expectativas consideradas en los planes estratégicos específicos de cada negocio. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño o ampliaciones del activo. El horizonte de evaluación de las proyecciones es de 5 años, considerando en el último período una renta anual, en función de la vida útil prolongada de los activos de esta UGE.

Los precios de referencia considerados se basan en una combinación de proyecciones disponibles en los mercados en los que opera el Grupo, y considerando las circunstancias particulares que pudieren afectar a los diferentes productos que comercializa el mismo, todo ello teniendo en cuenta también las estimaciones y juicios realizados por la Dirección de la Sociedad.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)**2.b.10) Planes de beneficios a empleados y pagos basados en acciones****i. Planes de retiro**

A partir del 1 de marzo de 1995, el Grupo ha establecido un plan de retiro de contribuciones definidas, que proveerá beneficios a cada empleado que decida adherirse al plan. Cada adherente deberá aportar un monto que variará entre el 3% y el 10% de su remuneración mensual y el Grupo deberá aportar un monto equivalente al contribuido por cada adherente.

Los adherentes recibirán los fondos aportados por el Grupo antes de su retiro, únicamente en caso de renuncia bajo ciertas circunstancias o despido injustificado y, adicionalmente, en caso de muerte o incapacidad. El Grupo puede discontinuar este plan en cualquier momento, sin incurrir en ningún costo relacionado a su terminación.

ii. Programas de bonificación por objetivos y evaluación del desempeño

Estos programas alcanzan a ciertos empleados del Grupo. Se basan en el cumplimiento de objetivos corporativos, de unidad de negocio y en el desempeño individual. Se determinan a partir de la remuneración anual de cada empleado, del cálculo de ciertos indicadores relacionados con el cumplimiento de los mencionados objetivos y de la evaluación de desempeño, y se abonan en efectivo.

iii. Plan de beneficios basados en acciones

A partir del ejercicio 2013, la Sociedad ha decidido implementar un plan de beneficio basado en acciones. Este plan, organizado en programas anuales, alcanza a determinados empleados de nivel ejecutivo, gerentes y personal clave o con conocimiento técnico crítico. El plan mencionado tiene como objetivo el alineamiento de estos empleados con los objetivos del plan estratégico de la Sociedad.

Este plan consiste en otorgar a cada empleado elegido para participar acciones de la Sociedad con la condición de que permanezca en la misma en el período que fuera oportunamente definido en el plan (período de hasta tres años desde la fecha de otorgamiento, en adelante “el período de servicio”), constituyendo esta última la condición única y necesaria para acceder a la retribución final pactada.

A efectos contables, la Sociedad registra los efectos de los planes de acuerdo con los lineamientos de la NIIF 2 “Pagos basados en acciones”. En este orden, el costo total de los planes otorgados es determinado a la fecha de la concesión de los mismos, utilizando el valor o precio de cotización de la acción en el mercado estadounidense. El costo antes mencionado es devengado en cada ejercicio en los resultados de la Sociedad en función del período de servicio, con contrapartida a una cuenta en el patrimonio denominada “Planes de beneficios en acciones”.

2.b.11) Criterio de reconocimiento de ingresos**Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes**

De acuerdo con la NIIF 15, el Grupo ha clasificado los principales contratos con clientes de acuerdo con el siguiente detalle:

- Contratos de venta de combustibles bajo la modalidad de consignado
- Contratos de venta directa de combustibles
- Contratos de venta de gas natural
- Contratos y acuerdos de venta de otros productos refinados
- Contratos de construcción

En los primeros cuatro tipos de contratos, relacionados a venta de bienes, el ingreso se reconoce en el momento en que el control de los bienes es transferido al cliente. Incluso en el caso de los contratos bajo la modalidad de consignado, no se reconoce el ingreso sino hasta la venta del bien al cliente del intermediario. Se resalta que en estos contratos no existen obligaciones de desempeño separadas ni distintas a la entrega de bienes.

En el caso de los contratos de construcción, el ingreso se reconoce considerando el margen final estimado para cada proyecto que surge de estudios técnicos realizados sobre las ventas y los costos totales estimados para cada uno de ellos, como así también el avance físico de los mismos. En este tipo de contratos, existen obligaciones de desempeño que se satisfacen a lo largo del tiempo.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

De acuerdo con los requerimientos de la NIIF 15, los ingresos se desglosan por (i) tipo de bien o servicio; (ii) canales de venta; y (iii) mercado de destino, de acuerdo con los segmentos de negocio reportados.

Reconocimiento de ingresos por esquema de incentivos

A continuación, se describen los principales ingresos que se encuadran dentro del alcance de la NIC 20 “Contabilización de las subvenciones del Gobierno e información a revelar sobre ayudas gubernamentales”:

- Beneficios por el Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural y por el Programa de estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural provenientes de reservorios no convencionales

Consisten en compensaciones económicas para las empresas comprometidas en incrementar sus respectivas producciones. Los incentivos mencionados han sido incluidos en el rubro “Ingresos” en el estado de resultados integrales.

- Compensaciones por suministro de gas oil al transporte público de pasajeros a un precio diferencial

Consisten en compensaciones económicas a las empresas productoras y refinadoras de hidrocarburos comprometidas a asegurar el suministro de gas oil en los volúmenes necesarios para cubrir las necesidades internas. Los incentivos mencionados han sido incluidos en el rubro “Ingresos” en el estado de resultados integrales.

- Beneficios por el reconocimiento del costo financiero generado por el diferimiento de pago de las prestadoras de servicio de distribución de gas natural y gas propano indiluido por redes

Consisten en compensaciones económicas mediante el reconocimiento a distribuidoras, subdistribuidoras, transportistas y productoras de los intereses generados por el diferimiento del pago otorgado a los usuarios residenciales de gas natural y gas propano indiluido por redes del 22% en las facturas emitidas a partir del 1 de julio de 2019 y hasta el 31 de octubre de 2019, que fue recuperado a partir de las facturas emitidas desde el 1 de diciembre de 2019 y por 5 períodos mensuales, iguales y consecutivos. Los incentivos mencionados han sido incluidos en el rubro “Resultados financieros, netos” en el estado de resultados integrales.

- Compensación de los menores ingresos que las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural por Redes reciben de sus usuarios

Consisten en compensaciones recibidas como producto de la aplicación de beneficios y/o bonificaciones a los usuarios resultantes de la normativa vigente en materia tarifaria social del servicio de distribución de gas natural por redes. Los incentivos mencionados han sido incluidos en el rubro “Ingresos” en el estado de resultados integrales.

- Pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las Distribuidoras y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019

El Estado Nacional asumió el pago de las diferencias generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en el período mencionado. Los incentivos mencionados reconocidos por Metrogas han sido incluidos como recuperos en el rubro “Costos” en el estado de resultados integrales. Ver Nota 34.f.

- Incentivo por bienes de capital, informática y telecomunicaciones para los fabricantes nacionales

Se materializa mediante la emisión de un bono fiscal, en la medida en que dichos fabricantes cuenten con establecimientos industriales radicados en el territorio nacional, tal como es el caso de AESA. El bono recibido es computable como crédito fiscal para el pago de impuestos nacionales (impuesto a las ganancias, impuesto a la ganancia mínima presunta, IVA e impuestos internos) y podrá ser cedido a terceros una única vez. Los incentivos mencionados han sido incluidos en el rubro “Otros resultados operativos, netos” dentro del estado de resultados integrales.

El reconocimiento de estos ingresos es efectuado a su valor razonable cuando exista una seguridad razonable de que se recibirán los incentivos y se cumplan las condiciones ligadas a ellos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

2.b.12) Arrendamientos

A partir del ejercicio 2019, el Grupo contabiliza sus arrendamientos de acuerdo con la NIIF 16.

El modelo introducido por esta norma se basa en la definición de arrendamiento, la cual se relaciona principalmente con el concepto de control. NIIF 16 distingue entre contratos de arrendamientos y contratos de servicios sobre la base de si un activo identificado se encuentra bajo el control del cliente, el cual existe en tanto el cliente tenga el derecho a: i) obtener sustancialmente todos los beneficios económicos del uso del activo; y ii) a dirigir el uso del mismo.

El Grupo reconoció activos por derechos de uso y pasivos por arrendamientos por 23.059 el 1 de enero de 2019, fecha de aplicación inicial de la NIIF 16, en el estado de situación financiera medidos al valor presente de los pagos futuros.

La aplicación de la presente norma no tuvo efecto sobre los resultados acumulados dado que el Grupo aplicó el modelo simplificado sin reexpresión de las cifras comparativas, reconociendo un activo por derecho de uso equivalente al pasivo por arrendamiento en la fecha inicial de transición.

El Grupo como arrendatario

Una vez identificado el arrendamiento, el Grupo reconoce las siguientes partidas:

- Activos por derecho de uso, cuyo costo incluye:
 - (a) el importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento;
 - (b) cualquier pago por arrendamiento abonado al arrendador con anterioridad a la fecha de comienzo o en la misma fecha, una vez descontado cualquier incentivo recibido por el arrendamiento;
 - (c) los costos directos iniciales incurridos por el arrendatario; y
 - (d) una estimación de los costos a incurrir al desmantelar y eliminar el activo subyacente, restaurar el lugar en el que se localiza o restaurar el activo subyacente a la condición requerida por los términos y condiciones del arrendamiento, a menos que se incurra en esos costos al producir los inventarios. El Grupo puede incurrir en obligaciones a consecuencia de esos costos ya sea en la fecha de comienzo o como una consecuencia de haber usado el activo subyacente durante un período determinado.

Posteriormente, la valoración del derecho de uso de los activos seguirá el modelo del costo de la NIC 16 "Propiedades, planta y equipo" (reconociendo por tanto la depreciación linealmente durante la duración del arrendamiento, salvo que otra base sistemática sea más representativa). La depreciación se calcula siguiendo el método de la línea recta en función del plazo de arrendamiento de cada contrato, salvo que la vida útil de dicho activo subyacente sea inferior.

A los fines de evaluar la recuperabilidad de los activos por derechos de uso, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable en la fecha de cierre del ejercicio, o más frecuentemente, si existieran indicios de que algún activo pudiera haber sufrido un deterioro, agrupando los activos en UGE y siguiendo los lineamientos de la NIC 36, los cuales se describen en las Notas 2.b.8 y 2.b.9.

Los contratos de arrendamientos en los que el Grupo es arrendatario corresponden principalmente al alquiler de:

- Instalaciones y equipos de explotación, los cuales incluyen equipamiento de instalaciones y equipos de producción en yacimientos como equipos de perforación, workover y bombas de extracción. Estos contratos tienen una duración promedio de 3 a 5 años para los cuales existen pagos mínimos garantizados en función de la disponibilidad de estos activos y a su vez pagos variables calculados a partir de una tarifa por unidad de uso (pesos por hora/día de utilización).
- Maquinarias y equipos, las cuales incluyen:
 - i. equipamiento para compresión de gas natural y generación de energía. Estos contratos tienen una duración promedio de 3 años los cuales establecen pagos mínimos en función de la potencia disponible. Los pagos variables se calculan a partir de una tarifa por unidad de generación;
 - ii. equipamiento de regasificación y licuefacción de gas. Estos contratos tienen una duración promedio de 6 años estableciendo un mínimo garantizado en función de la disponibilidad de estos activos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

- Equipos de transporte, incluye:
 - i. buques y barcasas para el transporte de hidrocarburos, cuyos contratos tienen una duración promedio de 3 años, estableciendo pagos mensuales garantizados asociados a la disponibilidad que tiene el Grupo sobre los activos mencionados;
 - ii. flotas de camiones cuyos contratos tienen una duración promedio de 3 años y para los cuales los pagos variables se calculan a partir de una tarifa por unidad de uso (pesos por kilómetro recorrido), siendo que en algunos casos se estipulan pagos mínimos asociados a la disponibilidad de los activos mencionados.
- Estaciones de servicio, cuyos contratos incluyen el arrendamiento de terrenos e instalaciones asociadas, las cuales tienen una duración promedio de aproximadamente 20 años y cuyos pagos se determinan en función del precio de una determinada cantidad fija de litros de combustible.
- Terrenos y edificios, incluye principalmente:
 - i. un reservorio y el terreno necesario para montar las instalaciones de superficie necesarias para el almacenamiento subterráneo de gas natural, cuyo contrato tiene una duración de 4 años, para el que hay cuotas mínimas garantizadas;
 - ii. permisos para el uso de puertos y terrenos, para los que hay cuotas mínimas garantizadas.

Para los arrendamientos que califiquen como de corto plazo, y arrendamientos con activos subyacentes de bajo valor, el Grupo continúa reconociéndolos como gastos del ejercicio, de acuerdo con la opción indicada por la norma, excepto aquellos que son capitalizados. El Grupo no identificó arrendamientos de bajo valor distintos a aquellos cuyo activo subyacente corresponde a impresoras, equipos celulares, computadoras, fotocopadoras, entre otros, no siendo significativos. El mismo tratamiento contable siguen los pagos variables de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente. El total de los cargos imputados al resultado integral del ejercicio y de las capitalizaciones por los arrendamientos de corto plazo y bajo valor, y por los arrendamientos de pagos variables relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente, asciende a 11.764 y 13.886 al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.

Los pagos por arrendamientos de corto plazo y bajo valor, y los pagos del cargo variable de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente, se clasifican en el estado de flujo de efectivo dentro de las actividades operativas, excepto aquellos que son capitalizados los cuales se clasifican como aplicaciones en las actividades de inversión. Por otro lado, los pagos en efectivo en concepto de capital e intereses se exponen como flujos de efectivo de actividades de financiación.

- Pasivos por arrendamientos, medidos como la sumatoria de los pagos futuros por arrendamiento, descontados. Dada la complejidad de determinar la tasa de interés implícita en el arrendamiento, se utiliza la tasa incremental por préstamos del arrendatario de la fecha del reconocimiento inicial de cada contrato.

Los pasivos por arrendamientos incluyen:

- (a) pagos fijos (incluyendo los pagos en esencia fijos), menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar;
- (b) pagos variables, que dependen de un índice o una tasa, inicialmente medidos usando el índice o tasa en la fecha de comienzo del contrato;
- (c) importes que el Grupo espera pagar como garantías de valor residual;
- (d) el precio de ejercicio de una opción de compra si el Grupo está razonablemente seguro de ejercer esa opción; y
- (e) pagos de penalizaciones por terminar el arrendamiento, si el período del arrendamiento refleja que el Grupo ejercerá una opción de terminarlo (es decir, porque existe una certeza razonable al respecto).

Posteriormente, el Grupo incrementa el pasivo por el arrendamiento para reflejar el interés devengado (y reconocido en el estado de resultados integrales), deduce las cuotas que se van pagando del pasivo y recalcula de nuevo el valor contable para reflejar cualquier revisión, modificación del arrendamiento o revisión de las denominadas cuotas "en sustancia" fijas, aplicando una tasa de descuento revisada en caso de corresponder.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

El Grupo revisa el pasivo por arrendamiento en los siguientes casos:

- (a) cuando se produzca un cambio en el importe esperado a pagar en virtud de una garantía de valor residual;
- (b) cuando se produzca un cambio en las futuras cuotas de arrendamiento para reflejar la variación de un índice o en un tipo de interés utilizado para determinar dichas cuotas (incluida, por ejemplo, una revisión del alquiler de mercado);
- (c) cuando se produzca un cambio en la duración del arrendamiento como resultado de una modificación en el período no cancelable del mismo (por ejemplo, si el arrendatario no ejerce una opción previamente incluida en la determinación del período de arrendamiento); o
- (d) cuando se produzca un cambio en la evaluación de la opción de compra del activo subyacente.

Por el ejercicio 2018, el Grupo aplicó los lineamientos de la NIC 17. Los arrendamientos del Grupo se clasificaban como arrendamientos operativos o financieros, teniendo en cuenta la sustancia económica de los contratos.

- Arrendamientos operativos

Los arrendamientos eran clasificados como operativos cuando el arrendador no transfería al arrendatario sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del bien objeto del mismo.

Los costos vinculados a arrendamientos operativos eran reconocidos linealmente en resultados en cada ejercicio en las líneas "Alquileres de inmuebles y equipos" y "Contrataciones de obras y otros servicios" del estado de resultados integrales.

- Arrendamientos financieros

Los arrendamientos eran clasificados como financieros cuando el arrendador transfería al arrendatario sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del bien objeto del mismo.

El Grupo no poseía contratos significativos de arrendamientos financieros tal cual definía la NIC 17.

El Grupo como arrendador

El Grupo no posee activos arrendados a terceros significativos.

2.b.13) Resultado neto por acción

El resultado neto por acción básico es calculado dividiendo el resultado neto del ejercicio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante por el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el ejercicio, netas, de corresponder, de las recompras realizadas según se menciona en la Nota 29.

El resultado neto por acción diluido es calculado dividiendo el resultado neto del ejercicio por el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, y cuando son diluibles, incluyendo las opciones de compra de acciones, se ajustan por el efecto de todas las acciones potencialmente diluibles, como si hubieran sido convertidas.

Al computar el resultado neto por acción diluido, los ingresos disponibles para los accionistas comunes, utilizados en el cálculo del resultado por acción básico, son ajustados por aquellos resultados que resultarían de la potencial conversión en acciones ordinarias. La cantidad promedio ponderada de acciones en circulación se ajusta para incluir la cantidad de acciones ordinarias adicionales que hubieran estado en circulación, si se hubieran emitido las acciones ordinarias potencialmente diluibles. El resultado neto por acción diluida se basa en la tasa de conversión o precio de ejercicio más beneficioso durante todo el plazo del instrumento desde el punto de vista del tenedor de dicho instrumento. El cálculo del resultado neto por acción diluido excluye las potenciales acciones ordinarias si su efecto es antidiluyente.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, YPF no ha emitido instrumentos de patrimonio que den lugar a acciones ordinarias potenciales (considerando asimismo la intención de la Sociedad de cancelar los planes de beneficios en acciones mediante la recompra en el mercado), por lo que el cálculo del resultado neto diluido por acción coincide con el cálculo del resultado neto básico por acción. Ver Nota 30.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)****2.b.14) Pasivos financieros**

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de la transacción incurridos. Dado que el Grupo no posee pasivos financieros cuyas características requieran la contabilización a valor razonable, de acuerdo con las NIIF vigentes, con posterioridad al reconocimiento inicial los pasivos financieros son valorados a costo amortizado. Cualquier diferencia entre el importe recibido como financiación (neto de costos de la transacción) y el valor de reembolso, es reconocida en resultados a lo largo de la vida del instrumento financiero de deuda, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

El Grupo eliminará de su estado de situación financiera un pasivo financiero (o una parte de éste) cuando se haya extinguido, esto es, cuando la obligación especificada en el correspondiente contrato haya sido pagada o cancelada, o haya expirado.

El Grupo contabilizará una permuta de instrumentos financieros con condiciones sustancialmente diferentes como una cancelación del pasivo financiero original, reconociéndose un nuevo pasivo financiero. De forma similar, el Grupo contabilizará una modificación sustancial de las condiciones actuales de un pasivo financiero existente o de una parte del mismo como una cancelación del pasivo financiero original y el reconocimiento de un nuevo pasivo financiero.

Al cierre de los presentes estados financieros consolidados, los pasivos financieros a costo amortizado del Grupo comprenden cuentas por pagar, otros pasivos, préstamos y pasivos por arrendamientos.

2.b.15) Impuestos, retenciones y regalíasImpuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta

El Grupo determina el cargo contable por impuesto a las ganancias de acuerdo con el método del impuesto diferido, el cual considera el efecto de las diferencias temporarias originadas en la distinta base de medición de activos y pasivos según criterios contables e impositivos y de los quebrantos impositivos existentes y créditos fiscales no utilizados susceptibles de deducción de ganancias impositivas futuras, computados considerando la tasa impositiva que se encuentre vigente, al momento de su utilización o reversión.

Los activos por impuesto diferido se registran en la medida en que sea probable la existencia de ganancias imponibles en el futuro contra las cuales se puedan compensar las diferencias temporarias.

El cargo por impuesto a las ganancias del ejercicio incluye el cargo por impuesto corriente y diferido. Los cargos por impuesto a las ganancias se reconocen en el estado de resultados, excepto si se relacionan con conceptos contabilizados en otros resultados integrales o directamente en el patrimonio, en cuyo caso, el impuesto se contabiliza en otros resultados integrales o directamente en el patrimonio, respectivamente.

El cargo por impuesto a las ganancias se calcula de acuerdo con las leyes impositivas aprobadas, o cuyo proceso de aprobación esté prácticamente terminado a la fecha de cierre de cada ejercicio en los países en los que la Sociedad y sus subsidiarias operan y generan ganancias gravadas. El Grupo evalúa regularmente las posiciones adoptadas en las declaraciones juradas de impuestos con respecto a situaciones en las que las normas impositivas están sujetas a interpretaciones. El Grupo constituye provisiones cuando sea apropiado en base a las sumas que se esperan pagar a las autoridades fiscales.

De acuerdo con las modificaciones introducidas por la Ley N° 27.430 de Reforma Tributaria publicada en el BO el 29 de diciembre de 2017:

i) La alícuota general del impuesto se redujo del 35% para el ejercicio 2017, al 30% para los ejercicios 2018 y 2019 y al 25% a partir del año 2020. Con fecha 23 de diciembre de 2019 se publicó en el BO la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (ver Nota 34.j) que suspendió la reducción de la alícuota del impuesto a las ganancias del 30% al 25% hasta los ejercicios fiscales iniciados el 1 de enero de 2021 inclusive. En este sentido, si bien los cambios graduales de la alícuota del impuesto a las ganancias no eran aplicables para la medición del impuesto corriente, el principal impacto contable de esta normativa se produjo en la medición de activos y pasivos por impuesto diferido. Ver Nota 16.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

ii) Establece que, a opción de las sociedades, se podrá realizar el revalúo impositivo de los bienes situados en el país y que se encuentran afectados a la generación de ganancias gravadas. El impuesto especial sobre el importe del revalúo depende del bien, siendo de un 8% para los bienes inmuebles que no posean el carácter de bienes de cambio, del 15% para los bienes inmuebles que posean el carácter de bienes de cambio, del 5% para acciones, cuotas y participaciones sociales poseídas por personas físicas y del 10% para el resto de los bienes. La ganancia generada por la revaluación está exenta según lo establece el artículo 291 de la Ley N° 27.430 y, por otro lado, el impuesto adicional generado por el revalúo no es deducible.

Con fecha 28 de marzo de 2019 la Sociedad adhirió al revalúo impositivo establecido en la Ley N° 27.430 por la categoría de "Minas, canteras, bosques y bienes análogos", determinando un impuesto especial de 4.562. La adhesión permitirá una mayor deducción de la depreciación de los bienes revaluados en el impuesto a las ganancias afectando en consecuencia la registración del impuesto diferido. Ver Nota 16.

Adicionalmente, en caso de determinarse ganancia impositiva, se determinaba el impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables al cierre del ejercicio. Este impuesto era complementario del impuesto a las ganancias. La obligación fiscal en cada ejercicio coincidía con el monto mayor que surgía de la determinación del impuesto a la ganancia mínima presunta y la obligación fiscal por el impuesto a las ganancias determinado aplicando la tasa vigente sobre la utilidad impositiva del ejercicio. Sin embargo, si el impuesto a la ganancia mínima presunta excedía en un ejercicio fiscal al impuesto a las ganancias a pagar, dicho exceso podía computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del impuesto a las ganancias a pagar sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en cualquiera de los 10 ejercicios siguientes. Cabe destacar que, conforme lo establecido por la Ley N° 27.260, este impuesto fue derogado para los ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2019.

Impuesto a los bienes personales - Responsable sustituto

Las personas y entidades extranjeras, así como las sucesiones indivisas, independientemente si están domiciliadas o con sede en la Argentina o en el extranjero, están sujetas al impuesto sobre los bienes personales del 0,50% del valor de las acciones o ADS emitidos por entidades de Argentina. El impuesto se aplica a los emisores argentinos de dichas acciones o ADS, tales como YPF, que tiene que pagar este impuesto, en sustitución de los accionistas correspondientes, y se basa en el valor de las acciones (valor patrimonial proporcional), o el valor contable de las acciones derivadas de los últimos estados financieros al 31 de diciembre de cada año. De conformidad con la Ley del Impuesto sobre los Bienes Personales, el Grupo tiene el derecho a obtener el reembolso del impuesto pagado por parte de los accionistas a quienes el impuesto mencionado le resultare aplicable, mediante el mecanismo de reembolso que el Grupo estime conveniente.

Regalías, cánones y regímenes de retención a las exportaciones de hidrocarburos

Por la producción de petróleo crudo y los volúmenes de gas natural comercializados, se abonan regalías equivalentes al 12% (o al 15%, de corresponder) sobre el valor en boca de pozo de dichos productos, el cual es asimilable al precio de venta final menos gastos de transporte y almacenamiento.

En relación con la extensión del plazo original de concesiones de explotación, el Grupo ha acordado el pago de un canon extraordinario de producción y en algunos casos abonar regalías equivalentes al 10% sobre la producción de hidrocarburos no convencionales.

Las regalías y cánones extraordinarios de producción se imputan al costo de producción.

Adicionalmente, el Grupo está sujeto a los regímenes de retención a las exportaciones de hidrocarburos que se detallan en la Nota 34.d.

2.b.16) Cuentas de patrimonio

Las partidas de patrimonio han sido valuadas de acuerdo con las normas contables vigentes a la fecha de transición. La registración de movimientos del mencionado rubro se realizó de acuerdo con decisiones asamblearias, normas legales o reglamentarias.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)**Capital suscrito y Ajuste del capital

Está formado por los aportes efectuados por los Accionistas representados por acciones y comprende a las acciones en circulación a su valor nominal neto de las acciones propias en cartera mencionadas en el acápite siguiente "Acciones propias en cartera y Ajuste de acciones propias en cartera". La cuenta Capital suscrito se ha mantenido a su valor nominal y el ajuste derivado de dicha reexpresión monetaria efectuada según los principios de contabilidad previos (las Normas Contables Argentinas) se expone en la cuenta Ajuste del capital.

El Ajuste del capital no es distribuible en efectivo ni en bienes, pero se permite su capitalización mediante la emisión de acciones liberadas. Asimismo, esta partida es aplicable para cubrir pérdidas acumuladas.

Acciones propias en cartera y Ajuste de acciones propias en cartera

Corresponde a la reclasificación del valor nominal y su correspondiente ajuste por inflación (Ajuste del capital) de acciones propias emitidas recompradas por la Sociedad en los mercados, conforme es exigido por la normativa vigente de la CNV.

Planes de beneficios en acciones

Corresponde al saldo devengado acumulado relacionado a los planes de beneficios basados en acciones según se menciona en la Nota 2.b.10.iii.

Costo de adquisición de acciones propias

Corresponde al costo incurrido en la adquisición de las acciones propias que la Sociedad mantiene en cartera. Adicionalmente, ver Nota 29. En virtud de las disposiciones de la RG N° 562 de la CNV, la distribución de los resultados acumulados se encuentra restringida por el saldo de la presente cuenta.

Prima de negociación de acciones propias

Corresponde a la diferencia entre el valor devengado en relación con los planes de beneficios basados en acciones y el costo de adquisición de las acciones de la Sociedad para las acciones entregadas en relación con los mencionados planes. En virtud del saldo deudor de la presente prima, la distribución de los resultados acumulados se encuentra restringida por el saldo de dicha prima.

Prima de emisión

Corresponde a la diferencia entre el monto de suscripción de los aumentos de capital y el correspondiente valor nominal de las acciones emitidas.

Reserva legal

De acuerdo con las disposiciones de la LGS, la Sociedad debe efectuar una reserva legal no inferior al 5% del resultado positivo surgido de la sumatoria algebraica del resultado del ejercicio, los ajustes de ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados acumulados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, hasta alcanzar el 20% de la suma del Capital suscrito y el saldo de la cuenta Ajuste del capital. Al 31 de diciembre de 2020, la reserva legal se encuentra totalmente integrada por 2.007.

Reserva para futuros dividendos

Corresponde a la asignación hecha por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad, por la cual se destina un monto específico para constituir una reserva para futuros dividendos.

Reserva para inversiones y Reserva para compra de acciones propias

Corresponden a las asignaciones efectuadas por la Asamblea de Accionistas de la Sociedad, por la cual se destina un monto para afrontar inversiones futuras y para la compra de acciones propias para atender las obligaciones emergentes de los planes de beneficios en acciones descritos en la Nota 2.b.10.iii.

Otros resultados integrales

Comprende los ingresos y gastos reconocidos directamente en cuentas del patrimonio y las transferencias de dichas partidas desde cuentas del patrimonio a cuentas del resultado del ejercicio o a Resultados acumulados, según se determina en las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)**Resultados acumulados

Comprende a las ganancias o pérdidas acumuladas sin asignación específica, que siendo positivas pueden ser distribuibles mediante decisión de la Asamblea de Accionistas, en tanto no estén sujetas a restricciones legales.

Adicionalmente, comprenden los resultados de ejercicios anteriores que no fueron distribuidos, los importes transferidos de Otros resultados integrales y los ajustes de ejercicios anteriores por aplicación de las normas contables.

Adicionalmente, de acuerdo con lo establecido por las normas de la CNV, cuando el saldo neto de los Otros resultados integrales sea positivo, éste no podrá ser distribuido, capitalizado ni destinado a absorber pérdidas acumuladas, pero deberá ser computado como parte de los resultados acumulados a los fines de efectuar las comparaciones para determinar la situación de la sociedad frente a los artículos 31, 32 y 206 de la LGS, u otras normas legales o reglamentarias complementarias en las que se haga referencia a límites o relaciones con el capital y las reservas, que no tengan un tratamiento particular expreso en Normas de la CNV. Cuando el saldo neto de estos resultados al cierre de un ejercicio sea negativo, existirá una restricción a la distribución de resultados acumulados por el mismo importe.

Interés no controlante

Corresponde al porcentaje sobre los activos netos de Metrogas (30%) e YTEC (49%) representativos de los derechos sobre las acciones que no se encuentran en propiedad de YPF.

2.b.17) Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura

Los instrumentos financieros derivados se miden a su valor razonable. El método para contabilizar la ganancia o pérdida resultante depende de si el derivado es designado como un instrumento de cobertura, y si es así, de la naturaleza del concepto que está cubriendo.

El Grupo administra las exposiciones a diversos riesgos utilizando diferentes instrumentos financieros. El Grupo no utiliza instrumentos financieros derivados con fines especulativos.

La política del Grupo es aplicar la contabilización de cobertura, de conformidad con la NIIF 9, cuando sea posible hacerlo y su aplicación reduzca la volatilidad. Si bien hay operaciones de cobertura que pueden ser efectivas en términos económicos, no siempre pueden calificar para la contabilización de cobertura conforme a la NIIF 9:

- Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, el Grupo concertó operaciones de compra a término de dólares y granos y no aplicó la contabilización de cobertura.
- Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, el Grupo realizó operaciones con contratos forward dólares - francos suizos y concertó operaciones de compra a término de dólares y no aplicó la contabilización de cobertura.
- Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, el Grupo concertó operaciones de compra a término de dólares y no aplicó la contabilización de cobertura.

Los resultados generados por los instrumentos financieros derivados se clasifican dentro de "Resultados financieros, netos" en el estado de resultados integrales.

Los valores razonables de los instrumentos financieros derivados con cotización en mercados activos se miden en referencia a los precios de publicación en dichos mercados. El valor razonable de los instrumentos financieros derivados que no poseen cotización en un mercado activo se determina utilizando técnicas de valuación. El Grupo selecciona entre diversos métodos de valuación y utiliza supuestos basados principalmente en condiciones de mercado existentes al cierre de cada ejercicio.

2.b.18) Créditos por ventas y otros créditos

Los créditos por ventas se contabilizan inicialmente a valor razonable y posteriormente se miden a su costo amortizado aplicando el método de la tasa de interés efectiva.

En base a los lineamientos de la NIIF 9, se constituye una provisión por incobrabilidad mediante la elaboración de una matriz por tramos, agrupando los activos en función del tipo de cliente: i) partes relacionadas, ii) sector público y iii) sector privado. Luego se subagrupan en base a determinadas características especiales indicativas de la capacidad de devolución del crédito tales como i) atrasos de pagos, ii) existencia de garantías y iii) existencia de un procedimiento judicial o en proceso de iniciar acciones legales tendientes al cobro, entre otros. Definido cada grupo, se asigna una tasa

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



de incobrabilidad esperada calculada en función a tasas de impago históricas ajustadas a las condiciones económicas futuras.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

El valor contable del activo se reduce a través de la provisión, y el monto de la pérdida se contabiliza en el estado de resultados integrales dentro de la línea “Gastos de comercialización”, así como también sus recuperos posteriores.

Con la entrada en vigencia de la NIIF 9, el 1 de enero de 2018, el Grupo ha aplicado los cambios en la norma retroactivamente sin reexpresión de las cifras comparativas, por lo que la diferencia entre las cifras contables previas y las cifras iniciales nuevas resultantes de esta aplicación inicial, se reconocieron como un ajuste en los “Resultados acumulados” en dicha fecha. La aplicación del modelo de deterioro introducido por la norma generó una pérdida de 425 con su correspondiente efecto en el impuesto diferido de 127, siendo el efecto neto expuesto en el estado de cambios en el patrimonio de 298, no siendo significativo en la posición y/o desempeño financiero del Grupo.

2.b.19) Efectivo y equivalentes de efectivo

En el estado de flujo de efectivo, el efectivo y equivalentes de efectivo incluye el efectivo disponible, los depósitos a la vista en bancos y otras inversiones de corto plazo de alta liquidez con vencimientos originales de 3 meses o menos. No incluye descubiertos bancarios.

2.b.20) Distribución de dividendos

Los dividendos a pagar del Grupo se contabilizan como un pasivo en el ejercicio en el cual son aprobados.

2.b.21) Combinaciones de negocios

Las combinaciones de negocios se contabilizan utilizando el método de adquisición al momento en que el Grupo toma efectivamente el control de la compañía adquirida.

El Grupo reconocerá en sus estados financieros, los activos identificables adquiridos, los pasivos asumidos, cualquier participación no controlante y, de existir, una llave de negocio de acuerdo con lo establecido por la NIIF 3.

El costo de una adquisición se mide como la suma de la contraprestación transferida, medida al valor razonable a dicha fecha y el monto de cualquier participación no controlante de la adquirida. El Grupo medirá la participación no controlante en la adquirida a valor razonable o a la participación proporcional de los activos netos identificables de la adquirida.

Si la combinación de negocios se realiza en etapas, el Grupo medirá nuevamente su tenencia previa a la combinación al valor razonable a la fecha de adquisición y reconocerá una ganancia o pérdida en el estado de resultados integrales.

La llave de negocio se mide al costo, como exceso de la contraprestación transferida respecto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos netos por el Grupo. Si esta contraprestación es inferior al valor razonable de los activos identificables y de los pasivos asumidos, la diferencia se reconoce en el estado de resultados integrales.

La NIIF 3 permite un plazo de 12 meses a partir de la fecha de adquisición para finalizar con el proceso de medición de una combinación de negocios. Cuando esta registración no se completa al cierre del ejercicio en el cual tiene lugar la combinación de negocios, el Grupo informa los montos provisionarios.

2.b.22) Disposición total o parcial de un negocio con moneda funcional distinta del dólar

Al producirse la disposición de un negocio con moneda funcional distinta del dólar (total o parcial pero que implique la pérdida de control de una subsidiaria), todas las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio respecto de ese negocio se reclasifican al resultado del ejercicio.

En caso de disposición parcial que no resulte en la pérdida de control por parte del Grupo de una subsidiaria que incluye un negocio con moneda funcional distinta del dólar, la parte proporcional de las diferencias de conversión acumuladas se reclasifica al interés no controlante y no se registra en el resultado del ejercicio.

Los ajustes a la llave de negocio y al valor razonable resultantes de la adquisición de una entidad con moneda funcional distinta del dólar se tratan como activos y pasivos de dicha entidad y se convierten al tipo de cambio de cierre de ejercicio. Las diferencias de conversión resultantes se reconocen en Otros resultados integrales.

2.b.23) Información por segmentos

Los segmentos operativos se presentan de manera consistente con la información interna brindada a la máxima autoridad en la toma de decisiones, quien es la responsable de asignar recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos. Los segmentos operativos se describen en la Nota 5.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

2.b.24) Activos mantenidos para su disposición y pasivos asociados

El activo (o grupo de activos) es clasificado como mantenido para su disposición junto con sus pasivos asociados cuando el Grupo recuperará sus valores residuales a través de la disposición del mismo (más que a través de su utilización) y cuando dicha disposición es altamente probable. En caso de que el Grupo esté comprometido en un plan de disposición, que implique la pérdida de control de una subsidiaria, clasificará todos los activos y pasivos de esa subsidiaria como mantenidos para su disposición, cuando se cumplan los criterios requeridos por la NIIF 5 y sus interpretaciones, independientemente de que el Grupo retenga después de la transacción una participación no controlante en su anterior subsidiaria.

Para aplicar la clasificación anterior, el activo (o grupo de activos) debe estar disponible, en sus condiciones actuales, para su disposición o dilución inmediata, sujeto exclusivamente a los términos usuales y habituales para la disposición o dilución de este activo (o grupo de activos).

Para que la transacción sea altamente probable, el nivel apropiado de la Gerencia o Dirección de la Sociedad debe estar comprometido con un plan de disposición y debe haberse iniciado de forma activa un programa para completar dicho plan. Además, la disposición del activo (o grupos de activos) debe negociarse activamente a un precio razonable, en relación con su valor razonable actual. Asimismo, debe esperarse que la transacción cumpla las condiciones para su reconocimiento como disposición finalizada dentro del año siguiente a la fecha de clasificación, con las excepciones permitidas por la NIIF 5, y además las actividades requeridas para completar el plan deberían indicar que es improbable que se realicen cambios significativos en el plan o que el mismo vaya a ser cancelado.

Los activos clasificados como mantenidos para su disposición se medirán al menor de su importe en libros o su valor razonable menos los costos relacionados con su disposición.

Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo clasificó ciertos activos de Propiedades, planta y equipo como activos mantenidos para su disposición.

Al 31 de diciembre de 2019, no existieron activos mantenidos para su disposición.

Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo clasificó ciertas áreas como activos mantenidos para su disposición. Ver Nota 3.

2.b.25) Costos por préstamos

Los costos por préstamos que son directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos para los cuales se requiere de un período prolongado para ponerlos en las condiciones requeridas para su uso o venta, se capitalizan como parte del costo de esos activos hasta que los activos estén sustancialmente listos para su uso o venta. Los intereses son capitalizados de acuerdo con la tasa promedio de endeudamiento del Grupo. Las diferencias de cambio por los préstamos en moneda extranjera son capitalizadas si son considerados un ajuste a los costos por interés. El resto de los costos derivados de préstamos se reconocen como gastos en el período en el que se incurren.

2.b.26) Nuevos estándares emitidos

Tal como lo requiere la NIC 8 "Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores" a continuación, se presentan y resumen las normas o interpretaciones emitidas por el IASB cuya aplicación resulta obligatoria a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados, así como también aquellas cuya aplicación no resulta obligatoria a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados y por lo tanto no han sido adoptadas por el Grupo.

Normas o interpretaciones emitidas por el IASB cuya aplicación resulta obligatoria a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados y por lo tanto han sido adoptadas por el Grupo, de corresponder

- **Modificaciones a la NIIF 3 - Combinaciones de negocios**

En octubre de 2018, el IASB emitió modificaciones que aclaran la definición de negocio, con el objetivo de ayudar a las entidades a determinar si una transacción debe contabilizarse como una combinación de negocios o como la adquisición de un activo. Las mismas resultan aplicables para las transacciones cuya fecha de adquisición sea a partir del comienzo del primer período anual sobre el que se informa que se inicie a partir del 1 de enero de 2020, permitiéndose la aplicación anticipada.

Las modificaciones:

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

- Aclaran que, para ser considerado un negocio, un conjunto adquirido de actividades y activos debe incluir, como mínimo, un insumo y un proceso sustantivo que juntos contribuyen de forma significativa a la capacidad de elaborar productos;
- eliminan la evaluación de si los participantes del mercado pueden sustituir los procesos o insumos que faltan y continuar con la producción de productos;
- añaden guías y ejemplos ilustrativos para ayudar a las entidades a evaluar si se ha adquirido un proceso sustancial;
- restringen las definiciones de un negocio o de productos centrándose en bienes y servicios proporcionados a los clientes y eliminan la referencia a la capacidad de reducir costos; y
- añaden una prueba de concentración opcional que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y negocios adquiridos no es un negocio.

La adopción de las modificaciones mencionadas no ha tenido efecto en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Modificaciones a la NIC 1 “Presentación de estados financieros” y NIC 8 “Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores” - Definición de material**

En octubre de 2018, el IASB emitió modificaciones que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2020, permitiendo su aplicación anticipada.

Las modificaciones emitidas a las definiciones de “material” o “con importancia relativa”, persiguen el objetivo de unificar la definición de dichos conceptos, a las definiciones del Marco Conceptual también modificado en 2018.

La adopción de la modificación mencionada no ha tenido efecto en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual para la Información Financiera**

En marzo de 2018, el IASB emitió el Marco Conceptual revisado que resulta aplicable para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020. Este proceso de revisión no implicó un cambio sustancial al conjunto de definiciones, conceptos y lineamientos utilizados como base para la preparación de información financiera por lo que no generó efectos sobre los estados financieros del Grupo.

- **Modificaciones a las NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7 - Reforma de la tasa de interés de referencia parte 1**

En septiembre de 2019, el IASB emitió modificaciones que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2020, permitiendo su aplicación anticipada.

Tras la incertidumbre que genera la “Reforma de las tasas de interés de referencia”, por la cual se sugiere reemplazar las tasas de oferta interbancarias por tasas de referencia alternativas libre de riesgo, el IASB consideró las implicancias que pueden tener sobre los requerimientos específicos de la contabilidad de cobertura de la NIIF 9 y de la NIC 39 que requieren del análisis proyectado a futuro.

De este modo, las enmiendas modifican estos requerimientos al aplicar contabilidad de cobertura, de modo que las entidades los apliquen suponiendo que el índice de referencia de tasa de interés no se altera como resultado de la reforma mencionada sobre las tasas de interés.

La adopción de la modificación mencionada no ha tenido efecto en los estados financieros consolidados del Grupo por no realizar este tipo de coberturas.

Normas o interpretaciones emitidas por el IASB cuya aplicación no resulta obligatoria a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados y por lo tanto no han sido adoptadas por el Grupo

- **NIIF 17 - Contratos de seguro**

La NIIF 17 emitida en mayo de 2017 resulta aplicable para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2021, permitiendo su aplicación anticipada y reemplaza a la NIIF 4.

El Grupo anticipa que esta norma no tendrá efectos sobre sus estados financieros, como consecuencia de no prestar este tipo de servicios.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

- **Modificaciones a las NIIF 10 y NIC 28 - Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto**

En septiembre de 2014, el IASB modificó la NIIF 10 y la NIC 28 para clarificar que, en transacciones que involucren una controlada, la extensión de la ganancia o pérdida a reconocer en los estados financieros depende de si la controlada vendida o contribuida constituye un negocio de acuerdo con la NIIF 3.

Con fecha 10 de agosto de 2015, el IASB emitió una propuesta para posponer la fecha efectiva de estas modificaciones indefinidamente dependiendo del resultado de su proyecto de investigación sobre la contabilización por el método de la participación, la cual resultó aprobada el 17 de diciembre de 2015.

- **Modificaciones a la NIC 1 - Clasificación de pasivos**

En enero de 2020, el IASB emitió modificaciones a la NIC 1, referente a la clasificación de pasivos entre corrientes o no corrientes, que resultan aplicables retroactivamente para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2022 (fecha que fue prorrogada al 1 de enero de 2023), permitiendo su aplicación anticipada.

Las modificaciones aclaran que la clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes:

- Debe basarse en los derechos existentes al final del período sobre el que se informa a diferir la liquidación en al menos 12 meses y hacer explícito que sólo los derechos vigentes “al final del período de informe” deberían afectar la clasificación de un pasivo.
- No se ve afectada por las expectativas sobre si una entidad ejercerá su derecho a diferir la liquidación de un pasivo.

También aclara que la liquidación se refiere a la transferencia a la contraparte de efectivo, instrumentos de patrimonio, otros activos o servicios.

El Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros, si bien se encuentra en proceso de evaluación.

- **Modificaciones a la NIC 16 - Producto obtenido antes del uso previsto**

En mayo de 2020, el IASB emitió modificaciones que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2022, permitiendo su aplicación anticipada.

Tras la modificación a la NIC 16, una entidad no podrá deducir del costo de un elemento del rubro propiedades, planta y equipo cualquier ingreso recibido de la venta de productos obtenidos durante el proceso de preparación del activo para su uso previsto. Los ingresos de la venta de tales productos o muestras, junto con los costos de producción, se reconocerán en los resultados integrales del período que corresponda. Las entidades revelarán por separado los montos de estos ingresos y costos que no son provenientes de las actividades ordinarias de la entidad.

La modificación también aclara que un elemento de propiedades, planta y equipo se encuentra en dicho proceso de preparación y prueba cuando se está evaluando el rendimiento técnico y físico del activo. Por lo tanto, un activo podría ser capaz de operar según lo previsto por la Gerencia y consecuentemente estar sujeto a depreciación antes de que haya alcanzado el nivel de desempeño operativo esperado por la misma.

El Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros, de acuerdo con las variables presentes al cierre del ejercicio.

- **Modificaciones a la NIC 37 - Contratos onerosos**

En mayo de 2020, el IASB emitió modificaciones que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2022, permitiendo su aplicación anticipada.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

La modificación aclara el significado de “costos para cumplir un contrato” al evaluar la onerosidad de un contrato. El costo directo de cumplir un contrato comprende tanto los costos incrementales de cumplir ese contrato (por ejemplo, mano de obra directa y materiales), como también una asignación de otros costos que se relacionan directamente con el cumplimiento de los contratos (por ejemplo, una asignación del cargo por depreciación para un elemento de propiedades, planta y equipo utilizado para cumplir dicho contrato).

La modificación también aclara que una entidad debe reconocer cualquier pérdida por deterioro que haya ocurrido en los activos utilizados para cumplir el contrato antes de registrar una pérdida por onerosidad, y que al determinar dicha onerosidad deber considerarse la obligación presente bajo un contrato existente, por lo que no reconoce pérdidas operativas futuras.

El Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros, de acuerdo con las variables presentes al cierre del ejercicio.

• Modificaciones a la NIIF 3 - Referencia al Marco Conceptual

En mayo de 2020, el IASB emitió modificaciones que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2022, permitiendo su aplicación anticipada.

Tras la actualización de la referencia que la Norma hace al Marco Conceptual 2018 sobre la definición de los conceptos de activos y pasivos en una combinación de negocios, su aplicación podría cambiar los activos y pasivos que cumplen los requisitos para su reconocimiento en una combinación de negocios. En algunos de estos casos, la contabilización posterior a la adquisición requerida por otras Normas NIIF podría llevar a la baja inmediata en cuentas de activos o pasivos reconocidos en una combinación de negocios, dando lugar a las denominadas “ganancias o pérdidas del día 2” que no representan una ganancia o pérdida económica.

Para subsanar dicha situación, la nueva excepción en la NIIF 3 para pasivos y pasivos contingentes, especifica que, para algunos tipos de pasivos y pasivos contingentes, una entidad que aplique la NIIF 3 debería referirse a la NIC 37 “Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes”, o CINIIF 21 “Gravámenes”, en lugar del Marco Conceptual 2018. También se ha aclarado que la adquirente no debe reconocer los activos contingentes, en la fecha de adquisición tal como se define en la NIC 37.

El Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto en sus estados financieros.

• Modificaciones a la NIIF 16 - Reducciones del alquiler relacionadas con el COVID-19

En mayo de 2020, el IASB emitió modificaciones que resultan aplicables para los ejercicios iniciados a partir del 1 de junio de 2020, permitiendo su aplicación anticipada.

Un arrendatario podrá elegir contabilizar los cambios en los pagos por arrendamiento como consecuencia del COVID-19, procedentes de las reducciones del alquiler de la misma forma que contabilizaría el cambio aplicando la NIIF 16 como si dicho cambio no fuera una modificación del arrendamiento.

Esta opción aplica únicamente a las reducciones del alquiler que ocurran como consecuencia directa del COVID-19 y sólo si se cumplen las siguientes condiciones:

- (a) El cambio en los pagos por arrendamiento da lugar a la revisión de la contraprestación por el arrendamiento que es sustancialmente la misma, o menor, que la contraprestación por el arrendamiento inmediato anterior al cambio;
- (b) cualquier reducción en los pagos por arrendamiento afecta únicamente los pagos originalmente vencidos hasta el 30 de junio de 2021 (por ejemplo, una reducción del alquiler cumpliría esta condición si diera lugar a una reducción de los pagos por arrendamiento hasta el 30 de junio de 2021 y a un incremento en los pagos por arrendamiento que se prolongue más allá del 30 de junio de 2021); y
- (c) no existe un cambio sustancial en los otros términos y condiciones del arrendamiento.

El Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto en sus estados financieros.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

- **Modificaciones a las NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 17 y NIIF 16 - Reforma de la tasa de interés de referencia parte 2.**

En agosto de 2020, el IASB emitió modificaciones que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2021, permitiendo su aplicación anticipada.

El objetivo de estas modificaciones es proporcionar a las entidades, soluciones prácticas para tratar los efectos de la transición a las tasas de interés de referencia alternativas, cuando generan cambios en los flujos de efectivo contractuales o en las relaciones de cobertura.

Las modificaciones emitidas tienen lugar en las siguientes áreas claves:

- **Activos financieros, pasivos financieros y pasivos por arrendamiento:** Se emitió una solución práctica para los activos y pasivos financieros medidos a costo amortizado, que se vean modificados como consecuencia directa de la reforma de las tasas de interés de referencia interbancarias. Como solución práctica, el IASB establece que no se traten estas modificaciones de acuerdo con el tratamiento que establece NIIF 9 para las modificaciones de los flujos contractuales, sino que se aplique el tratamiento que se indica en dicha norma para los activos y pasivos a tasa variable. Este tratamiento comprende la reestimación prospectiva de estos instrumentos financieros a la tasa de interés efectiva actualizada. Para ello, se exige que la modificación sea consecuencia directa de la reforma de tasas y la base utilizada para determinar los flujos de efectivo sea económicamente equivalentes a la base inmediata anterior al reemplazo de la tasa. Para los pasivos por arrendamiento actualizados en función a una tasa que está siendo reemplazada por una tasa alternativa, se propone un tratamiento similar.
- **Coberturas:** El IASB emitió soluciones prácticas adicionales a las emitidas en la parte 1, de tal manera que la reforma de la tasa de interés de referencia no genere la interrupción de la contabilidad de cobertura ni la designación de una nueva relación de este tipo. Son las relaciones de cobertura (y la documentación relacionada) que deben modificarse para reflejar los efectos en i) la partida cubierta, ii) el instrumento de cobertura, y iii) el riesgo cubierto. Cualquier ajuste de valuación resultante de las modificaciones se reconoce como parte de la ineficacia.
- **Revelación:** Se requiere información que permita al usuario comprender la naturaleza y alcance de los riesgos a los que está expuesta la entidad y la manera en que se gestionan dichos riesgos, generados por la reforma de las tasas de interés de referencia interbancarias. También se requiere informar sobre el progreso y gestión de la transición a las tasas de referencia alternativas.

El Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros, debido a que no dispone de instrumentos financieros significativos sujetos a este tipo de tasas al cierre del ejercicio informado.

- **Mejoras anuales a las NIIF - Ciclo 2018-2020**

En mayo de 2020, el IASB emitió el ciclo de mejoras anuales 2018-2020 que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2022, permitiendo su aplicación anticipada.

A continuación, se resumen las principales normas modificadas y objeto de las mismas:

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)**

Norma	Objeto de la modificación	Detalle
NIIF 1 "Adopción por primera vez de NIIF"	La subsidiaria como una entidad que adopta por primera vez las normas NIIF	Cuando una subsidiaria adopta por primera vez las NIIF en una fecha posterior a su controlante, tiene como opción medir sus activos y pasivos de acuerdo con cómo los midió su controlante en el estado financiero consolidado, basados en la fecha de transición a NIIF de la controlante (sin considerar ajustes de consolidación y para los efectos de la combinación de negocios por la que la controlante adquirió a la subsidiaria). Tras la modificación, esta excepción se hace extensiva a las diferencias de conversión acumuladas. Una elección similar puede ser hecha por una asociada o negocio conjunto.
NIIF 9 "Instrumentos Financieros"	Conceptos incluidos en la prueba del "test del 10%" para la baja en cuentas de pasivos financieros	Una entidad debe dar de baja el pasivo financiero original y reconocer un nuevo pasivo financiero cuando, entre otros requisitos, hay una modificación sustancial en los términos contractuales originales. Los términos son sustancialmente diferentes si el valor presente descontado de los flujos de efectivo bajo los nuevos términos que utilizan la tasa de interés efectiva original es al menos un 10% diferente del valor presente descontado de los flujos de efectivo restantes del original, incluida en dicha prueba cualquier concepto pagado neto. La modificación aclara que al determinar ese valor se incluyen sólo los conceptos pagados o recibidos entre el prestatario y el prestamista, incluyendo los pagados o recibidos por uno u otro en nombre del otro.
NIIF 16 "Arrendamientos"	Ejemplo ilustrativo - Incentivos al arrendamiento	Se elimina del Ejemplo Ilustrativo 13, el reembolso relacionado con las mejoras en la propiedad arrendada.
NIC 41 "Agricultura"	Impuestos en la determinación del valor razonable	Se modificó el párrafo 22 para eliminar el requisito de excluir de los flujos de efectivo los impuestos al medir el valor razonable a fin de alinear los requisitos de la NIC 41 sobre medición del valor razonable con los requisitos de la NIIF 13 "Medición del valor razonable".

El Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros.

Adicionalmente se han emitido modificaciones a la NIIF 4 y NIIF 17 "Contratos de seguros", las cuales no fueron incluidas por no ser de aplicación para el Grupo ya que no desarrolla actividades afines.

2.c) Estimaciones y juicios contables

Las áreas y rubros contables que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los presentes estados financieros consolidados son:

Reservas de crudo y gas natural

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones del Grupo. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Upstream (ver Notas 2.b.8 y 2.b.9 y último apartado de la presente Nota).

El Grupo prepara sus estimaciones y supuestos relativos a las reservas de crudo y gas, teniendo en cuenta las reglas y regulaciones establecidas para la industria del petróleo crudo y del gas natural por la Norma 4-10 (a) de la Regulación S-X de la SEC.

Provisión para juicios y contingencias

El resultado final de la liquidación de denuncias, reclamos y litigios, como así también la calificación otorgada por la Dirección de la Sociedad a un determinado asunto, puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, contratos, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por lo tanto, cualquier variación en las circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias y la estrategia que se defina en cada caso, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada o la calificación otorgada por la Dirección de la Sociedad.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

Provisión para gastos de medio ambiente y para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos

Debido a su operatoria, el Grupo está sujeto a diversas leyes y regulaciones de protección del medio ambiente. Dichas leyes y regulaciones podrían, entre otras cosas, imponer sanciones por el costo de limpieza de la contaminación y daños al medio ambiente resultantes de la mencionada operatoria. La Dirección de la Sociedad considera que las operaciones del Grupo se ajustan en forma sustancial a las leyes y regulaciones relativas a la protección del medio ambiente actualmente vigentes en Argentina y en los países donde el Grupo tiene operaciones, tal como han sido históricamente interpretadas y aplicadas.

No obstante, periódicamente se realizan estudios a fin de profundizar el conocimiento de la situación ambiental de determinadas zonas geográficas en las que el Grupo tiene actividades, a fin de establecer su estado, causas y remediaciones necesarias, así como en su caso en función de la antigüedad del problema, las responsabilidades del Estado Nacional en virtud de la obligación de mantener indemne a YPF por los pasivos que pudieran existir al 31 de diciembre de 1990. Hasta tanto no se terminen y evalúen tales estudios, el Grupo no se encuentra en condiciones de estimar en que costos adicionales, si los hubiere, sería necesario incurrir. Sin embargo, es posible que otros trabajos, incluyendo medidas de remediación provisorias, sean requeridos.

En adición a las obligaciones legales para el abandono de pozos de hidrocarburos, se han provisionado obligaciones ambientales cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables y se pueden estimar razonablemente, en base al programa de remediación actual del Grupo. Cambios legislativos, en los costos individuales y/o tecnológicos podrían causar una revaluación de esas estimaciones. El Grupo no puede predecir cuál será la legislación o reglamentación que se promulgará en el futuro o de qué manera se administrarán las reglamentaciones futuras y por ello podrían, al igual que los estudios en curso, afectar significativamente los resultados de las operaciones en el largo plazo.

Los principales lineamientos sobre la provisión para las obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos se detallan en la Nota 2.b.6.

Determinación del cargo por impuesto a las ganancias y de impuestos diferidos

La valuación del gasto en concepto de impuesto a las ganancias depende de varios factores, incluyendo interpretaciones vinculadas a tratamientos impositivos correspondientes a transacciones y/o hechos los cuales no son previstos de forma expresa por la ley impositiva vigente, opciones provistas por la ley o su reglamentación, como así también en estimaciones respecto de la oportunidad y la realización de los impuestos diferidos. Asimismo, el Grupo evalúa si la autoridad fiscal aceptará un tratamiento impositivo incierto. Adicionalmente, los cobros y pagos actuales por impuestos pueden diferir de estas estimaciones a futuro, todo ello como resultado, entre otros, de cambios en las normas impositivas y/o sus interpretaciones, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los balances impositivos del Grupo. Ver Nota 16.

Provisión para deterioro de propiedades, planta y equipo

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de las propiedades, planta y equipo se detalla en las Notas 2.b.8 y 2.b.9.

La determinación de si un activo está deteriorado, y por cuánto, implica estimaciones de la Gerencia sobre asuntos altamente inciertos tales como los efectos de la inflación y la deflación sobre los gastos operativos, tasas de descuento, perfiles de producción, reservas y precios futuros de los productos, incluidas las perspectivas de las condiciones de oferta y demanda del mercado mundial o regional para el petróleo crudo, el gas natural y los productos refinados, todo lo cual afecta los precios considerados en la proyección. Consecuentemente, para los activos de petróleo y gas natural, los flujos de efectivo futuros esperados se determinan utilizando la mejor estimación de la Gerencia de los precios futuros del petróleo y el gas natural y los volúmenes de producción y reservas. Lo antes indicado implica la utilización de estimaciones sobre los precios futuros de los productos básicos, los costos de producción y desarrollo, las tasas de declinación de los campos, los regímenes fiscales actuales y otros factores. Estas estimaciones y los juicios de la Gerencia en los que se basan las estimaciones de flujos de fondos esperados están sujetos a cambios en la medida que se disponga de nueva información. Los cambios en las condiciones económicas también pueden afectar la tasa utilizada para descontar las estimaciones futuras del flujo de efectivo.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

En términos generales, el Grupo no considera los precios o márgenes temporalmente bajos (o bien altos) como una indicación de deterioro (o reversión de un cargo por deterioro). La evaluación por deterioro refleja fundamentalmente los precios del crudo y del gas natural a largo plazo que son consistentes con puntos intermedios entre los rangos máximos y mínimos observados en el mercado y que están en el rango de pronósticos de precios publicados por terceros expertos de la industria y agencias gubernamentales, dentro de los que se encuentran las proyecciones de largo y corto plazo de la "U.S. Energy Information Administration" y la curva de forward para el crudo Brent. Los supuestos de precios futuros utilizados por la Dirección de la Sociedad tienden a ser estables porque ésta no considera que los aumentos o las disminuciones a corto plazo de los precios sean indicativos de niveles a largo plazo, pero, no obstante, están sujetos a cambios. Adicionalmente, los precios de petróleo no se escalan a niveles que superan los precios históricos de mercado observados en el pasado, aplicados a los volúmenes de producción futura proyectados. Los precios de gas corresponden al precio promedio ponderado por cuenca y canal, determinados de acuerdo con los contratos y regulaciones vigentes y al pronóstico de oferta y demanda del mercado.

En relación con el mercado de gas, en los últimos años se establecieron incentivos para incrementar la inyección total de gas natural. En particular en 2018 y 2019, se observó un exceso de oferta, a partir de la mayor producción en campos no convencionales, frente a la demanda doméstica en determinados momentos del año, situación infrecuente en el pasado, lo cual impactó en la producción de gas natural a partir del cierre temporal de producción en algunas locaciones, como así también a partir de la reinyección del hidrocarburo. Esta situación generó una reducción en el precio de venta del gas natural en el mercado doméstico, lo cual generó una caída en la producción de gas debido a la falta de incentivos para desarrollar proyectos. Consecuentemente, con fecha 16 de noviembre de 2020 el Gobierno Nacional publicó en el BO el Plan de Promoción de Producción de Gas Natural Argentino 2020-2024 ("Plan GasAr") con el objetivo de viabilizar inversiones para aumentar la producción de gas natural en todas las cuencas del país y satisfacer las necesidades de hidrocarburos del mercado doméstico. Ver Nota 34.g.

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, el Grupo reconoció una reversión en el cargo por deterioro del valor de sus activos para la UGE Petróleo de 39.837 y un cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo principalmente para la UGE Gas - Cuenca Neuquina de 28.326 y UGE Gas - Cuenca Austral de 8.246.

En cuanto a la reversión en el cargo por deterioro del valor de los activos de la UGE Petróleo, su origen se basa principalmente en el aumento de las reservas de petróleo y mejoras en los costos estimados, todo aquello parcialmente compensado por principalmente: (i) el aumento de la tasa de descuento producto del aumento de la tasa de riesgo país y costo de la deuda y (ii) mayores inversiones asociadas a las mayores reservas consideradas en el flujo. Todo esto teniendo en cuenta el valor contable de los activos al 31 de diciembre de 2018 afectados por los cargos por depreciación del ejercicio y las inversiones realizadas, entre otros.

En cuanto al cargo por deterioro del valor de los activos de la UGE Gas - Cuenca Neuquina y UGE Gas - Cuenca Austral, su origen se basa en la combinación de múltiples factores, principalmente en la reducción esperada en el precio de mercado del gas natural producto de la disminución en el precio de venta a distribuidoras y a usinas (ver Nota 34.f) y en el aumento de la tasa de descuento producto del aumento de la tasa de riesgo país y costo de la deuda, todo ello compensado parcialmente con una reducción en los costos operativos.

La tasa de descuento después de impuestos utilizada al 31 de diciembre de 2018 ha sido del 10,94% para el año 2019 y del 11,19% para el año 2020 en adelante, siendo el valor recuperable después de impuestos a dicha fecha de la UGE Petróleo, UGE Gas - Cuenca Neuquina y UGE Gas - Cuenca Austral de 254.549, 108.509 y 8.606, respectivamente.

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, el Grupo reconoció un cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo principalmente para la UGE Gas - Cuenca Neuquina de 40.561 (30.421 netos del impuesto a las ganancias) generado entre otros por la caída de los precios del gas (y líquidos) debido a la situación que atravesaba este mercado tanto a nivel mundial como, por dinámicas específicas, a nivel local. Lo mencionado precedentemente impactó en las inversiones y en la actividad, produciendo el deterioro en el valor de los activos por el cargo registrado.

La tasa de descuento después de impuestos utilizada al 31 de diciembre de 2019 ha sido del 12,14% para el año 2020 y 2021 y del 12,39% para el año 2022 en adelante, siendo el valor recuperable después de impuestos a dicha fecha de la UGE Gas - Cuenca Neuquina de 139.361.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

Durante el año 2020, el Grupo ha monitoreado permanentemente las perspectivas en los negocios donde opera. En particular, en el mercado local de gas natural se observa una reducción en el precio de venta del gas natural en el mercado doméstico que se profundizó a partir del segundo trimestre de 2020, principalmente a partir de los menores precios de venta a las distribuidoras y menores precios obtenidos en las subastas de gas al canal usinas.

En el segundo trimestre del 2020, en base a los antecedentes y a la metodología mencionada precedentemente, el Grupo reconoció un cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo principalmente para la UGE Gas - Cuenca Neuquina de 49.170 (36.877 netos del impuesto a las ganancias) y para la UGE Gas - Cuenca Austral de 8.126 (6.095 netos del impuesto a las ganancias), generado principalmente por una reducción esperada en los precios del gas debido a la situación que atravesaba este mercado tanto a nivel mundial como, por dinámicas específicas mencionadas anteriormente, a nivel local.

Posteriormente, durante el cuarto trimestre de 2020, a partir fundamentalmente del lanzamiento del Plan GasAr mencionado precedentemente, se modificaron las expectativas vinculadas con el desarrollo de proyectos de gas. Consecuentemente, en dicho trimestre de 2020, el Grupo reconoció una reversión en el cargo por deterioro del valor de sus activos para la UGE Gas - Cuenca Neuquina de 58.463 (43.848 neto del impuesto a las ganancias) y UGE Gas - Cuenca Austral de 7.706 (5.780 neto del impuesto a las ganancias). Los motivos de la reversión se basan principalmente en el aumento de la producción esperada de gas natural a partir de las curvas comprometidas en el marco del Plan mencionado y en menor medida por la reducción en los costos de producción. La tasa de descuento después de impuestos utilizada al 31 de diciembre de 2020 ha sido del 12,85% para el año 2021 y del 13,12% para el año 2022 en adelante, siendo el valor recuperable después de impuestos a dicha fecha de la UGE Gas - Cuenca Neuquina y la UGE Gas - Cuenca Austral de 192.197 y 16.036, respectivamente.

Consideraciones respecto al COVID 19 (coronavirus) y el entorno económico actual

Desde el comienzo de 2020, se produjo el brote de un virus que causa infecciones respiratorias potencialmente mortales (COVID-19) y que afecta negativamente la demanda de productos refinados en aquellas geografías donde se tomaron medidas relevantes para controlar la propagación del virus. Particularmente, desde el mes de marzo la menor demanda global de productos refinados y la incertidumbre en el suministro de petróleo crudo habían causado una volatilidad anormalmente grande en los mercados de este commodity.

Con fecha 12 de marzo de 2020 se publicó en el BO el Decreto N° 260/2020 que amplió la emergencia pública en materia sanitaria establecida por la Ley N° 27.541 en virtud de la pandemia, por el plazo de 1 año.

Asimismo, desde el 20 de marzo de 2020, el Gobierno Argentino adoptó ciertas medidas para proteger a la población en general y combatir la enfermedad. Estas medidas impusieron una restricción general a la actividad económica con algunas excepciones, que incluyeron, entre otros, controles de precios, la prohibición de despidos sin causa justificada y por razones de falta o reducción de trabajo y fuerza mayor, restricción general del desplazamiento durante ciertos períodos en Argentina, restricciones generales de viaje, suspensión de visas, cierres nacionales, cierre de instituciones públicas y privadas, suspensión de eventos deportivos, restricciones a la operación de museos y atracciones turísticas y extensión de vacaciones. Las excepciones en un primer período se aplicaron a personas afectadas a las actividades y servicios declarados esenciales en la emergencia, guardias mínimas que aseguren la operación y mantenimiento de yacimientos de petróleo y gas, plantas de tratamiento y/o refinación de petróleo y gas, transporte y distribución de energía eléctrica, combustibles líquidos, petróleo y gas, estaciones expendedoras de combustibles y generadores de energía eléctrica.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)

La implementación de tales medidas, afectaron significativamente la demanda de naftas, gasoil y aerokerosene alcanzando reducciones durante abril 2020 en el orden del 70%, 40% y 90%, respectivamente, como promedio diario en comparación con la demanda en días anteriores a las medidas. A partir del tercer trimestre 2020, las restricciones se fueron flexibilizando para ir recuperando cierta normalidad en el funcionamiento social y económico del país. Consecuentemente, se produjo una recuperación gradual de la demanda de combustibles, y se reanudaron paulatinamente las actividades en nuestros yacimientos y refinerías. En febrero 2021, las reducciones en el volumen de las ventas recurrentes de combustibles (naftas y gasoil) y aerokerosene se encuentran en el orden del 7% y 70% respectivamente, comparado con niveles previos a la pandemia. Si bien se observa un significativo repunte de las ventas, los niveles actuales de actividad continúan por debajo de los valores normales afectando los resultados integrales y los flujos de efectivo del Grupo.

De acuerdo con lo mencionado precedentemente, la valoración de ciertos activos y pasivos está sujeta a un mayor nivel de incertidumbre, motivo por el cual el entorno económico actual fue considerado en la evaluación de las estimaciones y juicios contables descriptos anteriormente.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, debido a las incertidumbres inherentes a la escala y duración de estos eventos y sus efectos directos e indirectos, no es razonablemente posible estimar el impacto final que podría tener esta pandemia en la economía mundial y sus mercados financieros, en la economía argentina y, en consecuencia, en los resultados integrales, los flujos de efectivo y la posición financiera del Grupo, así como el acceso a los mercados de deuda, la posición contractual con ciertas contrapartes (incluso como resultado de la ocurrencia de fuerza mayor o eventos similares bajo los contratos del Grupo), la capacidad del Grupo de cumplir con sus compromisos y futuros deterioros de activos, entre otros.

La Dirección de la Sociedad ha considerado el impacto del COVID-19 y el entorno económico actual sobre la base de la preparación de estos estados financieros consolidados y continúa considerando apropiado adoptar la base contable de empresa en marcha para su presentación y valuación.

2.d) Información comparativa

Los saldos al 31 de diciembre de 2019 y 2018 que se exponen a efectos comparativos surgen de los estados financieros consolidados a dichas fechas. Asimismo, se han realizado ciertos desgloses adicionales de información no significativos.

3. ADQUISICIONES Y DISPOSICIONES

• Cesión permiso de exploración CAN 100 (offshore) - Reconversión Bloque E-1

Con fecha 8 de octubre de 2019, YPF y Equinor Argentina BV Sucursal Argentina ("Equinor") suscribieron un acuerdo mediante el cual Equinor adquiriría un 50% de participación en el área CAN 100, manteniendo YPF un 50% de participación en dicha área. La efectividad del acuerdo se encontraba sujeta a ciertas condiciones precedentes, entre las que se encuentra la aprobación de la cesión por parte de la SGE.

Con fecha 16 de abril de 2020, habiéndose cumplido las condiciones pactadas en el acuerdo de cesión, entre ellas, la aprobación de la cesión en los términos del artículo 72 de la Ley de Hidrocarburos por parte de la SE, la cual fue otorgada mediante Resolución N° 55/2020, se produjo el cierre de la transacción efectivizando la cesión de YPF del 50% de participación en el área y de la operación a Equinor Argentina B.V. Sucursal Argentina. Con fecha 22 de abril de 2020, YPF recibió US\$ 22 millones. Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado una ganancia de 1.457 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

Con fecha 14 de enero del 2021, YPF y Shell Argentina S.A. ("Shell Argentina") y Equinor y Shell Argentina suscribieron sendos acuerdos mediante los cuales YPF y Equinor transferirían a Shell Argentina un 15% de participación en el área CAN 100, respectivamente, manteniendo YPF, en consecuencia, un 35% de participación en dicha área. La efectividad de los acuerdos se encuentra sujeta a ciertas condiciones precedentes, entre las que se encuentra la aprobación de las cesiones por parte de la SE pendiente a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**3. ADQUISICIONES Y DISPOSICIONES (Cont.)**

- **Cesión Área Bandurria Sur**

En enero de 2020 YPF fue notificada de la adquisición por parte de Shell Argentina S.A. y Equinor Argentina AS (ambas, el "Consortio") de la totalidad del paquete accionario de SPM. Esta cesión requirió el pago por parte de SPM del precio pendiente que ascendía aproximadamente a US\$ 105 millones, el cual ya fue recibido por YPF. Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado una ganancia de 6.356 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

Con fecha 30 de enero de 2020, YPF celebró un acuerdo con el Consortio, a través de SPM, por medio del cual se acordaron los principales términos y condiciones para la venta de un 11% adicional del Área.

Con fecha 5 de marzo de 2020, se firmó el acuerdo por el cual YPF cedió a Bandurria Sur Investments S.A. ("BSI", anteriormente denominada SPM Argentina S.A.), una compañía afiliada a Shell Argentina S.A. y Equinor Argentina AS (Sucursal Argentina), un 11% de participación en el área. Con fecha 29 de abril de 2020, se emitió el Decreto N° 512/2020 mediante el cual la provincia de Neuquén aprobó la cesión a favor de BSI. Con fecha 14 de mayo de 2020, YPF y BSI celebraron los contratos definitivos relacionados con la explotación conjunta de hidrocarburos en el área, dando cumplimiento a las condiciones precedentes para la entrada en vigencia del acuerdo de cesión del 11% de la concesión de explotación no convencional del área a favor de BSI. En consecuencia, YPF continuará siendo el operador del Área y conservará el 40% de la titularidad en la concesión mientras que la participación de BSI ascenderá al 60%. Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado una ganancia de 4.420 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

- **Cesión de las áreas Río Mayo y Sarmiento**

Con fecha 2 de agosto de 2019 YPF y Capetrol Argentina S.A. ("Capetrol") celebraron un acuerdo de cesión por el que YPF le cede a Capetrol el 100% de las concesiones de explotación sobre las áreas Río Mayo y Sarmiento, ubicadas en la provincia de Chubut. El acuerdo contempla la cesión de la concesión por un monto de US\$ 1,1 millón.

Con fecha 25 de octubre de 2019, mediante el Decreto N° 1.185/2019, la provincia de Chubut aprobó la cesión. Asimismo, con fecha 28 de octubre de 2019 YPF y Capetrol suscribieron los documentos necesarios para perfeccionar la cesión.

Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 una pérdida de 187 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

- **Cesión de las áreas Al Sur de La Dorsal, Anticlinal Campamento, Dos Hermanas y Ojo de Agua**

Con fecha 20 de diciembre de 2018 YPF y Oilstone Energía S.A. ("OESA") celebraron un acuerdo de cesión de YPF a OESA del 100% de las concesiones de explotación sobre las áreas Al Sur de La Dorsal, Anticlinal Campamento, Dos Hermanas y Ojo de Agua, ubicadas en la provincia de Neuquén. El acuerdo contempla la cesión de la concesión por un monto de US\$ 12 millones.

Con fecha 24 de julio de 2019, mediante el Decreto N° 1.346/2019, la provincia de Neuquén aprobó la cesión de las áreas. Asimismo, con fecha 31 de julio de 2019 YPF y OESA suscribieron los documentos necesarios para perfeccionar la cesión.

Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 una pérdida de 558 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

- **Adquisición del área Aguada del Chañar**

Con fecha 25 de junio de 2019, YPF recibió una notificación de IEASA informando que resultó adjudicataria de la Licitación Pública Nacional e Internacional N° ADCH 01/2019, relativa a la cesión por parte de IEASA del 100% de la concesión de explotación convencional, no convencional y de transporte otorgadas sobre el área Aguada del Chañar ubicada en la provincia de Neuquén, junto con todos sus activos e instalaciones. YPF resultó adjudicataria de dicha licitación presentando una oferta de US\$ 96 millones.

Con fecha 28 de junio de 2019, se publicó en el BO de la provincia de Neuquén el Decreto N° 1.096/2019 autorizando la cesión informada. En la misma fecha, IEASA e YPF suscribieron los acuerdos definitivos que instrumentaron la cesión.

Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 una propiedad minera exploratoria por 4.055 en el rubro "Activos intangibles".

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**3. ADQUISICIONES Y DISPOSICIONES (Cont.)**

- Adquisición de la Central Térmica Ensenada de Barragán**

Con fecha 29 de mayo de 2019 la Sociedad recibió una notificación de IEASA informando que YPF y Pampa Cogeneración S.A., una sociedad controlada por Pampa Energía S.A. ("Pampa"), habiendo efectuado una oferta conjunta, resultaron adjudicatarias de la Licitación Pública Nacional e Internacional N° CTEB 02/2019, la cual fue lanzada mediante la Resolución N° 160/2019 de la SGE (la "Licitación"), relativa a la venta y transferencia por parte de IEASA del fondo de comercio de la Central Térmica Ensenada de Barragán ("CTEB"). Las adjudicatarias decidieron adquirir la CTEB en forma conjunta, a través de una sociedad co-controlada por ambas, con una participación de 50% del capital social y votos cada una, llamada CT Barragán S.A.

La CTEB se encuentra ubicada en el polo petroquímico de la localidad de Ensenada, provincia de Buenos Aires, y dispone a la fecha de una potencia instalada de 567 MW. Como parte de la transacción, los adquirentes deberán completar, en un plazo de 30 meses, las obras necesarias para que la CTEB opere a ciclo combinado, aumentando la potencia instalada a 840 MW.

Tanto el ciclo abierto como el ciclo cerrado cuentan con contratos de abastecimiento de energía con CAMMESA bajo la Resolución SE N°220/2007, el primero de fecha 26 de marzo de 2009 cuyo vencimiento opera el 27 de abril de 2022 y el segundo de fecha 26 de marzo de 2013 por un plazo de 10 años a partir de la operación comercial del ciclo combinado.

El precio conjunto relativo a la adquisición de la CTEB ascendió a la suma de US\$ 282 millones, suma que incluye el monto final (en efectivo) ofertado en la licitación de la CTEB y el precio de compra de cierta cantidad de valores representativos de deuda ("VRD") emitidos con motivo del "Contrato suplementario del programa global de fideicomisos financieros y de administración para la ejecución de obras de infraestructura energética -Serie 1- ENARSA (Barragán)" (el "Fideicomiso"). El precio se encuentra sujeto a ciertos ajustes previstos bajo el pliego de la Licitación.

La adquisición del fondo de comercio de la CTEB importa, asimismo, la cesión en favor de CT Barragán S.A. de la posición contractual del carácter de fiduciante del Fideicomiso, cuya deuda en VRD (excluyendo la cantidad de VRD a ser adquiridos conjuntamente por CT Barragán S.A.) ascendió aproximadamente a US\$ 229 millones, cuyo repago se estima será abonado con el flujo de la CTEB.

Con fecha 26 de junio de 2019 se perfeccionó la venta y transferencia por parte de IEASA del fondo de comercio de la CTEB a favor de CT Barragán S.A. Cada accionista realizó un aporte de capital de US\$ 100 millones a CT Barragán S.A., la que además ha obtenido un préstamo por un monto de US\$ 170 millones de un sindicato de bancos y un nuevo cronograma de pagos y condiciones del fideicomiso existente de la CTEB. En ambos casos, sin recurso a sus accionistas salvo en el caso de incumplimiento de ciertas condiciones.

CT Barragán S.A. celebró con Pampa e YPF EE un acuerdo para la provisión de los servicios de administración y gerenciamiento de la CTEB, los cuales serán prestados de forma rotativa entre Pampa e YPF EE por períodos de 4 años. CT Barragán S.A. también suscribió con YPF EE un acuerdo para la prestación de servicios de supervisión de las obras correspondientes para la ejecución del cierre de ciclo de la CTEB.

La siguiente tabla detalla la contraprestación transferida y los valores razonables de los activos adquiridos y los pasivos asumidos por CT Barragán S.A. al 26 de junio de 2019, luego de considerar el ajuste de precio por US\$ 10 millones:

	Valor razonable a la fecha de adquisición
Valor razonable de activos identificables y pasivos asumidos:	
Activos financieros a valor razonable.....	682
Propiedades, planta y equipo.....	20.330
Inventarios.....	341
VRD.....	(9.760)
Total Activos netos identificables / Contraprestación.....	11.593

El valor razonable de las propiedades, planta y equipo e inventarios se calculó considerando principalmente el enfoque del costo de reposición depreciado correspondiente a los bienes adquiridos. A tal efecto, CT Barragán S.A. contó con la asistencia de un valuador externo. Adicionalmente, CT Barragán S.A. ha calculado el valor presente ponderado de los flujos de fondos futuros que espera obtener de los activos para corroborar que el valor razonable no sea superior a su valor recuperable.

Como resultado del proceso descripto, CT Barragán S.A. no ha identificado activos intangibles separados que deban ser reconocidos en relación con la adquisición del negocio.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**3. ADQUISICIONES Y DISPOSICIONES (Cont.)**

- **Cesión de las áreas Bajo del Piche, Barranca de Los Loros, El Medanito y El Santiagueño**

Con fecha 11 de junio de 2018 YPF y Petróleos Sudamericanos S.A. ("PS") celebraron un convenio de cesión del 100% de las concesiones de explotación sobre las áreas Bajo del Piche, Barranca de Los Loros, El Medanito y El Santiagueño, ubicadas en las provincias del Neuquén y Río Negro por un monto de US\$ 22,3 millones.

Con fecha 2 de diciembre de 2018, mediante el Decreto N° 1.677/2018, la provincia de Río Negro aprobó la cesión. Asimismo, con fecha 20 de diciembre de 2018 YPF y PS suscribieron los documentos necesarios para perfeccionar la cesión.

Con fecha 2 de enero de 2019 YPF y PS firmaron un acta por la cual PS a partir de ese día toma posesión de las instalaciones ubicadas en las áreas mencionadas, haciéndose responsable de las mismas y liberando a YPF de su rol de operador de dichas concesiones de explotación.

Con fecha 11 de febrero de 2019, el Poder Ejecutivo de la provincia de Río Negro publicó el Decreto N° 1.677/2018 que autorizó la venta del 100% de la concesión de explotación.

Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 una ganancia de 1.523 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

- **Acuerdo para la explotación de las áreas Aguada Pichana y Aguada de Castro**

Luego del intercambio de participaciones mencionado en la Nota 33.b, el Grupo ha registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 una ganancia de 1.167 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

- **Cesión de participación en el área Bajo del Toro**

Luego de cumplirse con las condiciones precedentes mencionadas en la Nota 33.b, el Grupo ha registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 una ganancia de 871 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

- **Acuerdo para la capitalización en YPF Energía Eléctrica S.A.**

Con fecha 14 de diciembre de 2017, el Directorio de la Sociedad aprobó los términos del acuerdo de entendimiento celebrado con GE Energy Financial Services, Inc. ("GE EFS") que establecía las condiciones marco bajo las cuales las partes acordarían la capitalización de YPF EE. Este Acuerdo, cuyas condiciones marco fueron aprobadas por el Directorio de la Sociedad, establecía que GE EFS tenía intención de aportar capital a través de una sociedad vehículo y suscribir acciones de YPF EE a fin de tener una participación accionaria del 25% de su capital social.

Al 31 de diciembre de 2017, el Grupo había clasificado su inversión en YPF EE como activos y pasivos mantenidos para su disposición en líneas separadas del resto de los activos y pasivos, dado que a esa fecha se habían cumplido todos los requisitos para esta clasificación (ver Nota 2.b.24). Dado que al momento de la clasificación el valor razonable menos los costos de la transacción era mayor, la inversión en YPF EE fue valuada a su valor contable, por lo tanto, no se registró ningún deterioro de valor al momento de la reclasificación. Si bien YPF EE representaba un componente dentro de YPF por tratarse de una UGE individual dentro del segmento de Gas y Energía, no calificó como operación discontinuada ya que no representaba una línea de negocio o un área geográfica significativa.

Con fecha 6 de febrero de 2018, fueron aceptadas las condiciones del acuerdo definitivo y vinculante celebrado por YPF con EFS Global Energy B.V. ("GE") y GE Capital Global Energy Investments B.V., sociedades indirectamente controladas por GE EFS, que establece las condiciones para la capitalización de YPF EE (el "Acuerdo de Suscripción de Acciones").

El Acuerdo de Suscripción de Acciones establece que GE, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes, suscribirá acciones de YPF EE a fin de tener una participación accionaria del 24,99% de su capital social y controlar de manera conjunta esta sociedad con YPF.

Con fecha 20 de marzo de 2018, GE EFS Power Investments B.V., una subsidiaria de EFS Global Energy B.V. (ambas sociedades indirectamente controladas por GE Energy Financial Services, Inc.; todas en su conjunto "GE"), suscribió acciones de YPF EE por el equivalente al 24,99% de su capital social para controlar de manera conjunta esta sociedad con YPF, obligándose a realizar un aporte de la siguiente manera:

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**3. ADQUISICIONES Y DISPOSICIONES (Cont.)**

- Precio de suscripción de US\$ 275 millones:
 - o US\$ 135 millones a la fecha del cierre de la transacción; y
 - o US\$ 140 millones a los 12 meses de la fecha de cierre de la transacción.
- Precio contingente de hasta un máximo de US\$ 35 millones sujeto a la evolución de los precios del mercado eléctrico (33,33% a los 24 meses de la fecha del cierre de la transacción y 16,67% cada año subsiguiente).

De esta manera, la composición accionaria de YPF EE luego de la emisión de acciones quedó de la siguiente manera:

Accionista	Cantidad de acciones	Participación en el capital social	Clase de la acción
YPF	2.723.826.879	72,69218%	A
OPESSA	86.476.112	2,30783%	A
Grupo	2.810.302.991	75,00001%	A
GE	936.767.364	24,99999%	B
Total	3.747.070.355	100,00000%	

La siguiente tabla muestra los principales activos y pasivos mantenidos para su disposición al 31 de diciembre de 2017:

- Grupo de activos mantenidos para su disposición:

	31 de diciembre de 2017
Propiedades, planta y equipo.....	4.982
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos.....	2.117
Inventarios	1
Otros créditos	914
Créditos por ventas	713
Inversiones en activos financieros	78
Efectivo y equivalentes de efectivo	61
Subtotal.....	8.866
Eliminaciones	(43)
Total.....	8.823

- Pasivos asociados al grupo de activos mantenidos para su disposición:

	31 de diciembre de 2017
Provisiones	96
Pasivo por impuesto diferido	282
Remuneraciones y cargas sociales	47
Otros pasivos.....	1
Préstamos	4.072
Cuentas por pagar.....	938
Subtotal.....	5.436
Eliminaciones	(1.243)
Total.....	4.193

Por aplicación de la NIIF 10 y como consecuencia del proceso de capitalización de YPF EE descripto anteriormente, el Grupo ha registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 una ganancia de 11.980 (11.879 a través de YPF y 101 a través de OPESSA) incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos", que incluye una ganancia de 13.552 (13.451 a través de YPF y 101 a través de OPESSA) por la dilución de su participación sobre el patrimonio de YPF EE con la pérdida de control sobre la misma y la posterior revaluación de su participación residual (3.438 y 10.114, respectivamente) y una pérdida de 1.572 (íntegramente correspondiente a YPF) por la reversión contra el resultado neto del período del saldo acumulado de la conversión de la inversión en esta sociedad.

Para la determinación del valor razonable de la inversión en YPF EE, el Grupo ha considerado todos los elementos disponibles a la fecha de los presentes estados financieros incluyendo la mejor estimación de la ocurrencia de los pagos contingentes previstos en la operación. No obstante, el Grupo tuvo el plazo de 1 año para la evaluación de todos los hechos y circunstancias existentes a la fecha de la transacción que pudieran haber afectado la medición del valor razonable de la misma, sin identificarse cambios en dicha medición.

Respecto a la participación mantenida luego de la transacción mencionada anteriormente, el Grupo ha seguido los lineamientos de la NIIF 10 "Estados financieros consolidados" y ha concluido que a partir del ingreso de GE a YPF EE, GE e YPF controlan YPF EE de manera conjunta. En consecuencia, el Grupo aplicó la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos" definiendo a dicha sociedad como negocio conjunto, y la midió de acuerdo con el método de la participación en función a la NIC 28 "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos".

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**3. ADQUISICIONES Y DISPOSICIONES (Cont.)**

Algunos de los principales aspectos evaluados se describen a continuación:

- (i) Las decisiones sobre las actividades relevantes de YPF EE se toman de manera conjunta, no existiendo poder de un accionista por sobre el otro con relación a dichas actividades, independientemente de los diferentes porcentajes de participación en el capital social en YPF EE que tiene cada accionista. Si bien el Grupo posee un 75,00001% de participación en YPF EE, según el acuerdo de accionistas, para la toma de decisiones sobre las actividades relevantes, en el Directorio se necesita la aprobación de al menos un Director designado por cada clase de acciones y en la Asamblea se necesita la aprobación de cada clase de acciones para la adopción de dichas decisiones.
- (ii) No existe poder según es definido en la NIIF 10 de un accionista en detrimento de otro, independientemente del número de Directores y del personal (clave o no) designado por cada clase de acciones, en la dirección de la entidad para beneficiarse a sí misma o para modificar de manera unilateral los rendimientos variables de la inversión, o en definitiva direccionar de manera unilateral cualquiera de las decisiones asociadas a las actividades relevantes.

• **Adquisición de activos estratégicos de Oil Combustibles S.A. ("Oil")**

A partir de la resolución del juez a cargo de la quiebra de Oil de fecha 11 de mayo de 2018 y mediante resolución del 1 de junio de 2018, el juez interviniente decidió adjudicar a YPF y Destilería Argentina de Petróleo S.A. ("DAPSA") la gestión de los activos de la empresa en marcha Oil en los términos de la oferta presentada por ambas sociedades, conforme la cual YPF y DAPSA tuvieron derecho por un período de 2 meses al uso de los activos logísticos (muelles y tanques de almacenamiento de combustible ubicados en la terminal fluvial de Oil situada sobre el río Paraná), al abastecimiento exclusivo de combustibles en forma directa por parte de DAPSA de la totalidad de la red de estaciones de servicio de bandera Oil y a igualar la mejor oferta de compra de un tercero ya sea por la totalidad o parte de las instalaciones de Oil y para abastecimiento exclusivo de la red comercial de bandera Oil cuando sean licitados los activos de Oil en el marco del proceso de liquidación de los bienes de esta sociedad.

Con fecha 27 de julio de 2018 YPF y DAPSA presentaron un escrito indicando que estaban en condiciones de continuar el servicio por 2 meses adicionales sujeto a ciertas condiciones, lo que fue aceptado por la sindicatura de la quiebra y el juez.

La audiencia para la apertura de ofertas para los interesados en adquirir los activos industriales de Oil, originalmente prevista para el 14 de septiembre de 2018, se celebró con fecha 1 de octubre de 2018.

Con fecha 2 de octubre de 2018, YPF fue notificada de la resolución judicial por la cual el juez a cargo del proceso de quiebra resolvió la adjudicación de los activos de Oil a favor de YPF y DAPSA, en el marco del proceso de licitación nacional e internacional llevado a cabo para la enajenación de dichos activos.

El precio total de la operación ascendió a la suma de US\$ 85 millones, que fue pagado con fecha 2 de noviembre de 2018. De ese total, US\$ 63 millones corresponden a los activos netos incorporados por YPF. Éstos, en especial los muelles y tanques de almacenamiento de combustible ubicados en la terminal fluvial situada sobre el río Paraná, permitirán ampliar la capacidad logística de YPF tanto para sus negocios actuales como potenciales.

YPF solicitó la indisponibilidad de los fondos, los que permanecieron a la orden del juzgado en cuenta judicial hasta que se efectivizó la transferencia y registración de los bienes inmuebles adquiridos a favor de YPF, en el año 2019. Los inmuebles que comprenden la Terminal Fluvial fueron inscriptos ante el Registro General de Rosario, dependiente del Ministerio de Justicia de la Provincia de Santa Fe.

Adicionalmente, con fecha 6 de noviembre de 2018, la Sala D de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial rechazó la apelación presentada por algunos ex accionistas de Oil que cuestionaba la adjudicación a favor de YPF y DAPSA en el marco del proceso licitatorio antes referido.

La adquisición de estos activos calificó como combinación de negocios según la NIIF 3.

El siguiente cuadro resume la contraprestación, los valores razonables de los activos adquiridos y los pasivos asumidos a la fecha de adquisición:

	Valor razonable a la fecha de adquisición
Valor razonable de activos identificables y pasivos asumidos:	
Propiedades, planta y equipo.....	2.327
Inventarios	445
Provisiones	(465)
Total activos netos identificables / contraprestación	2.307
Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021	Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021 DELOITTE & Co. S.A. C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**3. ADQUISICIONES Y DISPOSICIONES (Cont.)**

- **Cesión de participación en el área Aguada de La Arena y Río Neuquén**

En el marco de la adquisición por parte de Pampa Energía S.A. ("PEPASA") del total del paquete accionario de Petrobras Participaciones S.L., que poseía la titularidad del 67,2% del capital y votos de Petrobras Argentina S.A. ("PESA"), YPF y PEPASA celebraron un acuerdo sujeto a ciertas condiciones precedentes bajo el cual, una vez perfeccionada la adquisición por parte de PEPASA del control accionario de PESA, esta última cedió a YPF participaciones en las concesiones de explotación de dos áreas ubicadas en la Cuenca Neuquina con producción y alto potencial de desarrollo de gas (del tipo tight y shale), a ser operadas por YPF, en los porcentajes que se detallan a continuación: (i) 33,33% de participación en el área Río Neuquén, ubicada en la provincia de Neuquén y en la provincia de Río Negro; y (ii) 80% de participación en el área Aguada de La Arena, ubicada en la provincia de Neuquén.

A efectos de instrumentar este acuerdo, PEPASA e YPF firmaron el referido Acuerdo Marco de Financiamiento y Adquisición de Participaciones y un Contrato de Préstamo en virtud del cual YPF, con fecha 25 de julio de 2016, le otorgó a PEPASA un préstamo garantizado para la adquisición indirecta de las áreas antes mencionadas por un monto de US\$ 140 millones, equivalente al precio de adquisición de las participaciones antes referidas, el cual no difirió del valor razonable de la participación en dichas áreas.

Con fecha 14 de octubre de 2016 se concretó la cesión de las participaciones en las concesiones de explotación entre YPF y PESA, según lo que se detalla a continuación: (i) 33,33% de participación en el área Río Neuquén por un precio de US\$ 72 millones; y (ii) 80% de participación en el área Aguada de La Arena, por un precio de US\$ 68 millones.

Con fecha 23 de febrero de 2017, YPF y Petrouuguay S.A. firmaron el acuerdo definitivo para la cesión a favor de YPF del 20% de participación en el área Aguada de La Arena por un monto de US\$ 18 millones. De esta manera, YPF incrementó su participación hasta el 100% en la mencionada área.

El 31 de marzo de 2017 YPF canceló mediante pago en especie el saldo del precio de la cesión del 33,33% de participación en el área Río Neuquén y el 80% de participación en el área Aguada de La Arena a través de la cesión a favor de PESA de su posición contractual bajo el contrato de préstamo suscripto con PEPASA.

Con fecha 5 de septiembre 2018, mediante el Decreto N° 1.401/2018, la provincia de Neuquén aprobó la cesión del 33,33% del área Río Neuquén a favor de YPF. Por su parte, con fecha 17 de diciembre de 2018, mediante el Decreto N° 2.314/2018, la provincia de Neuquén aprobó la cesión del 100% de la participación en el Área Aguada de La Arena a favor de YPF (junto con la cesión a favor de YPF del 20% de la concesión de transporte del área).

- **Cesión del área Cerro Bandera**

YPF y Oilestone Energía S.A. ("OESA"), celebraron el 22 de noviembre de 2017 un acuerdo de cesión del 100% de la concesión de explotación sobre el área Cerro Bandera en la provincia de Neuquén (la "Concesión"). Cabe aclarar que OESA opera el bloque desde el año 2011 en virtud del respectivo contrato de operación con YPF.

El acuerdo contempla la cesión de la Concesión por un monto de US\$ 14 millones. Asimismo, el acuerdo prevé que YPF mantiene derechos, bajo ciertos términos y condiciones, sobre (i) las formaciones Vaca Muerta y Molles, en las que podrá continuar realizando trabajos de exploración y eventual explotación; y (ii) un proyecto exploratorio en la región norte de la Concesión, y su eventual explotación.

Con fecha 27 de abril de 2018, el Poder Ejecutivo de la provincia de Neuquén emitió el Decreto N° 525/2018 que autorizó la cesión del 100% de la concesión de explotación sobre el área Cerro Bandera prevista en el convenio de cesión.

Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 una ganancia de 284 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO

Las actividades del Grupo lo exponen a una variedad de riesgos financieros: Riesgos de mercado (incluyendo el riesgo de tipo de cambio, el riesgo de tasa de interés y el riesgo de precio), riesgo de crédito y riesgo de liquidez. Dentro del Grupo, se ejercen funciones de gestión de riesgo con respecto a los riesgos financieros que surgen de instrumentos financieros a los que el Grupo está expuesto durante un período o a una fecha determinada.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (Cont.)

A continuación, se describen los principales riesgos que podrían tener un efecto adverso significativo en la estrategia del Grupo, su desempeño, los resultados de sus operaciones y su situación financiera. Los riesgos enumerados a continuación, no se presentan siguiendo un particular orden de importancia relativa o probabilidad de ocurrencia.

Los análisis de sensibilidad al riesgo de mercado que se incluyen más adelante se basan en el cambio en uno de los factores mientras todos los demás se mantienen constantes. En la práctica, es poco probable que así ocurra, y los cambios en varios factores pueden tener correlación, por ejemplo, en variaciones en la tasa de interés y variaciones en el tipo de cambio.

El análisis de sensibilidad solo brinda una visión limitada, en un punto en el tiempo. El impacto real sobre los instrumentos financieros del Grupo podría variar significativamente con respecto al impacto que se muestra en el análisis de sensibilidad.

- **Administración del riesgo de mercado**

El riesgo de mercado al cual el Grupo se encuentra expuesto consiste en la posibilidad de que la valuación de los activos o pasivos financieros como así también ciertos flujos de fondos esperados podrían verse negativamente afectados ante cambios en las tasas de interés, en los tipos de cambio o en otras variables de precios.

A continuación, se expone una descripción de los riesgos mencionados como así también un detalle de la magnitud a la cual el Grupo se encuentra expuesto, y un análisis de sensibilidad a posibles cambios en cada una de las variables de mercado relevantes.

Riesgo de tipo de cambio

El valor de aquellos activos y pasivos financieros denominados en una moneda distinta a la moneda funcional de YPF, está sujeto a variaciones que se derivan de la fluctuación de los tipos de cambio. Dado que la moneda funcional de YPF es el dólar estadounidense, la divisa que genera la mayor exposición en términos de efectos en resultados es el peso (la moneda de curso legal en la Argentina).

Asimismo, en base a las restricciones dispuestas por el BCRA para el acceso al mercado de cambios, particularmente a partir de la publicación de la Comunicación N° 7.030 (ver Nota 34.k), el Grupo ha ido reduciendo la porción de su efectivo y equivalentes de efectivo nominada en monedas distintas al peso argentino y, en consecuencia, el mismo puede verse afectado en caso de modificaciones en el tipo de cambio, lo que motivó la operación con instrumentos financieros derivados como cobertura siguiendo la política contable definida en la Nota 2.b.17.

El siguiente cuadro brinda un detalle del efecto que tendría una variación del 10% en los tipos de cambio correspondientes al peso respecto del dólar en los resultados del Grupo, relacionado con la exposición de sus activos y pasivos financieros nominados en pesos al 31 de diciembre de 2020:

	Incremento (+) / Disminución (-) del tipo de cambio del peso respecto del dólar	Ganancia (Pérdida) por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020
Efecto en el resultado antes de impuesto a las ganancias correspondiente a activos y pasivos financieros	+10% -10%	(1.770) 1.770

Riesgo de tasa de interés

El Grupo se encuentra expuesto a riesgos asociados con las fluctuaciones de las tasas de interés por los préstamos e inversiones. Las variaciones en las tasas de interés pueden afectar a los ingresos o gastos por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a una tasa de interés variable. Asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que devengan una tasa de interés fija.

A continuación, se detallan los activos y pasivos financieros que devengan interés al 31 de diciembre de 2020, según el tipo de tasa aplicable:

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (Cont.)**

	Activos financieros ⁽¹⁾	Pasivos financieros ⁽²⁾
Tasa de interés fija.....	36.055	606.277
Tasa de interés variable.....	8.906	72.029
Total ⁽³⁾	<u>44.961</u>	<u>678.306</u>

(1) Incluye inversiones temporarias, préstamos con sociedades relacionadas y créditos de naturaleza comercial con acuerdos de pago que devengan interés. No incluye al resto de créditos de naturaleza comercial que mayoritariamente no devengan interés.

(2) Incluye exclusivamente préstamos financieros. No incluye los pasivos de naturaleza comercial los cuales mayoritariamente no devengan interés ni los pasivos por arrendamientos.

(3) Incluye capital e intereses.

Los préstamos financieros a tasa variable representan un 10% del total de préstamos al 31 de diciembre de 2020 e incluyen ON, prefinanciación de exportaciones, financiación de importaciones y préstamos financieros con entidades locales e internacionales. La porción de deuda a tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones de las tasas BADLAR y LIBOR, de la cual 24.298 devengan una tasa de interés variable BADLAR más un spread entre 0,10% y 9,85% y 44.836 una tasa de interés variable LIBOR más un spread entre 0,88% y 8,50%.

Aproximadamente un 94% del total de los préstamos financieros del Grupo se encuentran nominados en dólares y el resto en pesos argentinos al 31 de diciembre de 2020.

En cuanto a los activos financieros, además de los créditos de naturaleza comercial los cuales poseen una baja exposición al riesgo de tasa de interés, se incluyen principalmente depósitos a la vista, depósitos a plazo fijo, cuotas parte de fondos comunes de inversión del tipo "money market" o renta fija de corto plazo, Bonos de La República Argentina y Letras del Tesoro.

La estrategia del Grupo para cubrir el riesgo de tasa de interés se basa en la colocación de fondos a tasa variable, que compensen parcialmente los préstamos financieros a tasa variable, así como en mantener porcentajes relativamente bajos de deuda a tasa variable.

El Grupo no utiliza instrumentos financieros derivados para cubrir los riesgos asociados a las tasas de interés.

En el cuadro a continuación se detalla la estimación del impacto en el resultado integral ante una variación en las tasas de interés variable en más o menos 100 puntos básicos:

	Incremento (+) / Disminución (-) en las tasas de interés (puntos básicos)	Ganancia (Pérdida) por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020
Efecto en el resultado después de impuestos	+100	(766)
	-100	766

Riesgo de precio

El Grupo está expuesto al riesgo de precio propio de las inversiones en instrumentos financieros clasificadas como a valor razonable con cambios en resultados (títulos públicos y fondos comunes de inversión). El Grupo monitorea permanentemente la evolución de los precios de las mismas para detectar movimientos significativos, al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad se vio afectada por la variación de la cotización de los títulos públicos y fondos comunes de inversión. Ver Nota 6.

Al 31 de diciembre de 2020, el valor total de los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados del Grupo asciende a 44.468.

El siguiente cuadro brinda un detalle del efecto que tendría una variación del 10% en los precios de las inversiones en instrumentos financieros en los resultados del Grupo al 31 de diciembre de 2020:

	Incremento (+) / Disminución (-) en los precios de las inversiones en instrumentos financieros	Ganancia (Pérdida) por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020
Efecto en el resultado antes de impuestos	+10%	4.447
	-10%	(4.447)

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (Cont.)

El Grupo no utiliza instrumentos financieros derivados para cubrir los riesgos asociados a la fluctuación del precio de commodities como así tampoco al riesgo propio de las inversiones en títulos públicos y fondos comunes de inversión.

La política de precios del Grupo con respecto a la venta de combustibles contempla varios factores como los precios internacionales del petróleo crudo, los diferenciales de refinación, el proceso y los costos de procesamiento y distribución, los precios de los biocombustibles, el tipo de cambio, la demanda y oferta local, la competencia, los inventarios, los derechos de exportaciones, los impuestos locales y márgenes domésticos para sus productos, entre otros.

En consecuencia, más allá de la expectativa del Grupo de mantener sustancialmente los precios internos con referencia a aquellos en los mercados internacionales, la exposición al riesgo de precios dependerá de otros factores (incluyendo, pero no limitado por, abruptas modificaciones en el tipo de cambio, o en los precios internacionales o potenciales limitaciones legales o regulatorias) que también se consideran en la política de precios del Grupo, y que por ende puede llevar al Grupo a no reflejar completamente en el corto plazo los precios de paridad internacional en los precios domésticos, situación que se evidenció durante los años 2018 y 2019, conforme lo establecido en el acuerdo de estabilidad de precios de fecha 8 de mayo de 2018 suscripto por el MINEM y empresas refinadoras (entre ellas YPF), y en el Decreto N° 566/2019 y sus respectivas modificaciones. En el año 2020, se evidenció igual situación conforme lo establecido en el Decreto N° 488/2020 hasta agosto de 2020. A partir de esa fecha, productores y refinadores negociaron precios tomando como referencia los precios internacionales de petróleo. Ver Notas 2.c y 34.e.

• Administración del riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez se encuentra asociado a la incapacidad de disponer de los fondos necesarios para hacer frente a las obligaciones tanto en el corto plazo como así también en el mediano y largo plazo.

Tal como se menciona en apartados precedentes, el Grupo pretende que el perfil de vencimientos de su deuda financiera se adecúe a su capacidad de generar flujos de caja teniendo en cuenta la necesidad de financiar las erogaciones proyectadas para cada ejercicio. Al 31 de diciembre de 2020 las disponibilidades de liquidez alcanzan los 54.618, considerando efectivo por 14.843 y otros activos financieros líquidos por 39.775. Adicionalmente, el Grupo cuenta con otras inversiones de libre disponibilidad en Letras del Tesoro por 19.052 incluidas en el rubro "Inversiones en activos financieros" (ver Nota 6). Las líneas de crédito bancarias no comprometidas junto con el mercado de capitales proporcionan una fuente importante de financiamiento. Asimismo, YPF tiene capacidad de emitir deuda adicional bajo el Programa global de ON y bajo el Régimen de Emisor Frecuente.

En relación con las restricciones dispuestas por el BCRA para el acceso al mercado de cambios, en particular a partir de la publicación de la Comunicación N° 7.106, sobre los vencimientos de capital de endeudamientos financieros con el exterior y emisiones de títulos de deuda denominados en moneda extranjera programados entre el 15 de octubre de 2020 hasta el 31 de marzo de 2021, el Grupo ha dado por cumplidas todas las disposiciones emitidas. Ver Notas 34.k y 38.

En el cuadro adjunto se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2020:

	31 de diciembre de 2020						
	Vencimiento						
	De 0 a 1 año	De 1 a 2 años	De 2 a 3 años	De 3 a 4 años	De 4 a 5 años	A más de 5 años	Total
Pasivos financieros							
Pasivos por arrendamientos	22.098	11.757	5.600	2.620	1.818	2.377	46.270
Préstamos	150.731	78.543	60.020	66.164	132.104	190.744	678.306
Otros pasivos	9.062	2.284	34	642	-	1	12.023
Cuentas por pagar ⁽¹⁾	138.537	41	1	-	-	640	139.219
	320.428	92.625	65.655	69.426	133.922	193.762	875.818

(1) Los importes mostrados corresponden a los flujos de caja contractuales sin descontar dado que los valores descontados no difieren significativamente de los valores nominales.

Mayoritariamente, los préstamos del Grupo contienen cláusulas habituales de compromisos (covenants), dentro de los que se incluyen compromisos financieros asociados al ratio de apalancamiento y al ratio de deuda de cobertura de servicio de deuda, afectación negativa por fallos materiales adversos, entre otros. Ver Notas 15, 31 y 32.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (Cont.)

Bajo los términos de los contratos de préstamos y ON, si el Grupo incumpliera un compromiso o no pudiera remediarlo en el plazo estipulado, estaría en incumplimiento (default), situación que limitaría su liquidez y, dado que la mayoría de sus préstamos contiene disposiciones de incumplimiento cruzado, podría resultar en una exigibilidad anticipada de sus obligaciones.

Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo ha superado el límite establecido en el ratio de apalancamiento permitido en los covenants. y, consecuentemente, si bien no hay aceleración de montos adeudados ni afectación a la refinanciación de préstamos existentes, tiene ciertas limitaciones en su capacidad de tomar deuda adicional. Sin embargo, existen ciertas excepciones que le otorgan suficiente flexibilidad al Grupo para administrar su endeudamiento.

Cabe mencionar que, de acuerdo con los términos y condiciones de los préstamos que la subsidiaria Metrogas ha tomado con Industrial and Commercial Bank of China Limited - Dubai Branch e Itaú Unibanco - Miami Branch, los indicadores de cobertura de servicio de deuda e intereses no hubieran sido cumplidos, lo cual podría haber acelerado los vencimientos de estos pasivos financieros. No obstante, con fecha 31 de diciembre de 2020, los acreedores financieros consintieron formalmente dispensar a Metrogas de su obligación contractual de dar cumplimiento a dichos indicadores financieros al 31 de diciembre de 2020.

• Administración del riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

El riesgo de crédito en el Grupo se mide y controla por cliente o tercero individualmente. El Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente y la determinación de límites de crédito para todos sus deudores y terceros, alineados con las mejores prácticas utilizando para ello tanto antecedentes internos vinculados a los mismos, como así también fuentes externas de datos.

Los instrumentos financieros del Grupo que potencialmente están sujetos al riesgo de concentración crediticia consisten principalmente en los saldos de efectivo y equivalentes de efectivo, inversiones en activos financieros, créditos por ventas y otros créditos. El Grupo invierte sus excesos temporarios de caja en colocaciones de alta liquidez en instituciones financieras en Argentina y en el exterior con alta calificación crediticia. En el curso normal de sus negocios y sobre la base de análisis crediticios realizados en forma continua, el Grupo otorga crédito a sus clientes y a ciertas compañías relacionadas.

Asimismo, se imputa en el estado de resultados integrales el cargo por créditos de cobro dudoso sobre la base de información específica de sus clientes.

Las provisiones por créditos de cobro dudoso se determinan de acuerdo con lo mencionado en la Nota 2.b.18.

Adicionalmente, la Sociedad ha registrado un cargo por deterioro de los créditos relacionados con el Decreto N° 1.053/2018. Ver Nota 34.f.

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo al 31 de diciembre de 2020, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se detalla a continuación:

	Exposición máxima al 31 de diciembre de 2020
Efectivo y equivalentes de efectivo.....	54.618
Otros activos financieros.....	180.382

Considerando la exposición máxima al riesgo de los Otros activos financieros medidos a costo amortizado en función de la concentración de contrapartes, los créditos con el Estado Nacional, sus dependencias directas y sociedades con participación estatal representan aproximadamente un 33% (60.316), mientras que los restantes deudores del Grupo se encuentran diversificados.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (Cont.)**

A continuación, se incluye una apertura de los activos financieros vencidos al 31 de diciembre de 2020:

	Créditos por ventas corrientes	Otros créditos corrientes
Vencidos con menos de 3 meses	11.670	574
Vencidos entre 3 y 6 meses	3.532	255
Vencidos con más de 6 meses	15.943	1.628
	<u>31.145</u>	<u>2.457</u>

A dicha fecha, la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso asciende a 19.380 y la provisión para otros créditos financieros de cobro dudoso a 1.204. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas esperadas en relación con las cuentas por cobrar.

Política de garantías

Como respaldo de los límites de crédito concedidos a sus clientes, el Grupo posee diversos tipos de garantías otorgadas por los mismos. En el segmento de estaciones de servicio y distribuidores, donde existen generalmente vínculos de largo plazo con los clientes, se destacan las garantías reales, como las hipotecas. En el caso de clientes del exterior, priman las fianzas solidarias de sus casas matrices. En el segmento de industrias y transporte, se prioriza la obtención de fianzas bancarias. Con menor representatividad dentro del conjunto, el Grupo también cuenta con otro tipo de garantías obtenidas como seguros de crédito, seguros de caución, garantías cliente - proveedor y prendas de automotores, entre otras.

El Grupo tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 38.302, 42.026 y 24.377 al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, el Grupo no ejecutó garantías.

5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

Los distintos segmentos en los que se estructura la organización del Grupo tienen en consideración las diferentes actividades de las que pueden obtener ingresos e incurrir en gastos. La citada estructura organizativa se fundamenta en la forma en la que la máxima autoridad en la toma de decisiones analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento, considerando asimismo la estrategia de negocios del Grupo.

- Upstream**

El segmento de Upstream desarrolla todas las actividades relativas a la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural.

Obtiene sus ingresos por: (i) la venta del petróleo producido al segmento de Downstream y, marginalmente, por su venta a terceros; y (ii) la venta del gas producido al segmento de Gas y Energía.

- Gas y Energía**

El segmento de Gas y Energía obtiene sus ingresos mediante el desarrollo de las actividades relativas a: (i) el transporte y la comercialización de gas natural y GNL a terceros y al segmento de Downstream; (ii) la operación comercial y técnica de las terminales de regasificación de GNL en Bahía Blanca (finalizada el 31 de octubre de 2018) y Escobar, a través de la contratación de buques regasificadores; y (iii) la distribución de gas natural.

Adicionalmente, por el período de 3 meses finalizado el 31 de marzo de 2018, se incluían los ingresos derivados de la generación de electricidad tanto convencional como aquella proveniente de energías renovables correspondientes a YPF EE. Ver Nota 3.

Además del producido por la venta de gas natural a terceros e intersegmento, el que luego es reconocido como compra al segmento de Upstream, e incluyendo los incentivos a la producción de gas natural vigentes (ver Nota 34.g), el segmento de Gas y Energía devenga una comisión a su favor con el segmento Upstream por realizar dicha comercialización.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS (Cont.)

• Downstream

El segmento de Downstream desarrolla las actividades relativas a: (i) la refinación de petróleo y producción de petroquímicos, (ii) la comercialización de productos refinados y petroquímicos obtenidos de estos procesos, (iii) la logística relativa al transporte de petróleo y gas hacia las refinerías y al transporte y distribución de los productos refinados y petroquímicos para ser comercializados en los diferentes canales de ventas.

Obtiene sus ingresos por la comercialización mencionada en el punto (ii) anterior, la cual se desarrolla a través de los negocios de Retail, Industria, Aviación, Agro, GLP, Química y Lubricantes y Especialidades.

Incurrir en todos los gastos relativos a las actividades antes mencionadas, incluyendo la compra de petróleo al segmento de Upstream y a terceros y del gas natural a ser consumido en los complejos industriales de refinerías y petroquímica al segmento de Gas y Energía.

• Administración central y otros

Abarca las restantes actividades realizadas por el Grupo que no se encuadran en las categorías antes mencionadas, ni constituyen segmentos de negocios reportables comprendiendo principalmente los gastos y activos de la administración central y las actividades de construcción.

Las ventas entre segmentos de negocio se realizaron a precios internos de transferencia establecidos por el Grupo, que reflejan aproximadamente los precios de mercado doméstico.

El resultado operativo y los activos para cada segmento han sido determinados después de ajustes de consolidación.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS (Cont.)

	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración central y otros	Ajustes de consolidación ⁽¹⁾	Total
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020						
Ingresos por ventas.....	2.419	122.254	536.714	14.108	(6.309)	669.186
Ingresos intersegmento	289.421	8.060	3.349	28.787	(329.617)	-
Ingresos.....	291.840	130.314	540.063	42.895	(335.926)	669.186
Resultado operativo	(25.878)	(18.994)	4.839	(22.305)	3.941	(58.397)
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	9.199	4.071	-	-	13.270
Depreciación de propiedades, planta y equipo	128.132 ⁽³⁾	1.858	34.295	7.167	-	171.452
(Recupero) / Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, netos ⁽²⁾	(7.475)	527	-	97	-	(6.851)
Inversión en propiedades, planta y equipo	63.071	4.905	23.420	4.882	-	96.278
Activos	914.257	209.225	646.589	152.816	338	1.923.225
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019						
Ingresos por ventas.....	2.046	131.055	531.724	19.743	(5.973)	678.595
Ingresos intersegmento	286.585	8.697	3.447	27.502	(326.231)	-
Ingresos.....	288.631	139.752	535.171	47.245	(332.204)	678.595
Resultado operativo	(49.194)	2.944	40.653	(15.866)	451	(21.012)
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	5.339	2.629	-	-	7.968
Depreciación de propiedades, planta y equipo	119.821 ⁽³⁾	1.378	20.805	3.890	-	145.894
Deterioro de propiedades, planta y equipo ⁽²⁾	40.561	868	-	-	-	41.429
Inversión en propiedades, planta y equipo	(136.589)	(6.170)	(22.455)	(7.630)	-	(172.844)
Activos	742.850	199.357	508.026	129.331	(6.275)	1.573.289
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018						
Ingresos por ventas.....	3.108	91.176	338.042	8.363	(4.869)	435.820
Ingresos intersegmento	207.480	7.862	1.688	13.186	(230.216)	-
Ingresos.....	210.588	99.038	339.730	21.549	(235.085)	435.820
Resultado operativo	22.483	16.786 ⁽⁴⁾	7.818	(6.055)	2.748	43.780
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	4.435	404	-	-	4.839
Depreciación de propiedades, planta y equipo	72.052 ⁽³⁾	928	12.285	2.304	-	87.569
(Recupero) de propiedades, planta y equipo ⁽²⁾	(2.900)	-	-	-	-	(2.900)
Inversión en propiedades, planta y equipo	63.171	1.968	15.632	2.877	-	83.648
Activos	480.263	129.885	307.312	82.762	(6.206)	994.016

(1) Corresponde a la eliminación entre segmentos del Grupo.

(2) Ver Notas 2.c, 7 y 8.

(3) Incluye la depreciación del cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo.

(4) Incluye el resultado por revaluación de la participación en YPF EE. Ver Nota 3.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS (Cont.)

A continuación, se desglosa la distribución de los ingresos por ventas a terceros por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, como así también las propiedades, planta y equipo por áreas geográficas al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

	Ingresos			Propiedades, planta y equipo		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Argentina	585.652	589.653	390.892	1.379.191	1.068.832	698.222
Países del Mercosur y asociados	26.834	36.154	20.056	336	179	865
Resto del mundo	23.620	35.836	15.711	-	-	-
Europa	33.080	16.952	9.161	-	-	-
	<u>669.186</u>	<u>678.595</u>	<u>435.820</u>	<u>1.379.527</u>	<u>1.069.011</u>	<u>699.087</u>

Los activos intangibles se encuentran localizados geográficamente en Argentina.

Al 31 de diciembre de 2020, ningún cliente externo representa ni supera el 10% de los ingresos por las actividades ordinarias del Grupo.

6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA

Los siguientes cuadros muestran los activos y pasivos financieros por categoría de instrumento financiero y una conciliación con la línea expuesta en el estado de situación financiera, según corresponda. Debido a que los rubros "Otros créditos", "Cuentas por pagar" y "Otros pasivos" contienen tanto instrumentos financieros como activos o pasivos no financieros (tales como créditos impositivos y créditos y pasivos en especie, entre otros), la conciliación se muestra en las columnas "Activos no financieros" y "Pasivos no financieros".

Activos financieros

2020					
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos ⁽¹⁾	15.391	-	15.391	35.029	50.420
Créditos por ventas ⁽²⁾	136.057	-	136.057	-	136.057
Inversiones en activos financieros	19.052	9.882 ⁽³⁾	28.934	-	28.934
Efectivo y equivalentes de efectivo	20.032	34.586	54.618	-	54.618
	<u>190.532</u>	<u>44.468</u>	<u>235.000</u>	<u>35.029</u>	<u>270.029</u>

2019					
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos ⁽¹⁾	19.078	-	19.078	29.892	48.970
Créditos por ventas ⁽²⁾	139.982	-	139.982	-	139.982
Inversiones en activos financieros	-	8.370	8.370	-	8.370
Efectivo y equivalentes de efectivo	59.062	7.038	66.100	-	66.100
	<u>218.122</u>	<u>15.408</u>	<u>233.530</u>	<u>29.892</u>	<u>263.422</u>

2018					
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos ⁽¹⁾	14.860	-	14.860	17.250	32.110
Créditos por ventas ⁽²⁾	98.930	-	98.930	-	98.930
Inversiones en activos financieros	-	10.941	10.941	-	10.941
Efectivo y equivalentes de efectivo	38.236	7.792	46.028	-	46.028
	<u>152.026</u>	<u>18.733</u>	<u>170.759</u>	<u>17.250</u>	<u>188.009</u>

(1) No incluye la provisión para otros créditos de cobro dudoso.

(2) No incluye la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso.

(3) Entregados en garantía por compromiso contractual con Exmar. Ver Notas 33.e y 33.f.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (Cont.)

Pasivos financieros

2020					
	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros	Total
Pasivos por arrendamientos	46.270	-	46.270	-	46.270
Préstamos	678.306	-	678.306	-	678.306
Otros pasivos	12.023	-	12.023	-	12.023
Cuentas por pagar	139.219	-	139.219	5.874	145.093
	<u>875.818</u>	<u>-</u>	<u>875.818</u>	<u>5.874</u>	<u>881.692</u>

2019					
	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros	Total
Pasivos por arrendamientos	61.780	-	61.780	-	61.780
Préstamos	526.760	-	526.760	-	526.760
Otros pasivos	2.013	-	2.013	-	2.013
Cuentas por pagar	149.880	-	149.880	1.180	151.060
	<u>740.433</u>	<u>-</u>	<u>740.433</u>	<u>1.180</u>	<u>741.613</u>

2018					
	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros	Total
Pasivos por arrendamientos	-	-	-	-	-
Préstamos	335.078	-	335.078	-	335.078
Otros pasivos	1.271	-	1.271	-	1.271
Cuentas por pagar	87.087	-	87.087	511	87.598
	<u>423.436</u>	<u>-</u>	<u>423.436</u>	<u>511</u>	<u>423.947</u>

Las ganancias y pérdidas de los instrumentos financieros y no financieros son imputadas a las siguientes categorías:

2020			
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Intereses ganados	7.363	-	7.363
Intereses perdidos	(65.821)	-	(65.821)
Actualizaciones financieras, netas	(8.794)	-	(8.794)
Diferencias de cambio, netas	36.102	-	36.102
Resultados por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados	-	3.862	3.862
Resultado por instrumentos financieros derivados	-	(860)	(860)
Resultado por transacciones con activos financieros	-	9.786	9.786
Resultado por canje de instrumentos financieros ⁽¹⁾	-	1.330	1.330
Resultado por canje de deuda ⁽²⁾	(2.097)	-	(2.097)
Resultado por la posición monetaria neta	7.828	-	7.828
	<u>(25.419)</u>	<u>14.118</u>	<u>(11.301)</u>

(1) Ver Nota 6 "Títulos públicos y reestructuración de deuda pública".

(2) Ver Nota 20.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (Cont.)**

2019			
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Intereses ganados.....	7.665	-	7.665
Intereses perdidos.....	(48.136)	-	(48.136)
Actualizaciones financieras, netas.....	(5.592)	-	(5.592)
Diferencias de cambio, netas.....	47.935	-	47.935
Resultados por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados.....	-	(1.449)	(1.449)
Resultado por instrumentos financieros derivados.....	-	(293)	(293)
Resultado por la posición monetaria neta	5.904	-	5.904
	<u>7.776</u>	<u>(1.742)</u>	<u>6.034</u>

2018			
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Intereses ganados.....	3.033	-	3.033
Intereses perdidos.....	(28.717)	-	(28.717)
Actualizaciones financieras, netas.....	7.627	-	7.627
Diferencias de cambio, netas.....	54.459	-	54.459
Resultados por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados.....	-	2.596	2.596
Resultado por instrumentos financieros derivados.....	-	933	933
Resultado por la posición monetaria neta	1.594	-	1.594
	<u>37.996</u>	<u>3.529</u>	<u>41.525</u>

Determinación del valor razonable

La NIIF 9 define el valor razonable de los instrumentos financieros como el monto por el cual un activo puede ser intercambiado o un pasivo financiero puede ser cancelado, entre partes independientes, debidamente informadas y con intención de realizar la transacción. Todos los instrumentos financieros reconocidos al valor razonable son asignados a uno de los niveles de jerarquía de valuación de la NIIF 7. Esta jerarquía de valuación comprende 3 niveles.

En el caso del nivel 1, la valuación se basa en precios de cotización sin ajustar en mercados activos para idénticos activos o pasivos que el Grupo pueda tomar como referencia a la fecha de cierre del ejercicio. Un mercado se considera activo si las transacciones se llevan a cabo con cierta frecuencia y se dispone de suficiente información de precios en forma permanente. Debido a que un precio con cotización en un mercado activo es el indicador más confiable del valor razonable, éste debe ser utilizado siempre, si estuviere disponible. Los instrumentos financieros que el Grupo tiene asignados a este nivel comprenden inversiones en fondos comunes de inversión con cotización y títulos públicos.

En el caso del nivel 2, el valor razonable se determina utilizando métodos de valuación basados en información observable en el mercado de forma directa e indirecta. Si el instrumento financiero posee un plazo determinado los datos para la valuación deben ser observables durante la totalidad de ese período. El Grupo no ha valuado instrumentos financieros de acuerdo con esta categoría.

En el caso del nivel 3, el Grupo utiliza técnicas de valuación que no están basadas en información observable en el mercado. Esto sólo es permitido en la medida que dicha información no se encuentra disponible. Los datos incorporados reflejan las estimaciones que tendría en cuenta cualquier participante del mercado para fijar los precios. El Grupo utiliza la mejor información disponible, inclusive datos internos. El Grupo no ha valuado instrumentos financieros de acuerdo con esta categoría.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (Cont.)**

Los siguientes cuadros presentan los activos financieros del Grupo que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 y su asignación a la jerarquía de valor razonable:

Activos financieros	2020			Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Inversiones en activos financieros ⁽¹⁾⁽²⁾ :				
- Títulos públicos.....	9.882	-	-	9.882
	9.882	-	-	9.882
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión	34.586	-	-	34.586
	34.586	-	-	34.586
	44.468	-	-	44.468

(1) Adicionalmente, el Grupo posee Letras del Tesoro como activos financieros medidos a costo amortizado por 19.052 al 31 de diciembre de 2020.

(2) Entregados en garantía por compromiso contractual con Exmar. Ver Nota 33.e y 33.f.

Activos financieros	2019			Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Inversiones en activos financieros:				
- Títulos públicos.....	8.370	-	-	8.370
	8.370	-	-	8.370
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión	7.038	-	-	7.038
	7.038	-	-	7.038
	15.408	-	-	15.408

Activos financieros	2018			Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Inversiones en activos financieros:				
- Títulos públicos.....	10.941	-	-	10.941
	10.941	-	-	10.941
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión	7.792	-	-	7.792
	7.792	-	-	7.792
	18.733	-	-	18.733

El Grupo no posee pasivos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados.

Títulos públicos y reestructuración de deuda pública

Con fecha 6 de abril de 2020, se publicó en el BO el Decreto N° 346/2020 por el cual se dispuso el diferimiento de los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de la deuda pública nacional instrumentada mediante títulos denominados en dólares emitidos bajo ley de la República Argentina hasta el 31 de diciembre de 2020, o hasta la fecha anterior que el Ministerio de Economía determine, considerando el grado de avance y ejecución del proceso de restauración de la sostenibilidad de la deuda pública. Esto incluye los BONAR 2020. Entre las excepciones dispuestas por el mencionado Decreto, se encuentran los “Bonos Programas Gas Natural” emitidos mediante la Resolución Conjunta N° 21/2019 de la Secretaría de Finanzas y Secretaría de Hacienda, de los cuales el Grupo es acreedor, que se encuentran valuados a costo amortizado (ver Nota 35). Posteriormente, con fecha 17 de julio de 2020, el Ministerio de Economía informó en un comunicado que ha elevado a consideración del Honorable Congreso de la Nación el Proyecto de Ley Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública Nacional instrumentada mediante títulos denominados en dólares emitidos bajo ley de la República Argentina.

Adicionalmente, con fecha 22 de abril de 2020, el Gobierno Argentino emitió una propuesta de reestructuración de Títulos Públicos emitidos bajo ley extranjera bajo el Decreto N° 391/2020, la cual incluye los BONAR 2021. En esa misma fecha, el Gobierno Argentino omitió el pago de los cupones de intereses adeudados correspondientes a ciertos bonos globales, entre los que se encontraban los BONAR 2021. Con fecha 6 de mayo de 2020, el Grupo adhirió al canje. Posteriormente, con fecha 6 de julio de 2020 y bajo el Decreto N° 582/2020, el Gobierno Argentino presentó una enmienda a los términos y condiciones establecidos por el Decreto N° 391/2020.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (Cont.)**

Con fecha 4 de agosto de 2020, el Gobierno Argentino arribó a un acuerdo con los representantes del Grupo Ad Hoc de Bonistas Argentinos, el Comité de Acreedores de Argentina y el Grupo de Bonistas del Canje y otros tenedores. Con fecha 18 de agosto de 2020, el Gobierno Argentino emitió el Decreto N° 676/2020, enmendando los términos y condiciones de la propuesta, de forma tal de que reflejen las mejoras acordadas con los acreedores bajo ley extranjera.

Con fecha 31 de agosto de 2020, el Gobierno Nacional informó el resultado de la reestructuración de los títulos públicos emitidos bajo ley extranjera, anunciando que ha obtenido los consentimientos requeridos para canjear y/o modificar el 99,01% del monto total de capital pendiente de todas las series de bonos elegibles emitidos en virtud de los Indenture de 2005 y 2016.

Como resultado de esta operación, YPF canjeó su tenencia de BONAR 2020 y BONAR 2021 por los nuevos Bonos de la República Argentina 2029 y 2030, los cuales se encuentran valuados a valor razonable con cambios en resultados, y registró una ganancia de 1.330 (ver Nota 27).

Estimaciones de valor razonable

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, han habido cambios significativos fundamentalmente en las circunstancias macroeconómicas (principalmente variaciones del riesgo país y de las cotizaciones de los títulos públicos, entre otros) que afectaron a los instrumentos financieros valuados a valor razonable con cambios en resultados del Grupo.

La política del Grupo es reconocer las transferencias entre las distintas categorías de la jerarquía de valuación en el momento en el que ocurren o cuando hay cambios en las circunstancias que causan la transferencia. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, no se han producido transferencias entre las diferentes jerarquías utilizadas para determinar el valor razonable de los instrumentos financieros del Grupo.

Valor razonable de activos financieros y pasivos financieros medidos a costo amortizado

El valor razonable estimado de los préstamos, considerando precios de cotización sin ajustar (nivel 1) para ON y tasas de interés ofrecidas al Grupo (nivel 3) para el remanente de los préstamos financieros, ascendió a 560.267, 476.750 y 293.972 al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

El valor razonable de los otros créditos, créditos por ventas, inversiones en activos financieros, efectivo y equivalentes de efectivo, otros pasivos y cuentas por pagar medidos a costo amortizado, no difiere significativamente de su valor contable.

7. ACTIVOS INTANGIBLES

	2020	2019	2018
Valor residual de activos intangibles.....	41.245	37.608	20.402
Provisión por deterioro de activos intangibles	(2.126)	(429)	-
	<u>39.119</u>	<u>37.179</u>	<u>20.402</u>

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



7. ACTIVOS INTANGIBLES (Cont.)

La evolución de los activos intangibles del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 es la siguiente:

	Concesiones de servicios	Derechos de exploración	Otros intangibles	Total
Valor de origen	14.824	3.465	6.830	25.119
Amortización acumulada	9.180	-	5.963	15.143
Saldos al 31 de diciembre de 2017	5.644	3.465	867	9.976
<u>Costos</u>				
Aumentos.....	1.303	276	765	2.344
Efectos de conversión	15.544	3.414	6.636	25.594
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	591	591
Disminuciones y reclasificaciones.....	31	(248)	(100)	(317)
<u>Amortización acumulada</u>				
Aumentos.....	1.190	-	559	1.749
Efectos de conversión	9.740	-	6.243	15.983
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	58	58
Disminuciones y reclasificaciones.....	-	-	(4)	(4)
Valor de origen	31.702	6.907	14.722	53.331
Amortización acumulada	20.110	-	12.819	32.929
Saldos al 31 de diciembre de 2018	11.592	6.907	1.903	20.402
<u>Costos</u>				
Aumentos.....	1.271	4.171 ⁽²⁾	705	6.147
Efectos de conversión	18.969	5.680	7.862	32.511
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	833	833
Disminuciones y reclasificaciones.....	(6)	(103)	181	72
<u>Amortización acumulada</u>				
Aumentos.....	1.848	-	526	2.374
Efectos de conversión	12.332	-	7.475	19.807
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	199	199
Disminuciones y reclasificaciones.....	-	-	(23)	(23)
Valor de origen	51.936	16.655	24.303	92.894
Amortización acumulada	34.290	-	20.996	55.286
Saldos al 31 de diciembre de 2019	17.646	16.655	3.307	37.608
<u>Costos</u>				
Aumentos.....	1.049	715	870	2.634
Efectos de conversión	21.213	6.528	8.768	36.509
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	1.070	1.070
Disminuciones y reclasificaciones.....	(1)	(10.462)	319	(10.144)
<u>Amortización acumulada</u>				
Aumentos.....	2.659	-	769	3.428
Efectos de conversión	14.395	-	8.358	22.753
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	251	251
Disminuciones y reclasificaciones.....	-	-	-	-
Valor de origen	74.197	13.436	35.330	122.963
Amortización acumulada	51.344	-	30.374	81.718
Saldos al 31 de diciembre de 2020	22.853	13.436	4.956	41.245

(1) Corresponde al ajuste por inflación de los saldos al inicio de los activos intangibles de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales.

(2) Ver Nota 3.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**7. ACTIVOS INTANGIBLES (Cont.)**

A continuación, se describe la evolución de la provisión por deterioro de activos intangibles por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 y 2019:

	2020	2019
Saldo al inicio del ejercicio	429	-
Aumentos con cargo a resultados	1.399	429
Resultado por la posición monetaria ⁽¹⁾	152	-
Diferencias de conversión	146	-
Saldo al cierre del ejercicio 2020.....	2.126	429

(1) Incluye el ajuste por inflación de los saldos al inicio de la provisión por deterioro de activos intangibles de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales y el ajuste por inflación del ejercicio el cual fue imputado a resultados.

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

	2020	2019	2018
Valor residual de propiedades, planta y equipo	1.456.148	1.156.950	740.103
Provisión para materiales y equipos obsoletos.....	(11.267)	(6.610)	(3.955)
Provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo	(65.354)	(81.329)	(37.061)
	1.379.527	1.069.011	699.087

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (Cont.)

La evolución de las propiedades, planta y equipo del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 es la siguiente:

	Terrenos y edificios	Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	Equipos de transporte	Materiales y equipos en depósito	Perforaciones y obras en curso	Perforaciones exploratorias en curso	Muebles y útiles e instalaciones	Equipos de comercialización	Infraestructura de distribución de gas natural	Otros bienes	Total
Valor de origen	21.394	775.353	134.675	7.614	15.993	59.529	2.871	10.454	18.788	3.406	11.978	1.062.055
Depreciación acumulada	9.250	566.334	69.160	4.512	-	-	-	8.686	11.656	1.381	8.446	679.425
Saldos al 31 de diciembre de 2017..	12.144	209.019 ⁽¹⁾	65.515	3.102	15.993	59.529	2.871	1.768	7.132	2.025	3.532	382.630
Costos												
Aumentos	425	(10.216) ⁽⁴⁾	370	38	19.885	67.264	5.438	59	-	-	385	83.648 ^{(5) (6)}
Efectos de conversión	20.845	808.772	138.924	7.400	15.332	61.084	3.851	10.935	20.016	-	11.468	1.098.627
Ajuste por inflación ⁽⁷⁾	5.096	152	-	797	1.107	792	-	1.371	-	20.519	6.968	36.802
Disminuciones y reclasificaciones	287	30.807	6.482	313	(17.327)	(64.288)	(4.188)	1.898	2.194	243	838	(42.741) ^{(3) (8)}
Depreciación acumulada												
Aumentos	758	82.939 ⁽⁴⁾	9.517	960	-	-	-	1.561	1.680	677	777	98.869 ⁽⁵⁾
Efectos de conversión	9.356	609.973	73.643	4.639	-	-	-	9.158	12.396	-	8.127	727.292
Ajuste por inflación ⁽⁷⁾	2.785	141	-	565	-	-	-	1.309	-	10.584	5.152	20.536
Disminuciones y reclasificaciones	(35)	(27.457)	(25)	(97)	-	-	-	(7)	(35)	(134)	(44)	(27.834) ⁽⁸⁾
Valor de origen	48.047	1.604.868	280.451	16.162	34.990	124.381	7.972	24.717	40.998	24.168	31.637	2.238.391
Depreciación acumulada	22.114	1.231.930	152.295	10.579	-	-	-	20.707	25.697	12.508	22.458	1.498.288
Saldos al 31 de diciembre de 2018..	25.933	372.938 ⁽¹⁾	128.156	5.583	34.990	124.381	7.972	4.010	15.301	11.660	9.179	740.103
Costos												
Aumentos	46	1.980 ⁽⁴⁾	4.676	83	43.089	114.878	6.532	106	-	865	589	172.844 ⁽⁹⁾
Efectos de conversión	24.838	967.212	171.788	8.723	21.044	70.818	5.014	14.289	25.116	-	13.581	1.322.423
Ajuste por inflación ⁽⁷⁾	3.382	-	-	716	920	1.326	-	828	-	13.010	4.793	24.975
Disminuciones y reclasificaciones	880	114.493	15.715	1.358	(37.620)	(116.818)	(8.132)	1.077	4.021	6.600	(3.894)	(22.320) ⁽³⁾
Depreciación acumulada												
Aumentos	1.260	137.017 ⁽⁴⁾	16.092	1.345	-	-	-	2.536	2.765	989	1.325	163.329
Efectos de conversión	11.444	758.928	93.611	5.917	-	-	-	11.935	15.822	-	9.862	907.519
Ajuste por inflación ⁽⁷⁾	1.726	-	-	486	-	-	-	773	-	6.733	3.270	12.988
Disminuciones y reclasificaciones	9	(2.287)	(33)	(376)	-	-	-	(834)	(13)	3.647	(2.874)	(2.761) ⁽³⁾
Valor de origen	77.193	2.688.553	472.630	27.042	62.423	194.585	11.386	41.017	70.135	44.643	46.706	3.736.313
Depreciación acumulada	36.553	2.125.588	261.965	17.951	-	-	-	35.117	44.271	23.877	34.041	2.579.363
Saldos al 31 de diciembre de 2019..	40.640	562.965 ⁽¹⁾	210.665	9.091	62.423	194.585	11.386 ⁽²⁾	5.900	25.864	20.766	12.665	1.156.950

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (Cont.)

	Terrenos y edificios	Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	Equipos de transporte	Materiales y equipos en depósito	Perforaciones y obras en curso	Perforaciones exploratorias en curso	Muebles y útiles e instalaciones	Equipos de comercialización	Infraestructura de distribución de gas natural	Otros bienes	Total
Valor de origen	77.193	2.688.553	472.630	27.042	62.423	194.585	11.386	41.017	70.135	44.643	46.706	3.736.313
Depreciación acumulada	36.553	2.125.588	261.965	17.951	-	-	-	35.117	44.271	23.877	34.041	2.579.363
Saldos al 31 de diciembre de 2019..	40.640	562.965 ⁽¹⁾	210.665	9.091	62.423	194.585	11.386 ⁽²⁾	5.900	25.864	20.766	12.665	1.156.950
Costos												
Aumentos	62	(13.412) ⁽⁴⁾	1.724	119	33.422	72.162	152	121	-	1.587	341	96.278 ⁽⁹⁾
Efectos de conversión	27.498	1.110.354	194.960	10.051	24.712	61.134	2.605	17.133	30.261	-	14.969	1.493.677
Ajuste por inflación ⁽⁷⁾	3.600	-	-	902	421	2.575	-	537	-	16.134	3.416	27.585
Disminuciones y reclasificaciones	(589)	93.720	13.872	205	(31.252)	(106.547)	(10.245)	3.997	6.023	1.735	(516)	(29.597) ^{(3) (10) (11)}
Depreciación acumulada												
Aumentos	2.054	171.786 ⁽⁴⁾	27.195	1.679	-	-	-	4.092	4.493	1.287	1.727	214.313
Efectos de conversión	13.013	896.732	111.376	6.905	-	-	-	14.394	18.791	-	11.135	1.072.346
Ajuste por inflación ⁽⁷⁾	1.801	-	-	524	-	-	-	489	-	8.629	2.497	13.940
Disminuciones y reclasificaciones	(1.647)	(8.915)	-	(360)	-	-	-	(117)	(25)	(221)	(569)	(11.854) ^{(3) (10) (11)}
Valor de origen	107.764	3.879.215	683.186	38.319	89.726	223.909	3.898	62.805	106.419	64.099	64.916	5.324.256
Depreciación acumulada	51.774	3.185.191	400.536	26.699	-	-	-	53.975	67.530	33.572	48.831	3.868.108
Saldos al 31 de diciembre de 2020..	55.990	694.024 ⁽¹⁾	282.650	11.620	89.726	223.909	3.898 ⁽²⁾	8.830	38.889	30.527	16.085	1.456.148

(1) Incluye 34.801, 22.343 y 16.154 de propiedad minera al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

(2) Corresponde a 10 pozos exploratorios al 31 de diciembre de 2020. Durante el ejercicio finalizado en dicha fecha, se han iniciado 4 pozos, 6 pozos han sido cargados a gastos de exploración y 12 pozos han sido transferidos a propiedades con reservas probadas en la cuenta Propiedad minera, pozos y equipos de explotación.

(3) Incluye 1.256, 48 y 60 de valor residual imputado contra provisiones de propiedades, planta y equipo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

(4) Incluye (13.918), 1.172 y (11.710) de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos y 12.492, 4.664 y 5.521 de recupero de depreciaciones, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

(5) Incluye 1.470 y 1.092 de valor de origen y depreciación acumulada, respectivamente, correspondientes a altas por adquisición de participaciones en diversas áreas.

(6) Incluye 2.327 correspondientes a la combinación de negocios. Ver Nota 3.

(7) Corresponde al ajuste por inflación de los saldos al inicio de las propiedades, planta y equipo de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales.

(8) Incluye 31.800 y 28.673 de valor de origen y depreciación acumulada, respectivamente, correspondientes a la reclasificación de ciertas áreas como activos mantenidos para su disposición.

(9) Incluye 599 y 2.109 correspondientes a los arrendamientos de corto plazo al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente; incluye 1.669 y 1.228 correspondientes al cargo variable de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente. Adicionalmente, incluye 3.789 y 2.021 correspondientes a la capitalización de la depreciación de activos por derecho de uso al 31 de diciembre de 2020 y 2019 (ver Nota 9); y 967 y 311 correspondientes a la capitalización de la actualización financiera del pasivo por arrendamiento al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente (ver Nota 19).

(10) Incluye 2.027 y 204 de valor de origen y depreciación acumulada, respectivamente, correspondientes a la disposición del 11% de participación en el bloque Bandurria Sur. Ver Nota 3.

(11) Incluye 2.715 y 2.221 de valor de origen y depreciación acumulada, respectivamente, correspondientes a la reclasificación de activos mantenidos para su disposición.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (Cont.)

El Grupo capitaliza los costos financieros por préstamos como parte del costo de los activos. En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 la tasa de capitalización ha sido 9,70%, 10,33% y 10,50%, respectivamente, y el monto activado por ese concepto ha ascendido a 867, 949 y 660, respectivamente, para los ejercicios mencionados.

A continuación, se describe la evolución de la provisión para materiales y equipos obsoletos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

	2020	2019	2018
Saldo al inicio del ejercicio	6.610	3.955	1.652
Aumentos con cargo a resultados	1.977	410	629
Aplicaciones con cargo a resultados	(1)	(22)	-
Cancelaciones por utilización	(6)	(48)	(60)
Diferencias de conversión	2.687	2.315	1.666
Transferencias y otros movimientos	-	-	68
Saldo al cierre del ejercicio	11.267	6.610	3.955

A continuación, se describe la evolución de la provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

	2020	2019	2018
Saldo al inicio del ejercicio	81.329	37.061	26.535
Aumentos con cargo a resultados ⁽¹⁾	57.920	41.429	36.937
Disminuciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	(66.170)	-	(39.837)
Aplicaciones por utilización	(1.250)	-	-
Depreciaciones ⁽²⁾	(42.861)	(17.435)	(10.208)
Diferencias de conversión	36.386	20.274	23.634
Saldo al cierre del ejercicio	65.354	81.329	37.061

(1) Ver Nota 2.c.

(2) Se incluyen en la línea "Depreciación de propiedades, planta y equipo" en la Nota 25.

A continuación, se expone la evolución que han tenido los costos de los pozos exploratorios que al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 se encuentran en estado de evaluación:

	2020	2019	2018
Saldo al inicio del ejercicio	8.456	4.067	1.236
Incrementos pendientes de determinación de reservas	86	5.229	2.179
Disminuciones imputadas contra Gastos de exploración	(1.174)	(1.036)	(382)
Reclasificaciones hacia Propiedad minera, pozos y equipos de perforación con reservas probadas	(6.760)	(2.716)	(703)
Diferencias de conversión	1.928	2.912	1.737
Saldo al cierre del ejercicio	2.536	8.456	4.067

El cuadro siguiente muestra los costos de pozos exploratorios en evaluación por un período mayor a 1 año y el número de proyectos relacionados a dichos costos, al 31 de diciembre de 2020.

	Monto	Cantidad de proyectos	Cantidad de pozos
Entre 1 y 5 años	2.536	2	2

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



9. ACTIVOS POR DERECHO DE USO

La evolución de los activos por derecho de uso del Grupo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 y 2019 es la siguiente:

	Terrenos y edificios	Instalaciones y equipos de explotación	Maquinarias y equipos	Estaciones de servicio	Equipos de transporte	Total
Saldos por aplicación inicial de NIIF 16....	450	6.732	8.612	3.356	3.909	23.059
<u>Costos</u>						
Aumentos.....	266	13.129	19.429	163	6.792	39.779
Efectos de conversión	310	4.587	6.189	1.687	2.545	15.318
Ajuste por inflación ⁽²⁾	-	-	-	275	-	275
Disminuciones y reclasificaciones.....	-	(1.162)	(1.264)	(58)	(64)	(2.548)
<u>Amortización acumulada</u>						
Aumentos.....	208	6.051	3.174	667	2.430	12.530 ⁽¹⁾
Efectos de conversión	45	1.138	850	117	619	2.769
Disminuciones y reclasificaciones.....	-	(507)	(283)	(7)	(10)	(807)
Valor de origen	1.026	23.286	32.966	5.423	13.182	75.883
Amortización acumulada	253	6.682	3.741	777	3.039	14.492
Saldos al 31 de diciembre de 2019	773	16.604	29.225	4.646	10.143	61.391
<u>Costos</u>						
Aumentos.....	11	4.116	4.781	97	2.416	11.421
Efectos de conversión	396	9.187	11.275	1.863	5.374	28.095
Ajuste por inflación ⁽²⁾	7	-	-	321	-	328
Disminuciones y reclasificaciones.....	(90)	(9.212)	(23.984) ⁽³⁾	-	(1.771)	(35.057)
<u>Amortización acumulada</u>						
Aumentos.....	325	7.315	6.336	973	6.713	21.662 ⁽¹⁾
Efectos de conversión	155	3.675	2.497	380	2.525	9.232
Ajuste por inflación ⁽²⁾	5	-	-	68	-	73
Disminuciones y reclasificaciones.....	(10)	(5.260)	(2.833) ⁽³⁾	-	(767)	(8.870)
Valor de origen	1.350	27.377	25.038	7.704	19.201	80.670
Amortización acumulada	728	12.412	9.741	2.198	11.510	36.589
Saldos al 31 de diciembre de 2020	622	14.965	15.297	5.506	7.691	44.081

- (1) Incluye 17.873 y 10.509 que fueron imputados a la línea "Depreciación de activos por derecho de uso" en el estado de resultados integrales por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente (ver Nota 25); e incluye 3.789 y 2.021 que fueron activados en el rubro "Propiedades, planta y equipo" en el estado de situación financiera (Ver Nota 8).
- (2) Incluye el ajuste por inflación por aplicación inicial de la NIIF 16 de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales.
- (3) Incluye (21.103) y (2.110) de valor de origen y depreciación acumulada, respectivamente, por la baja de la barcaza licuefactora con Exmar. Ver Nota 33.f.

10. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS

El siguiente cuadro muestra en forma agrupada el valor de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

	2020	2019	2018
Valor de las inversiones en asociadas.....	9.938	6.419	2.374
Valor de las inversiones en negocios conjuntos.....	97.186	61.183	30.324
Provisión para desvalorización de participaciones en asociadas y negocios conjuntos	(12)	(12)	(12)
	107.112	67.590	32.686

Los principales movimientos ocurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, que han afectado el valor de las inversiones antes mencionadas, corresponden a:

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



10. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (Cont.)

	2020	2019	2018
Saldo al inicio del ejercicio	67.590	32.686	6.045
Adquisiciones y aportes	-	4.826	280
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	13.270	7.968	4.839
Diferencias de conversión	26.458	20.673	3.180
Dividendos distribuidos	(2.717)	(811)	(583)
Participación retenida en YPF EE	-	-	17.285
Ajuste por inflación ⁽²⁾	2.511	1.510	1.640
Capitalización en negocios conjuntos	-	738	-
Saldo al cierre del ejercicio	107.112	67.590	32.686

(1) Corresponde al valor razonable de la participación mantenida en YPF EE luego de la pérdida de control. Ver Nota 3.

(2) Corresponde al ajuste por inflación de los saldos al inicio de las asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso el cual fue imputado a otros resultados integrales, tal como se detalla en la Nota 2.b.1.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de resultados de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos del Grupo, calculadas de acuerdo con el valor patrimonial proporcional en las mismas, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018. El Grupo ha ajustado, de corresponder, los valores informados por dichas sociedades para adaptarlos a los criterios contables utilizados por el Grupo para el cálculo del valor patrimonial proporcional en las fechas antes mencionadas:

	Asociadas			Negocios conjuntos		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Resultado neto	1.618	2.032	1.025	11.652	5.936	3.814
Otros resultados integrales	2.844	1.764	406	26.125	20.419	4.414
Resultado integral del ejercicio	4.462	3.796	1.431	37.777	26.355	8.228

El Grupo no posee inversiones en subsidiarias con interés no controlante significativo. Asimismo, el Grupo no posee inversiones en asociadas y negocios conjuntos que sean significativos, con la excepción de la inversión en YPF EE.

La información financiera correspondiente a los activos y pasivos de YPF EE al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, así como los resultados por los ejercicios finalizados en dichas fechas se detallan a continuación:

	2020 ⁽¹⁾	2019 ⁽¹⁾	2018 ⁽¹⁾
Activo no corriente	148.384	96.219	35.682
Activo corriente	30.659	26.622	12.596
Total del Activo	179.043	122.841	48.278
Pasivo no corriente	70.190	57.799	13.348
Pasivo corriente	38.059	19.503	9.776
Total del Pasivo	108.249	77.302	23.124
Total del Patrimonio	70.794	45.539	25.154
Ingresos	21.416	16.114	4.181
Costos	(10.013)	(7.706)	(1.655)
Resultado bruto	11.403	8.408	2.526
Resultado operativo	11.366	7.796	4.686
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	356	778	673
Resultados financieros, netos	(2.015)	(1.989)	280
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	9.707	6.585	5.639
Impuesto a las ganancias	(3.797)	(2.359)	(1.150)
Resultado neto	5.910	4.226	4.489

(1) Sobre esta información, se han realizado ajustes contables para el cálculo de la participación en el patrimonio y en los resultados de YPF EE. El patrimonio y los resultados ajustados no difieren significativamente de la información financiera de YPF EE aquí revelada.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**10. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (Cont.)**

A continuación se detalla la información de subsidiarias:

Características de los valores					Información sobre el ente emisor						
					Últimos estados financieros disponibles				Participación sobre capital social		
Denominación y Emisor	Clase	Valor nominal		Cantidad	Actividad principal	Domicilio legal	Fecha	Capital social		Resultado	Patrimonio
Subsidiarias: ⁽⁷⁾											
YPF International S.A. ⁽⁶⁾	Ordinarias	Bs.	100	66.897	Inversión	Calle La Plata 19, Santa Cruz de la Sierra, Bolivia	31-12-20	15	-	109	100,00%
YPF Holdings Inc. ⁽⁶⁾	Ordinarias	US\$	0,01	810.513	Inversión y financiera	10333 Richmond Avenue I, Suite 1050, TX, Estados Unidos	31-12-20	68.124	(8)	(18.070)	100,00%
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	Ordinarias	\$	1	163.701.747	Gestión comercial de estaciones de servicio de propiedad de YPF	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-20	164	(831)	5.036	99,99%
A-Evangelista S.A.	Ordinarias	\$	1	11.714.952.101	Servicios de ingeniería y construcción	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-20	307	(2.596)	8.188	100,00%
Metrogas S.A.	Ordinarias	\$	1	398.419.700	Prestación del servicio público de distribución de gas natural.	Gregorio Aráoz de Lamadrid 1360, Buenos Aires, Argentina.	31-12-20	569	(5.401)	14.398	70,00%
YPF Chile S.A. ⁽⁶⁾	Ordinarias	-	-	50.968.649	Compraventa de lubricantes y combustibles de aviación y estudio y exploración de hidrocarburos	Villarica 322, Módulo B1, Qilicura, Santiago, Chile	31-12-20	3.838	(137)	2.568	100,00%
YPF Tecnología S.A.	Ordinarias	\$	1	234.291.000	Investigación, desarrollo, producción y comercialización de tecnologías, conocimientos, bienes y servicios	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-20	459	16	3.714	51,00%
Compañía de Inversiones Mineras S.A.	Ordinarias	\$	1	236.474.420	Exploración, explotación, transformación, administración, almacenamiento y transporte de todo tipo de minerales; montajes, construcción y operación de instalaciones y estructuras y procesamiento de productos relacionados con la actividad minera	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-20	236	(90)	12	100,00%

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



10. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (Cont.)

A continuación se detallan las inversiones en asociadas y negocios conjuntos:

31-12-2020														31-12-2019
Características de los valores					Información sobre el ente emisor									
Denominación y Emisor	Clase	Valor nominal	Cantidad	Valor registrado ⁽²⁾	Costo ⁽¹⁾	Actividad principal	Domicilio legal	Últimos estados financieros disponibles				Participación sobre capital social	Valor registrado ⁽²⁾	
								Fecha	Capital social	Resultado	Patrimonio			
Negocios conjuntos: ⁽⁵⁾														
YPF Energía Eléctrica S.A. ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$	1	1.879.916.921	53.609	1.085	Exploración, explotación, industrialización y comercialización de hidrocarburos y generación, transporte y comercialización de energía eléctrica	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-20	3.747	5.911	70.795	75,00%	35.382
Compañía Mega S.A. ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$	1	244.246.140	7.733	-	Separación, fraccionamiento y transporte de líquidos de gas San Martín 344, Piso 10, Buenos Aires, Argentina	30-09-20	643	1.148	17.694	38,00%	5.211	
Profertil S.A. ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$	1	391.291.320	16.951	-	Producción y venta de fertilizantes	Alicia Moreau de Justo 740, Piso 3, Buenos Aires, Argentina	30-09-20	783	3.870	34.055	50,00%	10.778
Refinería del Norte S.A.	Ordinarias	\$	1	45.803.655	2.220	-	Refinación	Maipú 1, Piso 2, Buenos Aires, Argentina	30-09-20	92	(652)	4.432	50,00%	1.881
Oleoducto Loma Campana-Lago Pellegrini S.A. ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$	1	738.139.164	1.143	738	Construcción y explotación de un oleoducto, transporte y almacenaje de petróleo, importación, exportación, compra y venta de materias primas, equipos industriales y maquinaria	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-20	868	(226)	1.006	85,00%	762
CT Barragán S.A. ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$	1	4.279.033.952	14.981	4.348	Producción y generación de energía eléctrica	Maipú 1, Buenos Aires, Argentina	31-12-20	8.558	9.528	29.998	50,00%	6.799
				96.637	6.171									60.813
Asociadas:														
Oleoductos del Valle S.A. ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$	10	4.072.749	2.998	-	Transporte de petróleo por ducto	Florida 1, Piso 10, Buenos Aires, Argentina	30-09-20	110	1.684	10.442	37,00%	1.778
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	Ordinarias	\$	10	476.034	1.295	-	Almacenamiento y despacho de petróleo	Av. Leandro N. Alem 1180, Piso 11, Buenos Aires, Argentina	30-09-20	14	478	3.522	33,15%	711
Oiltanking Ebytem S.A. ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$	10	351.167	1.145	-	Transporte y almacenamiento de hidrocarburos	Terminal Marítima Puerto Rosales - Provincia de Buenos Aires, Argentina.	31-12-20	12	1.043	3.654	30,00%	871
Central Dock Sud S.A. ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$	0,01	11.869.095.145	2.079	-	Generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque	Pasaje Ingeniero Butty 220, Piso 16, Buenos Aires, Argentina	31-12-20	1.231	1.087	20.286	10,25% ⁽⁴⁾	1.542
YPF Gas S.A.	Ordinarias	\$	1	59.821.434	1.655	-	Fraccionamiento, envasado, distribución y transporte de gas para uso industrial y/o doméstico	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	30-09-20	176	1.116	6.316	33,99%	965
Otras sociedades:														
Diversas ⁽³⁾	-	-	-	-	1.315	648	-	-	-	-	-	-	-	922
					10.487	648								6.789
					107.124	6.819								67.602

(1) Corresponde al costo neto de dividendos cobrados y reducciones de capital.

(2) Corresponde al porcentaje de participación sobre el patrimonio de la sociedad más ajustes para adecuar los criterios contables a los de YPF.

(3) Incluye Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd., Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A., A&C Pipeline Holding Company, Oleoducto Trasandino (Chile) S.A., Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A., Bizoy S.A., Civeny S.A., Bioceres S.A., Petrofaro S.A. y Sustentator S.A.

(4) Adicionalmente, el Grupo posee un 22,49% de participación indirecta en el capital a través de YPF EE.

(5) En función de lo estipulado en el convenio de accionistas, existe control conjunto de parte de los accionistas en esta sociedad.

(6) Se ha definido el dólar como la moneda funcional de la presente sociedad.

(7) Adicionalmente se consolidan YPF Services USA Corp., YPF Europe B.V., YPF Brasil Comércio Derivado de Petróleo Ltda., Wokler Investment S.A., YPF Colombia S.A.S., Miwen S.A., Eleran Inversiones 2011 S.A.U., Lestery S.A., Energía Andina S.A. e YPF Ventures S.A.U.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



11. INVENTARIOS

	2020	2019	2018
Productos destilados.....	59.971	50.563	33.583
Petróleo crudo y gas natural.....	33.066	24.756	14.571
Productos en procesos.....	1.966	2.259	1.177
Materia prima, envases y otros.....	5.134	2.901	3.993
	<u>100.137</u> ⁽¹⁾	<u>80.479</u> ⁽¹⁾	<u>53.324</u> ⁽¹⁾

(1) Al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 el costo de los inventarios no supera su valor neto de realización.

12. OTROS CRÉDITOS

	2020		2019		2018	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores por servicios.....	548	2.330	455	2.706	150	2.210
Créditos de impuestos y reembolsos por exportaciones	9.283	10.060	6.896	6.076	3.534	3.315
Préstamos a terceros y saldos con sociedades relacionadas ⁽¹⁾	814	997	2.435	3.288	3.565	4.920
Depósitos en garantía.....	2.062	2.152	2	640	1	575
Gastos pagados por adelantado.....	740	3.503	603	2.370	240	2.207
Anticipos y préstamos a empleados.....	17	263	29	596	25	572
Anticipos a proveedores y despachantes de aduana ⁽²⁾	-	8.525	-	10.896	1	4.212
Créditos con socios de UT y Consorcios.....	2.334	4.143	2.248	7.932	2.644	2.379
Seguros a cobrar.....	-	1.133	-	498	-	758
Diversos.....	177	1.339	45	1.255	32	770
	<u>15.975</u>	<u>34.445</u>	<u>12.713</u>	<u>36.257</u>	<u>10.192</u>	<u>21.918</u>
Provisión para otros créditos de cobro dudoso.....	<u>(1.318)</u>	<u>(76)</u>	<u>(924)</u>	<u>(65)</u>	<u>(575)</u>	<u>(51)</u>
	<u>14.657</u>	<u>34.369</u>	<u>11.789</u>	<u>36.192</u>	<u>9.617</u>	<u>21.867</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 35.

(2) Incluye, entre otros, anticipos a despachantes de aduana que principalmente corresponden a adelantos para el pago de impuestos y derechos vinculados a la importación de combustibles y bienes.

13. CRÉDITOS POR VENTAS

	2020		2019		2018	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores comunes y sociedades relacionadas ^{(1) (2)}	17.392	118.665	15.325	124.657	23.508	75.422
Provisión para deudores por ventas de cobro dudoso...	<u>(8.861)</u>	<u>(10.519)</u>	<u>-</u>	<u>(6.580)</u>	<u>-</u>	<u>(2.776)</u>
	<u>8.531</u>	<u>108.146</u>	<u>15.325</u>	<u>118.077</u>	<u>23.508</u>	<u>72.646</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 35.

(2) Ver información sobre créditos por ventas por contratos con clientes en Nota 23.

A continuación, se describe la evolución de la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

	2020		2019		2018	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Saldo al inicio del ejercicio.....	-	6.580	-	2.776	-	1.323
Modificación de saldos al inicio del ejercicio ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	425
Saldo al inicio del ejercicio modificado.....	-	6.580	-	2.776	-	1.748
Aumentos con cargo a resultados ⁽³⁾	2.228	10.818	-	3.891	-	444
Aplicaciones con cargo a resultados.....	-	(729)	-	(707)	-	(91)
Cancelaciones por utilización.....	-	-	-	(112)	-	-
Diferencias de conversión.....	-	715	-	847	-	607
Resultado por la posición monetaria neta ⁽²⁾	-	(232)	-	(103)	-	92
Reclasificaciones.....	6.633	(6.633)	-	(12)	-	(24)
Saldo al cierre del ejercicio.....	<u>8.861</u>	<u>10.519</u>	<u>-</u>	<u>6.580</u>	<u>-</u>	<u>2.776</u>

(1) Corresponde al cambio en la política contable detallado en la Nota 2.b.18.

(2) Incluye el ajuste por inflación de los saldos al inicio de la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales y el ajuste por inflación del ejercicio el cual fue imputado a resultados.

(3) Incluye, al 31 de diciembre de 2020, 8.861 correspondientes a los créditos con las Distribuidoras de gas natural por las diferencias diarias acumuladas según Decreto N° 1.053/2018. Ver Nota 34.f.

14. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	2020	2019	2018
Caja y bancos.....	14.843	6.983	6.678
Colocaciones transitorias a corto plazo ⁽¹⁾	5.189	52.079	31.558
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados ⁽²⁾	34.586	7.038	7.792
	<u>54.618</u>	<u>66.100</u>	<u>46.028</u>

(1) Incluye plazos fijos y otras inversiones con el BNA por 2.000, 10.043 y 5.084 al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente. Ver Nota 6.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 y 2018



15. PROVISIONES

La evolución de las provisiones del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 es la siguiente:

	Provisión para juicios y contingencias		Provisión para gastos de medioambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos		Total	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Saldos al 31 de diciembre de 2017	11.667	688	1.196	1.018	41.871	736	54.734	2.442
Aumentos con cargo a resultados	3.320	357	3.021	-	3.785	-	10.126	357
Aplicaciones con cargo a resultados	(371)	(266)	-	-	(14.250)	-	(14.621)	(266)
Cancelaciones por pago/utilización	(76)	(129)	-	(933)	-	(1.514)	(76)	(2.576)
Diferencias de cambio y de conversión, netas	6.826	471	495	80	43.674	758	50.995	1.309
Aumentos por combinación de negocios ⁽²⁾	-	-	465	-	-	-	465	-
Resultado por la posición monetaria neta ⁽³⁾	(204)	66	-	-	-	-	(204)	66
Reclasificaciones y otros movimientos	73	(64)	(1.457)	1.457	(16.647) ⁽¹⁾	1.804 ⁽¹⁾	(18.031)	3.197
Saldos al 31 de diciembre de 2018	21.235	1.123	3.720	1.622	58.433	1.784	83.388	4.529
Aumentos con cargo a resultados	18.460 ⁽⁴⁾	9	1.695	-	7.409	-	27.564	9
Aplicaciones con cargo a resultados	(2.358)	(744)	(63)	-	(2.950)	-	(5.371)	(744)
Cancelaciones por pago/utilización	(73)	(194)	-	(1.821)	-	(2.774)	(73)	(4.789)
Diferencias de cambio y de conversión, netas	7.405	443	479	106	35.219	1.079	43.103	1.628
Resultado por la posición monetaria neta ⁽³⁾	(92)	-	-	-	-	-	(92)	-
Reclasificaciones y otros movimientos	(744)	648	(2.003)	2.003	(1.004) ⁽¹⁾	2.176 ⁽¹⁾	(3.751)	4.827
Saldos al 31 de diciembre de 2019	43.833	1.285	3.828	1.910	97.107	2.265	144.768	5.460
Aumentos con cargo a resultados	8.917	219	3.428	-	11.117	-	23.462	219
Aplicaciones con cargo a resultados	(6.331) ⁽⁵⁾	(1.039)	(224)	-	(5.249)	-	(11.804)	(1.039)
Cancelaciones por pago/utilización	(43)	(132)	-	(1.330)	-	(1.298)	(43)	(2.760)
Diferencias de cambio y de conversión, netas	9.475	498	525	12	41.185	960	51.185	1.470
Resultado por la posición monetaria neta ⁽³⁾	(35)	-	-	-	-	-	(35)	-
Reclasificaciones y otros movimientos	(5.447) ⁽⁶⁾	1.103	(2.026)	2.026	(13.572) ⁽¹⁾	(346) ⁽¹⁾	(21.045)	2.783
Saldos al 31 de diciembre de 2020	50.369	1.934	5.531	2.618	130.588	1.581	186.488	6.133

(1) Incluye (13.918), 1.172 y (11.710) correspondientes al recálculo anual de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente; y (3.133) correspondientes a pasivos que fueron reclasificados a Pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición al 31 de diciembre de 2018.

(2) Ver Nota 3.

(3) Incluye el ajuste por inflación de los saldos al inicio de las provisiones de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales y el ajuste por inflación del ejercicio el cual fue imputado a resultados.

(4) Incluye 10.572 correspondientes al reconocimiento del pasivo por la controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos por los períodos 2011-2017 más el devengamiento de los intereses financieros desde la fecha en la cual la Sociedad tomó la decisión de adherirse al régimen de moratoria ampliada. Ver Nota 16.

(5) Incluye 3.645 correspondientes al recupero del pasivo por la adhesión al al régimen de moratoria ampliada por los años 2011-2013 por la controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos. Ver Nota 16.

(6) Incluye 2.953 reclasificados a "Impuesto a las ganancias a pagar" por la adhesión al régimen de moratoria ampliada por los años 2011-2013 por la controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos. Ver Nota 16.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

15. PROVISIONES (Cont.)

El Grupo es parte en una cierta cantidad de procesos laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales, ambientales, aduaneros y administrativos que, ya sea en forma independiente o junto con otros procesos, y de resolverse en forma total o parcialmente adversa en su contra, podrían resultar en la imposición de costos materiales, sentencias, multas u otras pérdidas. Si bien se considera que se han provisionado tales riesgos adecuadamente en base a los dictámenes y asesoramiento de nuestros asesores legales y de acuerdo con las normas contables aplicables, ciertas contingencias se encuentran sujetas a cambios a medida que se desarrolla nueva información y se obtienen los resultados de las evidencias que se presenten en las causas, entre otros. Es posible que las pérdidas resultantes de dichos riesgos, si los procedimientos se resuelven en forma adversa al Grupo, ya sea en forma parcial o total, puedan exceder significativamente las provisiones que se han establecido.

Adicionalmente, debido a su operatoria, el Grupo está sujeto a diversas leyes y regulaciones de protección del medio ambiente. Dichas leyes y regulaciones podrían, entre otras cosas, imponer sanciones por el costo de limpieza de la contaminación y daños al medio ambiente resultantes de la mencionada operatoria. La Dirección de la Sociedad considera que las operaciones del Grupo se ajustan en forma sustancial a las leyes y regulaciones relativas a la protección del medio ambiente actualmente vigentes, tal como han sido históricamente interpretadas y aplicadas.

No obstante, periódicamente se realizan estudios a fin de profundizar el conocimiento de la situación ambiental de determinadas zonas geográficas en la Argentina en las que el Grupo tiene actividades, a fin de establecer su estado, causas y remediaciones necesarias, así como en su caso, en función de la antigüedad del problema, las responsabilidades del Estado Nacional en virtud de la obligación de mantener indemne a YPF por los pasivos que pudieran existir al 31 de diciembre de 1990. Hasta tanto no se terminen y evalúen tales estudios, el Grupo no se encuentra en condiciones de estimar qué costos adicionales, si los hubiere, sería necesario incurrir. Sin embargo, es posible que otros trabajos, incluyendo medidas de remediación provisorias, sean requeridos.

15.a) Provisión para juicios y contingencias

El Grupo ha provisionado los juicios pendientes, reclamos y contingencias cuya pérdida es probable y puede ser estimada razonablemente. Los juicios pendientes y contingencias más significativas provisionados se describen en los próximos párrafos.

15.a.1) Pasivos y contingencias asumidas por el Estado Nacional Argentino antes de 1990

En virtud de la Ley de Privatización de YPF, el Estado Nacional se hizo cargo de ciertas obligaciones de la sociedad predecesora al 31 de diciembre de 1990. En ciertos juicios relacionados con eventos o actos que ocurrieron con anterioridad a dicha fecha, YPF ha sido requerida a anticipar el pago establecido en ciertas decisiones judiciales. YPF posee el derecho a reclamar el reintegro de las sumas abonadas en función a la mencionada indemnidad.

15.a.2) Reclamos derivados de restricciones en el mercado de gas natural

- **Reclamos de DOP**

A través de la Resolución SE Nº 265/2004, el Gobierno Argentino dispuso la creación de un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural y su transporte asociado. Dicho programa fue implementado, inicialmente, mediante la Disposición Nº 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles, subsecuentemente reemplazado por el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte (el "Programa") aprobado mediante Resolución SE Nº 659/2004. Adicionalmente, la Resolución SE Nº 752/2005 dispuso que los usuarios industriales y generadores térmicos (quienes a partir de tal Resolución deben adquirir el gas natural directamente de los productores) podían también recibir gas natural producto de cortes de exportaciones, a través del mecanismo de Inyección Adicional Permanente creado por dicha Resolución. Mediante el Programa y/o la Inyección Adicional Permanente, el Gobierno Argentino requiere a los productores exportadores de gas natural la entrega de volúmenes adicionales de dicho producto al mercado interno para satisfacer la demanda de ciertos consumidores del mercado argentino ("Requerimientos de Inyección Adicional"). Dichos volúmenes adicionales no se encuentran contratados por YPF y la fuerzan a afectar las exportaciones de gas natural, cuya ejecución se ha visto condicionada. Los mecanismos establecidos por las Resoluciones SE Nº 659/2004 y 752/2005 han sido adaptados por la Resolución SE Nº 599/2007 modificando las condiciones de imposición de los requerimientos, según sean impuestas a productores firmantes o no firmantes de la propuesta de acuerdo entre la SE y Productores homologada mediante dicha resolución.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

15. PROVISIONES (Cont.)

Asimismo, mediante la Resolución ENARGAS N° 1.410/2010 se aprobó un “Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas” que implementa nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, imponiéndose de esta forma nuevas y más severas restricciones con relación de la disponibilidad del gas por parte de los productores. Adicionalmente, el Gobierno Argentino, por intermedio de instrucciones impartidas utilizando diferentes vías, ha ordenado limitaciones a las exportaciones de gas natural (conjuntamente con el Programa y con la Inyección Adicional Permanente, denominadas “Administración de las Exportaciones”). Con fecha 5 de enero de 2012 se publicó en el BO la Resolución SE N° 172/2012 mediante la cual se extienden temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución SE N° 599/2007, todo ello hasta que se produzca el dictado de las medidas que la reemplacen y según menciona la Resolución previamente indicada. Esta Resolución fue recurrida con fecha 17 de febrero de 2012 mediante la presentación de un Recurso de Reconsideración ante la SE.

Como consecuencia de la mencionada medida, en reiteradas ocasiones, desde el año 2004 YPF se vio forzada a suspender, parcial o totalmente, sus entregas de gas natural a clientes de exportación, con los cuales tiene asumidos compromisos firmes para la entrega de volúmenes de gas natural.

YPF ha impugnado el Programa, la Inyección Adicional Permanente y los Requerimientos de Inyección Adicional, establecidas mediante las Resoluciones SEN N° 599/2007 y 172/2011 y Resolución ENARGAS N° 1.410/2010 por arbitrarios e ilegítimos, y ha alegado frente a los respectivos clientes que la Administración de las Exportaciones constituye un evento de caso fortuito o fuerza mayor (hecho del príncipe) que liberan a YPF de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados. Los mencionados clientes han rechazado el argumento de fuerza mayor esgrimido por YPF, reclamando algunos de ellos el pago de compensaciones y/o penalidades por incumplimiento de compromisos firmes de entrega, y/o haciendo reserva de futuros reclamos por tal concepto. Con fecha 9 de diciembre de 2015 el ENARGAS rechazó la impugnación de YPF a la Resolución ENARGAS N° 1.410/2010. YPF no recurrió la resolución del ENARGAS que rechazara la impugnación presentada.

Con fecha 29 de junio de 2018 se publicó la Resolución ENARGAS N° 124/2018 que aprueba el texto ordenado del reglamento interno de los centros de despacho aplicable a partir del 30 de junio de 2018 y deroga la Resolución ENARGAS N° 1410/2010.

Los costos por penalidades contractuales derivadas de la falta de entrega de gas natural al 31 de diciembre de 2020 han sido provisionados en la medida que sean probables y puedan ser razonablemente estimados.

- **AES Uruguiana Empreendimentos S.A. (“AESU”) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (“TGM”)**

El 25 de junio de 2008, AESU procedió a liquidar la suma de US\$ 28,1 millones en concepto de penalidad por no entrega de gas natural desde el 16 de septiembre de 2007 hasta el 25 de junio de 2008, habiendo liquidado luego la suma de US\$ 2,7 millones en concepto de penalidad por no entrega de gas natural desde el 18 de enero de 2006 hasta el 1 de diciembre de 2006. YPF rechazó ambas liquidaciones. Por Nota de fecha 15 de septiembre de 2008, AESU notificó a YPF que suspendía el cumplimiento de sus obligaciones alegando morosidad e incumplimientos por parte de YPF, lo cual fue rechazado integralmente por YPF. Con fecha 4 de diciembre de 2008, YPF notificó que, levantada la fuerza mayor imperante, de acuerdo con los términos del contrato vigente, procedería a suspender su obligación de entrega de gas natural ante los reiterados incumplimientos de AESU, lo cual fue asimismo rechazado. Con fecha 30 de diciembre de 2008, AESU rechazó el derecho de YPF de suspender las entregas de gas natural. El 20 de marzo de 2009 AESU notificó formalmente la declaración de rescisión del contrato. El 6 de abril de 2009 YPF promovió ante la Cámara de Comercio Internacional (“CCI”) un arbitraje contra AESU, Companhia do Gas do Estado do Rio Grande do Sul (“SULGAS”) y TGM. En la misma fecha YPF fue notificada por la CCI del arbitraje promovido por AESU y SULGAS contra YPF por el que reclamaba, entre otros conceptos que YPF considera improcedentes, lucro cesante, gastos de desmantelamiento de la planta de AESU y el pago de los montos por penalidades por no entrega de gas natural antes mencionados todo lo cual totalizaba aproximadamente US\$ 1.052 millones.

Adicionalmente, YPF fue notificada del arbitraje promovido por TGM ante la CCI reclamando el pago de aproximadamente US\$ 10 millones más intereses hasta la fecha de su efectivo pago, relacionada con el pago de facturas del contrato de transporte de gas natural suscripto en septiembre de 1998 entre YPF y TGM, vinculado al contrato de exportación de gas natural con AESU mencionado precedentemente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**15. PROVISIONES (Cont.)**

El 8 de abril de 2009, YPF solicitó el rechazo de la demanda y reconvino solicitando la terminación del contrato de transporte de gas natural con fundamento en la finalización por parte de AESU y SULGAS del contrato de exportación de gas natural. A su vez, YPF había promovido ante la CCI un arbitraje contra TGM, entre otros. Se recibió la contestación de TGM, quien solicitó el íntegro rechazo de las pretensiones de YPF y dedujo demanda reconvenzional contra YPF con el fin de que el Tribunal Arbitral condene a YPF a indemnizar a TGM la totalidad de los daños y perjuicios, presentes o futuros, sufridos por TGM a causa de la extinción del Contrato de Transporte Firme y del Acta Acuerdo de fecha 2 de octubre de 1998 por medio de la cual YPF se había comprometido a abonar a TGM contribuciones irrevocables no capitalizables como contraprestación por la ampliación del gasoducto Proyecto Uruguayana; y se condene a AESU/SULGAS (para el caso en que se declare la rescisión del Contrato de Gas por incumplimiento de AESU o SULGAS) a indemnizar en forma solidaria todos los daños y perjuicios que dicha rescisión ocasione a TGM. Adicionalmente, con fecha 10 de julio de 2009, TGM actualizó su pretensión a US\$ 17 millones y reclamó lucro cesante por US\$ 366 millones, los cuales fueron considerados improcedentes respecto de YPF, por lo que se contestó esta ampliación de demanda rechazando los argumentos vertidos por TGM.

Con fecha 6 de abril de 2011 el Tribunal Arbitral del Arbitraje “YPF c/AESU” hizo lugar al planteo jurisdiccional de YPF y dispuso consolidar todos los arbitrajes (“AESU c/YPF”, “TGM c/YPF” e “YPF c/AESU”) en el arbitraje “YPF c/AESU”, por lo que AESU y TGM desistieron de sus respectivos arbitrajes y todas las cuestiones planteadas en los tres arbitrajes quedaron a resolver en el arbitraje “YPF c/AESU”.

Con fecha 10 de enero de 2014 se recibió la demanda de daños presentada por AESU ante el Tribunal por la suma de US\$ 815,5 millones y la demanda de daños presentada por TGM ante el Tribunal Arbitral por la suma de US\$ 362,6 millones, las cuales fueron rechazadas por YPF.

Como consecuencia de las complejidades legales y comerciales que tenía la disputa entre YPF, AESU y SULGAS, así como de la existencia de derechos litigiosos en diferentes jurisdicciones del mundo (incluyendo Argentina, Uruguay y Estados Unidos), con fecha 30 de diciembre de 2016, dichas empresas celebraron un acuerdo transaccional por el que YPF se comprometió a pagar la suma única y total de US\$ 60 millones por el que, sin reconocer hechos ni derechos, desistieron de todos los reclamos que hasta dicha fecha tenían o podían tener recíprocamente, con la excepción, en el caso de YPF, de los recursos de nulidad que interpuso contra los laudos arbitrales y que permanecen vigentes. El pago fue efectivizado con fecha 10 de enero de 2017.

Asimismo, con fecha 4 de diciembre de 2017, YPF celebró un acuerdo transaccional con TGM poniendo fin a todos los reclamos existentes entre las partes, en virtud del cual YPF aceptó pagar a TGM la suma de US\$ 114 millones en concepto de indemnización como pago total y definitivo de todas las acciones arbitrales y legales de TGM (US\$ 107 millones en un pago inicial el 2 de enero de 2018 y el saldo de US\$ 7 millones en 7 cuotas anuales de US\$ 1 millón cada una, venciendo la primera el 1 de febrero de 2018 y las restantes en igual fecha de los años subsiguientes). Además, YPF se comprometió a pagar a TGM la suma de US\$ 13 millones (en 7 cuotas anuales de US\$ 1,86 millones cada una, con igual vencimiento que el saldo de la indemnización) como pago a cuenta de un contrato de transporte interrumpible de exportación a ser celebrado por las partes con vigencia hasta 2027. Este acuerdo transaccional importó el desistimiento del proceso iniciado por YPF para obtener la declaración de la nulidad del Laudo Final de Daños y de los recursos deducidos por TGM para obtener la revocación de la sentencia de la Sala IV de la Cámara en lo Contencioso Administrativo Federal que dispusiera la anulación del Laudo de Responsabilidad. Tanto el pago inicial por US\$ 107 millones como las cuotas por US\$ 1 millón y US\$ 1,86 millones con vencimiento el 1 de febrero de 2018, 1 de febrero de 2019, el 3 de febrero de 2020 y 22 de febrero de 2021, fueron efectivizados en las fechas estipuladas.

- **Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN”)**

El 8 de abril de 2009 YPF promovió una demanda contra TGN ante el ENARGAS con el objeto de solicitar la terminación del contrato de transporte de gas natural suscripto con dicha compañía para el transporte de gas natural asociado a entregas bajo el contrato de exportación de gas natural firmado por AESU y otras partes. La terminación del contrato con dicha compañía se fundamenta en: (a) la imposibilidad de YPF de usar y de TGN de prestar el servicio de transporte contratado, por la conjunción de (i) la rescisión del contrato de gas con SULGAS/AESU y (ii) la imposibilidad legal de ceder a terceros dicho contrato en virtud de las normas vigentes, (b) la imposibilidad legal de TGN de proveer el servicio de transporte firme en los términos contratados, en razón de ciertos cambios en la legislación vigente desde el año 2004, y c) en la teoría de la imprevisión bajo los términos de la legislación argentina en razón de la existencia de hechos extraordinarios que generan una excesiva onerosidad. Este expediente no ha sido resuelto a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

15. PROVISIONES (Cont.)

En el expediente, TGN reclamó en su demanda el cumplimiento del contrato y el pago de facturas impagas por el período 20 de febrero de 2007 hasta el 20 de marzo de 2009 por una suma de US\$ 30 millones. Posteriormente, TGN amplió su demanda y reclamó el pago de facturas adeudadas (i) por el período 20 de abril de 2009 hasta el 20 de junio de 2010 por una suma de US\$ 31 millones; (ii) por el período 20 de julio de 2010 hasta el 20 de noviembre de 2010 por una suma de US\$ 10 millones; y (iii) por el período 6 de diciembre de 2010 hasta el 4 de enero de 2011 por una suma de US\$ 3 millones.

Adicionalmente, TGN notificó a YPF la rescisión del contrato de transporte invocando en ello la culpa de YPF como consecuencia de la supuesta falta de pago de las facturas del servicio de transporte. YPF respondió los reclamos mencionados, rechazando los mismos fundándose en la imposibilidad legal de TGN de prestar el servicio de transporte y la rescisión del contrato de transporte dispuesta por YPF y notificada mediante demanda iniciada ante el ENARGAS.

En relación con el juicio por cobro de facturas, en el mes de septiembre de 2011, se recibió cédula notificando a YPF de la resolución de la Cámara de Apelaciones rechazando el planteo de incompetencia formulado por YPF al contestar la demanda, declarando incompetente al ENARGAS y competente al fuero Civil y Comercial Federal con relación al reclamo por cobro de facturas impagas mencionado precedentemente.

La causa se abrió a prueba y con fecha 21 de septiembre de 2016 se presentaron los alegatos. Habiendo concluido el período probatorio y toda vez que en el expediente se presentaron los alegatos las actuaciones pasaron a dictar sentencia.

Con fecha 3 de abril de 2013 se notificó la demanda de daños y perjuicios iniciada por TGN reclamando a YPF la suma de US\$ 142 millones, con más sus intereses y costas por la resolución del contrato de transporte. Con fecha 31 de mayo de 2013 YPF contestó demanda solicitando su rechazo. El 3 de abril de 2014 se abrió la causa a prueba por 40 días, haciéndose saber a las partes que debían acompañar copia de sus respectivos ofrecimientos para la formación de los cuadernos. Luego de cerrado el período probatorio, con fecha 21 de junio de 2017 YPF presentó los alegatos.

Luego de producidos los alegatos, el Juzgado de Primera Instancia dictó en cada expediente una resolución por la que difiere el dictado de la sentencia hasta que se resuelva el beneficio de litigar sin gastos iniciado por TGN. Dichas resoluciones fueron recurridas por TGN mediante sendos recursos de queja, que fueron desestimados por la Cámara de Apelaciones en noviembre de 2017. Con fecha 21 de junio de 2018, TGN desistió del beneficio de litigar sin gastos invocando una mejora en su situación económica-financiera producida durante 2018 y solicitando se impusieran costas por su orden, y pagó la tasa de justicia. El juzgado solicitó a TGN que manifieste la base imponible sobre la cual calculó el pago de la tasa de justicia y ordenó correr traslado a YPF del desistimiento. YPF se opuso a la solicitud de TGN de imposición de costas por su orden y con fecha 28 de noviembre de 2018 el juzgado resolvió tener por desistida la solicitud de beneficio de litigar sin gastos e impuso las costas de dicho incidente a TGN. Sin perjuicio de ello, el expediente principal pasó a dictar sentencia.

Con fecha 5 de abril de 2019 la Sala II de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Civil y Comercial Federal revocó la resolución del juzgado de primera instancia y ordenó que las costas del proceso sean distribuidas por su orden, por considerar que YPF no sufre ningún daño, en tanto el otorgamiento del beneficio estaba limitado únicamente al pago de la tasa de justicia.

Con fecha 16 de octubre de 2020, YPF fue notificada de la sentencia de primera instancia en la que se resolvió:

- Declarar abstracta la pretensión de cumplimiento de contrato de transporte firme de gas (el "Contrato"), impetrada por TGN;
- hacer lugar parcialmente a la demanda presentada en la causa sobre cumplimiento del Contrato, y ordenar a YPF a pagar en concepto de facturas impagas, la suma a determinar por la perito contadora designada, en la etapa de ejecución de sentencia, más intereses y costas del juicio;
- admitir la demanda por daños y perjuicios, y ordenar a YPF a pagar un importe de US\$ 231 millones más intereses y costas del juicio.

Con fecha 22 de octubre de 2020 YPF interpuso recurso de apelación contra la sentencia de primera instancia respecto de la causa de cumplimiento de contrato y la causa de daños y perjuicios. El recurso de apelación fue concedido con fecha 27 de octubre de 2020.

Por su parte, TGN apeló y presentó únicamente Memorial de Agravios contra la sentencia de primera instancia respecto de la causa de incumplimiento contractual. Estos procesos de apelación están siendo tramitados y el resultado de los mismos es incierto.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**15. PROVISIONES (Cont.)**

- **Nación Fideicomisos S.A. ("NAFISA")**

NAFISA había iniciado un proceso de mediación contra YPF reclamando el pago de los cargos correspondientes al Fideicomiso Gas I y Fideicomiso Gas II aplicables al transporte a Uruguiana y que correspondían a las facturas por transporte reclamadas por TGN. La audiencia de mediación se cerró sin acuerdo, quedando concluida la etapa prejudicial. En este orden, NAFISA procedió, con fecha 12 de enero de 2012, a iniciar un reclamo ante el ENARGAS en virtud del artículo 66 de la Ley N° 24.076 reclamando la suma de aproximadamente 339 por dichos cargos.

Con fecha 8 de febrero de 2012 se contestó la demanda, planteando la conexidad con el juicio "TGN c/YPF", la incompetencia del ENARGAS para entender en este planteo, la acumulación en el juicio "TGN c/YPF" y rechazando el reclamo fundado en la imposibilidad legal de TGN de prestar el servicio de transporte. En esta misma fecha, se presentó también en el juicio "TGN c/YPF" similar solicitud de acumulación. El 12 de abril de 2012, ENARGAS resolvió a favor de NAFISA. Con fecha 12 de mayo de 2012 YPF recurrió dicha resolución ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal. Con fecha 11 de noviembre de 2013, dicha Cámara rechazó el recurso directo interpuesto por YPF. A su vez, con fecha 19 de noviembre de 2013, YPF interpuso el recurso ordinario ante la CSJN y con fecha 27 de noviembre se interpuso el Recurso Extraordinario, también ante la CSJN. El recurso ordinario fue concedido y oportunamente fundado por YPF. El 29 de septiembre de 2015, la CSJN resolvió declarar admisible el recurso de YPF y revocar la resolución de la Cámara Contencioso Administrativa - Sala IV, señalando que el ENARGAS no es competente para entender en este asunto por no ser las partes sujetos de la Ley de Gas. El caso está terminado en la instancia jurisdiccional del ENARGAS, sin que a la fecha NAFISA haya promovido demanda ante la justicia.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, la acción de fondo prescribió y por ende se procedió a realizar su baja, en función del tiempo transcurrido desde la sentencia dictada por la CSJN, momento desde el que cabe considerar que se reinició el cómputo del curso de la prescripción, sin que se haya tomado conocimiento que NAFISA haya producido acto alguno para suspender o interrumpir la prescripción.

15.a.3) Reclamos en el ámbito de la CNDC

La Asociación Unión de Usuarios y Consumidores está reclamando (originalmente contra Repsol YPF S.A. antes de extender su reclamo a YPF) el reembolso de los precios supuestamente cobrados en exceso a los consumidores de GLP a granel entre los períodos 1993 a 1997 y 1997 a 2001. Al contestar demanda, YPF invocó la prescripción de la acción por el primer período reclamado por haber transcurrido el plazo de 2 años, aplicable al caso.

Con fecha 28 de diciembre de 2015 el Juzgado de Primera Instancia dictó sentencia haciendo lugar a la demanda promovida por la Asociación Unión de Usuarios y Consumidores contra YPF por las pretensiones resarcitorias del período comprendido entre los años 1993 a 1997 y condenando a la empresa a girar a la SE, con destino al fondo fiduciario creado por la Ley N° 26.020, la suma de 98 aproximadamente con más intereses que serán calculados por el perito en la etapa de liquidación.

Por su parte, la sentencia rechaza la demanda por los conceptos correspondientes al período 1997 a 2001 por no considerar probada la existencia de posición dominante de YPF en el mercado de GLP a granel en el país. A su vez, la sentencia rechaza la demanda contra Repsol S.A. toda vez que la empresa Repsol YPF S.A. no tuvo participación accionaria en YPF, ni ningún otro tipo de vinculación, durante el período 1993 a 1997 en el que los actores sostienen que habría existido el abuso de posición dominante de YPF.

La Sociedad apeló el fallo, y el recurso de apelación fue concedido con efecto suspensivo. La parte actora también apeló la sentencia y ambas partes presentaron sus memoriales.

Con fecha 7 de diciembre de 2017 la Sociedad fue notificada de la sentencia de Cámara por la cual: (i) confirma las pretensiones resarcitorias del período comprendido entre los años 1993 a 1997; (ii) extiende el reclamo de la Asociación Unión de Usuarios por el período 1997 - diciembre 1999 por el rubro "transferencia patrimonial de los consumidores a los productores por el mayor costo del GLP", postergando para la etapa de ejecución de sentencia la liquidación del rubro (la Cámara no fijó este importe); y (iii) hace lugar parcialmente al recurso interpuesto por la parte demandada en lo que respecta al rubro "daño causado por el menor o distinto consumo de energía a raíz del mayor costo del GLP".

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

15. PROVISIONES (Cont.)

Cabe señalar que la sentencia que ha sido confirmada por la Cámara no condena a YPF a abonar a la reclamante el importe que en definitiva se liquide, sino que dichos fondos deberán ser girados a la SE con destino al fondo fiduciario creado por la Ley N° 26.020, para que sean destinados a la ampliación de la red de gas natural en las zonas de menores recursos según el criterio que fije la autoridad de aplicación. La autoridad de aplicación, en el plazo de 6 meses de quedar firme la liquidación del monto de condena, deberá presentar los estudios de factibilidad correspondientes (Decreto N° 470/2015) junto con un plan de obras, que deberán comenzar a su vez en un plazo no mayor a 6 meses contados desde la presentación de la factibilidad.

Finalmente, la Sociedad interpuso recurso extraordinario contra la sentencia de Cámara, el cual fue concedido y se elevó el expediente a la CSJN. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el expediente se radicó en la Secretaría de Consumo de la CSJN y se encuentra a estudio de las vocalías desde el 1 de noviembre de 2020.

15.a.4) Reclamos ambientales

- **La Plata**

En relación con la operación de la refinería que YPF posee en La Plata, existen ciertos reclamos de compensación de daños y perjuicios originados en la supuesta contaminación ambiental producida por la operación de la refinería y la remediación ambiental de los canales adyacentes a dicha refinería. Durante 2006, YPF efectuó una presentación ante la Secretaría de Política Ambiental de la Provincia de Buenos Aires mediante la cual propicia efectuar un estudio de caracterización de los riesgos asociados a la contaminación mencionada. Tal como se ha mencionado anteriormente, YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de acuerdo con la Ley N° 24.145 y Decreto N° 546/1993. Asimismo, existen ciertos reclamos que podrían determinar la realización de inversiones adicionales vinculadas a la operación de la Refinería La Plata.

Con fecha 25 de enero de 2011, YPF ha suscrito un convenio con el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible ("OPDS") de la provincia de Buenos Aires, dentro del marco del Programa de Control de Remediación, Pasivos y Riesgo Ambiental creado mediante la Resolución N° 88/2010 del Director Ejecutivo del OPDS. En virtud del convenio, las partes acordaron llevar a cabo un programa de trabajo conjunto en los canales que circundan a la Refinería La Plata, que tendrá una duración de 8 años, y que implica acciones de caracterización y análisis de riesgo de los sedimentos de los canales. En el convenio se establece que, en caso de que el análisis de riesgo identifique escenarios que presenten la necesidad de implementar acciones correctivas, se analizarán las alternativas o técnicas disponibles y se determinarán las acciones necesarias para su implementación. También se contempla la realización de un estudio de datación del material depositado, con el fin de establecer la responsabilidad del Estado Nacional, teniendo en cuenta su obligación de mantener indemne a YPF establecida en el artículo 9 de la Ley N° 24.145 de Privatización de YPF. En dicho contexto, YPF, con la conformidad del OPDS, ha llevado adelante diversos estudios y caracterizaciones a través de consultores especializados cuyos avances han sido puestos en conocimiento del organismo provincial. El convenio celebrado entre YPF y el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible antes mencionado fue extendido por un plazo de 24 meses mediante Resolución N° 380/2019 emitida por dicho Organismo.

Adicionalmente a lo previamente mencionado, existen otras demandas similares realizadas por vecinos de la misma localidad, en el que reclaman daños ambientales y otros daños asociados.

- **Quilmes**

Los actores, quienes sostienen ser vecinos de la localidad de Quilmes, provincia de Buenos Aires, iniciaron un juicio en el que reclaman la indemnización de daños personales supuestamente ocasionados y la remediación ambiental. Hacen su reclamo basados principalmente en una pérdida de combustible en el poliducto La Plata-Dock Sud, que actualmente opera YPF, ocurrido en el año 1988, como consecuencia de un hecho ilícito que generó la rotura del poliducto, siendo en dicho momento YPF una sociedad del Estado Nacional. El combustible habría aflorado y se hizo perceptible en noviembre de 2002, lo que ha motivado desde ese entonces la realización por parte de YPF de tareas de remediación en la zona afectada, bajo la supervisión de la autoridad ambiental de la provincia de Buenos Aires. El Estado Nacional negó ser responsable de mantener indemne a YPF en este caso, por lo que se lo ha demandado para obtener una decisión judicial declarando la nulidad de dicha decisión, la cual aún está pendiente de resolución.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**15. PROVISIONES (Cont.)**

Adicionalmente a lo previamente mencionado, YPF fue notificada de una demanda ambiental similar realizada por vecinos de la misma localidad, en concepto de daños y perjuicios. Dicha demanda ha sido oportunamente contestada. Actualmente, el expediente se encuentra en etapa de prueba.

- **Otros reclamos ambientales**

Adicionalmente a lo previamente mencionado, el Grupo tiene otros reclamos judiciales activos en su contra basados en argumentos similares. Asimismo, se han iniciado reclamos no judiciales contra YPF basados en argumentos similares. En todos estos casos, considerando la información disponible a la fecha, el tiempo estimado que resta hasta la finalización del proceso, y los resultados de las evidencias adicionales que se presenten en la continuación de los litigios, el Grupo ha provisionado su mejor estimación respecto a los valores objeto de los reclamos.

15.a.5) Reclamos fiscales

- **Controversia por la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos**

La Sociedad ha registrado el costo por abandono de pozos de hidrocarburos de acuerdo con el criterio detallado en la Nota 2.b.6 y, ante la inexistencia de un tratamiento específico de dicho tema en la Ley de Impuesto a las Ganancias y su Decreto Reglamentario, ha deducido el cargo por costos de abandono de pozos de hidrocarburos en el cálculo de dicho impuesto, en base al criterio general de la norma para la deducción de gastos (criterio del devengado). Sin embargo, esta interpretación ha sido objetada por la AFIP que admitiría su deducción una vez que el gasto ha sido realizado.

La AFIP entiende que la deducción de los gastos de taponamiento por abandono de pozos de hidrocarburos se debe diferir hasta la oportunidad en que el contribuyente proceda al taponamiento, una vez que los pozos han agotado su sustancia, en tanto considera al abandono del pozo como el hecho generador del devengamiento del gasto de taponamiento.

Por su parte, la Sociedad, como así también otras empresas de la industria petrolera, entienden que el hecho sustancial generador del gasto de taponamiento por abandono de pozos de hidrocarburos lo constituye la mera perforación, en tanto con la perforación se concreta el impacto ambiental y, en consecuencia, a partir de ese momento nace la obligación de reparar dicho impacto (taponamiento). Asimismo, dicha obligación no se encuentra sujeta a condición alguna ya que no existe ningún hecho futuro o incierto al que se haya sujetado la misma pues el agotamiento inevitablemente ocurrirá. La Sociedad ha tomado conocimiento que controversias similares han sido planteadas por la AFIP a otras compañías de la industria petrolera.

En este sentido, en junio de 2016, la SRH del MINEM, organismo competente para aclarar el origen de la obligación legal en la materia y en respuesta a una consulta de la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos, se expidió en línea con la posición de las empresas y concluyó que el hecho sustancial generador del gasto de taponamiento por abandono de pozos de hidrocarburos lo constituye la perforación.

Esta respuesta a la Cámara ha sido informada a la AFIP tanto por la propia SRH como por YPF, pero con distintos cuestionamientos la AFIP desconoció dicha posición.

Con fecha 29 de diciembre de 2016, la Sociedad fue notificada de 2 resoluciones determinativas ajustando el impuesto a las ganancias por los períodos fiscales 2005 a 2009. YPF presentó con fecha 20 de febrero de 2017 el correspondiente recurso de apelación ante el TFN por dichas determinaciones de oficio recibidas.

Con fecha 15 de junio de 2018, la Sociedad fue notificada de la resolución determinativa, mediante la cual se ha ajustado el impuesto a las ganancias del período fiscal 2010. El 10 de julio de 2018 la Sociedad presentó el recurso correspondiente ante el TFN.

Con fecha 7 de noviembre de 2018, la Sociedad fue notificada del inicio del procedimiento determinativo respecto del ajuste proyectado por los períodos fiscales 2011 a 2016. La Sociedad presentó su descargo con fecha 21 de diciembre de 2018.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

15. PROVISIONES (Cont.)

Con fecha 6 de mayo de 2019 se publicó en el BO la Resolución General AFIP N° 4.477/2019 que establecía un régimen de facilidades de pago respecto de las deudas por obligaciones impositivas ante el TFN, cuya adhesión expiraba el 31 de agosto de 2019, con la opción de adherirse desde el 15 de mayo hasta el 25 de junio en condiciones más ventajosas.

La Gerencia de la Sociedad, teniendo en consideración la opinión de sus asesores externos, y sin perjuicio de los méritos técnicos para defender su posición, evaluó los planes de facilidades de pago mencionados y con fecha 19 de junio de 2019 adhirió al régimen establecido por la Resolución General AFIP N° 4.477/2019 terminando así con la controversia correspondiente a los períodos 2005 a 2010 que se encontraba en instancia del TFN.

El 3 de febrero de 2020, la Sociedad fue notificada por la AFIP por el período 2017. El 17 de marzo de 2020 se presentó descargo.

El 26 de agosto de 2020 se publicó en el BO la Ley N° 27.562, la cual amplía el régimen de regularización de obligaciones impositivas, previsionales y aduaneras originariamente establecido por la Ley N° 27.541, que fuera reglamentado por la Resolución General AFIP N° 4.816/2020.

La Gerencia de la Sociedad, teniendo en consideración la opinión de sus asesores externos, y sin perjuicio de los méritos técnicos para defender su posición, evaluó el régimen de regularización de la Ley N° 27.562, para el impuesto a las ganancias y para las compensaciones realizadas oportunamente con los saldos a favor generados por dicho impuesto, y con fecha 30 de noviembre de 2020 adhirió al mencionado régimen por los períodos fiscales 2011 a 2013 por 2.953, terminando así con la controversia correspondiente a dichos períodos. Asimismo, procedió a refinanciar la deuda de los períodos fiscales 2005 a 2010 oportunamente regularizada bajo el régimen de la Resolución General AFIP N° 4.477/2019.

En virtud de las restricciones establecidas en el punto 6.6.1 del artículo 13 de la Ley N° 27.541 Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública y sus modificaciones, en caso de que la Sociedad decidiera distribuir dividendos con anterioridad al 26 de agosto de 2022, deberá en forma previa proceder a pre-cancelar dicha deuda fiscal.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, subsiste la controversia por los períodos fiscales 2014 a 2017 en etapa administrativa ante la AFIP, por un importe de 4.882.

Respecto a los períodos posteriores al 2018 inclusive, cabe destacar que, a partir de la Reforma Tributaria promulgada en diciembre de 2017, se admitió la deducción de los gastos de abandono de pozos de hidrocarburos al momento de la perforación al considerarlos como parte del costo de inversión, con independencia del período en que se realice la efectiva erogación.

15.a.6) Otros juicios pendientes

En el curso normal de sus negocios, el Grupo ha sido demandado en numerosos procesos judiciales en los fueros laboral, civil y comercial. La Dirección de la Sociedad, en consulta con sus asesores legales externos, ha constituido una provisión considerando a tales fines la mejor estimación, sobre la base de la información disponible a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, incluyendo honorarios y costas judiciales.

15.b) Provisión para gastos de medio ambiente y obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos

En base al programa de remediación actual del Grupo, se han provisionado las obligaciones ambientales cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables y se pueden estimar razonablemente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**16. IMPUESTO A LAS GANANCIAS**

El cálculo del cargo devengado contablemente por el impuesto a las ganancias para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 es el siguiente:

	2020	2019	2018
Impuesto a las ganancias corriente	(1.247)	(1.938)	(943)
Impuesto diferido	(19.752)	(3.588)	(50.595)
Subtotal	(20.999)	(5.526)	(51.538)
Impuesto a las ganancias - Abandono de pozos	6.410 ⁽⁴⁾	(16.239) ⁽²⁾	-
Impuesto especial - Revalúo impositivo Ley N° 27.430	-	(4.604) ⁽³⁾	-
	(14.589)	(26.369)	(51.538)

(1) Incluye (5.175) correspondientes a la reversión de quebrantos relacionados con la controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos. Ver Nota 15.

(2) Incluye (10.610) correspondientes a intereses relacionados con la controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos determinados a la fecha en la cual la Sociedad tomó la decisión de adherirse al plan de facilidades de pago. Ver Nota 15.

(3) Incluye (4.562) correspondientes a YPF (Ver Nota 34.j) y (42) correspondientes a YTEC.

(4) Corresponde principalmente a la ganancia por los intereses condonados como resultado de la adhesión al régimen de moratoria ampliada asociada a la deducción del costo por abandono de pozos. Ver Nota 15.

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 y el que resultaría de aplicar la tasa impositiva vigente sobre el resultado neto antes de impuesto a las ganancias que surge de los estados de resultados integrales consolidados de cada ejercicio, es la siguiente:

	2020	2019	2018
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	(56.428)	(7.010)	90.144
Tasa impositiva vigente	30%	30%	30%
Tasa impositiva vigente aplicada al resultado neto antes de impuesto a las ganancias	16.928	2.103	(27.043)
Efecto de la valuación de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, netos	(62.218)	(20.189)	(100.760)
Efecto de las diferencias de cambio y otros resultados asociados a la valuación de la moneda, netos	24.242 ⁽¹⁾	22.553 ⁽¹⁾	67.767
Efecto de la valuación de inventarios	(11.102)	(11.553)	(8.666)
Resultado de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos	3.981	2.390	1.452
Efecto por cambio de tasa impositiva ⁽²⁾	4.286	1.956	12.795
Controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos	-	(5.175)	-
Intereses relacionados con el plan de facilidades de pago por la controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos	(657)	1.333	-
Resultado por revaluación de sociedades	-	-	3.594
Diversos	3.541	1.056	(677)
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	(20.999)	(5.526)	(51.538)

(1) Incluye el efecto del ajuste por inflación impositivo.

(2) Corresponde a la remediación de los saldos de impuesto diferido a la tasa vigente. Ver Notas 2.b.15 y 34.j.

El Grupo ha clasificado 740 como impuesto a las ganancias a pagar corrientes, los cuales incluyen principalmente 513 correspondientes a las 12 cuotas relacionadas con el plan de facilidades de pago (ver Nota 15). Asimismo, el Grupo ha clasificado 3.571 como impuesto a las ganancias a pagar no corrientes, los cuales incluyen principalmente 3.551 correspondientes a las 83 cuotas restantes del mencionado plan.

Asimismo, la composición del impuesto diferido al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 es la siguiente:

	2020	2019	2018
Activos impositivos diferidos			
Provisiones y otros pasivos no deducibles	14.701	5.344	2.920
Quebrantos	82.601	52.443	21.575
Diversos	1.629	937	270
Total Activo impositivo diferido	98.931	58.724	24.765
Pasivos impositivos diferidos			
Propiedades, planta y equipo	(144.900)	(110.704)	(113.821)
Ajuste por inflación impositivo	(67.107)	(38.177)	-
Diversos	(3.904)	(5.491)	(1.768)
Total Pasivo impositivo diferido	(215.911)	(154.372)	(115.589)
Total Impuesto diferido, neto	(116.980) ⁽²⁾	(95.648) ⁽²⁾	(90.824)

(1) Incluye 127 como resultado de la aplicación inicial del método del deterioro en el cálculo de desvalorización de los activos financieros según NIIF 9, teniendo su efecto en "Resultados acumulados". Ver Nota 2.b.18.

Incluye (1.957), (1.523) y (3.432) al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente, correspondientes al ajuste por inflación del pasivo diferido al inicio de las subsidiarias con moneda funcional peso con efecto en los otros resultados integrales.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**16. IMPUESTO A LAS GANANCIAS (Cont.)**

El Grupo posee un activo diferido por quebrantos acumulados de 82.601 al 31 de diciembre de 2020. Los activos por impuesto diferido reconocen los quebrantos impositivos en la medida en que su compensación a través de ganancias impositivas futuras sea probable. Los quebrantos impositivos en Argentina prescriben dentro de los 5 años.

A efectos de utilizar por completo el activo por impuesto diferido, el Grupo necesitará generar ganancias impositivas futuras. Con base en el nivel de ganancias históricas impositivas y las proyecciones futuras en los ejercicios en que los activos por impuesto diferido son deducibles, la Dirección de la Sociedad estima que al 31 de diciembre de 2020 es probable que el Grupo realice todos los activos por impuesto diferido registrados.

Al 31 de diciembre de 2020, los quebrantos impositivos del Grupo a la tasa esperada de recupero son los siguientes:

Fecha de generación	Fecha de vencimiento	Jurisdicción	Monto
2016	2021	Argentina	466
2017	2022	Argentina	499
2018	2023	Argentina	24.190
2019	2024	Argentina	21.948
2020	2025	Argentina	35.498
			<u>82.601</u>

El crédito por quebrantos impositivos no registrado por el Grupo al 31 de diciembre de 2020 ascendió a 956 con vencimiento entre los años 2021 y 2025. Al 31 de diciembre 2019 y 2018 no existen activos por impuestos diferidos no registrados significativos.

Al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 se han clasificado como activo por impuesto diferido 2.629, 1.583 y 301, respectivamente, y como pasivo por impuesto diferido 124.026, 97.231 y 91.125, respectivamente, que surge de las posiciones netas de impuesto diferido de cada una de las sociedades individuales que forman parte de estos estados financieros consolidados.

Al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 las causas que generaron imputaciones dentro de los "Otros resultados integrales" no generaron diferencias temporales objeto de impuesto a las ganancias.

La Ley N° 27.468 publicada en el BO el 4 de diciembre de 2018 dispuso que, a los fines de aplicar el procedimiento de ajuste por inflación impositivo, el mismo tendrá vigencia para los ejercicios que se inicien a partir del 1 de enero de 2018. Respecto del primer, segundo y tercer ejercicio a partir de su vigencia, ese procedimiento será aplicable en caso de que la variación del IPC, calculada desde el inicio y hasta el cierre de cada uno de esos ejercicios supere un 55%, un 30% y en un 15%, para el primer, segundo y tercer año de aplicación, respectivamente. Considerando que el IPC al 31 de diciembre de 2020 y 2019 superó los parámetros mencionados, el Grupo ha aplicado el procedimiento de ajuste por inflación impositivo en su estimación del impuesto a las ganancias.

17. CARGAS FISCALES

	2020		2019		2018	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
IVA.....	-	3.523	-	3.532	-	2.274
Retenciones y percepciones.....	-	1.838	-	2.070	-	1.631
Regalías.....	-	3.886	-	1.268	-	1.464
Impuesto a los combustibles.....	-	3.142	-	635	-	1.290
IIBB.....	-	227	-	512	-	547
Diversos.....	215	3.148	1.428	3.420	2.175	2.821
	<u>215</u>	<u>15.764</u>	<u>1.428</u>	<u>11.437</u>	<u>2.175</u>	<u>10.027</u>

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



18. REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES

	2020		2019		2018	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Remuneraciones y cargas sociales	-	3.318	-	2.976	-	1.950
Provisión por bonificaciones e incentivos	-	4.403	-	3.468	-	1.921
Provisión por vacaciones	-	4.812	-	3.610	-	2.215
Otros beneficios a los empleados	3.860 ⁽¹⁾	2.401 ⁽¹⁾	-	150	-	68
	<u>3.860</u>	<u>14.934</u>	<u>-</u>	<u>10.204</u>	<u>-</u>	<u>6.154</u>

(1) Incluye 6.102 correspondientes al plan de retiro voluntario ejecutado por el Grupo entre agosto y diciembre 2020.

19. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

	2020		2019	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Pasivos por arrendamientos	<u>24.172</u>	<u>22.098</u>	<u>40.391</u>	<u>21.389</u>

Dichos pasivos se encuentran descontados a las siguientes tasas:

Plazo de arrendamiento	2020	Tasa efectiva promedio mensual utilizada	2019	Tasa efectiva promedio mensual utilizada
De 0 a 1 año	5.370	0,93%	3.778	0,56%
De 1 a 2 años	10.544	0,76%	7.634	0,73%
De 2 a 3 años	6.602	0,79%	11.813	0,72%
De 3 a 4 años	9.610	0,87%	5.404	0,70%
De 4 a 5 años	2.674	0,92%	10.732	0,70%
De 5 a 9 años	7.917	0,92%	2.498	0,78%
A más de 9 años	3.553	0,82%	19.921	0,98%
	<u>46.270</u>		<u>61.780</u>	

La actualización financiera devengada en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, proveniente de los contratos por arrendamientos, asciende a 5.706 y 2.885, respectivamente. De dicha actualización, 4.739 y 2.574 fueron expuestos en la línea "Actualizaciones financieras" en los egresos financieros del rubro "Resultados financieros, netos" del estado de resultados integrales, y 967 y 311 fueron capitalizados en el rubro "Propiedades, planta y equipo", por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2020, los vencimientos de los pasivos relacionados con los contratos por arrendamientos se encuentran expuestos en la Nota 4.

La evolución de los pasivos por arrendamientos del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019 es la siguiente:

	2020	2019
Saldo al inicio del ejercicio	61.780	23.059 ⁽²⁾
Altas de arrendamientos	11.421	39.779
Aumentos por actualización financiera	5.706	2.885
Bajas de arrendamientos	(28.914) ⁽³⁾	(1.741)
Pagos	(23.290)	(15.208)
Diferencias de cambio y conversión, netas	19.548	12.999
Resultado por la posición monetaria neta ⁽¹⁾	19	7
Saldo al cierre del ejercicio	<u>46.270</u>	<u>61.780</u>

(1) Incluye el ajuste por inflación de los saldos al inicio de los pasivos por arrendamientos de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales y el ajuste por inflación del período el cual fue imputado a resultados.

(2) Saldo correspondiente a la aplicación inicial de NIIF 16.

(3) Ver Nota 33.f.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



20. PRÉSTAMOS

				2020		2019		2018		
	Tasa de interés ⁽¹⁾		Vencimiento	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	
En pesos										
Obligaciones negociables ⁽⁵⁾	16,50%	-	39,13%	2021-2024	6.435	17.254	8.619	27.481	26.118	6.999
Prefinanciación de exportaciones	32,00%	-	40,50%	2021	-	5.465	-	-	-	-
Préstamos financieros	33,00%	-	61,00%	2021-2024	5.375	6.818	-	3.687	40	789 ⁽³⁾
Adelantos en cuenta corriente	-	-	-	-	-	-	-	2.103	-	-
					<u>11.810</u>	<u>29.537</u>	<u>8.619</u>	<u>33.271</u>	<u>26.158</u>	<u>7.788</u>
En monedas distintas del peso										
Obligaciones negociables ^{(2) (4)}	0,00%	-	10,00%	2021-2047	496.377	62.052	375.560	13.279	219.510	17.417
Prefinanciación de exportaciones ⁽⁶⁾	2,75%	-	7,75%	2021-2022	12.608	25.662	10.762	33.100	-	20.724
Financiación de importaciones	-	-	-	-	-	-	-	17.876	968	13.176
Préstamos financieros	0,91%	-	8,01%	2021-2027	6.780	33.480	24.710	9.583	23.616	5.721
					<u>515.765</u>	<u>121.194</u>	<u>411.032</u>	<u>73.838</u>	<u>244.094</u>	<u>57.038</u>
					<u>527.575</u>	<u>150.731</u>	<u>419.651</u>	<u>107.109</u>	<u>270.252</u>	<u>64.826</u>

(1) Tasa de interés nominal anual vigente al 31 de diciembre de 2020.

(2) Se exponen netas de 326, y 410 de ON propias en cartera recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente.

(3) Al 31 de diciembre de 2018 incluye 500 por préstamos otorgados por el BNA, los cuales devengan una tasa variable BADLAR más un margen de 3,5 puntos. Ver Nota 35.

(4) Incluye 20.946, 4.643 y 2.634 al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente, de valor nominal que serán canceladas en pesos al tipo de cambio aplicable según las condiciones de la serie emitida.

(5) Incluye 4.602, 15.850 y 15.850 al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente, de valor nominal que serán canceladas en dólares al tipo de cambio aplicable según las condiciones de la serie emitida.

(6) Incluye 4.791, 4.933 y 5.264 al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente, por prefinanciaciones de exportaciones otorgadas por el BNA que devengan interés a una tasa promedio ponderada de 5,85%, 6,89% y 3,93%, respectivamente.

A continuación, se incluye la evolución de los préstamos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

	2020	2019	2018
Saldo al inicio del ejercicio	526.760	335.078	191.063
Tomas de préstamos	139.018	97.351	39.673
Pagos de préstamos	(174.913)	(93.456)	(55.734)
Pagos de intereses	(60.681)	(41.606)	(26.275)
Intereses devengados ⁽¹⁾	58.979	44.570	27.998
Diferencias de cambio y de conversión, netas	187.455	185.420	160.016
Resultado por la posición monetaria neta ⁽²⁾	(409)	(597)	(1.663)
Resultado por canje de deuda	2.097	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	<u>678.306</u>	<u>526.760</u>	<u>335.078</u>

(1) Incluye costos financieros capitalizados.

(2) Incluye el ajuste por inflación de los saldos al inicio de los préstamos de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales y el ajuste por inflación del ejercicio el cual fue imputado a resultados.

El monto nominal máximo en circulación en cualquier momento del Programa es de US\$ 10.000 millones o su equivalente en otras monedas.

Asimismo, YPF se encuentra registrada como Emisor Frecuente de la CNV bajo el N° 4 desde diciembre de 2018. Durante 2019, el Directorio de la Sociedad resolvió autorizar un monto de emisión de hasta US\$ 2.000 millones o su equivalente en otras monedas bajo el régimen de Emisor Frecuente. Con fecha 7 de enero de 2021, el Directorio de la Sociedad resolvió autorizar el incremento del monto de emisión por hasta US\$ 6.500 millones o su equivalente en otras monedas bajo el régimen de Emisor Frecuente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

20. PRÉSTAMOS (Cont.)

Se indican a continuación las principales características de las ON emitidas:

Mes	Año	Valor nominal	Ref.	Clase	Tasa de interés ⁽⁹⁾	Vencimiento	2020		2019		2018			
							No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente		
YPF	1998	US\$	15	(1) (6)	-	Fija	10,00%	2028	1.245	20	886	15	557	9
-	2013	\$	2.250	(2) (4) (6) (7)	Clase XVII	-	-	-	-	-	1.217	1.125	1.330	1.330
Abril	2013	\$	1.265	(2) (4) (6)	Clase XX	-	-	-	-	-	643	633	657	657
Junio	2013	US\$	92	(2) (5) (6)	Clase XXII	-	-	-	-	-	729	456	461	461
Julio	2013	US\$	92	(2) (5) (6)	Clase XXII	-	-	-	-	-	729	456	461	461
Abril, febrero y octubre	2014/5/6	US\$	1.522	(2) (4) (6)	Clase XXVIII	Fija	8,75%	2024	127.938	2.705	91.010	1.925	57.233	1.210
Marzo	2014	\$	500	(2) (6) (7)	Clase XXIX	-	-	-	-	-	206	200	162	162
Septiembre	2014	\$	1.000	(2) (6) (7)	Clase XXXIV	BADLAR más 0,1%	32,11%	2024	500	224	667	279	833	299
Septiembre	2014	\$	750	(2) (4) (6)	Clase XXXV	-	-	-	-	-	-	-	-	571
Febrero	2015	\$	950	(2) (6) (7)	Clase XXXVI	-	-	-	-	-	1.161	950	187	187
Abril	2015	\$	935	(2) (4) (6)	Clase XXXVIII	-	-	-	-	-	349	312	390	390
Abril	2015	US\$	1.500	(2) (6)	Clase XXXIX	Fija	8,50%	2025	126.075	4.554	89.416	3.230	56.062	2.025
Septiembre	2015	\$	1.900	(2) (6) (7)	Clase XLI	-	-	-	-	-	719	633	801	801
Septiembre y diciembre	2015/9	\$	5.196	(2) (4) (6)	Clase XLII	-	-	-	-	-	5.952	1.697	243	243
Octubre	2015	\$	2.000	(2) (6) (7)	Clase XLIII	BADLAR	32,80%	2023	1.333	794	2.000	183	2.000	196
Marzo y enero	2016/20	\$	5.455	(2) (4) (6)	Clase XLVI	BADLAR más 6%	37,63%	2021	-	6.116	1.350	251	1.350	234
Marzo	2016	US\$	1.000	(2) (6)	Clase XLVII	Fija	8,50%	2021	-	35.488	59.790	1.383	37.600	870
Abril	2016	US\$	46	(2) (5) (6)	Clase XLVIII	-	-	-	-	-	2.785	1.723	29	29
Abril	2016	\$	535	(2) (6)	Clase XLIX	-	-	-	-	-	593	535	62	62
Julio	2016	\$	11.248	(2) (6) (8)	Clase L	-	-	-	-	-	12.902	11.248	1.238	1.238
Septiembre	2016	CHF	300	(2) (6)	Clase LI	-	-	-	-	-	-	-	11.563	11.563
Mayo	2017	\$	4.602	(2) (6) (8)	Clase LII	Fija	16,50%	2022	4.602	110	4.602	108	4.602	110
Julio y diciembre	2017	US\$	1.000	(2) (6)	Clase LIII	Fija	6,95%	2027	84.920	2.588	60.399	1.890	38.024	1.180
Diciembre	2017	US\$	750	(2) (6)	Clase LIV	Fija	7,00%	2047	62.309	176	44.311	126	27.855	70
Junio	2019	US\$	500	(6) (9)	Clase I	Fija	8,50%	2029	41.828	40	29.748	17	-	-
Diciembre	2019	\$	1.683	(6) (9)	Clase II	-	-	-	-	-	1.729	-	-	-
Diciembre, abril, mayo y junio	2019/20	\$	3.708	(6) (9)	Clase III	-	-	-	-	-	1.189	-	-	-
Diciembre	2019	US\$	19	(5) (6) (9)	Clase IV	-	-	-	-	-	1.179	-	-	-
Enero	2020	\$	2.112	(6) (9)	Clase V	BADLAR más 5%	37,98%	2021	-	2.261	-	-	-	-
Enero y marzo	2020	\$	5.006	(6) (9)	Clase VI	BADLAR más 6%	38,98%	2021	-	5.366	-	-	-	-
Enero	2020	US\$	10	(5) (6) (9)	Clase VII	Fija	5,00%	2021	-	840	-	-	-	-
Marzo	2020	US\$	9	(6) (9)	Clase VIII	Fija	5,00%	2021	-	755	-	-	-	-
Marzo	2020	US\$	4	(6) (9)	Clase IX	Fija	6,00%	2021	-	331	-	-	-	-
Mayo	2020	US\$	93	(5) (6) (9)	Clase XI	Fija	0,00%	2021	-	7.836	-	-	-	-
Junio	2020	US\$	78	(5) (6) (9)	Clase XII	Fija	1,50%	2022	6.587	5	-	-	-	-
Julio	2020	US\$	543	(6) (9)	Clase XIII	Fija	8,50%	2025	39.784	6.706	-	-	-	-
Diciembre	2020	US\$	68	(5) (6) (9)	Clase XIV	Fija	2,00%	2023	5.691	8	-	-	-	-
Diciembre	2020	\$	2.316	(6) (9)	Clase XV	BADLAR más 5%	39,13%	2021	-	2.383	-	-	-	-
Metrogas														
Diciembre	2018	\$	513	-	Clase II	-	-	-	-	-	-	-	519	519
							502.812	79.306	384.179	40.760	245.628	24.416	24.416	24.416

(1) Corresponde al Programa Global 1997 por un monto de US\$ 1.000 millones.

(2) Corresponde al Programa Global 2008 por un monto de US\$ 10.000 millones.

(3) Tasa de interés nominal anual vigente al 31 de diciembre de 2020.

(4) La ANSES y/o el Fondo Argentino de Hidrocarburos han participado de la suscripción primaria de los presentes títulos, los cuales pueden, a criterio de los respectivos tenedores, ser posteriormente negociadas en los mercados de valores en donde los títulos se encuentran autorizados a cotizar.

(5) La moneda de pago de la presente emisión es el peso al tipo de cambio aplicable de acuerdo con las condiciones de la serie emitida.

(6) A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo ha dado cumplimiento total al destino de los fondos detallados en los suplementos de precios correspondientes.

(7) ON calificadas como inversión productiva computable para el punto 35.8.1, inciso K del Reglamento General de la Actividad Aseguradora de la Superintendencia de Seguros de La Nación.

(8) La moneda de pago de la presente emisión es el dólar al tipo de cambio aplicable de acuerdo a las condiciones de la serie emitida.

(9) Corresponde al programa de Emisor Frecuente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**20. PRÉSTAMOS (Cont.)**Canje de ON

Con fecha 2 de julio de 2020, YPF ofreció las ON Clase XIII denominadas en dólares a tasa fija del 8,5% amortizables con vencimiento en 2025 por un valor nominal de hasta US\$ 950 millones y un pago de US\$ 100 en efectivo por cada US\$ 1.000 en monto de capital, a ser emitidas en canje por las ON Clase XLVII emitidas el 23 de marzo de 2016 por un valor nominal de US\$ 1.000 millones con vencimiento en 2021.

Asimismo, con fecha 13 de julio de 2020, YPF anunció ciertas modificaciones relacionadas con la oferta, ofreciendo las ON Clase XIII por un valor nominal de hasta US\$ 925 millones y un pago de US\$ 125 en efectivo por cada US\$ 1.000 en monto de capital.

Con fecha 31 de julio de 2020, se produjo el vencimiento final de la operación. El valor nominal de las ON Clase XLVII presentadas al canje fue de US\$ 587,3 millones, representando una adhesión del 58,73%. Como resultado de la operación, YPF emitió ON Clase XIII por US\$ 542,8 millones y efectuó un pago de aproximadamente US\$ 90 millones en efectivo (incluyendo los intereses devengados y no pagados por las ON Clase XLVII).

YPF evaluó si los instrumentos sujetos a canje eran sustancialmente diferentes, considerando tanto aspectos cualitativos (por ejemplo, moneda, plazo y tasa) como cuantitativos (si el valor presente de los flujos de efectivo descontados bajo las nuevas condiciones, incluyendo cualquier comisión pagada neta de cualquier comisión recibida, y utilizando para hacer el descuento la tasa de interés efectiva original, difiere al menos en un 10% del valor presente descontado de los flujos de efectivo que todavía resten del pasivo financiero original). En este sentido, la Sociedad reconoció el canje de las ON como una modificación debido a que los instrumentos sujetos a canje no son sustancialmente diferentes. Como resultado de la operación, YPF reconoció una pérdida de 2.097 (ver Nota 27).

21. OTROS PASIVOS

	2020		2019		2018	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Extensión de concesiones.....	710	711	529	593	348	436
Pasivos por reclamos contractuales ⁽¹⁾	2.250	7.250	170	59	175	41
Diversos.....	1	1.101	4	658	26	245
	<u>2.961</u>	<u>9.062</u>	<u>703</u>	<u>1.310</u>	<u>549</u>	<u>722</u>

(1) Ver Nota 15 y Nota 33.f.

22. CUENTAS POR PAGAR

	2020		2019		2018	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Proveedores comunes y sociedades relacionadas ⁽¹⁾	682	136.930	1.869	145.942	2.227	81.450
Depósitos en garantía.....	28	766	21	704	19	492
Deudas con socios de UT y Consorcios.....	-	5.080	575	851	1.127	324
Diversos.....	-	1.607	-	1.098	-	1.959
	<u>710</u>	<u>144.383</u>	<u>2.465</u>	<u>148.595</u>	<u>3.373</u>	<u>84.225</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 35.

23. INGRESOS

	2020	2019	2018
Ventas de bienes y servicios.....	682.928	686.644	435.558
Incentivos otorgados por el Estado ⁽¹⁾	9.586	13.266	14.469
Impuesto sobre los ingresos brutos.....	(23.328)	(21.315)	(14.207)
	<u>669.186</u>	<u>678.595</u>	<u>435.820</u>

(1) Ver Nota 35.

Las operaciones del Grupo y los principales ingresos se describen en la Nota 5. Los ingresos del Grupo son derivados de contratos con clientes, con excepción de los incentivos otorgados por el Estado Nacional.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



23. INGRESOS (Cont.)

- Desagregación de los ingresos

- Tipo de bien o servicio

	2020				Total
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Corporación y otros	
Gas oil.....	-	237.732	-	-	237.732
Naftas	-	127.139	-	-	127.139
Gas natural ⁽¹⁾	-	823	105.285	-	106.108
Crudo	-	14.524	-	-	14.524
Aerokerosene	-	15.429	-	-	15.429
Lubricantes y derivados	-	22.139	-	-	22.139
Gas licuado de petróleo	-	13.089	-	-	13.089
Fuel oil	-	13.653	-	-	13.653
Petroquímicos.....	-	20.186	-	-	20.186
Fertilizantes y productos de protección al cultivo	-	23.042	-	-	23.042
Harinas, aceites y granos	-	31.315	-	-	31.315
Asfaltos	-	3.288	-	-	3.288
Productos de reventa en tiendas de estaciones de servicio.....	-	3.825	-	-	3.825
Ingresos por servicios.....	-	-	-	3.574	3.574
Ingresos por contratos de construcción	-	-	-	8.428	8.428
Nafta virgen	-	6.393	-	-	6.393
Carbón residual	-	5.619	-	-	5.619
Regasificación de gas natural licuado.....	-	-	5.025	-	5.025
Otros bienes y servicios	2.472	7.977	8.866	3.105	22.420
	<u>2.472</u>	<u>546.173</u>	<u>119.176</u>	<u>15.107</u>	<u>682.928</u>

	2019				Total
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Corporación y otros	
Gas oil.....	-	222.472	-	-	222.472
Naftas	-	141.511	-	-	141.511
Gas natural ⁽¹⁾	-	1.521	112.501	-	114.022
Crudo	-	14.703	-	-	14.703
Aerokerosene	-	44.075	-	-	44.075
Lubricantes y derivados	-	14.525	-	-	14.525
Gas licuado de petróleo	-	14.643	-	-	14.643
Fuel oil	-	7.040	-	-	7.040
Petroquímicos.....	-	21.742	-	-	21.742
Fertilizantes y productos de protección al cultivo	-	9.541	-	-	9.541
Harinas, aceites y granos	-	19.612	-	-	19.612
Asfaltos	-	4.429	-	-	4.429
Productos de reventa en tiendas de estaciones de servicio.....	-	4.819	-	-	4.819
Ingresos por servicios.....	-	-	-	3.555	3.555
Ingresos por contratos de construcción	-	-	-	13.695	13.695
Nafta virgen	-	5.625	-	-	5.625
Carbón residual	-	6.013	-	-	6.013
Regasificación de gas natural licuado	-	-	2.731	-	2.731
Otros bienes y servicios	2.087	5.520	10.621	3.663	21.891
	<u>2.087</u>	<u>537.791</u>	<u>125.853</u>	<u>20.913</u>	<u>686.644</u>

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



23. INGRESOS (Cont.)

	2018		Gas y Energía	Corporación y otros	Total
	Upstream	Downstream			
Gas oil.....	-	132.073	-	-	132.073
Naftas	-	97.093	-	-	97.093
Gas natural ⁽¹⁾	-	1.000	79.433	-	80.433
Crudo	-	3.477	-	-	3.477
Aerokerosene	-	25.999	-	-	25.999
Lubricantes y derivados	-	8.928	-	-	8.928
Gas licuado de petróleo	-	12.542	-	-	12.542
Fuel oil	-	3.354	-	-	3.354
Petroquímicos.....	-	16.239	-	-	16.239
Fertilizantes y productos de protección al cultivo	-	5.001	-	-	5.001
Harinas, aceites y granos	-	7.917	-	-	7.917
Asfaltos	-	4.129	-	-	4.129
Productos de reventa en tiendas de estaciones de servicio.....	-	3.381	-	-	3.381
Ingresos por servicios.....	-	-	-	1.344	1.344
Ingresos por contratos de construcción	-	-	-	5.551	5.551
Nafta virgen	-	3.999	-	-	3.999
Carbón residual	-	6.139	-	-	6.139
Regasificación de gas natural licuado	-	-	3.359	-	3.359
Otros bienes y servicios	3.181	5.298	4.091	2.030	14.600
	<u>3.181</u>	<u>336.569</u>	<u>86.883</u>	<u>8.925</u>	<u>435.558</u>

(1) Incluye 70.256, 71.491 y 55.882 correspondiente a ventas de gas natural de producción propia por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

○ Canales de venta

	2020		Gas y Energía	Corporación y otros	Total
	Upstream	Downstream			
Estaciones de servicio.....	-	241.547	-	-	241.547
Usinas.....	-	14.600	13.411	-	28.011
Distribuidoras.....	-	-	28.895	-	28.895
Distribución minorista de gas natural	-	-	33.995	-	33.995
Industrias, transporte y aviación	-	87.757	28.984	-	116.741
Agro	-	92.677	-	-	92.677
Industria petroquímica.....	-	23.215	-	-	23.215
Trading.....	-	40.359	-	-	40.359
Compañías petroleras	-	26.032	-	-	26.032
Comercialización de gas licuado de petróleo	-	6.544	-	-	6.544
Otros canales de venta	2.472	13.442	13.891	15.107	44.912
	<u>2.472</u>	<u>546.173</u>	<u>119.176</u>	<u>15.107</u>	<u>682.928</u>

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**23. INGRESOS (Cont.)**

	2019		Gas y Energía	Corporación y otros	Total
	Upstream	Downstream			
Estaciones de servicio.....	-	257.648	-	-	257.648
Usinas.....	-	709	15.705	-	16.414
Distribuidoras.....	-	-	19.506	-	19.506
Distribución minorista de gas natural.....	-	-	49.699	-	49.699
Industrias, transporte y aviación.....	-	116.742	27.591	-	144.333
Agro.....	-	64.344	-	-	64.344
Industria petroquímica.....	-	24.475	-	-	24.475
Trading.....	-	39.341	-	-	39.341
Compañías petroleras.....	-	20.066	-	-	20.066
Comercialización de gas licuado de petróleo.....	-	6.087	-	-	6.087
Otros canales de venta.....	2.087	8.379	13.352	20.913	44.731
	<u>2.087</u>	<u>537.791</u>	<u>125.853</u>	<u>20.913</u>	<u>686.644</u>

	2018		Gas y Energía	Corporación y otros	Total
	Upstream	Downstream			
Estaciones de servicio.....	-	168.665	-	-	168.665
Usinas.....	-	260	20.083	-	20.343
Distribuidoras.....	-	-	14.180	-	14.180
Distribución minorista de gas natural.....	-	-	25.420	-	25.420
Industrias, transporte y aviación.....	-	71.746	19.750	-	91.496
Agro.....	-	35.868	-	-	35.868
Industria petroquímica.....	-	19.590	-	-	19.590
Trading.....	-	18.342	-	-	18.342
Compañías petroleras.....	-	12.760	-	-	12.760
Comercialización de gas licuado de petróleo.....	-	4.961	-	-	4.961
Otros canales de venta.....	3.181	4.377	7.450	8.925	23.933
	<u>3.181</u>	<u>336.569</u>	<u>86.883</u>	<u>8.925</u>	<u>435.558</u>

○ Mercado de destino

Las ventas por contratos al mercado interno ascienden a 599.394, 597.702 y 390.630 al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

Las ventas por contratos al mercado externo ascienden a 83.534, 88.942 y 44.928 al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

● **Saldos de los contratos**

El siguiente cuadro provee información sobre créditos, activos de contratos y pasivos de contratos:

	2020		2019		2018	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Créditos por contratos incluidos en Créditos por ventas ...	15.505	98.832	6.785	100.706	7.804	59.419
Activos de contratos.....	-	871	-	203	-	420
Pasivos de contratos.....	-	6.824	294	7.404	1.828	4.996

Los activos de contratos están relacionados principalmente a los trabajos realizados por el Grupo en el marco de los contratos de construcción.

Los pasivos de contratos están relacionados principalmente a los anticipos recibidos de clientes bajo contratos de venta de commodities, combustibles, petróleo crudo, metanol, lubricantes y derivados, gas oil y gas natural, entre otros.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, el Grupo ha reconocido 6.485, 4.721 y 1.564, respectivamente, en los ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes en el estado de resultados integrales, los cuales habían sido incluidos en el saldo de pasivos de contratos al comienzo del ejercicio.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**24. COSTOS**

	2020	2019	2018
Inventarios al inicio del ejercicio.....	80.479	53.324	27.149
Compras	170.616	190.601	124.279
Costos de producción ⁽¹⁾	442.264	378.281	234.340
Diferencias de conversión	32.427	33.385	26.514
Inventarios incorporados por combinación de negocios ⁽²⁾	-	-	445
Ajuste por inflación ⁽³⁾	563	496	167
Inventarios al cierre del ejercicio	(100.137)	(80.479)	(53.324)
	<u>626.212</u>	<u>575.608</u>	<u>359.570</u>

(1) Ver Nota 25.

(2) Ver Nota 3.

(3) Corresponde al ajuste por inflación de los saldos al inicio de los inventarios de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales.

25. GASTOS POR NATURALEZA

El Grupo presenta el estado de resultados integrales clasificando los gastos según su función como parte de las líneas "Costos de producción", "Gastos de administración", "Gastos de comercialización" y "Gastos de exploración". A continuación, se brinda la información adicional a revelar requerida sobre la naturaleza de los gastos y su relación con la función dentro del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

	2020				
	Costos de producción ⁽³⁾	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total
Sueldos y cargas sociales.....	43.315	13.056	7.230	826	64.427
Honorarios y retribuciones por servicios	2.469	8.667 ⁽²⁾	1.694	12	12.842
Otros gastos de personal	8.789	768	326	36	9.919
Impuestos, tasas y contribuciones	7.287	430	14.664 ⁽¹⁾	71	22.452
Regalías, servidumbres y cánones.....	42.709	-	74	80	42.863
Seguros	5.314	403	137	-	5.854
Alquileres de inmuebles y equipos.....	7.332	48	1.892	-	9.272
Gastos de estudio	-	-	-	526	526
Depreciación de propiedades, planta y equipo	161.453	4.170	5.829	-	171.452
Amortización de activos intangibles	2.821	567	40	-	3.428
Depreciación activos por derecho de uso	16.868	16	989	-	17.873
Materiales y útiles de consumo	22.838	258	406	27	23.529
Contrataciones de obra y otros servicios	34.492	588	3.298	544	38.922
Conservación, reparación y mantenimiento.....	50.850	1.365	1.501	52	53.768
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	3.586	3.586
Transporte, productos y cargas.....	20.966	2	16.997	-	37.965
Deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	12.317	-	12.317
Gastos de publicidad y propaganda	-	2.481	782	-	3.263
Combustibles, gas, energía y otros.....	14.761	1.671	3.659	86	20.177
	<u>442.264</u>	<u>34.490</u>	<u>71.835</u>	<u>5.846</u>	<u>554.435</u>

(1) Incluye 9.393 correspondientes a retenciones a las exportaciones.

(2) Incluye 193 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 30 de abril de 2020 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de YPF resolvió ratificar los honorarios correspondientes al ejercicio 2019 por 83 y aprobar como honorarios a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2020 la suma de 123.

(3) El gasto reconocido en el estado de resultados integrales consolidado correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ascendió a 1.602.

(4) Incluyen 4.164 y 5.332 correspondientes a los arrendamientos de corto plazo y al cargo variable de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente, respectivamente.

(5) Incluye 1.539 correspondientes al Programa de Asistencia al Trabajo y la Producción en beneficio de AESA y OPESSA. Ver Nota 35.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



25. GASTOS POR NATURALEZA (Cont.)

	2019				
	Costos de producción ⁽³⁾	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total
Sueldos y cargas sociales.....	33.991	8.075	4.226	666	46.958
Honorarios y retribuciones por servicios	2.491	6.389 ⁽²⁾	1.265	172	10.317
Otros gastos de personal	8.941	962	513	66	10.482
Impuestos, tasas y contribuciones	7.370	312	10.627 ⁽¹⁾	48	18.357
Regalías, servidumbres y cánones	42.135	-	122	283	42.540
Seguros	2.692	181	118	-	2.991
Alquileres de inmuebles y equipos.....	11.079	38	861	-	11.978 ⁽⁴⁾
Gastos de estudio	-	-	-	1.212	1.212
Depreciación de propiedades, planta y equipo	139.345	2.839	3.710	-	145.894
Amortización de activos intangibles	2.020	323	31	-	2.374
Depreciación activos por derecho de uso	9.835	-	674	-	10.509
Materiales y útiles de consumo	22.095	183	201	51	22.530
Contrataciones de obra y otros servicios	18.512	744	2.249	287	21.792 ⁽⁴⁾
Conservación, reparación y mantenimiento.....	48.762	1.021	1.081	125	50.989 ⁽⁴⁾
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	3.832	3.832
Transporte, productos y cargas.....	23.137	15	16.222	-	39.374 ⁽⁴⁾
Deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	3.184	-	3.184
Gastos de publicidad y propaganda	-	2.551	1.065	-	3.616
Combustibles, gas, energía y otros.....	5.876	1.068	3.749	99	10.792 ⁽⁴⁾
	378.281	24.701	49.898	6.841	459.721

(1) Incluye 6.541 correspondientes a retenciones a las exportaciones.

(2) Incluye 80 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 26 de abril de 2019 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de YPF resolvió ratificar los honorarios correspondientes al ejercicio 2018 por 65 y aprobar como honorarios a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2019 la suma de 87.

(3) El gasto reconocido en el estado de resultados integrales consolidado correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ascendió a 1.261.

(4) Incluyen 7.223 y 3.326 correspondientes a los arrendamientos de corto plazo y al cargo variable de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente, respectivamente.

	2018				
	Costos de producción ⁽³⁾	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total
Sueldos y cargas sociales.....	18.908	4.867	2.592	480	26.847
Honorarios y retribuciones por servicios	1.772	3.534 ⁽²⁾	883	21	6.210
Otros gastos de personal	5.313	571	278	50	6.212
Impuestos, tasas y contribuciones	3.634	275	5.626 ⁽¹⁾	28	9.563
Regalías, servidumbres y cánones	31.677	-	64	72	31.813
Seguros	1.335	130	118	-	1.583
Alquileres de inmuebles y equipos.....	8.983	24	766	28	9.801
Gastos de estudio	-	-	-	848	848
Depreciación de propiedades, planta y equipo	83.700	1.758	2.111	-	87.569
Amortización de activos intangibles	1.497	222	30	-	1.749
Materiales y útiles de consumo	11.126	59	172	22	11.379
Contrataciones de obra y otros servicios	14.973	372	1.302	29	16.676
Conservación, reparación y mantenimiento.....	31.141	620	886	48	32.695
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	3.331	3.331
Transporte, productos y cargas.....	12.714	4	9.615	-	22.333
Deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	353	-	353
Gastos de publicidad y propaganda	-	951	978	-	1.929
Combustibles, gas, energía y otros.....	7.567	535	2.153	509	10.764
	234.340	13.922	27.927	5.466	281.655

(1) Incluye 2.297 correspondientes a retenciones a las exportaciones.

(2) Incluye 65 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 27 de abril de 2018 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de YPF resolvió ratificar los honorarios correspondientes al ejercicio 2017 por 48,8 y aprobar como honorarios a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2018 la suma de 62.

(3) El gasto reconocido en el estado de resultados integrales consolidado correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ascendió a 700.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**26. OTROS RESULTADOS OPERATIVOS, NETOS**

	2020	2019	2018
Resultado por revaluación de sociedades ⁽¹⁾	-	-	11.980
Resultado por cesión de participación en áreas ⁽¹⁾	12.233	778	2.322
Juicios	(5.300)	(2.732)	(2.365)
Seguros	3.925	498	417
Incentivo para la construcción ⁽²⁾	-	688	-
Resolución MINEM N° 508/E-2017 No recuperable ⁽³⁾	-	(622)	-
Resultado por compromiso contractual Exmar ⁽⁴⁾	(8.285)	-	-
Diversos	1.376	260	(409)
	3.949	(1.130)	11.945

- (1) Ver Nota 3.
(2) Ver Nota 35.
(3) Ver Nota 34.h.
(4) Ver Nota 33.f.

27. RESULTADOS FINANCIEROS, NETOS

	2020	2019	2018
Ingresos financieros			
Intereses ganados	7.363	7.665	3.033
Diferencias de cambio	92.694	80.490	81.869
Actualizaciones financieras	7.546	5.250	15.181
Total Ingresos financieros	107.603	93.405	100.083
Costos financieros			
Intereses perdidos	(65.821)	(48.136)	(28.717)
Diferencias de cambio	(56.592)	(32.555)	(27.410)
Actualizaciones financieras	(16.340)	(10.842)	(7.554)
Total Costos financieros	(138.753)	(91.533)	(63.681)
Otros resultados financieros			
Resultados por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados ...	3.862	(1.449)	2.596
Resultado por instrumentos financieros derivados	(860)	(293)	933
Resultado por la posición monetaria neta	7.828	5.904	1.594
Resultado por transacciones con activos financieros	9.786	-	-
Resultado por canje de instrumentos financieros ⁽¹⁾	1.330	-	-
Resultado por canje de deuda ⁽²⁾	(2.097)	-	-
Total Otros resultados financieros	19.849	4.162	5.123
Total Resultados financieros, netos	(11.301)	6.034	41.525

- (1) Ver Nota 6.
(2) Ver Nota 20.

28. INVERSIONES EN UNIONES TRANSITORIAS

El Grupo participa en UT y Consorcios que otorgan al Grupo un porcentaje contractualmente establecido sobre los derechos de los activos y sobre las obligaciones que emergen del contrato. La participación en dichas UT y Consorcios ha sido consolidada línea por línea, en función de la mencionada participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con cada contrato. Para la determinación de la participación de dichas UT y Consorcios se han utilizado los últimos estados financieros disponibles al cierre de cada ejercicio, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible.

Las UT y Consorcios de exploración y producción en los que participa el Grupo asignan la producción de hidrocarburos a los socios en función de los porcentajes de participación contractualmente establecidos en los mismos, por lo que la comercialización de dichos hidrocarburos es realizada directamente por los socios registrando los mismos los efectos económicos respectivos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



28. INVERSIONES EN UNIONES TRANSITORIAS (Cont.)

Los activos y pasivos al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 y las principales magnitudes de resultados por los ejercicios finalizados en dichas fechas de las UT y Consorcios en las que participa el Grupo se detallan a continuación:

	2020	2019	2018
Activo no corriente ⁽¹⁾	282.381	221.219	130.272
Activo corriente	6.122	8.723	4.024
Total del Activo	288.503	229.942	134.296
Pasivo no corriente	21.136	17.754	11.484
Pasivo corriente	21.574	27.641	9.695
Total del Pasivo	42.710	45.395	21.179
	2020	2019	2018
Costos de producción	87.322	70.552	39.713
Gastos de exploración	265	123	242

(1) No incluye cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo ya que los mismos son registrados por los socios participantes de las UT.

Al 31 de diciembre de 2020, las principales UT y Consorcios de exploración y producción en los que el Grupo participa son las siguientes:

Nombre	Ubicación	Participación	Operador
Acambuco	Salta	22,50%	Pan American Energy
Aguada Pichana - Área Vaca Muerta ⁽¹⁾	Neuquén	22,50%	Total Austral
Aguada Pichana - Residual ⁽¹⁾	Neuquén	27,27%	Total Austral
Aguaragüe	Salta	53,00%	Tecpetrol
CAM-2/A SUR	Tierra del Fuego	50,00%	Enap Sipetrol Argentina
Campamento Central / Cañadón Perdido	Chubut	50,00%	YPF
Consorcio CNQ 7/A	La Pampa y Mendoza	50,00%	Pluspetrol Energy
El Tordillo	Chubut	12,20%	Tecpetrol
La Tapera y Puesto Quiroga	Chubut	12,20%	Tecpetrol
Lindero Atravesado ⁽¹⁾	Neuquén	37,50%	Pan American Energy
Llancanelo ⁽¹⁾	Mendoza	100,00%	YPF
Magallanes	Santa Cruz, Tierra del Fuego y Plataforma Continental Nacional	50,00%	Enap Sipetrol Argentina
Loma Campana	Neuquén y Mendoza	50,00%	YPF
Ramos	Salta	42,00%	Pluspetrol Energy
Rincón del Mangrullo	Neuquén	50,00%	YPF
San Roque	Neuquén	34,11%	Total Austral
Yacimiento La Ventana - Río Tunuyán	Mendoza	70,00%	YPF
Zampal Oeste	Mendoza	70,00%	YPF
Narambuena	Neuquén	50,00%	YPF
La Amarga Chica	Neuquén	50,00%	YPF
El Orejano	Neuquén	50,00%	YPF
Bajo del Toro ⁽¹⁾	Neuquén	40,00%	YPF
Bandurria Sur ⁽²⁾	Neuquén	40,00%	YPF
Aguada de Castro y Aguada Pichana Oeste ⁽¹⁾	Neuquén	30,00%	Pan American Energy
Cerro Las Minas	Neuquén	50,00%	YPF
Las Tacanas	Neuquén	50,00%	YPF
Rio Neuquén	Neuquén	33,33%	YPF
Chachahuen	Mendoza	70,00%	YPF
Pampa Yeguas I	Neuquén	50,00%	Exxon Mobil Exploration Argentina
Loma del Molle	Neuquén	50,00%	Exxon Mobil Exploration Argentina
CAN 100 ⁽²⁾	Estado Nacional	50,00%	YPF
La Calera	Neuquén	50,00%	Pluspetrol Energy
Bajada Añelo ⁽¹⁾	Neuquén	50,00%	O&G Developments Ltd.

(1) Ver Nota 33.b.

(2) Ver Nota 3.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**29. PATRIMONIO**

Al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad posee un capital suscrito de 3.926 y acciones propias en cartera de 7, representados por 393.312.793 acciones ordinarias, escriturales, divididas en cuatro clases de acciones (A, B, C y D) de valor nominal \$ 10 con derecho a 1 voto por acción que se encuentra totalmente suscrito, integrado y autorizado a la oferta pública.

Al 31 de diciembre de 2020, se encuentran emitidas 3.764 acciones Clase A de YPF. Mientras existan acciones Clase A, se requerirá ineludiblemente del Estado Nacional Argentino el voto afirmativo para: 1) fusiones, 2) adquisición de más del 50% de las acciones de la Sociedad en caso de cambio de control accionario consentido u hostil, 3) transferencia total de los derechos de exploración y explotación, 4) disolución voluntaria de la Sociedad o 5) cambio de domicilio social y/o fiscal de la Sociedad fuera de la República Argentina. En los casos 3) y 4) se requerirá, además, la previa aprobación del Congreso de La Nación Argentina.

Hasta la promulgación de la Ley N° 26.741 descripta a continuación, Repsol S.A. tenía una participación directa e indirecta de aproximadamente 57,43%, mientras que Petersen Energía S.A.U. y sus sociedades afiliadas ejercían influencia significativa mediante una tenencia del 25,46% del capital de la Sociedad.

La Ley N° 26.741, promulgada el 4 de mayo de 2012, modificó la estructura accionaria de la Sociedad. La mencionada Ley declaró de interés público y sujeto a expropiación a las acciones clase D de la Sociedad en poder de Repsol S.A., sus sociedades controladas o controlantes, que representan el 51% del capital social de la Sociedad. A su vez, declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones. Las acciones sujetas a expropiación fueron distribuidas de la siguiente manera: 51% para el Gobierno Nacional y 49% para determinadas provincias argentinas.

Con fecha 30 de abril de 2020, se celebró la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas, la cual aprobó los estados financieros de YPF correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y, adicionalmente, aprobó lo siguiente en relación con los resultados acumulados al 31 de diciembre de 2019: a) desafectar íntegramente la reserva para futuros dividendos, la reserva para compra de acciones propias y la reserva para inversiones; b) absorber íntegramente las pérdidas acumuladas en resultados acumulados hasta 34.071 contra los importes correspondientes a las reservas desafectadas por hasta dicho monto; y c) el remanente de las reservas desafectadas de 13.184, destinarlo del siguiente modo: (i) la suma de 550 a constituir una reserva para compra de acciones propias, al efecto de otorgar al Directorio la posibilidad de adquirir acciones propias en el momento que considere oportuno, y dar cumplimiento, durante la ejecución de los planes, a los compromisos generados y a generarse por el mismo en el futuro, (ii) la suma de 3.700 a una reserva para futuros dividendos, facultando al Directorio, hasta la fecha de la próxima Asamblea General Ordinaria de Accionistas que trate los estados financieros cerrados al 31 de diciembre de 2020, a determinar la oportunidad y monto para su distribución, si así lo considerase conveniente y realizable, teniendo en cuenta las condiciones contractuales, financieras y de disponibilidad de fondos así como los resultados operativos, inversiones y otros aspectos que considere relevantes en el desarrollo de las actividades de la Sociedad, y (iii) la suma de 8.934 a constituir una reserva para inversiones en los términos del artículo 70, párrafo 3° de la LGS

30. RESULTADO NETO POR ACCIÓN

El siguiente cuadro refleja los resultados y el número de acciones que se han utilizado para el cálculo del resultado neto básico y diluido por acción:

	2020	2019	2018
Resultado neto	(69.649)	(34.071)	38.613
Número medio de acciones ordinarias en circulación	392.555.569	392.314.842	392.302.437
Resultado neto básico y diluido por acción	(177,42)	(86,85)	98,43

El resultado neto básico y diluido por acción se calcula como se indica en la Nota 2.b.13.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



31. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS

31.a) Aspectos legales

31.a.1) Introducción

Las leyes y reglamentaciones relacionadas con la calidad de la salud y el medio ambiente en Estados Unidos afectan a la mayoría de las operaciones de: (a) Maxus Energy Corporation ("Maxus") y sus subsidiarias Maxus International Energy Company, Maxus (US) Exploration Company y Gateway Coal Company; y (b) Tierra Solutions, Inc. ("TS") (todas ellas en adelante las "Entidades de Maxus" o los "Deudores"). Estas leyes y reglamentaciones rigen ciertos aspectos de la salud y la calidad del medio ambiente, establecen penalidades y otras responsabilidades por la violación de tales normas y establecen en ciertas circunstancias obligaciones de remediación. Sin embargo, todos los procesos de recupero de sumas de dinero a cargo de los Deudores fueron suspendidos a partir de la presentación voluntaria en el proceso de reorganización bajo el Capítulo 11 (tal como ese término se define más adelante) de la Ley de Quiebras de Estados Unidos ("Ley de Quiebras").

Maxus y TS, sociedades que tendrían ciertas obligaciones potenciales relacionadas con antiguas operaciones de una ex subsidiaria de Maxus en el marco de la normativa señalada en el párrafo anterior; son sociedades que desde el punto de vista corporativo poseían como único accionista a YPF Holdings. Esta circunstancia, sin embargo, debe analizarse en el contexto de las limitaciones indicadas a continuación.

31.a.2) Proceso de reorganización bajo el Capítulo 11 de la Ley de Quiebras de Estados Unidos (en adelante "Capítulo 11")

Con fecha 17 de junio de 2016, los Deudores y subsidiarias de YPF Holdings, realizaron una presentación voluntaria ante el Tribunal de Quiebras del Distrito de Delaware (en adelante, el "Tribunal de Quiebras") bajo el Capítulo 11 de la Ley de Quiebras. En este marco, los Deudores llegaron a un acuerdo (el "Acuerdo") con YPF, junto con sus subsidiarias YPF Holdings, CLH Holdings Inc., YPF International e YPF Services USA Corp. (conjuntamente, las "Entidades de YPF") para resolver todos los eventuales reclamos de los Deudores contra las Entidades de YPF, incluyendo cualquier reclamo de alter ego, reclamo que las Entidades de YPF entienden carece de fundamentos.

El Acuerdo preveía: i) la concesión de un préstamo por parte de YPF Holdings por la suma de US\$ 63,1 millones ("DIP Loan") destinado a financiar las actividades de los Deudores durante un proceso de reestructuración/quiebra de 1 año de duración, y ii) un pago de US\$ 130 millones a las Entidades de Maxus ("Settlement Payment") por todos los potenciales reclamos que los Deudores podrían tener contra las Entidades de YPF.

La primera audiencia correspondiente a la presentación bajo el Capítulo 11 (la "Presentación") tuvo lugar el 20 de junio de 2016, momento en el cual el Tribunal de Quiebras aprobó, entre otras cosas, las mociones de los Deudores para continuar como "Deudores en Posesión" bajo el DIP Loan continuando las operaciones del día a día, incluyendo el uso por parte de los Deudores del sistema de manejo de fondos, administración, pago de sueldos y beneficios a empleados retirados.

El 29 de diciembre de 2016, los Deudores presentaron ante el Tribunal de Quiebras un plan con una propuesta de liquidación (el "Plan") bajo el Capítulo 11, y un informe revelando información de los Deudores. El Plan preveía un pago de US\$ 130 millones bajo el Acuerdo. El Plan, en su versión presentada ante la Corte, establecía que, si el Acuerdo era aprobado, algunos montos de los US\$ 130 millones serían depositados a: (i) un fideicomiso de liquidación para distribuir entre los distintos acreedores; y (ii) un fideicomiso de respuesta ambiental para uso en tareas de remediación. Asimismo, si el Plan fuese aprobado, el Acuerdo con los Deudores también sería aprobado y todos los reclamos contra las Entidades de YPF, incluidas las alegaciones sobre alter ego o corrimiento de velo societario, quedarían dentro del Acuerdo y serían desestimadas a cambio del pago de los US\$ 130 millones comprometidos.

El Plan, sin embargo, establecía ciertas actividades contingentes en el caso de que el Tribunal de Quiebras no aprobase el Acuerdo. En ese escenario, el reclamo de los Deudores contra las Entidades de YPF, incluyendo los reclamos por alter ego o corrimiento de velo societario, se transferirían a un fideicomiso de liquidación, que seguramente continuaría con esos reclamos en beneficio de los acreedores.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

31. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

Sujeta a ciertas excepciones bajo la Ley de Quiebras, en forma efectiva al momento de la Presentación del proceso del Capítulo 11 ante el Tribunal de Quiebras, la mayoría de las decisiones, así como las cuestiones relacionadas a los reclamos de los acreedores y acciones para el cobro de sus acreencias previas a la fecha de la Presentación fueron suspendidas de manera automática (entre otras las correspondientes a los reclamos contra las Entidades de Maxus en la corte local de New Jersey relacionados con el litigio del Río Passaic, que se explican en las Notas 31.a.5.i y 31.a.6).

El 28 de marzo de 2017, las Entidades de Maxus y el Comité de Acreedores presentaron un plan alternativo de reestructuración (el “Plan Alternativo”) que no incluía el Acuerdo con las Entidades de YPF.

Según el Plan Alternativo, un Fideicomiso de Liquidación (“Liquidating Trust”) podría presentar reclamos de alter ego y cualquier otro reclamo que pertenece a la masa concursal contra la Sociedad y las Entidades de YPF. El Liquidating Trust sería financiado por Occidental Chemical Corporation en su carácter de acreedor de las Entidades de Maxus. Como YPF no aprobó dicho Plan Alternativo y el Plan Alternativo no contemplaba la implementación de los Acuerdos presentados originalmente, el 10 de abril de 2017 YPF Holdings, Inc. envió una Nota comunicando que esta situación configuraba un evento de incumplimiento bajo el préstamo concedido en el marco del Acuerdo con YPF y las Entidades de YPF. Mediante la aprobación del financiamiento ofrecido por Occidental en el marco del Plan Alternativo, el Juez ordenó el repago de los montos exigibles (aproximadamente US\$ 12,2 millones) bajo los términos del DIP Loan, los cuales fueron posteriormente recibidos por YPF Holdings.

Con fecha 22 de mayo de 2017 el Tribunal de Quiebras del distrito de Delaware emitió una orden confirmando el Plan Alternativo presentado por el Comité de Acreedores y las Entidades de Maxus. La fecha efectiva del Plan Alternativo fue el 14 de julio de 2017 conforme se cumplieron las condiciones expuestas en el artículo XII.B del Plan Alternativo. Con fecha 14 de julio de 2017 también se creó el Liquidating Trust, que inició durante 2018 la demanda descrita en la Nota 31.a.3.

31.a.3) Reclamo del Liquidating Trust de Maxus

Con fecha 14 de junio de 2018 el Liquidating Trust inició una demanda judicial contra la Sociedad, YPF Holdings, CLH Holdings, Inc., YPF International y otras compañías no relacionadas a YPF, reclamando supuestos daños por un monto de hasta US\$ 14.000 millones, principalmente relacionados a supuestas operaciones corporativas de reestructuración que la Sociedad habría celebrado años atrás (el “Reclamo”). El Reclamo fue iniciado ante la Corte de Quiebras del distrito de Delaware de Estados Unidos.

Entre el 19 de octubre de 2018 y 22 de enero de 2019 se completaron varios actos procesales relacionados con una moción interpuesta por la Sociedad, junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, solicitando se desestime el Reclamo (“Motion to Dismiss”).

Con fecha 15 de febrero de 2019, la Corte de Quiebras resolvió la desestimación de la Motion to Dismiss presentada por la Sociedad, junto con las demás sociedades del Grupo. En el mismo orden, la Corte de Quiebras resolvió la desestimación de la moción interpuesta por las otras compañías demandadas no relacionadas con YPF que del mismo modo habían solicitado que la Corte de Quiebras desestimara el Reclamo.

Con fecha 1 de marzo de 2019, la Sociedad, junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, realizaron una presentación a fin de apelar la resolución de fecha 15 de febrero de 2019 desestimando la Motion to Dismiss. La apelación fue denegada por el Tribunal del distrito de Delaware el 12 de septiembre de 2019 y las partes procedieron con el proceso del discovery (“Discovery”).

Estando pendiente la apelación mencionada, el 1 de abril de 2019 la Sociedad, junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, contestaron la demanda iniciada por el Liquidating Trust. El 24 de abril de 2019 la Sociedad, junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo presentaron el escrito de “Initial Disclosures”.

Con fecha 3 de mayo de 2019, el Liquidating Trust presentó un escrito solicitando que, en el marco del Discovery, las Entidades de YPF entreguen copia de ciertos documentos que se encontrarían en su poder. Ese mismo día, el Liquidating Trust presentó un escrito oponiéndose a la moción presentada por las Entidades de YPF con el fin de que se permita utilizar los testimonios producidos en el juicio de New Jersey.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**31. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)**

En el marco del Reclamo, durante 2019 y 2020, la actividad judicial se concentró en la presentación de “Motions to Withdraw the Reference”, el Discovery, la presentación de una “Motion to Disqualify” y la definición de las etapas procesales.

Con relación a las “Motions to Withdraw the Reference”, el 7 de junio de 2019, Repsol y sus compañías vinculadas presentaron su “Motion to Withdraw the Reference”, y la Sociedad, junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, presentaron su petición en el mismo sentido el 11 de junio de 2019. El 23 de marzo de 2020, el Tribunal de Distrito denegó la “Motion to Withdraw the Reference” planteada por Repsol y sus compañías vinculadas, como así también la planteada por YPF junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo.

Con relación al Discovery, la actividad judicial incluyó principalmente procesos relacionados a la definición de la prueba documental y testimonial a ser producida en el proceso. La Sociedad, junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, por una parte, y el Liquidating Trust por su parte, solicitaron y objetaron, respectivamente, en distintas mociones, la inclusión de prueba, incluyendo prueba producida en el marco del proceso por el Río Passaic mencionado en la Nota 31.a.6, que fue desestimada por el Tribunal interviniente, prueba en poder de Occidental Chemical Corporation y sus subsidiarias, interrogatorios testimoniales y otros medios de prueba. El cronograma finalmente aprobado por el Tribunal, cuya prórroga se encuentra actualmente en negociación por las partes del proceso, contempla la producción de prueba respecto de los alegatos de hecho durante enero de 2021 y las presentaciones de expertos el 23 de abril de 2021.

Con relación a la definición de etapas procesales, el 21 de julio de 2020, el Liquidating Trust presentó ante el Tribunal interviniente el cronograma para la etapa previa al juicio (pre-trial Schedule) consensuado entre las partes del proceso, el cual fue aprobado por el Tribunal el 22 de julio de 2020, y que podría ser modificado o prorrogado por acuerdo de las partes o por orden del Tribunal. El cronograma para la etapa previa al juicio prevé que los pedidos de juicio sumario (“Motions for Summary Judgment”) sean completamente sustanciados hasta el 21 de julio de 2021, y que una audiencia previa al juicio (pre-trial Conference) sea celebrada el 28 de julio de 2021. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no hay fecha establecida para el juicio (“Trial”). El cronograma para la etapa previa al juicio, incluyendo la fecha para los pedidos de juicio sumario, puede ser prorrogado o modificado por orden del Tribunal. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados no es posible anticipar la fecha en la que se dictará una sentencia definitiva.

Finalmente, el 19 de diciembre de 2020, la Sociedad presentó una moción de descalificación (“Motion to Disqualify”) de White & Case LLP como representantes legales del Liquidating Trust. La presentación se funda en el entendimiento de la Sociedad de que White & Case LLP estaría impedida de actuar en esa capacidad por motivo de la existencia de conflictos de intereses resultantes de la incorporación a la firma de la abogada Jessica Boelter, ex socia de la firma Sidley Austin LLP y parte integrante del equipo de abogados que asesoró a la Sociedad en este proceso. El 29 de enero de 2021 el Liquidating Trust presentó su escrito de oposición (“Opposition Brief”) a la moción de descalificación. YPF presentó su réplica al Opposition Brief el 26 de febrero de 2021.

A medida que el proceso avance, y teniendo en consideración la complejidad de los reclamos y la evidencia que las partes deben presentar, la Sociedad continuará reevaluando el estado del litigio y su impacto en los resultados y la situación financiera del Grupo.

La Sociedad, junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, se defenderá de acuerdo con el procedimiento legal aplicable y las defensas disponibles.

31.a.4) Antecedentes de Maxus y TS

En relación con la venta de una ex subsidiaria de Maxus, Diamond Shamrock Chemical Company (“Chemicals”) a Occidental Petroleum Corporation (“Occidental”) en 1986, Maxus acordó indemnizar a Chemicals y Occidental por ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio o las actividades de Chemicals, anteriores al 4 de septiembre de 1986 (la “fecha de venta”) incluyendo responsabilidades ambientales relacionadas con plantas químicas y vertederos de residuos utilizados por Chemicals antes de la fecha de venta. La indemnidad y otras responsabilidades que se describen en la Nota 31.a.6 determinaron que Maxus, TS y otras sociedades vinculadas con ellas presenten el proceso de reorganización bajo la Ley de Quiebras mencionado anteriormente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**31. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)****31.a.5) Asuntos a cargo de Maxus y TS**

Se detallan a continuación las presuntas responsabilidades a cargo de los Deudores en su Presentación del proceso de reorganización, actualizadas hasta dicho momento, fecha en la cual YPF Holdings dejó de tener el control sobre las actividades relevantes de los Deudores (ver Nota 31.b). Dado que YPF Holdings dejó de tener el control de los Deudores, la Sociedad no se encuentra en conocimiento de la evolución de los reclamos descriptos ni de la existencia de reclamos adicionales a los detallados en la presente Nota.

31.a.5.i) Asuntos Administrativos Ambientales relativos a las 8 millas inferiores del “Río Passaic”

- **Newark, New Jersey**

Un acuerdo homologado, previamente acordado por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (“EPA”), el Departamento de Protección Ambiental y Energía de New Jersey (“DEP”) y Occidental, como sucesora de Chemicals, fue emitido en 1990 por el Tribunal del distrito de New Jersey de Estados Unidos. Dicho acuerdo requiere la implementación de un plan de remediación en la antigua planta de agroquímicos de Chemicals en Newark, New Jersey.

- **Río Passaic, New Jersey**

Maxus, cumpliendo con la obligación contractual de actuar en nombre de Occidental, negoció un acuerdo con la EPA (el “AOC 1994”) conforme al cual TS ha realizado pruebas y estudios cerca del emplazamiento de la planta de Newark, adyacente al Río Passaic.

En 2003, el DEP emitió la Directiva N° 1, la cual busca identificar responsables de los daños a los recursos naturales ocasionados por casi 200 años de desarrollo de actividad industrial y comercial a lo largo del Río Passaic y en una parte de su cuenca. La Directiva N° 1 asegura que las compañías notificadas, incluyendo Maxus y Occidental, son conjuntamente responsables por los daños a los recursos naturales mencionados, sin admitir prueba en contrario. La Directiva N° 1 solicitaba compensación para la restauración, identificación y cuantificación del daño y determinación del valor del mismo. Maxus y TS respondieron a la Directiva N° 1, presentando ciertas defensas. No se logró llegar a un acuerdo, a pesar de que se mantuvieron negociaciones entre las entidades mencionadas y el DEP, la cual asumió la jurisdicción.

En 2004, la EPA y Occidental firmaron una Orden Administrativa de Consentimiento (la “AOC 2004”), mediante la cual TS (en representación de Occidental) acordó realizar estudios y pruebas para identificar el sedimento y la flora y fauna contaminada y evaluar alternativas de remediación en la Bahía de Newark y parte de los ríos Hackensack, Arthur Kill y Kill van Kull. La propuesta de plan de trabajo inicial fue completada de manera sustancial. La discusión con la EPA para determinar si corresponden realizar trabajos adicionales no se encontraría resuelta. La EPA emitió cartas de notificación general a otras compañías en relación con la contaminación de la Bahía de Newark y los trabajos que fueron efectuados por TS en el marco de la AOC 2004.

En diciembre de 2005, el DEP emitió una directiva a TS, Maxus y Occidental para abonar al Estado de New Jersey los costos de desarrollo del Plan de Dragado de Control de Recursos en una sección de 6 millas en el tramo inferior del Río Passaic. El costo de desarrollo de este plan fue estimado en US\$ 2 millones.

Si bien aún quedarían pendientes ciertas tareas de remediación, los trabajos correspondientes a la Orden de Consentimiento de 1994 fueron subsumidos casi en su totalidad por unas 70 empresas (incluyendo a Occidental y TS) en la porción inferior del Río Passaic a raíz de un acuerdo administrativo del año 2007 (el “AOC 2007”).

De conformidad con la AOC 2007, las 17 millas del tramo inferior del Río Passaic, desde su confluencia con la Bahía Newark hasta la Represa Dundee Dam, debían ser objeto del Estudio de Factibilidad / Investigación de Remediación (“RI/FS”, por sus siglas en inglés). Los participantes del AOC 2007 discutieron la posibilidad de llevar a cabo trabajos adicionales de remediación con la EPA. Las compañías que aceptaron aportar fondos para los RI/FS negociaron entre ellas una distribución interina de los costos en función de ciertas consideraciones. Este grupo se autodenomina “PGC - Partes del Grupo de Cooperación”. El AOC 2007 fue coordinado en un esfuerzo cooperativo federal, estatal, local y del sector privado llamado Proyecto de Restauración de los Tramos Inferiores del Río Passaic (“PRRP”).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

31. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

La EPA en sus conclusiones respecto del AOC 2007 indicó que las descargas del emisario subacuático son una fuente activa de sustancias peligrosas en los tramos inferiores del Río Passaic bajo estudio. Durante el primer semestre de 2011, Maxus y TS, actuando en nombre de Occidental, firmaron con la EPA un acuerdo administrativo (el "CSO AOC"), el cual establece la implementación de estudios del emisario subacuático en el Río Passaic, y confirma que no quedan obligaciones pendientes bajo el AOC 1994. En el último semestre de 2014, TS presentó ante la EPA su informe (así completando la fase 1). TS estimaba al 31 de diciembre de 2015 que el costo total de implementar el CSO AOC era de aproximadamente US\$ 5 millones, y que tomaría aproximadamente 2 años en ser terminado una vez que EPA autorice la fase 2 (el plan de trabajo).

El 29 de mayo de 2012, Occidental, Maxus y TS se retiraron del PGC bajo protesta y reservando todos sus derechos. Sin embargo, Occidental continúa siendo una parte firmante del AOC 2007 y su retiro del PGC no ha cambiado sus obligaciones bajo el AOC 2007.

Adicionalmente a lo anterior, en agosto de 2007, la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica ("NOAA"), envió una carta a ciertas entidades (incluyendo a TS y Occidental) que, según sostiene la NOAA, tienen responsabilidad por daños a los recursos naturales, solicitando que participen de un acuerdo para llevar a cabo una evaluación de los daños a los recursos naturales en el Río Passaic y en la Bahía de Newark. En noviembre de 2008, TS y Occidental llegaron a un acuerdo con la NOAA para financiar una porción de los costos ya incurridos por ésta, y llevar a cabo determinadas tareas de evaluación durante 2009. Aproximadamente otros 20 miembros de PRRP han suscripto acuerdos similares. En noviembre de 2009, TS rechazó la extensión de dicho acuerdo.

- **Estudio de factibilidad para la remediación ambiental de las 8,3 millas inferiores el Río Passaic - Record of Decision ("ROD")**

En junio de 2007, la EPA dio a conocer el borrador del estudio de factibilidad (el "FFS 2007"). El FFS 2007 resume diversas acciones alternativas de remediación en las aproximadamente 8,3 millas del tramo inferior del Río Passaic. El 11 de abril de 2014 la EPA publicó un nuevo borrador del FFS (el "FFS 2014"). El FFS 2014 contiene las 4 alternativas de remediación analizadas por la EPA, así como la estimación del costo de cada alternativa, las cuales consisten en: (i) ninguna acción; (ii) dragado profundo con relleno de 9,7 millones de yardas cúbicas; (iii) relleno y dragado de 4,3 millones de yardas cúbicas y la colocación de una tapa de ingeniería (una barrera física construida principalmente de arena y piedra); y (iv) dragado focalizado con relleno de 1 millón de yardas cúbicas. El 4 de marzo de 2016, la EPA emitió el ROD eligiendo la Alternativa 3 como remedio para remover los sedimentos contaminados. El costo estimado era de US\$ 1.382 millones (valor presente estimado a una tasa del 7%).

El ROD requiere la remoción de 3,5 millones de yardas cúbicas de sedimentos de las 8,3 millas inferiores del Río Passaic a través del dragado de orilla a orilla con un rango aproximado de entre 5 a 30 pies de profundidad en el canal de navegación federal desde la milla 0 a la milla 1,7; y aproximadamente 2,5 pies de profundidad en el resto de los lugares de las 8,3 millas inferiores del Río Passaic. Una cobertura de 2 pies de espesor será instalada sobre las áreas dragadas. Los sedimentos contaminados que sean dragados serían transportados a locaciones fuera del Estado. La EPA estima que todo el proyecto demandará aproximadamente 11 años, incluyendo 1 año para negociaciones entre las partes potencialmente responsables, 3 a 4 años para el diseño del proyecto y 6 años para su implementación.

El 31 de marzo de 2016, la EPA notificó a más de 100 partes potencialmente responsables, incluida Occidental, de las responsabilidades vinculadas con la zona de las 8,3 millas del Río Passaic correspondientes al ROD. En la misma Nota, la EPA indicó que esperaba que Occidental (con quien Maxus tiene un litigio por indemnidad) liderara el diseño del plan de remediación y que enviaría una segunda carta con una propuesta de orden administrativa a tal efecto, la cual fue recibida por los abogados de Occidental, Maxus y TS el 26 de abril de 2016.

A la fecha de Presentación de los Deudores en el proceso voluntario de reorganización/quiebra bajo el Capítulo 11, Occidental junto con Maxus y TS se encontraban en conversaciones con la EPA para definir su posible participación en una eventual negociación a fin de intervenir en el diseño del plan de remediación propuesto por la EPA teniendo en cuenta que el ROD ha identificado más de 100 partes potencialmente responsables y 8 contaminantes objeto de preocupación, muchos de los cuales no fueron producidos en el Sitio Lister. A dicha fecha, Maxus se encontraba evaluando la situación derivada de la emisión del ROD por parte de la EPA, así como sus posteriores cartas asociadas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**31. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)**

- **Acción de remoción próxima a Lister Avenue**

Durante el mes de junio de 2008, la EPA, Occidental y TS firmaron una Orden Administrativa de Consentimiento mediante la cual TS, actuando en nombre de Occidental, se comprometió a realizar acciones de remoción de sedimentos del Río Passaic en las cercanías de la antigua planta de Diamond Alkali. La tarea antes mencionada comprende la remoción de aproximadamente 200.000 yardas cúbicas de sedimentos, a través de 2 fases. La primera fase se inició en julio 2011, y fue sustancialmente completada en el cuarto trimestre de 2012. La EPA inspeccionó el sitio durante enero de 2013 y TS recibió confirmación escrita de la finalización en marzo de 2013.

El plazo de cumplimiento de la segunda fase comenzó luego de acordados con la EPA ciertos aspectos vinculados al desarrollo de la misma. El Estudio de Factibilidad Focalizado ("FFS") publicado el 11 de abril de 2014 establece que la Fase II de la acción de remoción se implementó de una manera consistente con el FFS. El 18 de septiembre de 2014 la EPA solicitó que Tierra Solutions, Inc. ("TS") completara un muestreo adicional del área de la Fase II. El muestreo fue completado en el primer trimestre de 2015, y se preveía que TS presentaría los resultados validados ante la EPA durante el 2016.

31.a.5.ii) Asuntos administrativos ambientales relativos a las 17 millas inferiores del Río Passaic - Estudio de factibilidad

- **Estudio de factibilidad para las 17 millas inferiores del Río Passaic**

Sin perjuicio de lo mencionado en los puntos anteriores, para el tramo de 17 millas de la parte inferior del Río Passaic (el área prevista en la AOC 2007) se encontraba en ejecución un estudio denominado RI/FS cuya finalización se anticipaba para el año 2015, seguido a lo cual la EPA elegiría una acción de remediación que se hará pública a fin de recibir comentarios.

El CPG ("Partes del Grupo de Cooperación") presentó el proyecto borrador de RI/FS en el primer semestre de 2015, el cual ofrece potenciales alternativas de remediación (que comprende las 8 millas inferiores del Río Passaic) de la EPA. La EPA puede, o no, tener en cuenta este informe.

31.a.5.iii) Otros asuntos administrativos ambientales

Otros asuntos vinculados con la eventual responsabilidad de Maxus y TS incluyen las responsabilidades derivadas de: (a) una planta de procesamiento de cromato ferroso en Kearny, New Jersey; (b) el sitio denominado Standard Chlorine Chemical Company Superfund Site; (c) una planta de procesamiento de cromato ferroso en Painesville, Ohio; (d) determinadas remociones de contaminantes ubicadas en Greens Bayou; (e) el sitio denominado "Milwaukee Solvay Coke & Gas" ubicado en Milwaukee, Wisconsin; (f) los sitios denominados "Black Leaf Chemical Site", Tuscaloosa Site, Malone Services Site, Central Chemical Company Superfund Site (Hagerstown, Maryland); (g) la acción de remediación en la denominada Milla 10.9.

31.a.6) Juicio por el Río Passaic

Con relación a la supuesta contaminación ocasionada por dioxina y otras sustancias peligrosas en el tramo inferior del Río Passaic, Bahía de Newark y otros canales y lugares aledaños, el DEP demandó a YPF Holdings, TS, Maxus y varias otras entidades, incluyendo a Occidental. El DEP buscaba reparación por daños a recursos naturales, daños punitivos y otros temas.

Las partes demandadas presentaron las defensas correspondientes.

En marzo de 2008, el Tribunal denegó los pedidos de desestimación presentados por Occidental, TS y Maxus. El DEP presentó su segunda ampliación de demanda en el mes de abril de 2008. YPF reclamó que los Tribunales de New Jersey no tenían jurisdicción sobre YPF por ser una compañía extranjera que no reúne los requisitos para ser obligada a asumir el carácter de parte en un juicio ante dichos Tribunales. La Corte rechazó el reclamo de jurisdicción de YPF en agosto de 2008 y, posteriormente, dicho rechazo fue confirmado por el Tribunal de Apelaciones.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

31. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

Sin perjuicio de ello, la Corte rechazó el pedido de la demandante de prohibir que se citen a terceros, por lo que se procedió en febrero de 2009 a citar a aproximadamente 300 entidades, entre ellas compañías y organismos gubernamentales, dentro de los cuales se encontraban ciertos municipios, los que podrían tener responsabilidad con relación al objeto de la demanda. El DEP presentó su tercera ampliación de demanda en agosto de 2010, incorporando a Maxus International Energy Company y a YPF International como partes demandadas. Durante el transcurso del litigio, los terceros plantearon mociones para suspender el juicio respecto de ellos ("Motions to Sever and Stay") y mociones de desestimación ("Motions to Dismiss"). Las mociones fueron denegadas. Algunas de las entidades apelaron la decisión, pero estas apelaciones fueron denegadas en marzo de 2011.

En mayo de 2011, el juez a cargo emitió la Resolución N° XVII para la gestión del pleito ("Case Management Order N° XVII"), la cual incluía un plan para el desarrollo del juicio ("Trial Plan"). Este plan para el desarrollo del juicio divide el caso en 2 etapas, cada una de las cuales se subdivide en subetapas ("Tracks" o "vía procesal") que totalizan nueve y que serán sometidas a juicios individuales. En la primera etapa se determinaría la responsabilidad y en la segunda etapa la extensión de los daños. Respecto de las subetapas corresponde destacar: (a) las subetapas I a III (Tracks I a III) corresponden a daños reclamados por los actores (Occidental y el Estado de New Jersey); (b) las subetapas IV a VII (Tracks IV a VII) corresponden a la responsabilidad por alter ego y transferencia fraudulenta respecto de Maxus de YPF y Repsol y a la responsabilidad de las terceras partes hacia Maxus; (c) la subetapa VIII (Track VIII) corresponde a los daños alegados por el Estado de New Jersey; (d) la subetapa IX (Track IX) corresponde al porcentaje de responsabilidad que le correspondería a Maxus por los costos de limpieza y remediación.

Específicamente la subetapa III (Track III) determinará la extensión de responsabilidad de Maxus por la operación del Sitio Lister y la subetapa IV (Track IV) determinará la eventual extensión de responsabilidad de YPF y Repsol respecto de los daños en el Sitio Lister (alter ego y transferencias fraudulentas).

Con posterioridad a la emisión de la Resolución N° XVII, el Estado de New Jersey y Occidental presentaron mociones de juicios sumarios parciales. El Estado presentó 2 mociones: una en contra de Occidental y Maxus, cuyo propósito era determinar en juicio sumario que Occidental es responsable frente al Estado bajo la ley de descargas ("Spill Act"); y otra contra TS argumentando que TS tiene también responsabilidad bajo la ley de descargas ("Spill Act") frente al Estado. Occidental, por su parte, presentó una moción de juicio sumario parcial de responsabilidad contra Maxus a fin de que se resuelva que Maxus tiene una obligación contractual de resarcir a Occidental por cualquier responsabilidad de Occidental que surja bajo la ley de descarga ("Spill Act"). En julio y agosto de 2011, el juez resolvió que la descarga de sustancias contaminantes por parte de Chemicals fue probada, aunque reconoció que no puede haber imputación de responsabilidad si no se demuestra el nexo causal entre las descargas y el daño alegado. Adicionalmente, estableció que TS tiene la responsabilidad ante el Estado bajo la ley de descargas basándose (1) en la posesión actual del sitio donde se realizaban descargas (Lister Avenue), y (2) que Maxus tiene una obligación de indemnización a Occidental (anteriormente mencionada).

En noviembre 2011 el juez a cargo pidió y celebró una conferencia de conciliación entre el Estado de New Jersey, por una parte, y Repsol, YPF y Maxus, en la otra para discutir las posiciones respectivas, pero la misma no arribó a un consenso.

En febrero de 2012, los demandantes y Occidental presentaron una moción de juicio sumario parcial de responsabilidad contra Maxus, solicitando que la corte falle que Maxus es directamente responsable bajo la ley de descargas ("Spill Act") de Nueva Jersey. El juez falló en contra de Maxus y TS, considerando que son responsables por la contaminación del Río Passaic. Aun no se ha comprobado el volumen total, la toxicidad de la contaminación, ni el monto del daño causado.

El Tribunal ordenó la vía procesal VIII, el 11 de septiembre de 2012. En virtud de la vía procesal VIII, el Tribunal llevaría adelante el período de prueba y la etapa del juicio en la acción de daños y perjuicios del Estado de New Jersey (la "Administración") contra Occidental, Maxus y TS (causados por la planta Diamond Alkali Lister Avenue).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**31. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)**

El 27 de septiembre de 2012, Occidental interpuso una reconvencción ampliada y, al día siguiente, la Administración presentó su cuarta ampliación de demanda. Los principales cambios del escrito de la Administración se refieren a las afirmaciones en contra de YPF y Repsol, las cuales fueron incluidas en la reconvencción de Occidental. En especial, basado en el Informe Mosconi del Estado Argentino, se incluyeron 3 nuevas acusaciones contra Repsol respecto al vaciamiento de activos de Maxus y de YPF.

Durante el último trimestre de 2012 y el primer trimestre de 2013, YPF, YPF Holdings, Maxus y TS, junto con ciertas terceras partes demandadas en el litigio, iniciaron un proceso de mediación y negociación con el objetivo de lograr un acuerdo con el Estado de New Jersey con el fin de resolver la vía procesal VIII. Durante este tiempo, la Corte suspendió los plazos del litigio. El 26 de marzo de 2013, el Estado informó a la Corte que un principio de acuerdo entre el Estado y ciertas terceras partes demandadas fue aprobado por el número de terceras partes públicas y privadas necesarias. En reuniones de Directorio, YPF, YPF Holdings, Maxus y TS aprobaron un acuerdo conciliatorio (el "Acuerdo"). La propuesta del Acuerdo, que no implicaba reconocimiento de hechos ni derechos y que se presentaba con fines exclusivamente conciliatorios, estaba sujeta a un proceso de aprobación, publicación, período para comentarios y homologación por parte del tribunal interviniente. De acuerdo con los términos del Acuerdo, el Estado de New Jersey acordaría resolver ciertos reclamos relacionados con pasivos ambientales dentro de un ámbito geográfico determinado del Río Passaic, New Jersey, iniciados contra YPF y algunas de sus subsidiarias, reconociendo además a YPF y a otros participantes en el litigio, un límite de responsabilidad para el caso de que sean condenados, de hasta US\$ 400 millones. Como contraprestación, Maxus realizaría un pago en efectivo de US\$ 65 millones al momento de la homologación del Acuerdo.

En septiembre de 2013, la Corte emitió la Resolución N° XVIII para la gestión del pleito ("Case Management Order N° XVIII"), proveyendo un cronograma para la homologación del Acuerdo. De conformidad con la Case Management Order XVIII, la Corte rechazó los argumentos de Occidental y aprobó el Acuerdo. Occidental apeló la aprobación del Acuerdo, la cual fue desestimada. Sin perjuicio de ello, el 10 de febrero de 2014 Maxus realizó un depósito en garantía en una cuenta "escrow" de US\$ 65 millones en cumplimiento del Acuerdo. El 11 de abril de 2014, Occidental notificó a las partes que no buscaría una revisión adicional de la aprobación del Acuerdo.

Con fecha 20 de agosto de 2014, los abogados del Estado de New Jersey informaron que Occidental y el Estado de New Jersey habían llegado a un acuerdo sobre los términos y condiciones generales de un acuerdo conciliatorio que daría por finalizada la vía procesal VIII. El 16 de diciembre de 2014 la Corte homologó el Acuerdo Transaccional por el cual el Estado de New Jersey aceptó resolver todos los reclamos contra Occidental, que estaban relacionados con pasivos ambientales dentro de un ámbito geográfico determinado del Río Passaic, New Jersey, a cambio del pago de US\$ 190 millones en 3 pagos, el último de ellos el 15 de junio de 2015; y de una suma de hasta US\$ 400 millones en el caso de que el Estado de New Jersey tenga que pagar su porcentaje por acciones de remediación futuras.

El 5 de enero de 2015, Maxus recibió una carta de Occidental pidiendo que Maxus, según la supuesta obligación contractual de indemnizar a Occidental, acuerde resarcirle a Occidental por todos los pagos transaccionales que Occidental haya acordado pagar a la Administración. Maxus sostiene que la existencia y la cuantía de la obligación de indemnizar bajo el acuerdo conciliatorio son temas pendientes que deben aguardar la decisión del Tribunal en el pleito del Río Passaic.

Por otra parte, el 31 de julio de 2014 Occidental presentó su tercera enmienda a su demanda. YPF, Repsol y Maxus presentaron mociones para limitar la tercera enmienda a la demanda de Occidental debido a que no se encontraban incorporados en la segunda enmienda de demanda. Según Occidental, la tercera enmienda incorporaba nuevos hechos, pero no nuevos reclamos. La Corte rechazó los argumentos de Occidental y la tercera enmienda de demanda.

Asimismo, Repsol presentó una contra demanda contra Occidental alegando que el importe pagado por Repsol (US\$ 65 millones) en virtud del acuerdo arribado entre Repsol, YPF, YPF Holdings, Maxus y TS con el Estado de New Jersey (el "Acuerdo"), fueron pagados por daños causados por (a) Chemicals, por cuyos daños Occidental es responsable en virtud del acuerdo de compra/venta de acciones de 1986 (el "SPA") y/o (b) la conducta independiente de Occidental.

El 15 de abril de 2015, Occidental presentó a Maxus una carta demandando indemnidad en virtud del SPA respecto de la contra demanda interpuesta por Repsol contra Occidental. El 28 de abril de 2015 Maxus contestó a Occidental reservándose todos los argumentos y defensas en relación con las provisiones de indemnidad del SPA.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**31. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)**

Asimismo, las fechas del cronograma fueron modificadas a través del "Case Management Order N° XXVI". Las declaraciones testimoniales de los testigos residentes dentro y fuera de los Estados Unidos comenzaron en diciembre de 2014. Cerca de 40 testigos declararon en el caso, incluyendo los representantes corporativos de todas las partes. Los temas explorados incluyen el Track IV (por el alter ego y transferencias fraudulentas de activos) y el Track III (reclamos de indemnidad por parte de Occidental a Maxus). Las declaraciones testimoniales de los testigos fueron completadas a mediados de octubre de 2015.

Sin perjuicio de lo anterior, la Juez Especial autorizó a las partes presentar escritos, especificando cualquier cuestión respecto de la cual cada parte consideraba que el tribunal debería autorizar mociones para un juicio sumario temprano ("Early Summary Judgement Motions"). Las mociones que las partes presentaron y las opiniones no vinculantes de la Juez Especial de fecha 14 de enero de 2016, se resumen a continuación:

- (a) YPF presentó una moción contra Occidental respecto de 4 temas: i) el rechazo de los reclamos de Occidental por alter ego que se basaron en la modalidad de financiamiento de la adquisición de las acciones de Maxus por YPF en el año 1995; ii) el rechazo de la porción de los reclamos de Occidental por alter ego basadas en la transferencias de activos ocurridas entre los años 1995 y 1999; iii) el rechazo de los reclamos de Occidental basados en el supuesto "control" de YPF sobre las decisiones del Directorio de Maxus en el año 1996 para vender sus subsidiarias de Bolivia y Venezuela a YPF International; y iv) el rechazo de la porción de los reclamos de Occidental por alter ego basados en la transferencia de las responsabilidades ambientales de Maxus a Tierra en 1996.

La Juez Especial recomendó el rechazo de la moción de YPF sobre la base de los siguientes argumentos: i) la prescripción aplicable a las transferencias fraudulentas no aplica para el caso de alegaciones de alter ego; ii) para determinar responsabilidad por alter ego, es necesaria una amplia producción de prueba por lo que no resulta apropiado desestimar parte de los reclamos en esta instancia.

- (b) Occidental presentó una moción contra Maxus contra los reclamos de Occidental para recuperar la suma de US\$ 190 millones (más gastos) bajo el acuerdo transaccional.

La Juez Especial recomendó que Maxus sea tenida como responsable por la totalidad de las obligaciones en el Lister Site, sin perjuicio de cualquier conducta de Occidental (incluyendo por tanto el período de tiempo en el que Occidental operó el Lister Site). En consecuencia, la Juez Especial recomendó otorgar la moción a Occidental sobre la base de los siguientes argumentos: i) el texto del Stock Purchase Agreement del año 1986 (entre Maxus y Occidental) no es ambiguo y por lo tanto Maxus está obligado a indemnizar a Occidental incluso por la conducta de Occidental en el Lister Site; y ii) la conducta de Occidental respecto del Lister Site no es inconsistente con la posición que Occidental asumió en el juicio. Sin perjuicio de ello, Occidental deberá aún acreditar la razonabilidad del monto de US\$ 190 millones acordado con el Estado de New Jersey por el que Maxus deberá eventualmente resultar responsable.

Asimismo, Occidental presentó una moción contra Repsol por el reclamo que Repsol le realizó a Occidental para recuperar de Occidental el monto de US\$ 65 millones que Repsol pagó en el marco del Acuerdo Transaccional al Estado de New Jersey.

La Juez Especial recomendó rechazar la moción parcialmente con relación al reclamo de contribución ("contribution claim") y recomendó otorgar la moción respecto del enriquecimiento sin causa de Repsol sobre los siguientes argumentos: i) los reclamos de Repsol son admisibles bajo la New Jersey Spill Act (ley de descargas a efluentes del Estado de New Jersey); y ii) demostrar la responsabilidad de Repsol bajo la New Jersey Spill Act no es un pre-requisito para recibir contribución de Occidental; iii) Repsol no es responsable frente a Occidental como alter ego de Maxus; iv) Occidental no recibió enriquecimiento sin causa cuando Repsol acordó con el Estado de New Jersey.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**31. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)**

- (c) Repsol presentó una moción contra Occidental para que se desestimen los reclamos cruzados de Occidental i) en la medida que los reclamos de Occidental están basados en reclamos de “transferencias fraudulentas” que se encuentran prescriptos; ii) Occidental no puede probar que haya sufrido daños por un incumplimiento de Repsol; iii) Occidental no puede probar que Repsol haya causado un daño incluso si se acreditara un incumplimiento de Repsol, en tanto Occidental alega que Maxus se tornó insolvente antes de que Repsol adquiriera YPF en el año 1999 y iv) sobre la base de que Occidental ha fallado en correr el velo societario entre YPF y Repsol.

La Juez Especial recomendó otorgar la moción a Repsol sosteniendo que Occidental no pudo acreditar el corrimiento del velo societario entre YPF y Repsol y porque Occidental no alegó que YPF fuera insolvente.

- (d) Maxus presentó una moción contra Occidental para que se desestime el reclamo de daños presentado por Occidental con relación a los costos aún no incurridos por Occidental (costos de remediación futuros). YPF acompañó esta moción de Maxus.

La Juez Especial recomendó otorgar la moción sobre la base de que el pedido de Occidental para esta acción declarativa no tiene fundamentos por la incertidumbre sobre los costos futuros.

- (e) Por último, con relación a la ampliación realizada por Occidental de su reclamo contra YPF y Repsol respecto de una supuesta interferencia de estas partes con los derechos contractuales de Occidental bajo la indemnidad del Stock Purchase Agreement del año 1986 (entre Maxus y Occidental), la Juez Especial recomendó rechazarla sobre la base de que Occidental se demoró en agregar este reclamo habiendo tenido oportunidades para hacerlo con anterioridad.

Las partes apelaron las recomendaciones respectivas de la Juez Especial el 16 de febrero de 2016. El 18 de febrero de 2016, las partes solicitaron permisos a la Juez Especial para presentar mociones adicionales de juicio sumario. El 7 de marzo de 2016 la Juez Especial denegó los pedidos de cada una de las partes a presentar mociones adicionales, indicando que las partes pueden presentar estos reclamos al momento del juicio propiamente dicho a través de las denominadas mociones “in limine”. El 5 de abril de 2016 el Juez denegó las mociones apelando las recomendaciones de la Juez Especial, y las adoptó en su totalidad.

El 25 de abril de 2016, las partes presentaron mociones solicitando autorización para presentar apelaciones interlocutorias y para una suspensión de los plazos durante el trámite de las apelaciones. Maxus presentó una moción solicitando autorización para apelar la resolución que otorga a Occidental juicio sumario contra Maxus y lo encuentra responsable por todas las responsabilidades con relación a o que surjan del Sitio Lister, incluso si fueron causadas por la propia conducta de Occidental. YPF presentó una moción solicitando autorización para apelar la resolución que rechaza su moción de juicio sumario y Occidental presentó una moción solicitando autorización para apelar la resolución que otorgó a Repsol la moción de juicio sumario. El 24 de mayo de 2016, la Cámara de Apelaciones del Estado de New Jersey denegó todas las apelaciones interlocutorias.

El 5 de abril de 2016, el Juez emitió la Resolución para el manejo del caso XXVIII (Case Management Order N° XXVIII) estableciendo el 20 de junio de 2016 como la fecha para comenzar el juicio. Sin embargo, todos los plazos procesales de este juicio quedaron suspendidos por la presentación de Maxus bajo el Capítulo 11 de la Ley de Quiebras.

El 20 de junio de 2016, Occidental presentó un pedido de cambio de tribunal competente y una moción para transferir los reclamos remanentes del juicio del Río Passaic desde el Tribunal de Quiebras del Distrito de New Jersey al Tribunal de Quiebras del Distrito de Delaware. El 28 de junio de 2016, el Tribunal de Quiebras del Distrito de New Jersey aceptó la moción para cambio de tribunal.

El 20 de julio de 2016, Repsol presentó una moción ante el Tribunal de Quiebras del Estado de Delaware para que sus reclamos cruzados (“cross-claims”) que tienen por objeto obtener una contribución de Occidental bajo la ley de descargas, fueran enviados nuevamente al Tribunal de New Jersey. El 15 de noviembre de 2016 el Tribunal de Quiebras de New Jersey concedió a Repsol la moción para el traslado de las actuaciones. El 29 de noviembre de 2016, Occidental presentó una moción solicitando aclaración o, alternativamente, para reconsideración de la orden que otorgó a Repsol la moción para reenviar el juicio. En la audiencia del 25 de enero de 2017, el Tribunal de Quiebras del Estado de Delaware denegó a Occidental la moción y permitió que los reclamos cruzados de Repsol puedan tramitar ante los Tribunales de New Jersey. Actualmente, se encuentran pendientes de resolución una serie de apelaciones interpuestas por Repsol y OCC.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**31. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)****31.b) Aspectos contables**

En relación con la Presentación de las Entidades de Maxus ante el Tribunal de Quiebras con fecha 17 de junio de 2016, tal como se describe detalladamente en la Nota 31.a, la Gerencia de la Sociedad consideró oportunamente que éste es un evento que requería reconsiderar si la consolidación de dichas entidades continuaba siendo apropiada. Para realizar este análisis, la Sociedad siguió los lineamientos establecidos en la NIIF 10 “Estados financieros consolidados” para reevaluar si mantenía el control sobre las actividades de las Entidades de Maxus. Este análisis, de acuerdo con lo establecido en la NIC 8, se complementó con los criterios establecidos con la Norma de Estados Unidos ASC 810 publicada por el FASB, cuyos principios son consistentes con la NIIF 10, pero que tratan en forma más detallada las cuestiones relacionadas con la consolidación de entidades que ingresan en un proceso específico de reorganización bajo el Capítulo 11.

Generalmente, cuando una entidad se presenta para su reestructuración bajo el Capítulo 11, los accionistas pierden el poder para tomar las decisiones que tienen un impacto significativo en la performance económica de los negocios de las entidades porque ese poder se transfiere típicamente al Tribunal de Quiebras.

La presentación realizada por las Entidades de Maxus bajo el Capítulo 11, tuvo efectos relevantes en los derechos de YPF Holdings como accionista de dichas entidades dado que los acreedores del proceso de quiebra (“Acreedores”) reemplazaron a los Accionistas en su capacidad legal para presentar demandas derivadas contra los Directores por parte de las entidades por incumplimiento de sus obligaciones fiduciarias, ya que los Acreedores deben ser los principales beneficiarios de cualquier incremento de valor en dichas entidades. Sin embargo, cabe mencionar que a la fecha de presentación del Capítulo 11, YPF Holdings mantuvo su derecho de designar los Directores de los Deudores a través de las Asambleas de Accionistas, salvo que el Tribunal de Quiebras ordenara lo contrario. Adicionalmente, la presentación realizada en el Tribunal de Quiebras también tuvo efectos sobre las responsabilidades y funciones del Directorio y Gerencia de las Entidades de Maxus. Cada una de las Entidades de Maxus se convirtió en un “Deudor en Posesión”, por lo que, de acuerdo con la Ley de Quiebras, permaneció en posesión de su propiedad y, sujeto a ciertas limitaciones, estuvieron autorizadas a llevar adelante el normal manejo de sus operaciones, salvo que el Tribunal de Quiebras ordenara lo contrario. Aun así, durante el plazo que dure el proceso de reorganización, el Directorio de los Deudores no tiene discrecionalidad absoluta, dado que cualquier transacción “fuera del curso ordinario de los negocios” de los Deudores, tales como la venta de un activo significativo, la expansión de una línea de negocios que involucrara utilización de fondos importantes (o el compromiso a utilizarlos) o la constitución de préstamos u otra clase de financiación, estará sujeta a la aprobación del Tribunal de la Quiebra.

Asimismo, con fecha 8 de noviembre de 2016 las Entidades de Maxus modificaron sus estatutos a fin de otorgar mayor poder de decisión a los Directores independientes.

En consecuencia, debido a la presentación realizada bajo el Capítulo 11, YPF Holdings no está habilitado a tomar decisiones en forma unilateral, que pudieran afectar significativamente el negocio de los Deudores, tanto a nivel operativo como económico. Asimismo, los Deudores deben obtener la aprobación del Tribunal de Quiebras para las actividades comerciales habituales, si tales actividades pudieran tener un efecto significativo en sus operaciones o en cualquiera de sus grupos de interés (“stakeholders”).

Por lo expresado precedentemente, la Dirección de la Sociedad entiende que YPF Holdings dejó de tener la capacidad de utilizar su poder sobre dichas entidades para influir significativamente en sus operaciones y resultados, condición necesaria establecida por la NIIF 10 para establecer la existencia de un control financiero efectivo y, por ende, procedió a la desconsolidación de las inversiones en las Entidades de Maxus desde el 17 de junio de 2016.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES**32.a) Activos contingentes**

El Grupo no posee activos contingentes significativos.

32.b) Pasivos contingentes

El Grupo posee las siguientes contingencias y reclamos, individualmente significativos, que en opinión de la Dirección de la Sociedad y de sus asesores legales, poseen perspectiva posible. En este orden, y sobre la base de la información disponible para el Grupo, incluyendo entre otros el tiempo estimado que resta hasta la finalización de los litigios, los resultados de las evidencias que se presenten en las causas, y la evaluación de los asesores internos y externos, el Grupo no puede estimar una pérdida o rango de pérdida razonablemente posible respecto a ciertas cuestiones descriptas a continuación:

32.b.1) Reclamos ambientales

- **Asociación Superficiarios de la Patagonia (“ASSUPA”)**

En agosto de 2003, ASSUPA demandó a las empresas concesionarias de explotación y permisionarias de exploración de la Cuenca Neuquina, entre las que se encuentra YPF, a recomponer el daño ambiental colectivo supuestamente producido a partir de la actividad hidrocarburífera. En subsidio pidió que se constituya el fondo de restauración ambiental y se adopten las medidas que permitan evitar la producción de daños ambientales en el futuro. La actora pidió también la citación al Estado Nacional, al Consejo Federal del Medio Ambiente (“COFEMA”), a las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Río Negro, Mendoza y al Defensor del Pueblo de La Nación y solicitó como medida cautelar que las demandadas se abstuvieran de realizar actividades que afecten el medioambiente. La citación del Defensor del Pueblo y la medida cautelar solicitada fueron rechazadas por la CSJN.

YPF contestó la demanda solicitando su rechazo, oponiendo excepción de defecto legal y requiriendo la citación del Estado Nacional, en razón de la obligación del mismo de mantener indemne a YPF por los hechos o causas anteriores al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley N° 24.145 y el Decreto N° 546/1993. La CSJN hizo lugar a la excepción de defecto legal y otorgó a los actores un plazo para subsanar los vicios de la demanda. Con fecha 26 de agosto de 2008, la CSJN resolvió que la actora había subsanado las deficiencias de la demanda y el 23 de febrero de 2009 emplazó a algunas provincias, al Estado Nacional y al COFEMA para que se presenten en la causa. Se difirieron las cuestiones pendientes hasta que se presente la totalidad de los terceros citados. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, se presentaron las provincias de Río Negro, Buenos Aires, Neuquén, Mendoza y el Estado Nacional, aunque no se ha tenido acceso a dichas presentaciones. Las provincias de Neuquén y La Pampa opusieron excepción de incompetencia, la cual fue contestada por la actora.

Con fecha 30 de diciembre de 2014 la CSJN dictó 2 sentencias interlocutorias. Por la primera hizo lugar al planteo de las provincias de Neuquén y La Pampa y declaró ajena a su competencia originaria todos aquellos daños ambientales relativos a situaciones locales y provinciales, asumiendo sólo los relativos a situaciones “interjurisdiccionales” (por ejemplo, la cuenca del Río Colorado). Por la segunda decisión, la Corte rechazó el pedido de ASSUPA de incorporar como tercero necesario a Repsol y los Directores que se desempeñaron en YPF hasta abril de 2012. Paralelamente, denegó medidas cautelares y otras diligencias relacionadas con ese pedido.

La CSJN tuvo por contestada la demanda presentada el 7 de marzo de 2007 y decidió correr traslado de las excepciones de falta de legitimación activa y prescripción opuestas por YPF y de la documentación agregada.

Respecto a la cuenca Neuquina, existe una acción preventiva de daños iniciada por un particular para evitar daños futuros y disminuir los supuestos daños, acción de reparación de daños y perjuicios, consistente en la reparación integral de los daños colectivos supuestamente causados por la actividad hidrocarburífera de YPF, en la provincia de Neuquén. En dicha acción YPF contestó demanda y requirió la citación del Estado Nacional, Estado Provincial y otras compañías petroleras de la zona.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)**

Adicionalmente cabe destacar que YPF ha tomado conocimiento, de otros 3 reclamos judiciales iniciados por ASSUPA contra:

i. Empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Golfo San Jorge

El 30 de noviembre de 2016 el juzgado ordenó un nuevo traslado de la demanda y el 28 de diciembre de 2016 YPF fue notificada de la resolución del juzgado. La fecha límite fijada para oponer excepciones previas era hasta el 31 de mayo de 2017 y, para contestar demanda, hasta el 30 de junio de 2017. YPF ha presentado en el plazo oportuno una excepción de defecto legal y el juzgado dispuso la suspensión de los términos para contestar demanda. Los plazos continuarán suspendidos hasta tanto recaiga una resolución definitiva sobre la excepción de defecto legal presentada por la empresa, la que será resuelta cuando esté trabada la litis con la totalidad de las empresas demandadas.

Con fecha 8 de febrero de 2021 el juez resolvió declarar la incompetencia de la justicia federal en la causa, por entender que no se había demostrado la existencia de un daño interjurisdiccional que la justificara, lo que fue apelado por la actora.

ii. Empresas concesionarias de áreas de la Cuenca Austral

El 1 de octubre de 2013 el Juzgado consideró que el juicio debía tramitar como sumarísimo. Asimismo, el juzgado de primera instancia dictó una medida cautelar para informar a distintas entidades sobre la existencia del juicio y para que las demandadas aporten cierta información. YPF apeló la decisión y la Cámara de Apelaciones admitió parcialmente la apelación revocando la sentencia de primera instancia en cuanto ordenaba informar a distintas entidades sobre la existencia de este reclamo. En la misma resolución la Cámara de Apelaciones confirmó que los demandados tenían obligación de brindar cierta información, pero declaró que YPF y los otros demandados ya habían cumplido con aquella obligación. Con fecha 2 de noviembre 2015 YPF fue notificada de la demanda. A raíz de una petición de YPF, el juzgado dispuso con fecha 4 de noviembre 2015 la suspensión de los plazos procesales.

El 23 de noviembre de 2017 la parte actora solicitó se provea su pedido de citación como terceros respecto del Estado Nacional y las provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego dando lugar al proveído dictado el 6 de diciembre de 2017 por el que el juzgado ordenó la citación requerida, a fin de que comparezca el Estado Nacional y las provincias mencionadas dentro del término de 60 días, a tomar la intervención que estimen corresponder. El juzgado dispuso la suspensión de plazos hasta su comparecencia o vencimiento del plazo fijado.

Con fecha 4 de junio de 2018 el Estado Nacional contestó la citación como tercero requerida por la parte actora, solicitando su rechazo. Con fecha 13 de agosto de 2018 la provincia de Tierra del Fuego contestó citación como tercero manifestando su intención de no tomar intervención en la causa en forma voluntaria y solicitando se disponga su exclusión. Con fecha 11 de septiembre de 2018 la Provincia de Santa Cruz contestó la citación como tercero, manifestó que no tiene interés en intervenir en la causa y adhirió a lo expresado por la provincia de Tierra del Fuego.

Con fecha 23 de junio de 2020 el juez dictó sentencia interlocutoria por la cual dispuso hacer lugar al planteo de YPF, entre otras codemandadas, y ordenó una nueva notificación con el traslado de la demanda. La decisión fue apelada por la actora.

iii. Empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Noroeste

Con fecha 1 de diciembre de 2014, la Sociedad fue notificada de la demanda, que tramita por proceso ordinario. Los plazos procesales fueron suspendidos en virtud de un requerimiento de la Sociedad. Posteriormente, con fecha 3 de mayo de 2016 se notificó nuevamente la demanda a YPF y se reanudaron los plazos para contestarla. Frente a ello la Sociedad presentó un escrito solicitando que se mantengan suspendidos los plazos hasta que la actora aclare si acompaña o no cierta prueba documental a la que hace mención en su demanda. El juez hizo lugar al planteo de YPF y suspendió nuevamente los plazos para contestar demanda. Con fecha 19 de abril de 2017 YPF fue notificada de la resolución del juzgado que ordena la reanudación de los plazos procesales, a lo que presentó una excepción de defecto legal. El juzgado no ha proveído la presentación y dispuso la suspensión de los términos para contestar la demanda. Los plazos continuarán suspendidos hasta tanto recaiga una resolución definitiva sobre la excepción de defecto legal presentada por YPF, así como de otras presentaciones en sentido similar efectuadas por las codemandadas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)**

Con fecha 3 de junio de 2020, el juez ordenó correr traslado a la actora de la excepción de defecto legal interpuesta por YPF, así como de otras presentaciones en sentido similar efectuadas por las codemandadas.

- **Dock Sud, Río Matanza, Riachuelo, Quilmes y Refinería Luján de Cuyo**

Vecinos de la localidad de Dock Sud, provincia de Buenos Aires, iniciaron un juicio que se encuentra radicado ante la CSJN, en el que reclaman a 44 empresas entre las que se encuentra YPF, al Estado Nacional, a la provincia de Buenos Aires, a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a 14 municipios, la remediación y, en subsidio, la indemnización del daño ambiental colectivo de los ríos Matanza y Riachuelo. Asimismo, también vecinos de Dock Sud han iniciado otros 2 juicios ambientales, uno de ellos desistido en relación con YPF, reclamando a varias empresas radicadas en dicha localidad, entre ellas YPF, a la provincia de Buenos Aires y a varios municipios, la remediación y en subsidio la indemnización del daño ambiental colectivo de Dock Sud y del daño particular patrimonial que afirman haber sufrido. Con respecto a los reclamos mencionados, por el momento no es posible cuantificarlos de una manera adecuada, como así tampoco, de corresponder, estimar las costas judiciales asociadas que pudieran resultar. YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de acuerdo con la Ley N° 24.145 y el Decreto N° 546/1993.

Mediante sentencia del 8 de julio de 2008 la CSJN:

- Dispuso que está a cargo de la Autoridad de Cuenca Matanza Riachuelo ("ACUMAR") (Ley N° 26.168) el cumplimiento del programa de remediación ambiental de la cuenca, siendo responsable de que ello se lleve adelante el Estado Nacional, la provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; delegó en el Juzgado Federal de Primera Instancia de Quilmes el conocimiento de todas las cuestiones concernientes a la ejecución de la remediación y saneamiento; declaró que todos los litigios relativos a la ejecución del plan de remediación se acumularán y tramitarán ante dicho juzgado y que dicho proceso produce litispendencia en relación a las demás acciones colectivas que tengan por objeto la remediación ambiental de la cuenca, las que por lo tanto deberían ser archivadas. En este orden, YPF ha sido notificada de ciertas resoluciones emitidas por ACUMAR, por las que se requiere presentar un Plan de Reconversión Industrial con relación a ciertas instalaciones de YPF, el cual ha sido presentado, no obstante haberse recurrido las resoluciones mencionadas.
- Decidió que el proceso relativo a la determinación de las responsabilidades derivadas de las conductas adoptadas en el pasado, por la reparación del daño ambiental, continuará ante esa Corte.

Adicionalmente a lo mencionado en Nota 15.a.4, referida a reclamos ambientales en Quilmes, la Sociedad tiene otros reclamos judiciales y no judiciales activos en su contra, basados en argumentos similares.

Por otra parte, las tareas de monitoreo realizadas en forma rutinaria por YPF han permitido advertir cierto grado de afectación en el subsuelo correspondiente a las proximidades de la Refinería Luján de Cuyo, lo que ha motivado la ejecución de un programa de relevamiento, evaluación y remediación de pasivos que la Sociedad ha acordado con organismos de aplicación de la provincia de Mendoza, cuyos costos se han provisionado en el programa de remediación de situaciones ambientales del Grupo.

32.b.2) Reclamos contenciosos

- **Empresas Petersen Energía Inversora, S.A.U. y Petersen Energía, S.A.U. (en conjunto, "Petersen")**

Proceso judicial en Nueva York

Con fecha 8 de abril 2015 Petersen, ex accionista de YPF que poseía Acciones Clase D, presentó una demanda contra la República Argentina e YPF en la Corte Federal de Distrito para el Distrito Sur de Nueva York. El litigio es llevado por el síndico del concurso de las empresas arriba referidas en virtud de un procedimiento de liquidación que se lleva a cabo en un Juzgado Mercantil en España. La demanda expone reclamos relativos a la expropiación de la participación mayoritaria de Repsol en YPF por parte de la República Argentina en el año 2012, alegando que habría desencadenado la obligación por parte de la República Argentina de realizar una oferta de adquisición al resto de los accionistas. Los reclamos están basados en las alegaciones de que la expropiación violó las obligaciones contractuales en la oferta pública inicial de acciones de YPF y en los estatutos de la Sociedad y busca una compensación no especificada. YPF considera que el reclamo contra la Sociedad no tiene mérito y presentó su moción para desestimación de demanda el 8 de septiembre de 2015, fecha que se había fijado en razón de una extensión del plazo dispuesta por la Corte. Por su parte, Petersen presentó un escrito en oposición a la moción de YPF.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)**

Con fecha 20 de julio de 2016 se celebró una audiencia en la Corte en donde las partes pudieron exponer sus argumentos sobre la moción para desestimación de demanda, respondiendo las preguntas realizadas por la Jueza Loretta A. Preska. Con fecha 9 de septiembre de 2016 la Corte Federal de Distrito de los Estados Unidos para el Distrito Sur de New York dictó una resolución por medio de la cual, en esta instancia preliminar, desestimó parcialmente el reclamo iniciado por Petersen contra YPF. La Sociedad apeló dicha resolución con el objeto de lograr, en esta instancia preliminar, el rechazo total de la demanda en su contra.

Tras una audiencia oral celebrada el 15 de junio de 2017, el 10 de julio de 2018, la Corte de Apelaciones del Segundo Circuito de los Estados Unidos emitió una resolución confirmando que el juicio deberá tramitar en Estados Unidos, pero sin expedirse respecto al reclamo de fondo efectuado contra YPF y la República Argentina. La Sociedad y la República Argentina apelaron dicha resolución con fecha 24 de julio de 2018 solicitando una reconsideración de la sala de la Corte de Apelaciones que se expidió ("Panel rehearing") o una revisión de la resolución por la Corte de Apelaciones en pleno ("Rehearing en banc").

Con fecha 30 de agosto de 2018, el Rehearing en banc interpuesto por la Sociedad y la República Argentina fue rechazado. Por tal motivo, el trámite del juicio quedó suspendido hasta tanto el caso fuera devuelto a la Corte Federal del Distrito para el Distrito Sur de Nueva York. Sin embargo, YPF solicitó un pedido de suspensión ("stay of mandate"), el cual fue concedido con fecha 2 de octubre de 2018 por el plazo de treinta días. Con fecha 31 de octubre de 2018, la Sociedad interpuso un recurso de apelación ("writ of certiorari") ante la Corte Suprema de Justicia de Estados Unidos y realizó una presentación para que el proceso continúe suspendido hasta tanto esta corte se expida respecto a la procedencia del mismo.

Adicionalmente, las Repúblicas de México y Chile se presentaron como Amicus Curiae en el Tribunal.

Con fecha 7 de enero de 2019 la Corte Suprema de Justicia de Estados Unidos dio vista al Solicitor General (asesor del Ministerio de Justicia de los Estados Unidos a cargo de todos los procesos que tramitan ante la Corte Suprema de Justicia de Estados Unidos) a fin de que se expida respecto a la procedencia del writ of certiorari presentado por la Sociedad y la República Argentina.

Con fecha 17 de abril de 2019 la Corte de Apelaciones para el Segundo Circuito devolvió el expediente al Tribunal del Distrito.

Con fecha 18 de abril de 2019, la Sociedad y la República Argentina presentaron un recurso de reconsideración o clarificación ante la Corte de Apelaciones para el Segundo Circuito respecto a la devolución del expediente al Tribunal del Distrito. Ese mismo día, la Sociedad y la República pidieron al Tribunal del Distrito que el proceso se suspendiera mientras la Corte de Apelaciones resolviera el pedido de reconsideración o clarificación de la Sociedad y la República.

Con fecha 22 de abril de 2019, el Tribunal del Distrito aceptó el pedido de la Sociedad y la República Argentina para que se suspendiera el proceso mientras la Corte de Apelaciones resolviera el recurso presentado por la República Argentina. También el 22 de abril, Petersen presentó una oposición al pedido de reconsideración o clarificación de la Sociedad y la República Argentina en la Corte de Apelaciones. Ese mismo día, la Sociedad y la República Argentina respondieron a la oposición de Petersen en la Corte de Apelaciones para el Segundo Circuito.

Con fecha 26 de abril de 2019, la Corte de Apelaciones resolvió rechazar el recurso presentado por la República Argentina.

Con fecha 27 de abril de 2019, Petersen presentó un escrito al Tribunal del Distrito solicitando una audiencia a fin de definir los próximos pasos del proceso.

Con fecha 28 de abril de 2019, la Sociedad y la República Argentina presentaron un escrito ante el tribunal del Distrito solicitando que los plazos se suspendan hasta tanto la Corte Suprema de Justicia de los Estados Unidos se expida en relación con el writ of certiorari.

Con fecha 29 de abril de 2019, la Sociedad y la República respondieron al pedido de Petersen para una audiencia con el Tribunal del Distrito. También ese día, Petersen respondió a los escritos de la Sociedad y la República presentados los días 28 y 29 de abril.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)**

Con fecha 30 de abril de 2019, la Sociedad y la República respondieron al escrito de Petersen del 29 de abril.

Con fecha 1 de mayo de 2019, el Tribunal del Distrito resolvió (i) aceptar el pedido de suspensión de plazos solicitado por la Sociedad y por la República Argentina y (ii) rechazar el pedido de audiencia solicitado por Petersen.

Con fecha 21 de mayo de 2019, el Solicitor General expidió su dictamen no vinculante recomendando que el Juicio continúe tramitando en Estados Unidos.

Con fecha 3 de junio de 2019, la República Argentina presentó un escrito suplementario al writ of certiorari.

Con fecha 24 de junio de 2019, la Corte Suprema de Justicia de Estados Unidos rechazó el writ of certiorari interpuesto por la Sociedad y el interpuesto por la República Argentina. En la misma fecha, YPF remitió una carta al Tribunal de Distrito solicitando una audiencia previa a la presentación de una motion for judgment on the pleadings (moción que busca una decisión del Tribunal fundada en las alegaciones de las partes). Asimismo, en la misma fecha, Petersen remitió una carta al Tribunal de Distrito solicitando el levantamiento de la suspensión de plazos y la fijación de una audiencia previa a la solicitud de que se admita la procedencia de un summary judgment (sentencia sumaria).

Con fecha 25 de junio de 2019, el Tribunal de Distrito interviniente otorgó plazo hasta el 3 de julio de 2019 para que las partes den respuesta a las peticiones efectuadas con fecha 24 de junio de 2019, como así también citó a las partes a una audiencia que se celebró el 11 de julio de 2019.

Con fecha 8 de julio de 2019, la República Argentina e YPF presentaron sendos escritos contestando y oponiendo defensas a la demanda de Petersen.

Con fecha 11 de julio de 2019 se celebró la audiencia convocada por la Jueza, en la cual las partes desarrollaron sus argumentos a fin de que se aprueben sus peticiones del 24 de junio de 2019.

Con fecha 23 de julio de 2019, Petersen, Eton Park (ver descripción del caso interpuesto por Eton Park en el párrafo titulado Empresas Eton Park Capital Management, L.P., Eton Park Master Fund, LTD. y Eton Park Fund, L.P. (en conjunto, "Eton Park"), la República Argentina e YPF presentaron un escrito conjunto proponiendo un cronograma para que: (i) la República Argentina e YPF presenten sus mociones por desestimación por "forum non conveniens" antes del 30 de agosto de 2019, (ii) tanto Petersen como Eton Park puedan presentar escritos oponiéndose a dichas mociones antes del 30 de octubre de 2019 y (iii) la República Argentina e YPF respondan a los escritos referidos en el punto (ii) antes del 29 de noviembre de 2019.

Con fecha 24 de julio de 2019, la Jueza interviniente aceptó el cronograma propuesto por las partes y resolvió que los plazos del juicio se suspendiesen hasta tanto se resuelvan las mociones por desestimación por "forum non conveniens". El cronograma fue modificado el 17 de septiembre de 2019: (i) extendiendo hasta el 7 de diciembre de 2019 el plazo para que Eton Park y Petersen presenten el escrito de oposición a la moción por desestimación por "forum non conveniens", y (ii) extendiendo hasta el 7 de enero de 2020 el plazo para que YPF presente su respuesta a los escritos presentados por Eton Park y Petersen en el apartado (i) anterior.

Con fecha 30 de agosto de 2019, YPF y la República Argentina presentaron en forma conjunta sus fundamentos en sustento de la moción por desestimación por "forum non conveniens".

Con fecha 6 de diciembre de 2019, tanto Petersen como Eton Park presentaron el escrito de oposición a la moción por desestimación por "forum non conveniens".

Con fecha 16 de diciembre de 2019, la República Argentina solicitó al Tribunal de Distrito que se extienda hasta el 16 de marzo de 2020 el plazo para que los demandados contesten el escrito de oposición a la moción por desestimación por "forum non conveniens" presentado tanto por Petersen como por Eton Park. El 16 de diciembre de 2019, la Sociedad adhirió a lo manifestado por la República Argentina y solicitó idéntica extensión.

El 20 de diciembre de 2019, el Tribunal de Distrito otorgó una extensión del plazo hasta el 7 de febrero de 2020 para que los demandados contesten el escrito de oposición a la moción por desestimación por "forum non conveniens" presentado tanto por Petersen como por Eton Park.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)**

Con fecha 21 de enero de 2020, la Sociedad junto con la República Argentina solicitaron al Tribunal de Distrito una orden que les otorgue la posibilidad de presentar, tanto en el caso Eton Park cuanto en Petersen, conjuntamente un único y consolidado sumario legal de réplica ("reply memorandum of law") en apoyo a su moción por desestimación por "forum non conveniens".

Con fecha 22 de enero de 2020, la Jueza interviniente se expidió a favor del pedido de los demandados y otorgó la orden mencionada en el párrafo precedente.

Con fecha 7 de febrero de 2020, la Sociedad y la República Argentina contestaron conjuntamente el escrito de oposición a la moción por desestimación por "forum non conveniens" presentado tanto por Petersen como por Eton Park ("defendants' reply memorandum of law in support of their motion to dismiss for forum non conveniens").

Hasta tanto el Tribunal de Distrito dictase su pronunciamiento sobre la procedencia de la moción por desestimación por "forum non conveniens", los demás plazos procesales quedaron suspendidos.

Con fecha 5 de junio de 2020, el Tribunal de Distrito emitió una resolución rechazando las mociones por desestimación por "forum non conveniens" presentadas tanto por la República Argentina como por YPF y les solicitó a las partes del proceso que propongan cómo consideran que debería seguir el proceso.

Durante junio y julio de 2020, se realizaron actos procesales relacionados con la definición de las siguientes etapas del proceso.

El 13 de julio de 2020, el Tribunal de Distrito emitió una resolución ordenando a las partes del proceso avanzar con el discovery "de hechos" (fact discovery) y con el discovery "de expertos" (expert discovery).

Con fecha 17 de julio de 2020, tanto Petersen como Eton junto con YPF y la República Argentina presentaron al Tribunal de Distrito su propuesta de cronograma para los próximos pasos del proceso, que fue aceptada por el Tribunal de Distrito el 20 de julio de 2020.

El 24 de septiembre de 2020, YPF y la República Argentina presentaron conjuntamente un escrito solicitando al Tribunal del Distrito el dictado de una carta rogatoria en el marco del artículo 28(b) de las Reglas Federales de Procedimiento Civil de los Estados Unidos y la Convención de La Haya, con el propósito de requerir la asistencia de las autoridades argentinas para obtener el testimonio y la producción de ciertos documentos.

El 2 de octubre de 2020, YPF presentó un escrito solicitando al Tribunal del Distrito una audiencia en relación con el pedido de dictado, así como el dictado, de una carta rogatoria en el marco del artículo 28(b) de las Reglas Federales de Procedimiento Civil de los Estados Unidos y la Convención de La Haya, con el propósito de requerir la asistencia de las autoridades españolas para obtener la producción de ciertos documentos.

El 6 de octubre de 2020, el Tribunal del Distrito aprobó las solicitudes de YPF y la República Argentina para obtener el testimonio y la producción de los documentos requeridos con fecha 24 de septiembre y 2 de octubre de 2020.

Con fecha 21 de diciembre de 2020, las partes presentaron una propuesta de calendario procesal modificado, que fue aceptada por el Tribunal del Distrito.

El 19 de febrero de 2021, conforme a lo dispuesto por el Tribunal del Distrito en conferencia telefónica el 18 de febrero de 2021, las partes presentaron al Tribunal una nueva propuesta de calendario procesal solicitando una extensión de 90 días de los plazos procesales, que fue aprobada por el Tribunal el 19 de febrero de 2021. Conforme a este calendario revisado, los pedidos de procedimiento sumario (motions for summary judgment) serán completamente sustanciados para el 12 de noviembre de 2021, y el juicio está programado para enero de 2022. El cronograma revisado, incluida la fecha para los pedidos de procedimiento sumario y el juicio, pueden ser prorrogados o modificados por orden del Tribunal del Distrito. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no es posible anticipar la fecha en la que se dictará una sentencia definitiva.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)**

En el marco del discovery, las partes se encuentran en proceso de intercambio de sendos escritos, tales como: solicitudes de producción de documentos (requests for production of documents) y sus correspondientes respuestas y objeciones; interrogatorios, Solicitudes de Admisión (requests for admissions), entre otros. La toma de declaraciones testimoniales (depositions) comenzó en octubre de 2020 y, bajo el cronograma aprobado por el Tribunal, el discovery de hechos deberá concluir el 17 de mayo de 2021 y el discovery de expertos deberá concluir el 3 de septiembre de 2021.

A medida que el proceso avance, teniendo en consideración la complejidad de los reclamos y la evidencia que las partes deben presentar, la Sociedad continuará reevaluando el estado del litigio y su impacto en los resultados y la situación financiera del Grupo.

La Sociedad se defenderá de acuerdo con el procedimiento legal aplicable y las defensas disponibles.

Proceso Judicial en España

Por otra parte, el 28 de febrero de 2019, la Sociedad inició una demanda en España contra Petersen y Prospect Investments LLC (en adelante, "Burford") con el objeto de que se defina la naturaleza jurídica del acuerdo que en su oportunidad suscribió Burford con el Síndico del concurso de Petersen. Dicha demanda fue notificada a Burford, quienes -previo a contestar la demanda- presentaron un escrito a los efectos de que la causa sea remitida al Juzgado en el que tramita la liquidación de Petersen. YPF contestó el pedido oponiéndose, por lo que la causa fue remitida al Fiscal para que emita un dictamen en forma previa a la decisión del tribunal. Con fecha 29 de julio de 2019, el Tribunal resolvió que la causa debe tramitarse por ante el Juzgado que intervino en la liquidación de Petersen. Dicha decisión fue apelada por la Sociedad, que fundó el recurso con fecha 26 de septiembre de 2019. Con fecha 30 de octubre de 2019, Prospect Investments LLC se opuso al recurso de apelación interpuesto por la Sociedad y con fecha 31 de octubre de 2019 lo hizo Petersen. Con fecha 12 de noviembre de 2019, la Sociedad se presentó ante la Audiencia Provincial de Madrid en el marco del referido recurso de apelación y con fecha 18 de noviembre de 2019 lo hizo Petersen.

Con fecha 20 de mayo de 2020, la Audiencia Provincial de Madrid rechazó el recurso de apelación interpuesto por la Sociedad y confirmó la competencia del Juzgado de lo Mercantil N° 3 de Madrid para entender en las actuaciones. Con fecha 3 de septiembre de 2020, YPF presentó un recurso de amparo constitucional de conformidad con los artículos 41 y 44 de la Ley Orgánica del Tribunal Constitucional, contra el auto del 20 de mayo de 2020 de la Audiencia Provincial de Madrid, por considerar YPF que dicho auto vulneraba su derecho fundamental a la tutela judicial efectiva. La República Argentina también interpuso recurso de amparo contra dicho auto. Ambos recursos se encuentran pendientes de resolución.

- **Empresas Eton Park Capital Management, L.P., Eton Park Master Fund, LTD. y Eton Park Fund, L.P. (en conjunto, "Eton Park")**

Con fecha 2 de junio de 2017, Eton Park, ex accionista de YPF, presentó una demanda contra la República Argentina e YPF en la Corte de Distrito de los Estados Unidos para el Distrito Sur de Nueva York, por supuestos daños que habría sufrido durante el proceso de expropiación de acciones que la República Argentina llevó adelante sobre la participación mayoritaria de Repsol en YPF en el año 2012. La demanda, que busca una compensación no especificada, alega que se violaron supuestas obligaciones asumidas en los estatutos y en la oferta pública inicial de acciones de YPF, que le imponían obligaciones relacionadas con la realización de una oferta pública de adquisición al resto de los accionistas.

El reclamo se encontraba en suspensión temporal a la espera de la resolución de la Corte de Apelaciones del Segundo Circuito de los Estados Unidos en el caso Petersen, pero luego de dictada dicha resolución, Eton Park solicitó la reanudación de los plazos procesales. Asimismo, YPF solicitó al Tribunal que las partes sean convocadas a una audiencia en la cual puedan ponerse de acuerdo sobre cómo debería proseguir el juicio, proponiendo que la contestación de demanda se realice dentro de los 45 días desde la resolución definitiva en el caso Petersen.

Con fecha 30 de julio de 2018 el Tribunal dispuso que la suspensión del proceso se mantuviera por hasta 10 días contados desde la fecha en que la Corte de Apelaciones resuelva sobre la admisibilidad del recurso de apelación presentado con fecha 24 de julio de 2018 en el caso Petersen.

El 30 de agosto de 2018, el recurso interpuesto por la Sociedad y la República Argentina en el caso Petersen fue rechazado. El 2 de octubre de 2018 se concedió el stay of mandate por treinta días pedido por YPF y con fecha 31 de octubre de 2018, la Sociedad interpuso el writ of certiorari, tal como se menciona en el apartado sobre el caso Petersen.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)**

El 6 de septiembre de 2018, la Sociedad realizó una presentación a fin de que el proceso de Eton Park continuase suspendido hasta tanto el stay of mandate en Petersen estuviese vigente. Con fecha 11 de septiembre de 2018, el Tribunal concedió la petición de la Sociedad. Por ende, puesto que la Corte de Apelaciones del Segundo Circuito de los Estados Unidos no ha hecho el “issuance of the mandate” en el caso Petersen, el caso Eton Park continúa suspendido.

En atención a las presentaciones realizadas en abril de 2019 por la Sociedad y el Estado Nacional en el juicio de Petersen y a la suspensión de plazos ordenada por el Tribunal de Circuito en dicho juicio, los plazos procesales del juicio de Eton Park también se encontraban suspendidos hasta que la Corte Suprema de Justicia se expidiera con relación al writ of certiorari.

Con fecha 25 de junio de 2019, Eton Park remitió una carta al Tribunal de Distrito solicitando el levantamiento de la suspensión de plazos y la fijación de una audiencia previa a la solicitud de que se admita la procedencia de un Summary Judgment (sentencia sumaria).

Con fecha 26 de junio de 2019, el Tribunal interviniente convocó a Eton Park a la audiencia que se celebró el 11 de julio de 2019 en el juicio de Petersen.

Con fecha 3 de julio de 2019, YPF presentó un escrito oponiéndose a la solicitud de Eton Park para que el juicio tramite como sumario y solicitando que los plazos procesales continúen suspendidos hasta que el Tribunal interviniente en Petersen resuelva las mociones presentadas por los demandados en dicho juicio.

Con fecha 11 de julio de 2019 se llevó a cabo la audiencia ordenada por la Jueza en el asunto Petersen, de la que también participó Eton Park. En la misma, se resolvió respecto al asunto Eton Park que el Tribunal próximamente emitirá una orden con el cronograma de dicho proceso judicial.

Con fecha 23 de julio de 2019, Petersen, Eton Park, la República Argentina e YPF presentaron un escrito conjunto proponiendo un cronograma para que la República Argentina e YPF presenten sus mociones por desestimación por “forum non conveniens”, y tanto Petersen como Eton Park puedan presentar escritos oponiéndose a las mismas.

Para evitar duplicación, se remite a la descripción de los desarrollos procesales incluida en el párrafo titulado Empresas Petersen Energía Inversora, S.A.U. y Petersen Energía, S.A.U. (en conjunto, “Petersen”), excepto que el 10 de julio de 2020, tanto la República Argentina como YPF contestaron la demanda de Eton Park.

A medida que el proceso avance, teniendo en consideración la complejidad de los reclamos y la evidencia que las partes deben presentar, la Sociedad continuará reevaluando el estado del litigio y su impacto en los resultados y la situación financiera del Grupo.

La Sociedad se defenderá de acuerdo con el procedimiento legal aplicable y las defensas disponibles.

32.b.3) Reclamos en el ámbito de la CNDC

- **Reclamos por precios en la venta de combustibles**

El Grupo fue sujeto de ciertos reclamos vinculados a supuestas discriminaciones de precios en la venta de combustibles, que han sido radicados ante la CNDC y respondidos oportunamente por YPF.

32.b.4) Reclamos fiscales

- **Controversia por derechos aduaneros**

Durante los años 2006 a 2009, las delegaciones de la Dirección General de Aduanas en Neuquén, Comodoro Rivadavia y Puerto Deseado iniciaron determinados procedimientos sumarios, sobre la base de presuntas declaraciones formales erróneas sobre compromisos de entregas de petróleo crudo a futuro en los permisos de carga, tanto por períodos anteriores como posteriores a la existencia de los derechos de exportación, consignando la diferencia entre el precio contractual declarado y el precio vigente al momento de la exportación, aplicando multas en los términos del Código Aduanero.

La Aduana puede cuestionar si el precio pactado por la Sociedad y declarado en el permiso de embarque es la medida adecuada para pagar los derechos de exportación. Sin embargo, la Sociedad entiende que no cabe reproche infraccional por declarar el precio de la operación.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)**

Los sumarios agotaron la instancia administrativa ante la Aduana y se encuentran en su totalidad recurridos ante el TFN. Con fecha 3 de marzo de 2017, la Sociedad ha sido notificada de una sentencia adversa del TFN sobre el criterio empleado, la que refiere a operaciones de entregas de petróleo a futuro del año 1998 donde se aplicaron multas del artículo 954 inciso c) del Código Aduanero por aproximadamente 11 por exportaciones en períodos anteriores a la existencia de los derechos de exportación. La Sociedad apeló ante la Cámara de Apelaciones con efectos suspensivos.

Con fecha 31 de marzo de 2017, la Sociedad ha resuelto abonar diferencias de derechos de exportación que habían sido objetadas por diversas aduanas, surgidas en el marco de los compromisos de entregas de petróleo crudo a futuro, a través de la adhesión a la moratoria prevista por la Ley N° 27.260. Esta acción posibilitaba la reducción de intereses y condonación de las multas aplicadas que resultaban conexas a la obligación sustancial. A tal fin se realizaron en todas las causas en curso, administrativas y judiciales, presentaciones acreditando el pago de los derechos y en su caso la solicitud de condonación de las multas aplicadas al amparo de la Ley N° 27.260. Han quedado en curso los sumarios y procesos en los que se discute la aplicación de una multa cuando no existían derechos de exportación, aplicándose en tal caso la multa contemplada en el artículo 954 inciso c).

Con fecha 18 de abril de 2018, la Sociedad fue notificada de la sentencia de la Sala IV de la Cámara Federal en la que se declaró la condonación de las multas impuestas por la Aduana de Neuquén en donde no existían derechos de exportación, sustentado en el artículo 56 de la Ley N° 27.260. La Aduana interpuso recurso extraordinario ante la CSJN. En idéntico sentido, la misma Cámara idéntica Sala y en otras causas que tramitaron ante las Salas II, III y V, donde se discute la misma multa, han fallado a favor de la condonación, también recurridas ante la CSJN. La Procuradora de la CSJN ha emitido dictamen manifestando que las multas aplicadas estarían condonadas.

La Sociedad, basada en su opinión y en la de sus asesores externos, considera que el reclamo no tiene fundamento legal y que tiene sólidos argumentos de defensa del criterio adoptado en la controversia mencionada precedentemente.

32.b.5) Otras causas

Asimismo, existen otras causas laborales, civiles y comerciales en las que el Grupo es demandado y diversos reclamos por parte de la AFIP y los fiscos provinciales y municipales, individualmente no significativas, para las cuales no se ha constituido provisión debido a que la Dirección de la Sociedad, en base a los elementos de juicio disponibles a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, ha considerado que constituyen contingencias posibles.

33. COMPROMISOS CONTRACTUALES**33.a) Acuerdos de extensión de concesiones o permisos exploratorios**

El Grupo ha realizado acuerdos con las provincias para la extensión de concesiones o permisos exploratorios. Dichos acuerdos pueden incluir compromisos de pago de regalías sobre la producción y cánones, realización de ciertas de inversiones y gastos y mantenimiento de niveles de actividad, entre otros. A continuación, se detallan los acuerdos más relevantes y sus principales características.

- **Extensión permisos exploratorios con objetivos no convencionales**

Con fecha 10 de diciembre del 2020, YPF, Total Austral S.A. (Sucursal Argentina), ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L. y Pluspetrol S.A. suscribieron con la provincia de Neuquén un Acuerdo sobre Permisos Exploratorios con Objetivos No Convencionales (el "Acuerdo") para las áreas Cerro Las Minas, Las Tacanas, Loma de Molle, Cerro Arena, Salinas del Huitrín, Chasquivil y Pampa Las Yeguas II. Mediante este Acuerdo se dieron por cumplidas las obligaciones emergentes del primer período exploratorio de los permisos exploratorios con objetivos no convencionales para las áreas mencionadas y se estableció un segundo período exploratorio de 4 años para dichos permisos para las siguientes áreas: Cerro Las Minas, Las Tacanas, Loma de Molle, Cerro Arena, Salinas del Huitrín y Pampa Las Yeguas II, con sus correspondientes compromisos y plazos de ejecución con una reducción parcial de la superficie de tales áreas. Asimismo, se acordó la reversión de la totalidad del área Chasquivil.

Con fecha 18 de diciembre del 2020, mediante el Decreto N° 1.535/20 el Poder Ejecutivo Provincial aprobó y ratificó el Acuerdo, previamente aprobado por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales de la provincia de Neuquén

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**33. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)**

- **Neuquén**

Loma La Lata - Sierra Barrosa

Con fecha 28 de diciembre de 2000, el PEN, a través del Decreto N° 1.252/2000, otorgó a YPF la prórroga de la concesión de explotación de las áreas Loma La Lata - Sierra Barrosa de las cuales YPF es titular, por un plazo adicional de 10 años hasta el mes de noviembre del 2027, de acuerdo con las condiciones establecidas en el Acuerdo de Prórroga suscripto el 5 de diciembre de 2000, entre el Estado Nacional, la provincia de Neuquén e YPF. Asimismo, con fecha 24 de julio de 2013, YPF suscribió con la provincia de Neuquén un Acta Acuerdo mediante la cual se acordó escindir una superficie de la concesión Loma La Lata - Sierra Barrosa e incorporarla a la superficie de la concesión Loma Campana, y prorrogar la concesión de explotación Loma Campana por el término de 22 años hasta el 11 de noviembre de 2048.

Rincón del Mangrullo

Con fecha 1 de agosto de 2017 se celebró un acuerdo entre YPF y la provincia del Neuquén en virtud del cual se acordaron los términos para la obtención de una concesión de explotación no convencional en el bloque Rincón del Mangrullo (el "Bloque"). El 11 de agosto de 2017, mediante el Decreto Provincial N° 1.316/2017, se otorgó dicha concesión a YPF hasta el año 2052.

Otras concesiones

Adicionalmente, durante los años 2008 y 2009, YPF suscribió con la provincia de Neuquén una serie de acuerdos en virtud de los cuales obtuvo una prórroga por un plazo adicional de 10 años en las concesiones de explotación de diversas áreas ubicadas en dicha provincia, las cuales, producto de los acuerdos mencionados, vencerán entre los años 2026 y 2027.

- **Mendoza**

En el mes de abril de 2011, YPF suscribió con la provincia de Mendoza un acta acuerdo a efectos de extender por el término de 10 años el plazo original de ciertas concesiones de explotación (entre las cuales se encuentra el área La Ventana) y de las concesiones de transporte que se encuentran en el territorio de dicha provincia a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento.

- **Santa Cruz**

Durante el mes de noviembre de 2012, YPF suscribió con la provincia de Santa Cruz un acta acuerdo a efectos de extender por 25 años el plazo original de ciertas concesiones de explotación a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento.

- **Salta**

Con fecha 23 de octubre de 2012, YPF suscribió con la provincia de Salta un acta acuerdo (posteriormente modificado con fecha 3 de abril de 2017) a efectos de extender por 10 años el plazo original de ciertas concesiones de explotación a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento.

- **Chubut**

El 2 de octubre de 2013 se publicó la Ley de la provincia de Chubut que aprueba el acuerdo de extensión de las concesiones de explotación de las áreas El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga por el plazo de 30 años contados a partir del año 2017.

Asimismo, el 26 de diciembre de 2013, YPF suscribió con la provincia de Chubut un Acuerdo para la extensión del plazo de las concesiones de explotación de las áreas Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central - Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol. Dicho Acuerdo fue ratificado por la Legislatura de la provincia de Chubut con fecha 17 de enero de 2014 y por el Directorio de la Sociedad con fecha 24 de febrero de 2014, dando de esta manera cumplimiento a las condiciones suspensivas previstas en el Acuerdo de extensión.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**33. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)**

- **Río Negro**

En el mes de diciembre de 2014, YPF, YSUR Energía Argentina S.R.L. e YSUR Petrolera Argentina S.A. (sociedades fusionadas con YPF) suscribieron con la provincia de Río Negro un Acuerdo de renegociación a efectos de extender por el término de 10 años el plazo original de ciertas concesiones de explotación a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento hasta 2025, 2026, 2027 y 2036. Dicho Acuerdo fue ratificado por la Legislatura de la provincia de Río Negro mediante Ley Provincial N° 5.027 de fecha 30 de diciembre de 2014.

- **Tierra del Fuego**

Con fecha 18 de diciembre de 2013, la provincia de Tierra del Fuego y la Sociedad suscribieron acuerdos de extensión de las concesiones en dicha provincia hasta 2026 y 2027. El 10 de octubre de 2014, se promulgaron las leyes que aprobaron los acuerdos de prórroga.

Con fecha 25 de agosto de 2017 YPF suscribió un Acuerdo de prórroga con la Provincia de Tierra del Fuego (en adelante el "Acta Acuerdo") a fin de extender el plazo original de la concesión de explotación de hidrocarburos sobre el Área Magallanes en la fracción correspondiente a la jurisdicción concedente de la provincia de Tierra del Fuego, por el plazo de 10 años, hasta el año 2027. El Acta Acuerdo fue ratificada mediante Decreto Provincial N° 2.406/2017 de fecha 5 de septiembre de 2017 y mediante Ley Provincial N° 1.178 promulgada el 19 de septiembre de 2017.

- **Estado Nacional**

El PEN mediante Decisión Administrativa N° 1/2016 publicada el 8 de enero de 2016, extendió el término de la concesión de explotación en el área de Magallanes por la porción correspondiente al Estado Nacional, a partir de 2017, por un período de 10 años.

33.b) Acuerdos de proyectos de inversión

El Grupo ha realizado acuerdos con las provincias para la obtención de permisos de exploración y explotación que incluyen compromisos de realización de ciertas inversiones y gastos y de mantenimiento de niveles de actividad, entre otros. A continuación, se detallan los acuerdos más relevantes y sus principales características.

- **Acuerdo en relación al Bloque Llancanelo**

Con fecha 18 de abril de 2017, YPF celebró un acuerdo preliminar de términos y condiciones no vinculantes con Patagonia Oil Corp. ("Patagonia"), una empresa afiliada de PentaNova Energy Corp., por medio del cual Patagonia adquiriría un 11% de participación de YPF en el bloque Llancanelo, ubicado en la provincia de Mendoza, por un precio total de US\$ 40 millones, manteniendo YPF un 50% de participación en dicho bloque. Asimismo, ambas compañías acordaron los principales términos y condiciones para el desarrollo de un proyecto piloto de crudos pesados en el mismo bloque con una inversión total de US\$ 54 millones durante los 36 meses siguientes (en adelante, el "Proyecto"), donde YPF sería la operadora y Patagonia aportaría su expertise en crudos pesados.

Con fecha 22 de noviembre de 2017 YPF y Alianza Petrolera Argentina S.A., una afiliada de Patagonia y PentaNova Energy Corp. ("Alianza"), suscribieron el acuerdo de cesión en los términos descriptos anteriormente (el "Acuerdo de Cesión"). La inversión del proyecto correspondiente a la participación de YPF sería abonada por Alianza como parte de pago del precio.

Con fecha 11 de febrero de 2019, YPF y Alianza suscribieron un acuerdo mediante el cual (i) se rescindió el Acuerdo de Cesión; y (ii) Alianza consintió la cesión de su participación 39% en el Bloque Llancanelo a favor de YPF.

Con fecha 14 de febrero de 2019, YPF y Alianza iniciaron el trámite de aprobación por parte de las autoridades de la provincia de Mendoza, solicitando autorización para formalizar la cesión por escritura pública.

El 13 de agosto de 2019, mediante Resolución N° 455/2019 del Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía se resolvió autorizar la cesión de Roch S.A. a Alianza Petrolera Argentina S.A. de la totalidad de su participación en el Bloque Llancanelo. Asimismo, y en función de la cesión anterior, autorizó a Alianza a ceder a YPF la totalidad de su participación en el dicho Bloque.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**33. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)**

- **Acuerdo para la explotación del área Bajo del Toro**

Con fecha 25 de agosto de 2017, YPF celebró un acuerdo preliminar con Statoil Holding Netherlands B.V. ("Statoil"), por medio del cual acordaron los principales términos y condiciones para la exploración y eventual desarrollo conjunto en 2 fases del área Bajo del Toro (en adelante el "Área"), ubicada en la provincia del Neuquén.

Con fecha 17 de enero de 2018 YPF y Statoil celebraron los acuerdos definitivos (en adelante los "Acuerdos Definitivos") para la exploración y eventual desarrollo conjunto del Área. A través de los Acuerdos Definitivos, se instrumentó la cesión del 50% del permiso de exploración sobre el Área a favor de Statoil. YPF continuó siendo el operador del Área y conservó el 50% de participación restante en el permiso.

Como pago del precio, Statoil abonará a YPF US\$ 30 millones al momento del cumplimiento de las condiciones precedentes establecidas en los Acuerdos Definitivos y luego, adicionalmente, aportará el 100% de los costos e inversiones que demande el Programa de Trabajo y el eventual desarrollo del Área hasta la suma de US\$ 270 millones.

Una vez finalizadas las actividades correspondientes a la primera fase del Programa de Trabajo, Statoil tendrá la opción de retirarse del proyecto mediante la devolución de su participación en el permiso y el pago de los pasivos devengados hasta su fecha de salida. En caso de que Statoil no ejerciera dicho derecho de salida, una vez finalizadas las actividades correspondientes a la segunda fase del Programa de Trabajo tendrá nuevamente la opción de salir del proyecto en las mismas condiciones descriptas.

Con fecha 12 de octubre de 2018, mediante el Decreto N° 1.755/2018, la provincia de Neuquén aprobó la cesión a favor de Statoil, cumpliéndose con ello las condiciones precedentes. Con fecha 23 de noviembre de 2018, YPF recibió los US\$ 30 millones mencionados precedentemente.

- **Acuerdo de exploración en el bloque Charagua (Bolivia)**

Con fecha 26 de julio de 2017, se firmó la protocolización del contrato con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos ("YPFB") originalmente firmado en enero de 2017, para iniciar los trabajos de exploración en Charagua, Bolivia. Asimismo, se presentó el plan de actividades de exploración y explotación en territorio boliviano.

Durante el mes de octubre de 2017 se acordaron los términos para la cesión a favor de YPFB Chaco S.A. del 40% sobre el Contrato de Servicios suscripto con YPFB para la exploración del bloque. Con fecha 20 de diciembre de 2017 YPFB aprobó el Programa y Presupuesto de trabajo por el período 2017-2018 por el Bloque Charagua. Adicionalmente, el 25 de enero de 2018 se suscribió el acuerdo de cesión. Aún resta la aprobación formal de la Asamblea Legislativa del Estado Plurinacional de Bolivia, para que la misma sea efectiva.

De efectuarse el descubrimiento comercial esperado, se conformará una Sociedad de Economía Mixta entre YPFB, YPF E&P (subsidiaria indirecta de YPF) y Chaco, con una participación accionaria de 51%, 29,4% y 19,6%, respectivamente.

Durante el 2020, se solicitó la suspensión de plazos del primer período exploratorio debido a la emergencia sanitaria por COVID-19, que fue aprobada por YPFB el 4 de enero de 2021, a través de la Resolución DEEA 001-2021; extendiéndose el vencimiento del bloque al 26 de mayo de 2021.

- **Acuerdo para la explotación de las áreas Aguada Pichana y Aguada de Castro**

Con fecha 17 de julio de 2017, mediante Decreto N° 1.178/2017 del Poder Ejecutivo Provincial entraron en vigencia los acuerdos celebrados con fecha 13 de julio de 2017 entre YPF, Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina), Total Austral S.A. (Sucursal Argentina), Wintershall Energía S.A. y la provincia de Neuquén, en virtud de los cuales se acordó: (i) la división del área Aguada Pichana en 2 nuevas áreas "Aguada Pichana Este" ("APE") y "Aguada Pichana Oeste" ("APO") y el otorgamiento de 2 concesiones de explotación no convencional de hidrocarburos, comprometiéndose las partes a realizar un programa piloto por una suma aproximada de US\$ 300 millones en APE y por una suma aproximada de US\$ 150 millones en APO; y (ii) el otorgamiento de una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos en el área Aguada de Castro ("ACA"), comprometiéndose las partes a realizar un programa piloto por una suma aproximada de US\$ 50 millones.

En función de los resultados técnico-económicos de los programas piloto y del otorgamiento de los beneficios del Programa de Estímulo previsto por la Resolución MINEM N°46-E/2017, el monto total estimado de las inversiones en

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



virtud de los acuerdos, incluyendo lo ya erogado y las inversiones comprometidas, alcanzaría la suma aproximada de US\$ 1.200 millones.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**33. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)**

La operación en APE está a cargo de Total Austral S.A. (Sucursal Argentina) y la operación en APO y ACA está a cargo de Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina).

Con fecha 15 de noviembre de 2017 se constituyó la UT "Aguada de Castro y Aguada Pichana Oeste", que unificó las áreas APO y ACA.

La firma de los acuerdos implicó un intercambio de participaciones en las áreas por el cual YPF recibió US\$ 52,3 millones a través de aportes de inversión.

Luego de efectivizados los acuerdos y cumplidas las condiciones correspondientes, las participaciones de YPF son las siguientes:

- (i) En el área APE la participación de YPF es de 22,50% (lo que implicó la venta de un 4,77%);
- (ii) En el área APO la participación de YPF es de 30% (lo que implicó la compra de un 2,73%);
- (iii) En el área ACA la participación de YPF es de 30% (lo que implicó la venta de un 20%).

- **Acuerdo para el desarrollo del área Bajada de Añelo**

Con fecha 23 de febrero de 2017, YPF celebró un acuerdo preliminar con O&G Developments Ltd. S.A. (en adelante, "O&G") actualmente denominada Shell Argentina S.A., por medio del cual YPF y O&G acordaron los principales términos y condiciones para el desarrollo conjunto de un piloto de shale oil y shale gas en 2 fases, con una inversión conjunta de US\$ 305,8 millones en el área Bajada de Añelo en la provincia de Neuquén, de los cuales O&G aportará el 97,6% e YPF el 2,4%, siendo O&G el operador del área.

Con fecha 12 de mayo de 2017, luego de cumplidas las condiciones precedentes, YPF y O&G han celebrado el Acuerdo de Cesión del 50% de la concesión que contempla el desarrollo conjunto de un programa de trabajo (el "Programa de Trabajo") en 2 fases con la inversión conjunta mencionada anteriormente. Durante la primera fase del Programa de Trabajo, que tendrá una duración máxima de 30 meses, O&G aportará un total de US\$ 222,6 millones e YPF aportará US\$ 7,4 millones. Los restantes US\$ 75,8 millones serán aportados por O&G durante la segunda fase del Programa de Trabajo.

Con fecha 18 de agosto de 2017 mediante Decreto Provincial N° 1.360/2017 se aprobó la cesión de participación de YPF a favor de O&G y la cesión en garantía a favor de YPF. Dicha garantía se encontrará vigente hasta el cumplimiento por parte de O&G de todas sus obligaciones bajo el Acuerdo de Cesión.

Una vez finalizada la primera fase del Programa de Trabajo, O&G tendrá la opción de salir del mencionado Programa mediante la devolución de su participación en la concesión y el pago de los pasivos devengados hasta su fecha de salida. Luego de que el total de los compromisos asumidos por las Partes hayan sido cumplidos en la etapa del Programa de Trabajo, cada una aportará su 50% del presupuesto para el desarrollo del área según lo previsto en el acuerdo de operación. Actualmente, se está llevando a cabo la fase pre-desarrollo del proyecto que se estima finalice en 2022.

- **Otorgamiento de concesión de explotación en el bloque Lindero Atravesado - Neuquén**

Con fecha 10 de julio de 2015, la Provincia de Neuquén acordó otorgar a ambos socios Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina) e YPF en función de sus porcentajes de participación (62,5% y 37,5%, respectivamente) en la UT "Lindero Atravesado", una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos por el término de 35 años. Con fecha 16 de julio de 2015, este acuerdo fue aprobado bajo Decreto N° 1.540/2015 emitido por la Provincia de Neuquén. Como condición del otorgamiento de dicha concesión, los concesionarios se comprometieron a llevar adelante un programa Piloto de Desarrollo No Convencional de tight gas en un plazo no mayor a 4 años contado a partir del 1 de enero de 2015, el cual se encontraba finalizado al 31 de diciembre de 2019, habiendo contado con una inversión de US\$ 590 millones.

- **Acuerdo para el desarrollo del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste - Namburana**

Durante abril de 2014, YPF y Chevron han firmado un nuevo acuerdo de proyecto de Inversión con el objetivo de la exploración conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia de Neuquén, dentro del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste - Namburana, a ser solventado exclusivamente y a solo riesgo por Chevron. La inversión se

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

desembolsó en 2 etapas y la posibilidad de una tercera fase, a ser consensuada en el futuro en base a los resultados obtenidos de la exploración del área.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

33. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

A tal efecto, la Sociedad y Chevron suscribieron los contratos necesarios para instrumentar la cesión a favor de Compañía de Desarrollo No Convencional S.R.L. ("CDNC"): a) del 50% de la participación en el área de exploración Narambuena; y b) del 7% del interés legal de la Concesión de Explotación de Chihuido de La Sierra Negra en Neuquén y Mendoza. No obstante, los derechos contractuales de Chevron se limitan al área Narambuena, ya que el 100% de la producción convencional y reservas fuera del área del proyecto y del Yacimiento Desfiladero Bayo permanecerán como propiedad de YPF. La concesión del área fue prorrogada en el año 2008 hasta el 14 de noviembre del 2027.

Durante la Fase I y Fase II, CDNC se comprometió a invertir US\$ 62,7 millones y US\$ 57,7 millones, respectivamente. Durante el año 2018, se completó la actividad que se había previsto para la Fase I y se dio por terminada la misma, con un total de aportes por parte de CDNC de US\$ 55,3 millones sobre los US\$ 62,7 millones comprometidos. En abril de 2018, se dio comienzo a la Fase II, con un total de aportes por parte de CDNC acumulado al 31 de diciembre de 2019 de US\$ 40,49 millones. Asimismo, se había establecido el 31 de diciembre de 2020 como fecha límite de aceptación de la Fase III, a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados las partes se encuentran negociando una nueva fecha límite de aceptación de la Fase III.

La Sociedad mantiene indirectamente el 100% del capital social de CDNC, pero dado que, en virtud de los acuerdos contractuales existentes, no ejerce las decisiones financieras y operativas relevantes de CDNC ni financia sus actividades, no se encuentra expuesta a riesgos ni beneficios por su participación en CDNC. Consecuentemente, según lo requerido por las NIIF, la Sociedad ha valuado su participación en CDNC al costo, el cual no es significativo, y no ha registrado resultado alguno por la mencionada participación.

- **Acuerdo para el desarrollo de áreas Loma La Lata Norte y Loma Campana**

Con fecha 16 de julio de 2013 la Sociedad y subsidiarias de Chevron Corporation (en adelante "Chevron") firmaron un Acuerdo de Proyecto de Inversión (el "Acuerdo LC") con el objetivo de la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia de Neuquén. El Acuerdo LC contemplaba un desembolso, sujeto a ciertas condiciones, de hasta US\$ 1.240 millones por parte de Chevron para una primera fase de trabajo en el área afectada al proyecto, ubicada en la mencionada provincia y que incluye las áreas Loma La Lata Norte y Loma Campana

Durante el mes de septiembre de 2013 y luego de cumplirse con las condiciones precedentes (entre las que se encontraba el otorgamiento de una extensión del plazo de la concesión Loma Campana hasta el año 2048 y la unitización de dicha concesión con el área Loma La Lata Norte), Chevron realizó el desembolso inicial de US\$ 300 millones.

Con fecha 10 de diciembre de 2013, la Sociedad y algunas de sus subsidiarias y subsidiarias de Chevron completaron exitosamente la instrumentación de la documentación pendiente para el cierre del Acuerdo LC, que permitió el desembolso por parte de Chevron de la suma restante de US\$ 940 millones. A tal efecto, la Sociedad y Chevron suscribieron los contratos necesarios para instrumentar la cesión a favor de Compañía de Hidrocarburo No Convencional S.R.L. ("CHNC") del 50% de la concesión de explotación Loma Campana, y los acuerdos complementarios incluyendo el contrato constitutivo de la UT y el Acuerdo de Operación Conjunta para la operación de Loma Campana en la cual YPF reviste el carácter de operador del área.

La Sociedad mantiene indirectamente el 100% del capital social de CHNC, pero dado que, en virtud de los acuerdos contractuales existentes, no ejerce las decisiones financieras y operativas relevantes de CHNC ni financia sus actividades, no se encuentra expuesta a riesgos ni beneficios por su participación en CHNC. Consecuentemente, según lo requerido por las NIIF, la Sociedad ha valuado su participación en CHNC al costo, el cual no es significativo, y no ha registrado resultado alguno por la mencionada participación.

En atención a los derechos que en el futuro podría ejercer Chevron sobre CHNC, para acceder al 50% de la concesión y derechos complementarios, y en garantía de tales derechos y demás obligaciones bajo el Acuerdo LC, se ha estipulado a favor de Chevron una prenda sobre las acciones de una afiliada de YPF que indirectamente resulta titular de la participación de YPF en CHNC.

Dentro de dicho marco y siendo YPF el operador del Área Loma Campana, las partes han celebrado un Acuerdo de Garantía, Indemnidades y Obligaciones del Proyecto, por el cual la Sociedad otorga ciertas representaciones y garantías en relación con el Acuerdo LC. Tal garantía referida a la operación y administración del proyecto no incluye la performance del proyecto ni el retorno de la inversión, ambas bajo exclusivo riesgo de Chevron.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**33. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)**

Finalmente, se han celebrado otros documentos y acuerdos complementarios referidos al Acuerdo LC, incluyendo (a) el acuerdo de asignación de ciertos beneficios derivados del Decreto N° 929/2013 por parte de YPF a CHNC; y (b) ciertos acuerdos de asistencia técnica de Chevron en favor de YPF.

Durante abril de 2014, YPF y algunas de sus subsidiarias y subsidiarias de Chevron, han completado exitosamente la segunda fase del Acuerdo LC y Chevron ha confirmado su decisión de continuar en el proyecto de inversión en hidrocarburos no convencionales en el área de Loma Campana, dando comienzo a la tercera fase del mismo. La duración de esta tercera fase abarca toda la vida del proyecto, hasta la terminación de la concesión de Loma Campana.

33.c) Compromisos contractuales

El Grupo ha firmado contratos mediante los que se comprometió a comprar ciertos bienes y servicios, y a vender gas natural, gas licuado de petróleo y otros productos. Algunos de los mencionados contratos incluyen cláusulas de penalidad que estipulan resarcimientos ante un incumplimiento de la obligación de recibir, entregar o transportar el bien objeto del contrato. En su caso, las pérdidas anticipadas estimadas por contratos en curso, de existir, son imputadas al resultado del ejercicio en que se identifican.

En este orden, el Grupo ha renegociado ciertos contratos de exportación de gas natural y ha acordado, entre otras, compensaciones limitadas en caso de interrupciones y/o suspensiones de las entregas por cualquier causa, excepto fuerza mayor física. Adicionalmente, el Grupo se ha comprometido a realizar inversiones y exportar gas para temporalmente importar determinados productos finales. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo está llevando a cabo las actividades de acuerdo con los compromisos acordados mencionados anteriormente. En la medida que el Grupo no pueda dar cumplimiento a los compromisos asumidos, podrá ser sujeto de reclamos significativos, sujeto a las defensas que el Grupo pueda tener.

Los compromisos exploratorios y de inversión y gastos hasta la finalización de las concesiones más relevantes ascienden a 572.631 al 31 de diciembre de 2020.

33.d) Compromisos de arrendamientos operativos

Los principales contratos en los que el Grupo es arrendatario se describen en la Nota 2.b.12.

A partir del 1 de enero de 2019, el Grupo ha aplicado la NIIF 16 y ha reconocido activos por derecho de uso y pasivos por arrendamientos, utilizando ciertas dispensas prácticas permitidas por esta norma.

Dado que el Grupo ha utilizado el modelo simplificado sin reexpresión de las cifras comparativas a continuación, se detalla la información expuesta por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018 bajo la NIC 17, norma vigente a esos momentos.

Los gastos de alquiler relacionados con arrendamientos operativos por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018 se detallan a continuación:

	2018
Pagos mínimos.....	4.988
Cuotas contingentes.....	7.326
	<u>12.314</u>

Los compromisos de pagos mínimos relacionados con arrendamientos operativos no cancelables al 31 de diciembre de 2018 se detallan a continuación:

	2018
Hasta 1 año	12.264
De 1 a 5 años	15.341
A partir del 6° año.....	2.317

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**33. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)****33.e) Garantías otorgadas**

Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo ha emitido garantías bancarias por un valor aproximado a US\$ 8 millones. YPF ha asumido otros compromisos por un valor aproximado de US\$ 239 millones con relación al cumplimiento de obligaciones de subsidiarias. Adicionalmente, por el Acuerdo descrito en la Nota 33.f, la Sociedad ha entregado como garantía Bonos de La República Argentina 2029 y 2030 por un valor nominal de US\$ 290 millones, y OPESSA ha otorgado una garantía por un monto de US\$ 30 millones.

Adicionalmente, ver Nota 33.b para una descripción de la transacción celebrada con Chevron.

33.f) Acuerdo Exmar Energy Netherlands B.V., Exmar Argentina S.A.U. y Exmar N.V.

Con fecha 19 de octubre de 2020, entró en vigencia el acuerdo transaccional celebrado entre YPF y las empresas Exmar Energy Netherlands B.V., Exmar Argentina S.A.U. y Exmar N.V. ("Exmar"), mediante el cual, sin reconocer hechos ni derechos, se estableció la finalización de los acuerdos de chárter y servicios de licuefacción de la barcaza licuefactora Tango FLNG celebrados el 20 de noviembre de 2018, y la finalización de los reclamos arbitrales iniciados por Exmar Energy Netherlands B.V. y Exmar Argentina S.A.U. contra YPF el 15 de julio de 2020 ante la London Court of International Arbitration ("LCIA"), no teniendo estas compañías nada más que reclamar a YPF. Con motivo de este acuerdo, la Sociedad abonará la suma transaccional total de US\$ 150 millones, la cual incluye un pago inicial ya efectuado de US\$ 22 millones y una suma restante a abonar en 18 pagos mensuales reconocida en el rubro "Otros pasivos", dichos pagos se encuentran garantizados (ver Nota 33.e). A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados se está cumpliendo con el cronograma de pagos acordado.

Como consecuencia de este acuerdo, la Sociedad registró una pérdida de 8.285 en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS**34.a) Ley de Hidrocarburos**

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el BO el texto de la Ley N° 27.007, que modifica la Ley de Hidrocarburos N° 17.319. Los aspectos más relevantes de la Ley son los siguientes:

- a) Respecto de los permisos de exploración distingue entre aquellos que tengan objetivo convencional y no convencional y las exploraciones en la plataforma continental y el mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.
- b) Respecto de las concesiones, se prevén 3 tipos de concesiones: de explotación convencional, de explotación no convencional, y de explotación en la plataforma continental y mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.
- c) Se adecuaron los plazos de las concesiones de transporte de hidrocarburos a los plazos para las concesiones de explotación.
- d) En materia de regalías, se establece un máximo de un 12% pudiendo llegar a un 18% en el caso de prórrogas otorgadas, en los cuales la ley también establece el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.
- e) Se establece la extensión al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto N° 929/2013) para los proyectos que representen una inversión directa en moneda extranjera no menor a US\$ 250 millones, ampliando los beneficios para otro tipo de proyectos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**

- f) Se establece la reversión y transferencia de los permisos y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costa afuera nacionales respecto de las cuales no existan contratos de asociación suscriptos con ENARSA a la SE.

34.b) Régimen de Soberanía Hidrocarburífera - Decreto N° 1.277/2012

Con fecha 25 de julio de 2012 se publicó el Decreto N° 1.277/2012 reglamentario de la Ley N° 26.741, constituyendo las disposiciones allí establecidas el "Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina". Entre otros, el Decreto mencionado estableció: la creación de un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; la creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la "Comisión") quien elaborará anualmente, en el marco de la Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su Plan Anual de Inversiones, incluyendo un detalle de sus metas cuantitativas en materia de exploración, explotación, refinación y/o comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles, según corresponda.

Asimismo, deberán informar sus planes en materia de mantenimiento y aumento de reservas, incluyendo: a) su plan de inversiones en exploración; b) su plan de inversiones en recuperación primaria de reservas; y c) su plan de inversiones en recuperación secundaria de reservas, el cual será analizado por la Comisión; la Comisión adoptará las medidas de promoción, fomento y coordinación que estime necesarias para el desarrollo de nuevas refinerías en el territorio nacional, que permitan garantizar el crecimiento de la capacidad de procesamiento local de acuerdo a las metas y exigencias del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; en materia de precios, y según lo dispone el Decreto, a los fines de asegurar precios comerciales razonables, la Comisión establecerá los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno. Asimismo, publicará precios de referencia de cada uno de los componentes de los costos y precios de referencia de venta de hidrocarburos y combustibles, los cuales deberán permitir cubrir los costos de producción atribuibles a la actividad y la obtención de un margen de ganancia razonable.

El incumplimiento de las disposiciones del Decreto y normas complementarias podrá dar lugar a las siguientes sanciones: multa, apercibimiento, suspensión o eliminación del registro a que se refiere el artículo 50 de la Ley N° 17.319, nulidad o caducidad de las concesiones o permisos. A su vez, el mencionado Decreto deroga aquellas disposiciones de los Decretos N° 1.055/1989, 1.212/1989 y 1.589/1989 que establecían, entre otras cuestiones, el derecho a la libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos.

Con fecha 29 de diciembre de 2015, el PEN dictó el Decreto N° 272/2015 por el cual se resolvió la disolución de la Comisión y el Reglamento dictado para su funcionamiento; disponiendo asimismo que las competencias asignadas a la mencionada Comisión sean ejercidas por el MINEM.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**34.c) Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos - Decreto N° 929/2013**

Mediante el Decreto N° 929/2013 se dispone la creación de un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (el "Régimen Promocional"), tanto convencionales como no convencionales, el que será de aplicación en todo el territorio de la República Argentina. Podrán solicitar su inclusión en el Régimen Promocional los sujetos inscriptos en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que sean titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos y/o terceros asociados a tales titulares conjuntamente con éstos, que presenten ante la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creada por el Decreto N° 1.277/2012 un proyecto de inversión para la explotación de hidrocarburos que implique la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a un monto de US\$ 1.000 millones calculada al momento de la presentación del proyecto y a ser invertidos durante los primeros 5 años del proyecto (este monto fue modificado por la posterior Ley N° 27.007 a US\$ 250 millones). Dentro de los beneficios establecidos para los sujetos alcanzados por el Régimen Promocional se destacan: i) gozarán, en los términos de la Ley N° 17.319, a partir del quinto año contado desde la puesta en ejecución de sus respectivos proyectos, del derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20% de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos proyectos, con una alícuota del 0% de derechos de exportación, en caso de resultar éstos aplicables; ii) tendrán la libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de la exportación de los hidrocarburos mencionados en el punto precedente, siempre que el proyecto aprobado hubiera implicado el ingreso de divisas a la plaza financiera argentina por al menos US\$ 1.000 millones (este monto fue modificado por la posterior Ley N° 27.007 a US\$ 250 millones) y según se menciona precedentemente; iii) se establece que, en los períodos que la producción nacional de hidrocarburos no alcanzase a cubrir las necesidades internas de abastecimiento en los términos del artículo 6° de la Ley N° 17.319, los sujetos incluidos en el Régimen Promocional gozarán, a partir del quinto año contado desde la aprobación y puesta en ejecución de sus respectivos proyectos, del derecho a obtener por el porcentaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos proyectos susceptible de exportación de acuerdo a lo previsto en lo mencionado anteriormente, un precio no inferior al precio de exportación de referencia a efectos de cuya determinación no se computará la incidencia de los derechos de exportación que pudieran resultar aplicables.

Adicionalmente, el Decreto crea la figura de la "Explotación No Convencional de Hidrocarburos", la que consiste en la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad. En este orden, se dispone que los sujetos titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos, que hayan sido incluidos en el Régimen Promocional, tengan derecho a solicitar una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos. Asimismo, los titulares de una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, que a su vez sean titulares de una concesión de explotación adyacente y preexistente a la primera, podrán solicitar la unificación de ambas áreas como una única concesión de explotación no convencional, siempre que se demostrare fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas.

34.d) Regímenes de retención a las exportaciones de hidrocarburos

Con fecha 4 de septiembre de 2018 se publicó en el BO el Decreto N° 793/2018 que establecía, hasta el 31 de diciembre de 2020, un derecho de exportación del 12% a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur ("NCM"). Este derecho de exportación no podía exceder de 4 pesos por cada dólar del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda. Para las mercaderías que no eran productos primarios, ese límite era de 3 pesos por cada dólar del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda.

Con fecha 23 de diciembre de 2019 se publicó en el BO la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva que introdujo modificaciones al Decreto N° 793/2018. Ver Nota 34.j y Decreto N° 488/2020 en Nota 34.e.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**34.e) Requerimientos regulatorios de hidrocarburos líquidos**

La Resolución SE N° 1.679/2004 reinstaló el registro de operaciones de exportación de gasoil y petróleo crudo creado por el Decreto N° 645/2002 del PEN, y ordenó a los productores, comercializadores, compañías refinadoras y cualquier otro agente del mercado que estuviere interesado en exportar gasoil o petróleo crudo a que registren esa operación y prueben que la demanda interna se encuentra satisfecha y que han ofrecido al mercado local el producto a ser exportado. Asimismo, la Resolución SE N° 1.338/2006 incorporó otros productos hidrocarburíferos al régimen de registro creado por el Decreto N° 645/2002, incluyendo nafta, fuel oil y sus mezclas, diesel oil, aerokerosene o jet fuel, asfaltos, ciertos petroquímicos, ciertos lubricantes, coque y derivados para uso petroquímico. La Resolución SE N° 715/2007 facultó al Director Nacional de Refinación y Comercialización a determinar las cantidades de gasoil que serán importadas por cada compañía, en períodos determinados del año, para compensar las exportaciones de productos incluidos bajo el Régimen de la Resolución N° 1.679/2004; el cumplimiento de esta obligación de importar gasoil es necesario para obtener autorización para exportar los productos incluidos bajo el Decreto N° 645/2002.

A su vez, se han dictado ciertas disposiciones regulatorias que obligan al abastecimiento del mercado interno de hidrocarburos, al cual se encuentran subordinadas las exportaciones de los mismos. Una de estas disposiciones corresponde a la Resolución N° 25/2006 emitida por la Secretaría de Comercio Interior, mediante la cual se requiere a las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas cubrir la demanda de gasoil en todo el territorio de la República Argentina. Para ello, requiere respetar como mínimo, los volúmenes abastecidos en igual mes del año inmediato anterior, más la correlación positiva existente entre el incremento de la demanda de gasoil y el incremento del Producto Bruto Interno, acumulada a partir del mes de referencia. La comercialización citada deberá efectuarse sin que se altere, perjudique o distorsione el funcionamiento del mercado de gasoil.

Además, la Resolución N° 168/2004 requiere que las compañías que intentan exportar GLP obtengan primero la autorización de la SE, demostrando que la demanda local ha sido satisfecha o que se ha hecho una oferta de venta de GLP en el mercado local y ésta fue rechazada.

En enero de 2008, la Secretaría de Comercio Interior emitió la Resolución N° 14/2008, mediante la cual se ordenó a las compañías refinadoras optimizar su producción con el objetivo de obtener los máximos volúmenes de acuerdo con su capacidad.

Mediante el Decreto N° 1.189/2012 del PEN, de fecha 17 de julio de 2012, se dispuso que las jurisdicciones y entidades del Sector Público Nacional comprendidas en el artículo 8°, inciso a), de la Ley N° 24.156 (administración nacional, conformada por la administración central y los organismos descentralizados, comprendiendo en estos últimos a las instituciones de seguridad social), deberán contratar con YPF la provisión de combustibles y lubricantes para la flota de automotores, embarcaciones y aeronaves oficiales, excepto previa autorización de la Jefatura de Gabinete de Ministros.

- **Acuerdos de precios de crudo local y combustibles**

En enero de 2017, los productores y refinadores de petróleo llegaron a un acuerdo para la transición a precios internacionales de la industria hidrocarburífera argentina, en el cual se estableció un sendero propuesto de precios para la comercialización de petróleo en el mercado interno, con el objetivo de alcanzar la paridad con los mercados internacionales durante el transcurso del año 2017. No obstante lo mencionado previamente, el acuerdo preveía la potestad de cualquiera de las partes para abandonar el acuerdo durante su período de vigencia, estando también el mismo supeditado al cumplimiento de determinadas variables como ser el tipo de cambio o precio del crudo Brent dentro de determinados parámetros establecidos. Durante el último trimestre de 2017, el acuerdo de precios se suspendió en virtud de que el mismo consideraba esta suspensión en caso de que el precio internacional promedio de 10 días superara al precio local, aunque establece que puede restablecerse en caso de que el precio promedio del crudo Brent se posicione por debajo del precio local por más de 10 días.

Desde entonces, los actores del mercado -productores y refinadores- pasaron a acordar libremente los precios domésticos del petróleo, en general con validez mes calendario y ligados al benchmark internacional Brent, manteniéndose límites relativos al tipo de cambio peso/US\$ y al propio valor del Brent, en función de la capacidad de traslado de su precio (expresado en US\$/Bbl) a los precios de los productos que de éste se obtienen, básicamente combustibles (expresados en peso/unidad), para su comercialización en el mercado.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**

No obstante lo mencionado previamente, y teniendo en cuenta la situación macroeconómica doméstica, el incremento sustancial del precio del crudo y del tipo de cambio en el corto plazo, entre otros, determinó que con fecha 8 de mayo de 2018, el MINEM y empresas refinadoras (entre ellas YPF) suscribieran un acuerdo de estabilidad de precios con cuenta compensatoria, mediante el cual las empresas refinadoras se comprometían a no realizar modificaciones en los precios netos de impuestos de los combustibles vigentes a dicha fecha durante los meses de mayo y junio, todo ello en favor del interés económico en general y como tal sus potenciales efectos particulares sobre la Sociedad.

El acuerdo contemplaba, asimismo, la creación de una cuenta compensatoria que incorporaba el retraso de los precios respecto a las referencias internacionales acumulado a la fecha de la firma del acuerdo, junto a los ajustes resultantes de las variaciones adicionales de costos (petróleo crudo, tipo de cambio y precio de los biocombustibles) no trasladados a precios en los meses de mayo y junio. El acuerdo estipulaba que dicha cuenta compensatoria sería trasladada al mercado mediante aumentos de precios durante el segundo semestre o en su defecto, el MINEM se comprometía a encontrar mecanismos para que las empresas refinadoras pudieran recuperarla.

Con fecha 1 de junio de 2018, el MINEM y empresas refinadoras (entre ellas YPF) suscribieron un acuerdo complementario que contemplaba establecer un precio de referencia Brent para las transacciones de compra de crudo entre las empresas refinadoras y productoras para los meses de mayo (66 US\$/Bbl), junio (67 US\$/Bbl) y julio (68 US\$/Bbl) de 2018, y un incremento en los precios finales de las naftas y gasoil de hasta el 5% y 4,5%, respectivamente, a partir del 2 de junio de 2018, el cual incluía la variación del impuesto a los combustibles líquidos, el impuesto al dióxido de carbono y los precios de los biocombustibles vigentes a dicha fecha. Adicionalmente, se acordaba un incremento en los precios finales de los combustibles de hasta un 3% para el mes de julio, neto de cualquier variación de impuestos.

Con fecha 29 de junio de 2018, ante la volatilidad y cambio significativo de las variables que eran la base de los acuerdos antes mencionados, YPF informó al MINEM la decisión de implementar a partir del 1 de julio de 2018 las políticas comerciales aplicables atento a los cambios en las variables antes indicadas, tanto para la determinación de los precios de venta de sus productos como los de compra de petróleo crudo, consistentes con la evolución del entorno de negocios en general y la de los clientes en particular, en absoluta consonancia con los marcos regulatorios y disposiciones vigentes. En consecuencia, los acuerdos antes indicados dejaron de tener vigencia para YPF a partir del 30 de junio de 2018, habiendo no obstante la Sociedad presentado a las autoridades competentes los montos resultantes de la cuenta compensatoria, los cuales representan derechos contingentes.

Con fecha 6 de diciembre de 2018, YPF solicitó a la SGE fijar los lineamientos para la implementación del mecanismo destinado a la recuperación de costos no trasladados a precios de los combustibles por el período comprendido en la vigencia del acuerdo, sin haber recibido respuesta a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados.

Con fecha 15 de agosto de 2019, el PEN dictó el Decreto N° 566/2019 luego modificado por el Decreto N° 601/2019 de fecha 30 de agosto de 2019, y posteriormente por la Resolución de la SGE N° 557/2019 de fecha 18 de septiembre de 2019, que dispuso lo siguiente: i) hasta el 13 de noviembre de 2019 las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando a tal efecto un tipo de cambio de \$49,30/US\$, equivalente a un 5,58% de incremento sobre el valor de referencia vigente y un precio de referencia Brent de US\$ 59/Bbl; y ii) hasta igual fecha, el precio tope de naftas y gasoil en todas las calidades, comercializadas por las empresas refinadoras y/o expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio (estaciones de servicio) podrán incrementarse en hasta 4% respecto de los precios vigentes al 9 de agosto de 2019.

Asimismo, con fecha 1 de noviembre de 2019 se publicó en el BO la Resolución SGE N° 688/2019 que modificó el Decreto N° 601/2019 y la Resolución SGE N° 557/2019, disponiéndose lo siguiente: i) durante la vigencia del Decreto N° 601/2019 las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de \$51,77/US\$, equivalente a un 5% de incremento sobre el valor de referencia establecido en la Resolución SGE N° 557/2019, y un precio de referencia Brent de US\$ 59/Bbl; y (ii) a partir del 1 de noviembre de 2019 y durante la vigencia del Decreto N° 601/2019, los precios de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio (estaciones de servicio) podrán incrementarse en hasta 5% respecto de los precios vigentes al 20 de septiembre de 2019.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- **Determinación de precios para la facturación de entregas de petróleo crudo en el mercado local - Decreto N° 488/2020**

Con fecha 19 de mayo de 2020 se publicó en el BO el Decreto N° 488/2020 del PEN (el "Decreto"), el cual dispuso que, hasta el 31 de diciembre de 2020, las entregas de petróleo crudo que se efectúen en el mercado local deberán ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y sujetos comercializadores, tomando como referencia para el crudo tipo Medanita el precio de US\$ 45/Bbl. Este precio será ajustado para cada tipo de crudo por calidad y por puerto de carga utilizando la misma referencia de conformidad con la práctica habitual. Dicho precio será de aplicación para la liquidación de regalías hidrocarburíferas de acuerdo con lo previsto en el artículo 59 de la Ley 17.319. En caso de que durante la vigencia del Decreto la cotización del Brent supere los US\$ 45/Bbl durante 10 días consecutivos, considerando para ello el promedio de las últimas 5 cotizaciones publicadas por el "Platts Crude Marketwire" bajo el encabezado "Futures", quedarán sin efecto las disposiciones referidas a precio.

Además, el Decreto establece que durante el plazo de vigencia, las empresas productoras deberán sostener los niveles de actividad y/o de producción registrados durante el año 2019, tomando en consideración la situación de contracción de la demanda del petróleo crudo y sus derivados tanto en el mercado local como internacional producto de la situación del COVID-19 y siempre dentro de los parámetros de explotación adecuada y económica previstos en el artículo 31 de la Ley N° 17.319. Las empresas productoras deberán aplicar idéntico criterio con relación al sostenimiento de los contratos vigentes con empresas de servicios regionales y al mantenimiento de la planta de trabajadores que tenían al 31 de diciembre del 2019, lo que deberá realizarse en un marco de consenso con las organizaciones de trabajadores en procura conjunta de alcanzar modalidades laborales que mejoren la eficiencia, la tecnología y la productivas y de acuerdo a las mejores prácticas nacional e internacional de la actividad hidrocarburífera.

La SE controlará que las empresas productoras cumplan con el Plan Anual de Inversiones (artículo 12 del Anexo del Decreto N° 1.277/2012) y aplicará, en caso de corresponder, las sanciones previstas en el artículo 29 de dicho Anexo.

Por otra parte, el Decreto estableció que las empresas refinadoras y comercializadoras deberán adquirir el total de su demanda de petróleo crudo a las empresas productoras locales. Respecto a las empresas integradas, el Decreto determina que, de resultar necesaria la compra de crudo por encima de su propia producción y de la de sus socios, efectuarán dichas compras con parámetros similares a los de 2019. Tanto las empresas integradas, como las refinadoras y las comercializadoras, no podrán importar productos que se encuentren disponibles para su venta en el mercado interno y/o respecto de los cuales exista capacidad efectiva de procesamiento local.

En lo que respecta al incremento de los impuestos a los combustibles líquidos y al dióxido de carbono establecidos por el artículo 7 del Anexo del Decreto N° 501/2018 y que corresponden a las actualizaciones correspondientes al primer y segundo trimestres del año 2020, surtirán efectos para la nafta sin plomo, la nafta virgen y el gasoil a partir del 1 de octubre de 2020.

El Decreto también establece que los hidrocarburos (según posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur que se detallan en su Anexo) abonarán derechos de exportación de acuerdo con un esquema que toma en consideración la cotización del precio del barril Brent (el "precio internacional"). Dicha alícuota será de 0% cuando el precio internacional no supere US\$ 45/Bbl, variará entre el 0,5% y el 8% cuando el precio internacional se encuentre entre US\$ 45 y US\$ 60/Bbl, y será del 8% cuando el precio internacional sea igual o supere US\$ 60/Bbl.

La SE podrá simplificar la operatoria del Registro de Operaciones de Exportación respecto de aquellos productos con escasez de demanda en el mercado local en caso de verificarse un aumento significativo de solicitudes de exportación. También podrá solicitar asistencia a la Secretaría de Comercio Interior, a cualquier otro organismo competente y a los intendentes de todos los municipios del país, para controlar el cumplimiento de los precios máximos de venta de garrafas de GLP de 10, 12 y 15 kilos.

Con fecha 28 de agosto de 2020 se cumplieron más de 10 días consecutivos en que la cotización promedio del Brent superó los US\$ 45/Bbl, quedando sin efecto las disposiciones referidas a precio del Decreto N° 488/2020.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**

Consecuentemente, a partir de esa fecha, productores y refinadores negocian precios tomando como referencia los precios internacionales de petróleo. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Gobierno Nacional no ha emitido ninguna normativa adicional referida al precio del petróleo crudo en el mercado doméstico.

34.f) Requerimientos regulatorios de gas natural

- **Mecanismos de asignación de la demanda de gas natural**

Resolución ENARGAS N° 1.410/2010

Con fecha 4 de octubre de 2010, se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 1.410/2010 mediante la cual se aprobaba un "Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas" que implementaba nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, estableciendo restricciones a la disponibilidad de gas por parte de los productores. En virtud de este procedimiento las distribuidoras quedaban habilitadas a nominar todo el gas necesario para atender la Demanda Prioritaria (demanda de gas natural de las distribuidoras destinada exclusivamente a aquellos grupos de consumidores que, acorde a la normativa vigente, deben ser abastecidos de ese fluido por dichas prestatarias (residenciales, servicio general P1, P2 y P3 Grupo III)-, aun cuando se trate de volúmenes que excedan los que la SE les hubiese asignado en virtud del acuerdo con productores de gas natural homologado por la Resolución SE N° 599/2007. La Sociedad recurrió sin éxito la validez de la Resolución N° 1.410/2010.

Resolución MINEM N° 89/2016 - Resolución ENARGAS N° 3.833/2016 - Resolución ENARGAS N° 4.502/2017 - Resolución ENARGAS N° 59/2018 - Resolución ENARGAS N° 124/2018 - Resolución ENARGAS N° 302/2018 - Resolución ENARGAS N° 124/2018

Con fecha 1 de junio de 2016, el MINEM publicó la Resolución N° 89 mediante la cual:

- a) Se instruyó al ENARGAS para que elabore un procedimiento que modifique y complemente el establecido en las Resoluciones ENARGAS N° 716/1998 y N° 1.410/2010 en el que se establezcan las condiciones de operación diaria de los sistemas de transporte y distribución.
- b) Se dispuso los volúmenes que podrán solicitar las distribuidoras para abastecer la Demanda Prioritaria y fija que en caso de contratar con un productor el gas natural con dicho destino, se reducirá el requerimiento de gas natural a dicho productor en el marco de la Resolución N° 1.410/2010 en la medida del volumen contratado.

Conforme esta Resolución, con fecha 5 de junio de 2016 se dicta la Resolución ENARGAS N° 3.833/2016 mediante la cual se aprueba el "Procedimiento Complementario para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas".

El objetivo del Procedimiento es establecer el mecanismo de transición y criterios de aplicación para la administración del despacho de gas natural para preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución priorizando el consumo de la Demanda Prioritaria ante situaciones de crisis de abastecimiento y/o de emergencias que pongan en riesgo la normal prestación del servicio público de gas natural o que puedan afectar la prestación de otro servicio público.

El Procedimiento establece que cada día las prestadoras del servicio de distribución solicitarán en los sistemas informáticos de programación de las transportadoras para el día operativo n+1, con primera prioridad, el gas natural necesario para abastecer la Demanda Prioritaria, en base a su estimación de consumo y conforme a la capacidad de transporte contratada y sus acuerdos de abastecimiento.

La confirmación de gas natural en los PIST para Demanda Prioritaria tendrá prioridad sobre otros segmentos. Las confirmaciones de gas para segmentos distintos de la Demanda Prioritaria mantendrán la prioridad de confirmación establecida por el productor en los respectivos contratos con los consumidores directos (o comercializadores), las cuales serán informadas a las prestadoras del servicio de transporte y distribución.

La nominación de transporte de cada prestadora del servicio de distribución deberá dar prioridad al abastecimiento de su Demanda Prioritaria por sobre cualquier otro usuario de esa prestadora.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**

Las prestadoras del servicio de transporte y distribución que verifiquen que la capacidad de transporte no es suficiente para abastecer a la Demanda Prioritaria deberá convocar al Comité de Emergencia, presidido por el presidente del ENARGAS, quien arbitrará los medios para asignar los volúmenes en la situación de emergencia.

Con fecha 6 de junio de 2017 se dictó la Resolución ENARGAS N° 4.502/2017 mediante la cual se aprobó el Procedimiento para la Administración del Despacho en el Comité Ejecutivo de Emergencia ("CEE"), que modifica el procedimiento para la solicitud de entregas y confirmaciones de gas que fuera aprobado por la Resolución ENARGAS N° 3.833/2016 y dispone medidas y criterios a ser adoptados en situación de crisis de abastecimiento de la Demanda Prioritaria de gas natural declarada por las transportistas, distribuidoras o el ENARGAS.

Entre dichas medidas, se dispone que el CEE o (en caso de no ponerse de acuerdo el CEE) el ENARGAS, definirán la forma en que se abastecerá la Demanda Prioritaria considerando las cantidades de gas natural disponibles en cada cuenca por cada productor y descontando las cantidades que estén contratadas para abastecer la Demanda Prioritaria.

Con fecha 18 de mayo de 2018 se publicó la Resolución ENARGAS N° 59/2018 que aprueba el Procedimiento Transitorio para la Administración del Despacho en el CEE, con vigencia hasta la finalización del período invernal 2018. El CEE estará integrado, como mínimo, por un representante de las transportistas, la prestadora y de cada cargador que por su situación geográfica y conformación de demanda tengan o puedan tener incidencia para resolver la situación, será presidido por un representante de la transportista que resulte involucrada y las decisiones que se acuerden en el CEE serán de cumplimiento obligatorio para todos los sujetos activos de la industria del gas.

Con fecha 29 de junio de 2018 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 124/2018 que: (i) aprueba el texto ordenado del reglamento interno de los centros de despacho aplicable a partir del 30 de junio de 2018; (ii) deroga las Resoluciones ENARGAS N° 1.410/2010, 3.833/2016 y 4.502/2017 en cuanto se opongan y/o resulten incompatibles con el texto ordenado del mencionado reglamento; (iii) entiende que no median observaciones del ENARGAS a la propuesta de reprogramación efectuada por la transportista si no hay comunicación en contrario dentro de 1 hora desde que fuera requerida; y (iv) establece que durante el invierno de 2018 será aplicable el Procedimiento Transitorio para la Administración del Despacho en el CEE.

Con fecha 18 de octubre de 2018 se publicó la Resolución ENARGAS N° 302/2018 que, considerando que no se habían formalizado en su totalidad los contratos de abastecimiento de gas para la Demanda Prioritaria entre los productores y las distribuidoras, dispone la prórroga de la vigencia de la Resolución ENARGAS N° 59/2018 por 180 días corridos a contar desde el 1 de octubre de 2018.

Con fecha 16 de abril de 2019 se publicó la Resolución ENARGAS N° 215/2019 que prorroga la vigencia de la Resolución ENARGAS N° 59/2018 por otros 180 días corridos a contar desde el vencimiento del plazo estipulado en la Resolución ENARGAS N° 302/2018, por considerar que se mantienen las razones que motivaron su dictado.

Con fecha 21 de octubre de 2019 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 656/2019 que prorroga la vigencia de la Resolución ENARGAS N° 59/2018 hasta el 30 de abril de 2020 (inclusive).

Con fecha 5 de mayo de 2020 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 39/2020 que prorroga la vigencia de la Resolución ENARGAS N° 59/2018 (que establecía el Procedimiento Transitorio para la Administración del Despacho en el CEE) hasta el 30 de septiembre de 2020 inclusive.

Con fecha 5 de octubre de 2020 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 305/2020 que prorroga hasta el 30 de septiembre de 2021 la vigencia de la Resolución ENARGAS N° 59/2018.

Bases y condiciones para la distribución de gas natural por redes

En el marco del proceso de normalización del sector de energía, el MINEM convocó a los productores de gas natural (entre ellos YPF) y a ENARSA a fin de que establezcan condiciones básicas que sirvan de marco para los acuerdos de suministro que celebren para la distribución de gas natural por redes a partir del 1 de enero de 2018. En la convocatoria, el MINEM informó que ante la finalización del período de prórroga fijado en la Ley N° 27.200 con relación a la emergencia pública iniciado en 2002, vuelve a tomar plena vigencia la Ley N° 24.076 la cual prevé que el precio de los acuerdos de suministro del gas natural será aquel que se determine por la libre interacción de la oferta y la demanda.

En este sentido, con fecha 29 de noviembre de 2017, los productores de gas natural (entre ellos YPF) y ENARSA, a instancias del MINEM, suscribieron las "Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes" (las "Bases y condiciones").

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Las Bases y condiciones establecen las pautas básicas para garantizar el adecuado abastecimiento de gas natural a las distribuidoras y consecuentemente a los consumidores finales residenciales y comerciales. Asimismo, establecen la continuidad del sendero gradual y progresivo de reducción de subsidios, todo ello en el marco del proceso de normalización del mercado de gas natural, lo cual se da dentro del período de vigencia de las Bases y condiciones hasta el 31 de diciembre de 2019 considerado el “período de transición” hasta la normalización antes indicada.

Dentro de los lineamientos establecidos en las Bases y condiciones se destaca el reconocimiento del derecho a trasladar a la tarifa que pagan los usuarios y consumidores el costo de adquisición de gas; establece los volúmenes disponibles que cada productor y por cada cuenca deberá poner a disposición diariamente a las distribuidoras para cada mes, quienes podrán manifestar su ausencia de interés antes de determinada fecha prevista en las Bases y condiciones; establece penalidades ante incumplimientos para cualquiera de las partes respecto a su obligación de entregar gas o tomar el mismo; establece los precios del gas para cada cuenca para los próximos 2 años, en dólares, pudiendo las partes fijar precios inferiores a los establecidos conforme las negociaciones libres aplicables; establece pautas de pago de las compras efectuadas por las distribuidoras a los productores; ENARSA asume la obligación de abastecer la demanda correspondiente a áreas alcanzadas por los subsidios de consumos residenciales de gas contemplados en el artículo 75 de la Ley N° 25.565 (correspondientes a las zonas de menor precio de gas residencial cobrado a usuarios y consumidores) durante el período de transición.

Las Bases y condiciones constituyen los términos y condiciones a considerar en las negociaciones de los respectivos acuerdos particulares, sin que ello pueda interpretarse como una obligación. Adicionalmente, las Bases y establecen pautas de terminación anticipada ante determinados eventos de incumplimientos por las partes.

Como consecuencia de la variación en la paridad cambiaria ocurrida a partir de abril de 2018, y la decisión de los distribuidores de pagar el precio del gas en base al tipo de cambio implícito en el cuadro tarifario aprobado para el período invernal 2018 (menor al que correspondía aplicar según lo previsto en las Bases y condiciones y los contratos particulares celebrados), productores y distribuidores de gas natural iniciaron un proceso de renegociación de los acuerdos particulares firmados a instancia de las Bases y condiciones, con precios nominados en dólares. El proceso de renegociación resultó en una reducción del precio de gas a aplicar para el período octubre - diciembre 2018, sin alcanzarse un acuerdo con relación a las diferencias por el tipo de cambio a considerar.

Con fecha 5 de octubre de 2018 se publicó la Resolución SGE N° 20/2018 que dispuso que, para las diferencias entre el precio del gas previsto en los contratos y el precio de gas reconocido en las tarifas finales de las prestadoras del servicio de distribución, valorizadas por el volumen de gas comprado desde el 1 de abril y hasta el 30 de septiembre de 2018, el ENARGAS instruiría a las prestadoras del servicio de distribución al recupero del crédito a favor de los productores en línea separada en la factura de sus usuarios, en 24 cuotas a partir del 1 de enero de 2019. La Resolución SGE N° 20/2018 fue posteriormente dejada sin efecto por razones de oportunidad mediante la Resolución N° 41/2018 publicada el 16 de octubre de 2018.

Con fecha 16 de noviembre de 2018, se publicó en el BO el Decreto N° 1.053/2018 por el cual el Estado Nacional decidió asumir el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las distribuidoras y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período. Las condiciones son las siguientes: (i) 30 cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1 de octubre de 2019, para cuya determinación se utilizará la tasa efectiva del BNA para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo (“pizarra”), (ii) las cuotas serán percibidas por las distribuidoras que inmediatamente pagarán a los productores, y (iii) distribuidoras y productores deben adherir al régimen y renunciar expresamente a toda acción o reclamo.

Asimismo, el Decreto N° 1.053/2018 dispuso que, a partir del 1 de abril de 2019, los contratos entre productores de gas natural y distribuidoras deben prever que en ningún caso se trasladará a los usuarios que reciban el servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional.

Con fecha 12 de febrero de 2019, se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 72/2019 que aprobó la metodología de traslado a tarifas del precio de gas y el procedimiento general para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas aplicable a partir del 1 de abril de 2019, que entre otros aspectos establece que, a los efectos del traslado a tarifas del precio del gas convenido en dólares, el ENARGAS definirá el tipo de cambio a considerar para la conversión a pesos en base al valor promedio del tipo de cambio vendedor del BNA (divisas) observado entre el día 1 y el día 15 del mes inmediato anterior al inicio de cada período estacional, o bien los tipos de cambio contenidos en los contratos cuando estos contemplen cotizaciones más bajas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Con fecha 11 de febrero de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 32/2019 que aprobó el mecanismo de concurso de precios para la provisión de gas natural en condición firme para el abastecimiento de la demanda de usuarios de servicio completo de las prestadoras de servicio público de distribución para los días 14 de febrero de 2019 (para las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Santa Cruz Sur y Tierra del Fuego) y 15 de febrero de 2019 (para la cuenca Noroeste). La Resolución SGE N° 32/2019 también aprobó el modelo de oferta aplicable e instruyó a MEGSA a que dicte las normas complementarias que considere necesarias para la organización e implementación del mecanismo de concursos de precios aprobado. Los concursos de precios se llevaron a cabo en el ámbito del MEGSA en las fechas previstas mencionadas y, en base a los resultados obtenidos, YPF procedió a instrumentar los contratos por los volúmenes adjudicados en relación a las distribuidoras participantes correspondientes al período abril 2019 - marzo 2020.

Con fecha 20 de agosto de 2019 se publicó la Resolución ENARGAS N° 466/2019 que aprueba la metodología para la determinación del monto neto de las diferencias diarias acumuladas referidas en el artículo 7 del Decreto N° 1.053/2018, aprueba el modelo de solicitud de adhesión fijando plazo para su presentación hasta el 15 de septiembre de 2019 y establece que concomitantemente con la solicitud de adhesión las distribuidoras y sus proveedores de gas natural deberán presentar y exhibir ante el ENARGAS los instrumentos por los cuales se reestructura su relación comercial a los términos del Decreto N° 1.053/2018, que no se admitirán solicitudes de adhesión parciales y/o condicionadas, y que las distribuidoras, una vez percibida del Estado Nacional la cuota correspondiente de cada mes deberán utilizar la totalidad del monto recibido para realizar pagos a los proveedores de gas natural adheridos al Régimen en un plazo máximo de 5 días. La Resolución establece como principio general que se aplicará la metodología de traslado a tarifas del precio del gas y procedimiento general para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas aprobada por Resolución ENARGAS N° 72/2019.

Con fecha 10 de septiembre de 2019 YPF presentó un recurso de alzada contra la Resolución N° 466/2019 cuestionando básicamente la metodología de determinación de volúmenes aprobada, en cuanto ordena calcular aquellos sin considerar la cantidad total efectivamente entregada en el PIST por los proveedores de gas natural, sino mediante la simulación del despacho óptimo y el descuento del volumen de gas retenido y del GNNC.

Mediante Resolución ENARGAS N° 554/2019 publicada el 16 de septiembre de 2019 se pospuso hasta el 15 de octubre de 2019 el plazo para adherir al régimen previsto en el artículo 7 del Decreto N° 1.053/2018. Posteriormente la Resolución ENARGAS N° 636/2019 publicada el 11 de octubre de 2019, pospuso hasta el 25 de octubre de 2019 el plazo para adherirse y estableció que no resultará impedimento para la adhesión al régimen mencionado la falta de presentación de los instrumentos por los cuales las partes reestructuren su relación comercial a los términos del Decreto N° 1.053/2018.

Con fecha 25 de octubre de 2019 YPF presentó la solicitud de adhesión al régimen previsto por el artículo 7 del Decreto N° 1.053/2018 y reglamentado por Resolución ENARGAS N° 466/2019, lo que importa aceptar dicho régimen sin reservas y renunciar a toda clase de reclamos administrativos, arbitrales o judiciales contra el Estado Nacional, por lo que cabe considerar tácitamente desistido el recurso de alzada interpuesto por YPF contra la Resolución ENARGAS N° 466/2019.

En forma concomitante, YPF envió a las distribuidoras Notas en la que les informó su solicitud de adhesión al régimen y que dicha solicitud no podía ser interpretada como cancelación de los volúmenes y/o conceptos en relación a las inyecciones de gas natural efectuadas por YPF entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, que no han sido asumidos por el Estado Nacional (IVA, diferencias de volúmenes por despacho óptimo, GNNC, y/o gas retenido y diferencias de tipo de cambio generadas respecto de la falta de pago en los plazos contractuales).

Con fecha 14 de noviembre de 2019 fue publicada en el BO la Resolución ENARGAS N° 735/2019, que aprobó el monto neto en pesos correspondiente a las diferencias diarias acumuladas por tipo de cambio en los términos del Artículo 7 del Decreto N° 1.053/2018.

Durante el mes de diciembre de 2019, luego de recibir de la SGE la transferencia de la primera cuota de las 30 contempladas por el régimen, las distribuidoras realizaron el pago de dicha cuota a YPF, que ha mantenido las reservas por los conceptos e importes que no han sido asumidos por el Estado Nacional en el marco del régimen.

Con fecha 25 de marzo de 2020 se publicó en el BO el Decreto N° 311/2020 que establece la abstención de corte de servicios en caso de mora o falta de pago por el plazo de 180 días a determinados usuarios residenciales y no residenciales, que incluye a las empresas prestadoras de servicios de gas por redes.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Con fecha 10 de abril de 2020 la SE instruyó a las empresas productoras de gas natural a que renueven, hasta la fecha de vencimiento del plazo establecido en el artículo 5 de la Ley N° 27.541, en los mismos términos y condiciones, la vigencia de todos los acuerdos de suministro (dentro y fuera del sistema de transporte) y de adquisición de gas natural, cuyo vencimiento haya operado u opere en el período comprendido entre el 31 de marzo de 2020 y la fecha de vencimiento del plazo establecido en el artículo 5 citado, debiendo adoptar los recaudos pertinentes para proceder a su formalización.

Con fecha 14 de abril de 2020 YPF envió una Nota a la SE manifestando: (i) la situación de deuda de las distribuidoras IEASA y CAMESA que requiere de su urgente regularización; (ii) la difícil situación por la que atraviesa el sector desde 2018 cuando se decidió no trasladar a las tarifas la variación en el precio del gas natural adquirido por las distribuidoras, agravada desde 2019 por los atrasos de parte del Estado Nacional en la actualización del tipo de cambio, junto con la falta de pago de los compromisos y subsidios, entre otros; (iii) su intención de impulsar la extensión de los contratos hasta la finalización del plazo establecido en el artículo 5 de la Ley N° 27.541, sujeto a la modalidad que en cada caso se establezca y en función de la disponibilidad de gas de YPF, sin que ello implique consentir la Nota y efectuando reserva de derechos.

Con fecha 20 de abril de 2020 YPF envió ofertas de prórroga a las distribuidoras, las que fueron mayoritariamente aceptadas.

Con fecha 27 de abril de 2020 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 27/2020 que deroga la Resolución ENARGAS N° 72/2019 que aprobó la metodología de traslado a tarifas del precio de gas y procedimiento para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas que establecía los criterios que aplicaría el ENARGAS para determinar el traslado a tarifas del precio del gas en el PIST, y disponía que en principio se consideraría satisfecha la obligación de las licenciatarias de distribución de realizar esfuerzos razonables para obtener las mejores condiciones y precios en sus operaciones de compra de gas para su eventual traslado a tarifas, si dichos contratos provenían de subastas públicas realizadas en el ámbito del MEGSA en tanto cumplieran lo dispuesto por el artículo 8 del Decreto N° 1.053/2018, esto es, que en ningún caso pudiera trasladarse a los usuarios que reciban el servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional.

Con fecha 19 de junio de 2020 se publicó en el BO el DNU N° 543/2020 que prorroga el plazo establecido en el artículo 5 de la Ley N° 27.541 (que disponía el mantenimiento de las tarifas de gas y electricidad) desde su vencimiento y por un período adicional de 180 días corridos y sustituye el primer párrafo del artículo 1 del Decreto N° 311/2020, estableciendo que las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica, gas por redes y agua corriente, telefonía fija o móvil e internet y TV por cable, por vínculo radioeléctrico o satelital, no podrán disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a los usuarios indicados en el artículo 3 del referido Decreto, en caso de mora o falta de pago de hasta 6 facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1° de marzo de 2020, quedando comprendidos los usuarios con aviso de corte en curso.

Asimismo, con fecha 19 de junio de 2020, y con fundamento en el DNU N° 543/2020, la SE instruyó a las empresas productoras a renovar los acuerdos de suministro de gas con las empresas distribuidoras hasta el vencimiento del nuevo plazo establecido por el Decreto N° 543/2020. YPF concertó con las distribuidoras la prórroga de los acuerdos hasta el 1 de diciembre de 2020.

Con fecha 20 de septiembre de 2020 se publicó en el BO el DNU N° 756/2020 que prorroga el plazo de vigencia hasta el 31 de diciembre de 2020 de la prohibición de cortar a las empresas de servicios públicos en caso de mora o falta de pago de hasta 7 facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020.

Decreto N° 1.053/2018

El Decreto N° 1.053/2018, dictado por el PEN en los términos del artículo 99 inciso 3 de la Constitución Nacional (DNU), tiene vigencia desde la fecha de su publicación, y su validación por el Congreso de La Nación se rige por la Ley N° 26.122, que requiere que la Comisión Bicameral Permanente se expida sobre la validez o invalidez del Decreto y eleve un dictamen al plenario de cada Cámara para su expreso tratamiento, y establece que los decretos de necesidad y urgencia se considerarán derogados si son rechazados por ambas Cámaras.

Con fecha 14 de julio de 2020 la Comisión Bicameral Permanente dictaminó la invalidez del Decreto N° 1.053/2018 y elevó dicho dictamen a ambas Cámaras para que se expidan. Con fecha 23 de julio de 2020 la Cámara de Senadores aprobó el dictamen de la Comisión Bicameral Permanente que declaró la nulidad del Decreto N° 1.053/2018, sin que la Cámara de Diputados se hubiera expedido.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Si bien el 17 de junio de 2020 la SE había aprobado las transferencias a las distribuidoras de los importes correspondientes a las cuotas 2 a 7 del régimen (correspondiente al pago de las diferencias diarias acumuladas entre el valor del gas comprado por las distribuidoras de gas natural por redes y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período, dichas transferencias no llegaron a concretarse. Aun no habiendo sido afectados los derechos de YPF a ese momento, lo mencionado previamente afectó la consideración de recuperabilidad del crédito objeto de la medida, conforme lo definen las NIIF. En consecuencia, YPF ha registrado un cargo por deterioro de estos créditos al 31 de diciembre de 2020 por 8.861.

Con fecha 14 de diciembre de 2020 se publicó en el BO la Ley N° 27.591 que aprobó el presupuesto para el ejercicio 2021 y que deja sin efecto el Decreto N° 1.053/2018. YPF se encuentra analizando las posibles medidas a adoptar para defender sus derechos.

- **Nuevas exportaciones de gas natural**

El Decreto N° 893/2016, de fecha 25 de julio de 2016, determinó que el MINEM está facultado para regular el otorgamiento de permisos de exportación con los siguientes fines: (i) prestar asistencia en situaciones de emergencia de gas natural de países extranjeros; y (ii) sustituir las restricciones naturales de transporte local mediante el uso de infraestructura de transporte exterior para facilitar el transporte de gas natural dentro del mercado argentino y permitir un incremento de la producción local.

Con fecha 8 de enero de 2017 los derechos de exportación sobre las exportaciones de hidrocarburos establecidos por la Ley N° 26.732 dejaron de ser aplicables. A partir de entonces, no hay derechos de exportación sobre las exportaciones de gas natural.

Con fecha 13 de enero de 2017 se publicó la Resolución MINEM N° 8/2017 que reglamentó el Decreto Nacional N° 893/2016 y estableció un procedimiento especial para otorgar permisos de exportación de gas natural sujetos a compromisos de reimportación. La resolución resulta aplicable a 2 tipos de exportaciones; (i) aquellas destinadas a brindar asistencia en situaciones de emergencia ("Exportaciones para asistencia"); y (ii) exportaciones con el objeto de suplir restricciones internas de transporte, que posibiliten la utilización de infraestructura de países vecinos para facilitar el transporte del gas natural al mercado interno, permitiendo el aumento de la producción de origen local ("Exportaciones por restricción de transporte"). Los beneficiarios de ambos tipos de permisos tendrán que asumir la responsabilidad por los daños que pudieran generarse al sistema de abastecimiento de gas natural argentino frente a eventuales incumplimientos a sus obligaciones de reimportación en los tiempos y en las formas pactadas y los costos de la importación que deba realizar el Estado Nacional para suplir el gas exportado no reingresado, con más una penalidad del 50% de dichos costos. Los permisos se extenderán por un período máximo de 2 años y estarán sujetos a una posible terminación en caso de que el interés público lo haga conveniente para la oferta del mercado local de acuerdo con los criterios del MINEM.

Con fecha 27 de noviembre de 2017 se publicó el Decreto N° 962/2017 que entre otros aspectos modifica el artículo 3 del Decreto Reglamentario de la Ley N° 24.076, estableciendo para las autorizaciones de exportación los siguientes principios: 1) serán emitidas por el MINEM una vez evaluadas las solicitudes; 2) los acuerdos de exportación que impliquen la construcción de nuevas instalaciones y/o nuevas conexiones a los gasoductos, o el uso de cualquiera de los sistemas existentes, u otras alternativas de transporte, serán aprobados por el MINEM previa intervención del ENARGAS; 3) las autorizaciones que emita el MINEM podrán prever la exportación de excedentes de gas a las cantidades establecidas en las mismas, siempre que estén sujetas a interrupción cuando existan problemas de abastecimiento interno. En este supuesto no será necesario obtener la aprobación de cada operación de exportación excedente en la autorización, debiéndose únicamente presentar ante el ENARGAS, al sólo efecto informativo, el respectivo contrato del cual deberá surgir la condición de interrumpibilidad y la ausencia de indemnización en caso de tal interrupción.

Las modificaciones introducidas por el Decreto N° 962/2017 no modifican el régimen de permisos de exportación temporaria previsto en el Decreto N° 893/2016.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Con fecha 22 de agosto de 2018 se publicó en el BO la Resolución MINEM N° 104/2018 posteriormente modificada por la Resolución SGE N° 9/2018, la que establece: i) un nuevo Procedimiento para la autorización de exportaciones de gas natural; ii) deroga la Resolución N° 299/1998 de la ex Secretaría de Energía y sus modificatorias y establece que los permisos de exportación otorgados en el marco de la normativa que se deroga deberán someterse al Procedimiento para la autorización de exportaciones de gas natural; iii) deroga la Resolución N° 131/2001 de la ex Secretaría de Energía y Minería y sus modificatorias; iv) deroga la Resolución N° 265/2004 de la ex Secretaría de Energía y Minería y sus modificatorias; v) deroga la Resolución N° 883/2005 de la ex Secretaría de Energía y sus modificatorias; vi) deroga la Resolución N° 8/2017 del MINEM y sus modificatorias; y vii) delega en la SRH las tareas que se encomiendan en este nuevo Procedimiento.

La Resolución N° 104/2018 establece que en el caso de solicitudes de exportación provenientes de un proyecto incluido en la Resolución MINEM N° 46-E/2017 (Programa de Estímulo a la Producción de Gas No Convencional), las cantidades de gas natural no serán computadas como parte y/o dentro de la Producción Incluida (según definición establecida en la Resolución MINEM N° 46-E/2017) bajo el Programa mencionado.

Con fecha 4 de septiembre de 2018 se publicó en el BO el Decreto N° 793/2018 que establece derechos de exportación a la exportación para el consumo de diversas mercaderías, entre ellas el gas natural. El Decreto establece para este producto un derecho del 12% de la base imponible, que no podrá exceder de 4 pesos por cada dólar del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda. Ver Nota 34.d.

Con fecha 4 de diciembre de 2018 se publicó la Ley N° 27.467 de Presupuesto para la Administración Pública Nacional para el Ejercicio 2019, cuyos artículos 81 y 82 establecen respectivamente que: i) el PEN podrá fijar, hasta el 31 de diciembre de 2020, derechos de exportación cuya alícuota no podrá superar en ningún caso el 30% del valor imponible o del precio oficial FOB, con un tope máximo del 12% para aquellas mercaderías que no estaban sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o que estaban gravadas con una alícuota del 0% a esa fecha; y ii) el Decreto N° 793/2018 mantiene su validez y vigencia.

Con fecha 26 de junio de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 417/2019 que sustituye el Procedimiento para la autorización de exportaciones de gas natural aprobado por Resolución N° 104/2018, encomienda a la SSHyC reglamentar mecanismos de sustitución de energía aplicable a exportaciones firmes y elaborar un procedimiento operativo para el caso que estuviese en riesgo la seguridad del abastecimiento interno, y faculta a la SSHyC al otorgamiento de los permisos de exportación, mediante la emisión del certificado pertinente. Las modificaciones más relevantes son las siguientes: i) se modifica la clasificación de las autorizaciones, estableciendo las siguientes: en firme, interrumpible, intercambios operativos y acuerdos de asistencia; ii) se simplifica el procedimiento de tramitación disponiendo que se efectúe de manera digital a través de la plataforma de Trámites a Distancia y iii) se prevé que las cantidades de gas natural provenientes de proyectos incluidos en el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales serán descontados de la producción total del respectivo proyecto previo a la determinación de los volúmenes computados como parte de la Producción Incluida.

Con fecha 21 de agosto de 2019 se publicó la Disposición SSHyC N° 168/2019 que aprueba los términos y condiciones del régimen para la exportación de gas natural bajo condición firme aplicables al período comprendido entre el 15 de septiembre de 2019 y el 15 de mayo de 2020, determina un volumen máximo de gas natural exportable en condición firme con destino a Chile de 10.000.000 m3/d (divididos por 3 zonas de exportación: Noroeste, Centro-Oeste y Sur, con un volumen máximo cada una de ellas de 1.000.000, 6.500.000 y 2.500.000 m3/d respectivamente), establece que las solicitudes podrán presentarse hasta el 6 de septiembre de 2019 y dispone que para la asignación de los volúmenes a exportar, se conformará, por zona, un índice de desempeño por solicitante y solicitud, compuesto por desempeño pasado de producción, desempeño pasado de exportación, desempeño presente y plazo de la solicitud. También contempla que, en caso de una eventual necesidad de mayor utilización de gas natural importado, GNL, carbón, fuel oil y/o gasoil por parte del MEM, cuyo costo estuviese a cargo del Estado Nacional y éste deba asumirlo en función de la sustitución de energía dispuesta, las empresas exportadoras deberán asumir el pago de una compensación a CAMMESA por los mayores costos incurridos, cuyo monto será determinado por CAMMESA a la finalización del período de aplicación. Por Resolución SGE N° 506/2019 publicada el 30 de agosto de 2019 se estableció en 0,1 y 0,2 US\$/MMBTU exportado, el valor mínimo y el valor máximo, respectivamente, del costo por sustitución de energía a cargo de los exportadores.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**

Con fecha 31 de octubre de 2019 se publicó la Disposición SSHyC N° 284/2019 que aprueba el Procedimiento operativo de exportaciones de gas natural con vigencia hasta el 30 de septiembre de 2021, cuyo objeto es regular toda necesidad de restricción a las exportaciones de gas natural que sea operativamente útil ante una falta de abastecimiento en el mercado interno argentino.

Con fecha 14 de diciembre de 2019 se publicó en el BO el Decreto N° 37/2019, el cual deja sin efecto el límite de 4 pesos por cada dólar, que se encontraba establecido en el artículo 2 del Decreto N° 793/2018 y sus modificaciones. Posteriormente, con fecha 23 de diciembre de 2019 se publicó en el BO la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, que en su artículo fijó las alícuotas correspondientes a la exportación de hidrocarburos y minería en un máximo del 8% del valor imponible o del precio oficial FOB. Ver Nota 34.j.

- **Exportaciones de GNL**

Con fecha 5 de diciembre de 2019 se publicó en el BO la Disposición SSHyC N° 329/2019 por medio de la cual se incluyó al GNL dentro del listado de productos establecidos por la Resolución N° 241/2019, los que requieren de previa registración de las operaciones antes de su exportación. A fin de obtener la registración y autorización para exportar, los exportadores de GNL deberán comprobar ante la SE que se ha otorgado a los potenciales agentes del mercado interno que pudieran estar interesados, la posibilidad de adquirir dicho producto.

Asimismo, resulta aplicable a las exportaciones de GNL, lo previsto por la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, que en su artículo 52 fijó las alícuotas correspondientes a la exportación de hidrocarburos. Con fecha 19 de mayo de 2020 se publicó en el BO el Decreto N° 488/2020 que reglamenta el esquema de fijación de dichas alícuotas, entre ellas el GNL. Ver Nota 34.e.

- **Fondo fiduciario para financiar importaciones de gas natural**

El 27 de noviembre de 2008 a través del Decreto PEN N° 2.067/2008, se creó un fondo fiduciario para financiar las importaciones de gas natural destinado a la inyección en el sistema de gasoductos nacionales, cuando sea necesario para satisfacer la demanda interna. El fondo fiduciario se financia a través de los siguientes mecanismos: (i) diversas cargas arancelarias que son pagadas por los usuarios de los servicios de transporte y de distribución regular, los consumidores de gas que reciben el gas directamente de los productores y las empresas que procesan el gas natural; (ii) programas especiales de crédito que puedan acordarse con organizaciones nacionales o internacionales; y (iii) contribuciones específicas evaluadas por la SE sobre los participantes en la industria del gas natural. Este Decreto ha sido objeto de diferentes reclamaciones judiciales y jueces de todo el país han emitido medidas cautelares de suspensión de sus efectos con fundamento en la violación del principio de legalidad en materia impositiva. El 8 de noviembre de 2009, el ENARGAS publicó la Resolución N° 1.982/2011, que ajusta los cargos tarifarios establecidos por el Decreto N° 2.067/2008 a ser pagados por los usuarios a partir del 1 de diciembre de 2011.

El 24 de noviembre de 2011, el ENARGAS dictó la Resolución N° 1.991/2011, que amplía los usuarios que deberán pagar los cargos tarifarios, incluyendo los servicios residenciales, el procesamiento de gas natural, complejos industriales y centrales de generación eléctrica, entre otros, lo cual ha impactado en las operaciones de la Sociedad y muy significativamente en algunas de nuestras sociedades bajo control conjunto, todas las cuales han interpuesto recursos contra la mencionada resolución. Por su parte, YPF ha impugnado estas Resoluciones y ha rechazado la facturación del cargo efectuada por Nación Fideicomiso. El 13 de abril de 2012, YPF obtuvo una medida cautelar en relación con la planta de procesamiento de El Portón, suspendiendo los efectos de estas Resoluciones con respecto a dicha planta hasta tanto se resuelvan los recursos administrativos presentados por YPF.

En noviembre de 2012 se dictó la Ley N° 26.784 que le dio jerarquía legal a partir de esa fecha, a las disposiciones dictadas por el Poder Ejecutivo y el ENARGAS con relación al cargo. Con fecha 11 de diciembre de 2014 la CSJN dictó el Fallo "Alliance" resolviendo que el cargo creado por el Decreto N° 2.067/2008 es un cargo tarifario y no un impuesto y por ende no se encuentra sujeto al principio de legalidad tributaria. No obstante, la Corte ha dejado abierta la posibilidad para eventuales planteos o defensas en casos distintos al planteado en el Fallo "Alliance".

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**

En particular, la aplicación del cargo tarifario mencionado hubiera producido un impacto tan significativo en las operaciones de MEGA, que de no resolverse favorablemente, ésta hubiera tenido en el futuro serias dificultades para continuar con su actividad. Con fecha 27 de octubre de 2015 la CSJN dictó sentencia en la acción de amparo iniciada por MEGA (período hasta el dictado de la Ley de Presupuesto N° 26.784 del año 2013), disponiendo la inconstitucionalidad del cargo del Decreto N° 2.067/2008 y que el mismo no es aplicable a MEGA.

Con fecha 1 de abril de 2016 el MINEM dictó la Resolución N° 28/2016, que entre otras cosas, deja sin efecto los actos del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios emitidos en el marco de los artículos 6 del Decreto N° 2.067/2008 y 7 de la Resolución N° 1.451/2008 del mencionado Ministerio, vinculados con la determinación del valor de los cargos tarifarios, a cuyo fin se instruye al ENARGAS a que adopte las medidas necesarias para dejar sin efecto la aplicación de tales cargos en las facturas que se emitan a los usuarios.

En abril de 2018 y con respecto al cargo tarifario del Decreto N° 2.067/2008, el Juzgado Contencioso Administrativo Federal N° 11 dictó sentencia en la acción declarativa de inconstitucionalidad iniciada por MEGA (por el período posterior al dictado de la Ley de Presupuesto N° 26.784 del año 2013), que admitió la demanda y declaró la inconstitucionalidad, respecto de MEGA, de los artículos 53 y 54 de la mencionada Ley. Dicha sentencia de primera instancia quedó firme, por no haber sido apelada por el Estado Nacional.

Con fecha 2 de julio de 2019 la CSJN volvió a expedirse sobre el cargo, esta vez en el caso planteado por Refinor, titular de una planta de separadora de gas. En esta oportunidad, la Corte entendió que el precedente caso “Alliance” aplicado por la Cámara Federal de Salta para rechazar el amparo iniciado por Refinor, no resuelve adecuadamente la singularidades de la causa, las cuales, en cambio resultan en principio sustancialmente análogas al pronunciamiento dictado en el caso de MEGA. Sobre la base de lo anterior, la Corte ordenó a la Cámara Federal de Salta dictar un nuevo fallo teniendo en cuenta lo anterior. Con fecha 29 de noviembre de 2019 dicha Cámara dictó una nueva sentencia por la que declara la inconstitucionalidad de las resoluciones ENARGAS I/1982/11 y I/1991/11 por las que se incluyera a Refinor entre los sujetos que debían abonar los cargos del fondo fiduciario allí previsto, así como de todos aquellos actos tendientes a ejecutar las mencionadas resoluciones.

34.g) Programas de incentivos a la producción de gas natural

- **Programas de estímulo a la inyección excedente de gas natural**

En diciembre de 2012, YPF y otras compañías productoras de gas de la Argentina acordaron con la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones de Hidrocarburos (la “Comisión”) establecer un plan de incentivos para la Inyección Excedente (todo gas inyectado por encima de un nivel base) de gas natural. El 14 de febrero 2013 se publicó en el BO la Resolución N° 1/2013 de la Comisión. Dicha Resolución creó formalmente el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural.

Bajo esta regulación, las empresas productoras de gas fueron invitadas a presentar proyectos para incrementar la inyección total de gas natural (“los proyectos”) con la Comisión, a fin de recibir un precio de 7,5 US\$/MBtu correspondiente a la Inyección Excedente. Los proyectos debían cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución N° 1/2013 y estaban sujetos a la aprobación por parte de la Comisión. Los proyectos tenían un plazo máximo de 5 años, prorrogables a petición del beneficiario, y sujetos a la decisión de la Comisión. Si la empresa beneficiaria, para determinado mes, no llegaba al aumento de la producción comprometida de su proyecto aprobado por la Comisión, tenían que compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de Inyección Total (según definición establecida en la Resolución N° 1/2013 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas) comprometidos en su proyecto. Similar programa preveía la Resolución N° 60/2013, reglamentada por la Resolución N° 83/2013, denominado “Programa de Estímulo de la Inyección Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”, para aquellas empresas que no cumplían los requisitos de la Resolución N° 1/2013 y para las que no hubieran alcanzado a inscribirse bajo esta Resolución. El precio a remunerar bajo el programa instaurado en la Resolución N° 60/2013 variaba entre 4 US\$/MBtu y 7,5 US\$/MBtu, según la curva de mayor producción alcanzada por la empresa beneficiaria del Programa.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Con fecha 29 de septiembre de 2015 se publicó en el BO la Resolución N° 185/2015 que reglamentó el denominado “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas Sin Inyección” en favor de aquellas empresas productoras que no poseían registro de inyección de gas natural previo. Las empresas beneficiarias recibían una compensación resultante de la diferencia entre 7,50 US\$/MBtu y el precio recibido por la venta del gas natural en el mercado. El gas natural que recibía esta compensación era sólo aquél que provenía de áreas cuyos derechos sobre la producción hubiesen sido adquiridos a empresas inscriptas en alguno de los 2 programas previos y siempre que durante el período en que la empresa cedente hubiese calculado su Inyección Base de acuerdo con su programa, la inyección del área de la empresa ahora beneficiaria -cesionaria- hubiese sido nula.

Con fecha 20 de mayo de 2016 se publicó el Decreto N° 704/2016 mediante el cual se pesificó la deuda bajo el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida y a los derivados del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido teniendo en cuenta el tipo de cambio de cierre de cada período, y se otorgaban BONAR en dólares sujetos a un interés del 8% anual con vencimiento en el año 2020 (“BONAR 2020 US\$”) para su cancelación.

Estos BONAR 2020 US\$ se encontraban restringidos para su venta en función a lo acordado en las cartas de adhesión, de modo tal que hasta el mes de diciembre de 2017 inclusive, el Grupo no podía vender más de un 3% mensual del total de los BONAR 2020 US\$ recibidos. Asimismo, en los meses en los que el Grupo no ejerciera su derecho a vender los BONAR 2020 US\$ hasta el porcentaje autorizado antes mencionado, podía acumular el porcentaje remanente para su venta en los meses siguientes. En ningún caso, la venta en un mes determinado de los saldos acumulados podía superar el 12% del total de los BONAR 2020 US\$ recibidos.

A los efectos de solicitar la cancelación de los pagos pendientes, los beneficiarios debían suscribir y presentar por ante la SRH del MINEM las cartas de adhesión.

Con fecha 13 de julio de 2016, en concepto del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, el Grupo recibió BONAR 2020 US\$, por un valor nominal de US\$ 630 millones. Asimismo, con fecha 21 de septiembre de 2016, en concepto del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido, el Grupo recibió BONAR 2020 US\$, por un valor nominal de US\$ 12 millones.

Estos Programas tenían una duración máxima de 5 años, concluyendo los mismos al 31 de diciembre de 2017, sin que hayan sido renovados.

Con fecha 3 de abril de 2018 se publicó en el BO la Resolución MINEM N° 97/2018 que aprueba el procedimiento (el “Procedimiento”) de cancelación de las compensaciones pendientes de liquidación y/o pago en el marco del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida y del Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural, al que podrán adherir las empresas beneficiarias.

Cada empresa podía optar por percibir las compensaciones bajo el Procedimiento aprobado manifestando su adhesión dentro de los 20 días hábiles de la publicación de la Resolución. Se exigía renunciar a todo derecho, acción, recurso y reclamo, administrativo y/o judicial, con fundamento en el Programa, salvo: i) la impugnación de los actos administrativos que determinen las compensaciones que corresponden de acuerdo con el Procedimiento; y ii) el incumplimiento de los pagos previstos bajo el Procedimiento por un monto mínimo de 3 cuotas, a opción de cada empresa beneficiaria.

La determinación del monto de la deuda se realizó del siguiente modo: 85% del monto en dólares calculado según el tipo de cambio al momento de la inyección (“tipo de cambio del Programa”) y el 15% del monto en dólares pero devaluado (multiplicado por el cociente entre el tipo de cambio del Programa y el tipo de cambio correspondiente a las fechas de pago de las Resoluciones de compensación ya emitidas o de la fecha de publicación de la Resolución N° 97/2018, según corresponda). La deuda comenzó a cancelarse a partir de enero de 2019 en 30 cuotas mensuales y consecutivas, en pesos al tipo de cambio de referencia de la Comunicación A 3500 del BCRA (mayorista) promedio mensual del mes anterior a cada cuota.

Con fecha 3 de mayo de 2018, el Grupo realizó la adhesión al Procedimiento mencionado precedentemente.

Por lo mencionado precedentemente, el Grupo registró por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 una ganancia de 804 incluida en el rubro “Resultados financieros, netos”.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**

Con fecha 4 de diciembre de 2018 se publicó la Ley N° 27.467 de Presupuesto de La Administración Nacional para el año 2019 que en su artículo 55 dispuso autorizar la emisión de instrumentos de deuda pública por hasta US\$ 1.600 millones, para la cancelación de las compensaciones del año 2017 (conforme lo dispuesto en la Resolución N° 97 del 28 de marzo de 2018 del entonces MINEM).

Con fecha 21 de febrero de 2019, se publicó la Resolución SGE 54/2019, que modifica parcialmente la Resolución N° 97/2018, adecuándola al mecanismo de pago definido por el artículo 55 de la Ley N° 27.467. Dispone, entre otras cosas, que para solicitar la cancelación conforme este mecanismo, las empresas beneficiarias deberán manifestar su consentimiento dentro del plazo de 10 días de notificadas, y que, al adherirse al mecanismo de cancelación mencionado, renuncian a todo derecho, acción o reclamo en relación con los Programas, los actos administrativos de compensación y órdenes de pago que se hubieren emitido.

Con fecha 28 de febrero de 2019, se publicó en el BO la Resolución Conjunta N° 21/2019 de las Secretarías de Finanzas y Hacienda que dispuso la emisión con fecha 27 de febrero de 2019 de los "Bonos Programas Gas Natural" por un monto hasta un valor nominal de US\$ 1.600 millones, cuya fecha de vencimiento será el 28 de junio de 2021. La amortización será en 29 cuotas mensuales y consecutivas, siendo la primera de ellas de 6,66% del valor nominal original, las siguientes 18 cuotas de 3,33% del valor nominal original y las restantes 10 cuotas del 3,34% del valor nominal original. La primera cuota se abonó el 28 de febrero de 2019 y a partir del 28 de marzo de 2019 se abonará cada cuota los 28 de cada mes hasta su vencimiento.

También con fecha 28 de febrero de 2019, la SGE notificó a YPF del monto de las compensaciones incluidas calculadas en el marco de la Resolución N° 97/2018 por un total de US\$ 758,8 millones.

Con fecha 1 de marzo de 2019, la Sociedad presentó su carta de adhesión ante la SGE en los términos previstos por la Resolución SGE N° 54/2019.

Luego de acreditarse durante el mes de abril de 2019 en la cuenta custodia designada por YPF los "Bonos Programas Gas Natural" por un total de US\$ 758,8 millones, a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, YPF recibió el pago de 25 cuotas por un importe total de US\$ 657,5 millones.

- **Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural**

Con fecha 19 de mayo de 2016 se publicó en el BO la Resolución MINEM N° 74/2016 que creó el Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural con el fin de incentivar a la producción de gas natural para el caso de aquellas empresas que presentaran nuevos proyectos de gas natural y que no eran beneficiarias del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural ni del Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida, creados, respectivamente, por las Resoluciones N° 1/2013 y N° 60/2013, de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

La presentación de nuevos proyectos, los cuales debían ser aprobados por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, podían obtener el precio de estímulo por un valor de 7,50 US\$/MBTU. Asimismo, se dejó sin efecto el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas Sin Inyección creado por la Resolución N° 185/2015 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, pero los proyectos que se hubieran presentado en el marco de este Programa, que estuvieran pendientes de aprobación, debían ser evaluados en el marco del Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural.

A partir de esta Resolución no podían presentarse nuevos proyectos en el marco del programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus" creado por Resolución N° 24/2008 de la ex Secretaría de Energía del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y sus modificatorias. Sin perjuicio de ello, los proyectos que habían sido aprobados en el marco de dicho Programa mantenían su vigencia en los términos de su aprobación.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Los requisitos que debía cumplir el gas para ser involucrado en un nuevo proyecto de gas natural se detallan a continuación: a) provenir de una concesión de explotación que haya sido otorgada como consecuencia de un descubrimiento informado con posterioridad a la entrada en vigencia de la Resolución N° 1/2013 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; o b) provenir de una concesión de explotación de yacimientos caracterizados como de “tight gas” o “shale gas”, o c) pertenecer a empresas sin registros de inyección de gas natural y que adquiriesen una participación en áreas que pertenezcan a empresas inscriptas al Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural o al Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida, creado por Resoluciones N° 1/2013 y N° 60/2013, respectivamente, de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, pero que durante el período en el que la empresa vendedora hubiese calculado su Inyección Base, la Inyección Total proveniente de las áreas en cuestión hubiera sido nula, incluida la adquisición de áreas en su totalidad.

El Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre del año 2018.

- **Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales**

Con fecha 6 de marzo de 2017, se publicó la Resolución del MINEM N° 46-E/2017 por la cual se crea el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales (en adelante el “Programa”), destinado a incentivar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de dichos reservorios en la cuenca Neuquina, teniendo una vigencia desde su publicación hasta el 31 de diciembre de 2021. La Resolución establece una compensación para los volúmenes de producción de gas no convencional provenientes de concesiones ubicadas en la cuenca Neuquina incluidas en el Programa, para lo cual dicha concesión deberá primero contar con un plan de inversión específico, aprobado por la Autoridad de Aplicación Provincial, con la conformidad de la SRH. La compensación será la que resulte de restar el Precio Efectivo unitario ponderado obtenido de las ventas de gas natural al mercado interno, incluyendo el gas de origen convencional y no convencional, y el Precio Mínimo unitario establecido por la Resolución para cada año, multiplicado por los volúmenes de producción de gas no convencional. Los Precios Mínimos establecidos por la Resolución son de 7,50 US\$/MBtu para el año 2018, 7,00 US\$/MBtu para el año 2019, 6,50 US\$/MBtu para el año 2020 y 6,00 US\$/MBtu para el año 2021. Las compensaciones derivadas del Programa se abonarán, para cada concesión incluida en el Programa, en un 88% a las empresas y el 12% a la Provincia correspondiente a cada concesión incluida en el Programa.

Con fecha 2 de noviembre de 2017, se publicó la Resolución MINEM N° 419-E/2017, cuyo Anexo reemplaza el similar Anexo de la Resolución N° 46-E/2017. La nueva resolución modifica la anterior en los siguientes aspectos:

- Define que la Producción Inicial que se computará será la “producción de gas no convencional media mensual calculada para el período entre el mes de julio de 2016 y el mes de junio de 2017”. Y que la Producción Incluida, a los efectos de las compensaciones, será: i) para las concesiones con Producción Inicial menor 500.000 m3/día, la totalidad de la producción mensual de gas no convencional proveniente de dicha concesión incluida, a la que tenga derecho la empresa solicitante y ii) para las concesiones con Producción Inicial mayor a 500.000 m3/día, la totalidad de la producción mensual de gas no convencional proveniente de dicha concesión incluida, a la que tenga derecho la empresa solicitante, descontando la Producción Inicial.
- Modifica la definición de Precio Efectivo, antes definido como “el precio promedio ponderado por volumen del total de ventas de gas natural de cada empresa al mercado interno”, y ahora como “el precio promedio ponderado por volumen del total de ventas de gas natural en la República Argentina que será publicado por la SRH”, reglamentando los lineamientos que deberán seguirse para realizar este cálculo.
- Se introduce como requisito para calificar al Programa, que el plan de inversión que se presente para cada concesión alcance una producción media anual, en cualquier período consecutivo de 12 meses antes del 31 de diciembre de 2019, igual o superior a 500.000 m3/día. Y la obligación de reintegrar los montos de las compensaciones recibidas (actualizadas con interés) correspondientes a las concesiones que no alcanzaren el nivel de producción mencionado, la posibilidad que la SRH exija la presentación de una póliza de caución para garantizar el eventual reintegro de las compensaciones percibidas por las empresas participantes y la facultad de suspender los pagos si no se presenta la póliza requerida.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**

Con fecha 17 de noviembre de 2017, se publicó la Resolución MINEM N° 447-E/2017 que extiende la aplicación del Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales (aplicable a la cuenca Neuquina, creado por Resolución MINEM N° 46-E/2017 y modificado por Resolución MINEM N° 419-E/2017) a la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales ubicados en la cuenca Austral.

Con fecha 23 de enero de 2018 se publicó en el BO la Resolución MINEM N° 12-E/2018 que modifica la Resolución N° 46-E/2017:

- a) Hace aplicable los incentivos a las concesiones adyacentes que sean operadas de manera unificada y cumplan con los siguientes requisitos: Contar con un plan de inversión común; ser operado en forma conjunta utilizando, sustancialmente, las mismas instalaciones de superficie; en el caso de cotitularidad, se tengan en todas las concesiones los mismos porcentajes de participación y toda cesión de participación se efectúe de manera conjunta y simultánea por todas las participaciones.
- b) Adecúa la fecha de pago de la primera compensación bajo el Programa y, correlativamente, efectúa las correspondientes revisiones relacionadas con el pago provisorio inicial, estableciendo que para las solicitudes presentadas hasta el 31 de enero de 2018 será la correspondiente al mes de enero de 2018 y para las solicitudes presentadas con posterioridad al 31 de enero de 2018, la correspondiente al mes en que se haya presentado la solicitud de inclusión en el Programa.

Con fecha 4 de diciembre de 2018 se publicó la Ley N° 27.467 de Presupuesto de La Administración Nacional para el año 2019, la cual dispuso en su artículo 58 la creación de un fideicomiso de garantía para obligaciones contingentes del Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollo de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales dispuesto por medio de la Resolución N° 46 del 2 de marzo de 2017 del ex MINEM, con el objeto de garantizar hasta en un 30% las obligaciones que pudieran generarse bajo dicho Programa a partir del 1 de enero de 2019.

YPF obtuvo la adhesión al Programa por su participación en las concesiones Aguada Pichana Este, Aguada Pichana Oeste - Aguada de Castro, Estación Fernández Oro y La Ribera I y II.

Con relación a la concesión Estación Fernández Oro, con fecha 6 de febrero de 2019 la Sociedad interpuso recursos de reconsideración contra las Resoluciones SGE N° 356, 369, 370 y 371/2018 que autorizaron el pago a la Sociedad de compensaciones definitivas del primer trimestre 2018 y provisorias del tercer trimestre 2018, determinando el monto de dichas compensaciones en base al volumen de Producción Incluida declarada por la Sociedad en oportunidad de adherir al Programa por la concesión mencionada, sin considerar el volumen efectivo de Producción Incluida registrado en el primer trimestre de 2018 y la actualización de la estimación de Producción Incluida presentada por la Sociedad en octubre de 2018 en relación al tercer trimestre de 2018.

Por idénticos motivos a los anteriores, con fecha 27 de diciembre de 2019 la Sociedad interpuso recursos de reconsideración contra las Resoluciones SGE N° 608 (abril 2018), N° 620 (ajuste de pago por los meses de agosto y septiembre de 2018) y N° 712 (julio 2019), solicitando que se hiciera lugar a los recursos y se procediera a calcular las compensaciones económicas a ser abonadas en base a los volúmenes solicitados por YPF.

Con relación a la concesión Aguada Pichana Este, con fecha 9 y 10 de octubre fueron impugnadas las Resoluciones SGE N° 345 (contemplativa del período que va desde octubre de 2018 a enero de 2019, pero únicamente impugnada por el mes de enero de 2019), N° 360 (febrero 2019), N° 366 (marzo 2019), N° 361 (abril 2019) y N° 522 (mayo 2019), por haber dispuesto las mismas el pago de compensaciones provisorias a YPF considerando como tope el volumen de Producción Incluida declarada en oportunidad de adherir al Programa. Asimismo, con fecha 27 de diciembre de 2019 fue impugnada la Resolución N° 722 (julio 2019), por haber sido calculada la compensación con base en la Producción Incluida inicialmente declarada por YPF al momento de adherir al Programa.

Con relación a la concesión Aguada Pichana Oeste - Aguada de Castro, con fecha 9 de octubre de 2019 fueron impugnadas las Resoluciones SGE N° 342 (noviembre/diciembre de 2018), N° 351 (enero 2019), N° 352 (febrero 2019), N° 350 (marzo 2019) y N° 353 (abril 2019), por haber dispuesto las mismas el pago de compensaciones provisorias a YPF considerando como tope el volumen de Producción Incluida declarada en oportunidad de adherir al Programa.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Con relación a la concesión La Ribera I y II, con fecha 10 de octubre fueron impugnadas las Resoluciones SGE N° 390 (abril 2019), N° 497 (mayo 2019) y N° 516 (junio 2019), por haber dispuesto las mismas el pago de compensaciones provisorias a YPF considerando como tope el volumen de Producción Incluida declarada en oportunidad de adherir al Programa. Asimismo, con fecha 27 de diciembre fue impugnada la Resolución N° 711 (julio 2019), por haber sido calculada la compensación con base en la Producción Incluida inicialmente declarada por YPF al momento de adherir al Programa.

Mediante los recursos interpuestos, se solicitó a la SGE se procediera a calcular las compensaciones económicas a ser abonadas en base al volumen de producción oportunamente informado por YPF en las declaraciones juradas presentadas, coincidente con la proyección de Producción Incluida actualizada. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, los recursos de reconsideración interpuestos por la Sociedad no han sido resueltos por la SGE.

Con fecha 22 de agosto de 2019, YPF solicitó a la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén la readecuación del plan de inversiones correspondiente a la concesión La Ribera I y II para el segundo semestre de 2018 y primer semestre de 2019, requiriendo que las verificaciones semestrales de inversión para el segundo semestre del año 2018 y el primer semestre del año 2019 sean realizadas de conformidad con la readecuación del plan de inversiones propuesta, invocando YPF como fundamento de dicha readecuación la interrupción de actividades impuesta en el marco de la investigación judicial de un incidente ocurrido el 10 de julio de 2018, como así también el cambio de circunstancias del mercado de gas natural argentino.

Con posterioridad, mediante presentaciones en fechas 8 y 28 de noviembre de 2019, YPF dio cumplimiento a ciertos requerimientos informativos cursados por la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén y solicitó que la readecuación propuesta para el plan de inversiones fuera aprobada hasta el mes de diciembre de 2019.

Con fecha 14 de enero de 2020 la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén solicitó a YPF que, atento al contexto actual post coyuntura política-económica a nivel país, la propuesta de readecuación deberá presentarse de manera integral para todo el período abarcado por el plan (2018-2021).

Con fecha 23 de junio de 2020 YPF dio respuesta al requerimiento efectuado por la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén, en virtud del cual solicitara que la propuesta de reajuste del plan de inversiones para la concesión La Ribera I y II se realizara de manera integral durante todo el período cubierto por el plan de inversiones (2018-2021). Con fundamento en el impacto que el COVID-19 y la cuarentena dictada en consecuencia han tenido en la compañía y sus actividades, YPF manifestó a dicha autoridad que se encuentra imposibilitada de realizar una propuesta integral del reajuste del plan de inversiones, y solicitó que el reajuste de aquél se tenga por aprobado en los términos inicialmente solicitados.

Con fecha 1 de septiembre de 2020 se presentó a la Subsecretaría de Hidrocarburos dependiente de la SE, una solicitud de suspensión temporaria del Programa con relación a la concesión La Ribera I y II con efecto a partir del 1 de enero de 2020, y que dicha suspensión sea notificada a la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén en su carácter de Autoridad de Aplicación Provincial del Programa. Dicha suspensión temporaria fue solicitada tanto en lo que respecta al cumplimiento del plan de inversiones como en lo relativo al pago de compensaciones por la producción del año 2020, hasta que sea posible la elaboración de un nuevo plan, ajustado a la realidad de mercado actual para el período que resta hasta fines de 2021.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, ni la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén ni la Subsecretaría de Hidrocarburos dependiente de la SE se han expedido sobre las solicitudes presentadas por YPF.

Con fecha 2 de diciembre de 2020 YPF solicitó a la SE la baja del Programa creado por la Resolución N° 46-E/2017 de las concesiones La Ribera I y II y Estación Fernández Oro, en ambos casos con efectos a partir del día 1 de enero de 2020.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**

- **Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 ("Plan GasAr")**

Decreto N° 892/2020

Con fecha 16 de noviembre de 2020, se publicó en el BO el Decreto N° 892/2020 que:

- Declara de interés público y nacional y como objetivo prioritario la promoción de la producción del gas natural argentino.
- Aprueba el Plan de promoción de la producción del gas natural argentino -esquema de oferta y demanda 2020-2024" ("Plan GasAr") basado en un sistema competitivo en el PIST y que se asienta en la participación voluntaria por parte de las empresas productoras, de distribución y subdistribución que hagan adquisiciones en forma directa de las empresas productoras y CAMMESA.
- Faculta a la SE a realizar las adecuaciones y cambios necesarios para la instrumentación del Plan GasAr, como autoridad de aplicación, y a instrumentar el plan de abastecimiento de volúmenes, plazos y precios máximos de referencia de gas natural en el PIST, aplicable a los contratos que entre oferentes y demandantes se celebren en el marco del Plan GasAr, y que garanticen la libre formación y transparencia de los precios.
- Incorpora las siguientes pautas, criterios y condiciones elementales:
 - Volumen: Será por un volumen base total de 70.000.000 m³/d para los 365 días de cada año calendario de duración. Este volumen base podrá ser modificado por la SE a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda, así como ampliado para los sucesivos períodos invernales y/o para los volúmenes a incluir en los plazos que eventualmente se extienda el plan.
 - Plazo: Tendrá una duración inicial de 4 años. Este plazo podrá ser ampliado en función de su evaluación. Para los proyectos costa afuera podrá contemplarse un plazo mayor, de hasta 8 años en total.
 - Exportaciones: Podrán ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme por hasta un volumen total de 11.000.000 m³/d en período no invernal. Estas condiciones podrán ser utilizadas tanto para la exportación de gas natural por ductos como para su licuefacción en el país y posterior exportación como GNL.
 - Procedimiento de oferta y demanda: Los contratos particulares resultantes del esquema serán negociados mediante un mecanismo de subasta, licitación y/o procedimiento similar, a ser diseñado por la SE.
 - Agregación de la demanda: Se garantizará un mecanismo que permita agregar las necesidades de gas natural de la Demanda Prioritaria y de usinas eléctricas, más las exportaciones en período no invernal.
 - Coordinación con programas de incentivo: Se procurará amalgamar el esquema con los planes de estímulo a la oferta de gas natural establecidos por las Resoluciones N° 46, 419 y 447 de fecha 2 de marzo, 1 y 16 de noviembre de 2017, respectivamente.
 - Valor agregado nacional y planes de inversión: Cumplirá con el principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional de las facilidades en materia de empleo, provisión directa de bienes y servicios por parte de PyMES y empresas regionales, así como de bienes, procesos y servicios de industria, tecnología y trabajo nacional; al tiempo que será contemplado un sistema de control y sanción que será implementado por la SE en forma conjunta, federal y colaborativa con el Ministerio de Desarrollo Productivo, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, las provincias que adhieran al citado esquema y las organizaciones de trabajadores.
 - Misceláneas: Se preverán otros aspectos que, a criterio de la SE resulten conducentes a los efectos de garantizar la seguridad de abastecimiento de gas natural desde el punto de vista de la previsibilidad de la oferta y la garantía de tarifas justas, razonables y asequibles para la demanda.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- e) El Estado Nacional podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a efectos de administrar el impacto del costo del gas natural a ser trasladado a los de conformidad con el Punto 9.4.2. de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución. Se instruye a la SE a dictar una reglamentación relativa a la discusión y debate de las tarifas de gas natural, así como de su debida ponderación, la que podrá incluir, de corresponder, mecanismos de participación ciudadana, a los efectos de determinar el monto que el Estado Nacional podrá tomar a su cargo y sin alterar las facultades regulatorias en materia de tarifas de transporte y distribución de gas natural. ENARGAS, deberá dictar todos los actos administrativos que fueren necesarios a efectos de cumplir con lo establecido en el presente decreto.
- f) IEASA y CAMMESA, deberán prestar toda la asistencia técnica que fuere requerida por la SE en la implementación del esquema que se adopte.
- g) Se derogan las Resoluciones N° 80/2017 (habilitó a las estaciones de carga de GNC para que optaran libremente por la adquisición de gas natural directamente al productor, al comercializador, o a la distribuidora) y N° 175/2019 (permitió que Servicio General P Grupo III cuenten con la posibilidad de optar por la contratación de gas natural no solamente a través de un productor o comercializador sino también, de la distribuidora).
- h) El BCRA, en caso de que existan normas que limiten el acceso al MULC, para la repatriación de las inversiones directas y sus rentas y/o la atención de servicios de renta o principal de endeudamientos financieros del exterior, deberá establecer mecanismos idóneos con el fin de facilitar el acceso a dicho mercado a tales fines, cuando los fondos hayan sido ingresados por el MULC y sean operaciones genuinas a partir de la entrada en vigencia del presente Decreto y destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el Esquema.

Resolución SE N° 317/2020

Con fecha 24 de noviembre de 2020 se publicó en el BO la Resolución SE N° 317/2020 que en el marco del Decreto N° 892/2020, entre otros aspectos:

- a) Convoca al Concurso Público Nacional para la efectiva adjudicación de los volúmenes de gas natural de base total de 70.000.000 m³/d para los 365 días de cada año calendario de duración del esquema aprobado por el Decreto N° 892/2020; y un volumen adicional por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024 inclusive, en los términos del Pliego de Bases y Condiciones que se aprueba. Se ha previsto que las ofertas deberán presentarse el 2 de diciembre de 2020 y que el acto de adjudicación se produzca el 15 de diciembre de 2020. Ver punto "Resolución SE N° 391/2020" de la presente Nota.
- b) Aprueba el modelo de contrato que deberán suscribir las empresas productoras y CAMMESA e instruye a CAMMESA a suscribir los mencionados contratos con las empresas productoras de gas natural.
- c) Aprueba el modelo de contrato que deberán suscribir las empresas productoras y las distribuidoras y/o subdistribuidoras.
- d) Aprueba el modelo de renuncia a los beneficios de las Resoluciones N° 46 de fecha 2 de marzo de 2017, N° 419 de fecha 1 de noviembre de 2017 y N° 447 de fecha 16 de noviembre de 2017, todas del ex MINEM.

Resolución SE N° 354/2020

El 2 de diciembre de 2020 se publicó en el BO la Resolución SE N° 354/2020 que entra en vigencia a partir de la fecha de inicio de los contratos correspondientes al Plan GasAr a los efectos de minimizar los costos de abastecimiento, precisar las condiciones de actuación de CAMMESA en su carácter de Organismo Encargado del Despacho (OED) en virtud de la implementación del Plan GasAr, y en particular con relación a los puntos 65 y siguientes del mencionado Plan, y con relación a las obligaciones de abastecimiento propio de combustible que pudieren tener los agentes generadores de acuerdo con el marco regulatorio. Estableciendo asimismo que corresponde que el despacho de CAMMESA priorice el uso de la totalidad de los volúmenes firmes contratados en el marco del mencionado plan, luego de haber tomado el volumen necesario para que IEASA cumpla con las obligaciones de TOP del contrato vigente con el Estado Plurinacional de Bolivia.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**Resolución SE N° 391/2020

Con fecha 16 de diciembre de 2020 se publicó en el BO la Resolución SE N° 391/2020 que:

- Aprueba el procedimiento realizado para el Concurso Público Nacional cuyo objeto es la adjudicación de un volumen de gas natural base total de 70.000.000 m3/d en el marco del esquema aprobado por el artículo 2 del Decreto N° 892 y un volumen adicional por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024 inclusive, convocado mediante Resolución N° 317.
- Adjudica los volúmenes de gas natural y aprueba los precios del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) correspondientes a los volúmenes adjudicados.
- Declara desierto el Concurso Público Nacional convocado mediante Resolución SE N° 317/2020 en lo que respecta a la cuenca Noroeste (NOA) y asigna el volumen remante a la cuenca Neuquina, de conformidad con el Decreto N° 892/2020.
- Establece que los contratos cuyos modelos fueron aprobados por los artículos 3 y 4 de la Resolución SE N° 317/2020 deberán encontrarse suscriptos y vigentes con anterioridad al 1 de enero de 2021.
- Notifica a los oferentes del Concurso Público Nacional Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino- Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 y a las distribuidoras y subdistribuidoras que hayan adherido al Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 establecido en el Decreto N° 892/2020 y a CAMMESA.

Por la mencionada Resolución, la SE dispuso la aprobación del Concurso y la adjudicación de volúmenes de gas natural a los oferentes, adjudicándose a YPF un volumen de abastecimiento anual de gas de hasta 7.628,5 Mm3 (20,9 Mm3/d, el total de lo ofertado en la subasta, todos correspondientes a la Cuenca Neuquina). Del volumen total comprometido, aproximadamente, el 56% será destinado a cubrir la demanda de usinas a través de CAMMESA y el 44% restante será destinado a abastecer la Demanda Prioritaria de las distribuidoras. Por su parte, el precio adjudicado fue de 3,66 US\$/MBtu, que contemplando el volumen sujeto a compensaciones bajo el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales aprobado por Resolución del ex MINEM N°46-E/2017 para las concesiones en las que la Sociedad mantiene dicho programa (Aguada Pichana Este y Aguada Pichana Oeste - Aguada de Castro), resulta en un precio calculado y estimado a valor presente de 3,21 US\$/MBtu.

Resolución SE N° 447/2020

Con fecha 30 de diciembre de 2020 se publicó en el BO la Resolución SE N° 447/2020 que:

- Aprueba una nueva asignación de volúmenes por los que distribuidoras/CAMMESA y productores deben suscribir los contratos (reemplazando el anterior aprobado por Resolución SE N° 391/2020)
- Deroga los artículos 4, 5 y 7 de la Resolución N° 34/2016 referidos al abastecimiento por las distribuidoras a estaciones de GNC, y establece que a partir de la vigencia del Esquema Gas 2020-2024 las distribuidoras no adquirirán gas con destino a estaciones de GNC y que dicho abastecimiento será realizado en forma transitoria hasta el 31 de marzo de 2021 por IEASA.
- Modifica el modelo de oferta para las distribuidoras en los puntos precio de venta (aclarando que el precio será en cada momento el precio en cuadros tarifarios vigente), mora, intereses (eliminando un párrafo que refería a imputación en primer orden a intereses) y ley aplicable y jurisdicción (estableciendo que las partes podrán optar por recurrir a arbitraje Bolsa de Comercio o CCI o tribunales federales con asiento en Ciudad de Buenos Aires).
- Establece que a los efectos de garantizar el cumplimiento de sus obligaciones de pago de los contratos de compra de gas, las distribuidoras deberán depositar en una cuenta bancaria las sumas que perciban mensualmente en concepto de gas, sin poder utilizarlo para erogaciones de otra índole.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**

- Convoca a los Ministerios de Desarrollo Productivo y Ciencia, Tecnología e Innovación, a las provincias que adhieran al esquema y a organizaciones de trabajadores y empresariales a formar parte de la Mesa de Trabajo del Valor Agregado Nacional, para constituir un ámbito de colaboración para el seguimiento, control y sanción (conforme lo previsto por el artículo 4 inciso g del DNU N° 892 y establece que el eventual incumplimiento resultará sancionable con llamado de atención, advertencia, advertencia con plazos de corrección y reducción proporcional y progresiva de la compensación recibida del Estado Nacional. Además, dispone ampliar 30 días corridos el plazo para que los productores presenten el plan de abastecimiento.

Con fecha 18 de febrero de 2021, se publicó en el BO la Resolución SE N° 117/2021 que convoca para el 15 de marzo de 2021 a Audiencia Pública a los efectos del tratamiento de la porción del precio del gas natural en el PIST que el Estado Nacional tomará a su cargo en el marco del Plan GasAr a través de la plataforma Webex.

Con fecha 22 de febrero de 2021 se publicó en el BO la Resolución SE N° 129/2021 que convoca en el ámbito de dicha Secretaría al Concurso Público Nacional "Ronda 2 Concurso Público Nacional - Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024" para la adjudicación de volúmenes de gas natural adicionales a los adjudicados por la Resolución SE N° 391/2020 correspondientes a las cuencas Neuquina y Austral, por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024. Se aprueba el Pliego y el Contrato modelo con IEASA. La presentación y apertura está convocada para el 2 de marzo de 2021.

Con fecha 23 de febrero de 2021 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 47/2021 que convoca para el 16 de marzo de 2021 a Audiencia Pública con el objeto de poner a consideración: i) el Régimen Tarifario de Transición - Decreto N° 1020/2020; y ii) celebrar la Audiencia Pública prevista en las Resoluciones de Directorio ENARGAS N° 271/2020 a 276/2020 virtualmente desde la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Con fecha 23 de febrero de 2021 se publicó en el BO la Resolución SE N°125/2021 que instrumenta la emisión de certificados de crédito fiscal en garantía bajo la modalidad electrónica, en el marco del sistema de garantías establecido en el Punto 40 del Anexo del Decreto N° 892/2020 a los efectos de respaldar el pago de la compensación a cargo del Estado Nacional definida en el Punto 33 del referido Anexo; y de conformidad con lo establecido por el artículo 89 de la Ley N° 27.591.

- **Ley N° 27.591 (Ley de Presupuesto 2021)**

Con fecha 14 de diciembre de 2020 se publicó en el BO la Ley N° 27.591 que aprobó el presupuesto para el ejercicio 2021, que establece:

- Regularización de deudas con CAMMESA:

Se dispuso que la SE establezca un esquema para que las distribuidoras eléctricas puedan regularizar las deudas que tuvieran con CAMMESA acumuladas hasta el 30 de septiembre de 2020. El régimen a establecerse deberá contemplar criterios diferenciados que distinga origen y trayectoria de la deuda de cada distribuidora, la situación social media de sus usuarios, provincias y municipios y el mejor impacto en el servicio público.

El régimen podrá reconocer hasta 5 veces la factura media mensual de la distribuidora o hasta un 66% de la deuda. La deuda remanente deberá ser cancelada mediante un plan de pagos con un plazo de hasta 60 cuotas mensuales, 6 meses de gracia y una tasa de interés equivalente al 50% de la vigente en el MEM. La SE podrá instrumentar acuerdos particulares con cada distribuidora.

Bajo dicho esquema se podrán acordar mecanismos que promuevan la ejecución de inversiones para mejorar el servicio o propender a la reducción de deudas de los usuarios vulnerables.

Las distribuidoras de energía eléctrica agentes del MEM estarán obligadas a trasladar las condiciones del reconocimiento y planes antedichos a los distribuidores de energía eléctrica cooperativos que no son agentes del MEM y a los que les suministran energía y potencia en bloque para su posterior distribución a los usuarios finales. Para el supuesto caso de que ello no sea posible, la SE determinará la modalidad de instrumentación del traslado del crédito y/o plan de pagos otorgado a las cooperativas distribuidoras no agentes del MEM.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**

Se estableció un régimen especial de créditos para aquellas distribuidoras, administraciones o empresas provinciales distribuidoras de energía eléctrica, cualquiera sea su organización jurídica, que al 30 de septiembre de 2020 no tengan deuda o su nivel de deuda sea considerada dentro de valores razonables con CAMMESA y/o con el MEM. Dichos créditos serán equivalentes a 5 veces la factura media mensual del año 2020, pudiendo las autoridades provinciales destinarlos a beneficios para los usuarios y consumidores del servicio público de electricidad, a la cancelación automática de obligaciones de pago con CAMMESA y/o a inversión en obras de infraestructura en energía eléctrica que permitan la mejora en la calidad o la ampliación del servicio en sus respectivas jurisdicciones.

- Otros incentivos a empresas productoras de gas natural

Se instruyó al Ministerio de Economía, a través de la SE, a reglamentar las condiciones para otorgar incentivos a las empresas productoras de gas natural que cumplan con los requisitos que se establezcan en el marco de los planes de incentivo a la producción e inversión en la extracción de gas natural que implemente la SE, a través del pago de una compensación y la emisión de certificados de crédito fiscal en garantía ("certificados"), aplicables a la cancelación de deudas impositivas que mantengan con la AFIP, devengadas con más sus intereses resarcitorios y/o punitivos, multas y demás accesorios.

La AFIP fijará el procedimiento para la aplicación de los certificados emitidos en forma electrónica y en moneda extranjera, los que se convertirán a moneda de curso legal al tipo de cambio comprador conforme a la cotización del BCRA al cierre del día anterior al de su efectiva utilización.

Los certificados que se emitan a favor de las empresas productoras serán por hasta el importe de las compensaciones que tengan derecho a percibir en el marco de los planes de incentivo a la producción e inversión en la extracción de gas natural que implemente la SE y podrán ser utilizados por las empresas si hubiere vencido el plazo de pago de las compensaciones sin que aquellas hubieren sido canceladas.

La compensación deberá imputarse en el impuesto a las ganancias.

Por otra parte, se autorizó al Jefe de Gabinete de Ministros, a realizar las reasignaciones presupuestarias necesarias para la implementación del Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales creado por Resolución MINEM N° 46-E/2017 (art. 102).

- Importación de combustibles para la generación eléctrica:

Se eximió del impuesto sobre los combustibles líquidos y del impuesto al dióxido de carbono a las importaciones de gasoil y diesel oil y su venta en el mercado interno, por hasta un volumen de 800.000 m³, realizadas durante el año 2021, a los fines de compensar los picos de demanda de tales combustibles, que no pudieran ser abastecidos por la producción local, destinados a la generación eléctrica.

- Energías renovables:

Se fijó en 18.500 millones el cupo fiscal para el ejercicio 2021 para ser asignados a los beneficios fiscales previstos en el artículo 9 de la Ley N° 26.190 de fomento de energías renovables que corresponde a los proyectos aprobados por la autoridad de aplicación con principio efectivo de ejecución anterior al 31 de diciembre de 2017 (artículo 29). Los cupos fiscales no utilizados de los años anteriores se trasladan en forma automática al ejercicio 2021.

Además, se fijó un cupo fiscal de 300 millones para ser asignados al beneficio correspondiente al otorgamiento de un crédito fiscal por hasta el 50% del costo del combustible fósil desplazado por el sistema de generación distribuida, en el marco del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública.

- Decreto 1.053/2018:

Se deja sin efecto el Decreto N° 1.053/2018, como se describe en Nota 34.f.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- **Ventas de gas natural con destino a la generación de electricidad**

Con fecha 1 de agosto de 2018 se publicó en el BO la Resolución N° 46/2018 del MINEM que instruye a la SEE a disponer las medidas necesarias para que CAMMESA implemente mecanismos competitivos para asegurar la disponibilidad de gas para generación eléctrica y establece los nuevos precios máximos (20% inferiores a los vigentes hasta ese momento) en el PIST para el gas natural, para cada cuenca de origen, que serán de aplicación para la valorización de los volúmenes de gas natural con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MEM o, en general, destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad a partir del 1 de agosto de 2018.

Con fecha 7 de noviembre de 2018 se publicó en el BO la Resolución SGE N° 70/2018, modificatoria de la Resolución N° 95/2013 de la ex Secretaría de Energía, por la que se faculta a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a contratar el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica. Además, la Resolución establece que los costos de generación con combustible propio se valorizarán de acuerdo con el mecanismo de reconocimiento de los costos variables de producción reconocidos por CAMMESA.

Con fecha 30 de diciembre de 2019 se publicó en el BO la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo, que a través de su artículo 1 deroga la Resolución SGE N° 70/2018, reestableciendo la vigencia del artículo 8 de la Resolución N° 95/2013, como así también la vigencia del artículo 4 de la Resolución N° 529/2014; volviendo a quedar la gestión comercial y el despacho de combustibles centralizados en CAMMESA con algunas excepciones, tal el caso de la provisión de combustibles para los generadores bajo Energía Plus o los contratos celebrados en el marco de la convocatoria realizada por Resolución N° 287-E/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica.

Con fecha 27 de febrero de 2020 se publicó en el BO la Resolución SE N° 31/2020, a través de la cual el Gobierno Nacional estableció nuevos valores remunerativos para la venta de energía y potencia no contractualizada. Los valores de las remuneraciones previamente mencionadas, anteriormente nominadas en dólares, se fijan en pesos argentinos y serán actualizados de manera mensual en función del IPC y el IPIM publicados por el INDEC. Esta resolución entra en vigencia y es de aplicación para las transacciones llevadas a cabo a partir del mes de febrero de 2020.

- **Remuneración a generadores**

Con fecha 8 de abril de 2020, por medio de una Carta, el Secretario de Energía instruyó a CAMMESA posponer hasta nueva decisión, la aplicación del Anexo VI - Actualización de los valores establecidos en pesos argentinos, de la Resolución SE N° 31/2020 respecto a la remuneración de los generadores.

34.h) Requerimientos regulatorios aplicables a la distribución de gas natural

El Grupo participa en la distribución de gas natural a través de la subsidiaria Metrogas.

El sistema de distribución de gas natural está regulado por la Ley N° 24.076 (la "Ley de Gas") que, junto con el Decreto PEN N° 1.738/1992, otros decretos regulatorios, el Pliego, el Contrato de Transferencia y la Licencia de Distribución ("la Licencia"), establecen el marco legal de la actividad de Metrogas.

La Licencia, el Contrato de Transferencia y las normas dictadas de acuerdo con la Ley de Gas contienen ciertos requisitos en relación con la calidad del servicio, las inversiones de capital, restricciones a la transferencia y constitución de gravámenes sobre los activos, restricciones a la titularidad por parte de productores, transportadoras y distribuidoras de gas y transferencia de acciones de Metrogas.

La Ley de Gas y la Licencia crearon el ENARGAS como entidad reguladora para administrar y llevar a cabo lo establecido por la Ley de Gas y las regulaciones aplicables. La jurisdicción del ENARGAS se extiende al transporte, venta, almacenaje y distribución de gas. Su mandato, de acuerdo con lo expresado en la Ley de Gas, incluye la protección de los consumidores, el cuidado de la competencia en la provisión y demanda de gas y el fomento de inversiones de largo plazo en la industria del gas.

Las tarifas para el servicio de distribución de gas fueron establecidas en la Licencia y están reguladas por el ENARGAS.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- **Licencia de Distribución**

La Licencia autoriza a Metrogas a suministrar el servicio público de distribución de gas por un plazo de 35 años. La Ley de Gas establece que Metrogas puede solicitar al ENARGAS una renovación de la Licencia por un período adicional de 10 años al vencimiento del período original de 35 años. El ENARGAS deberá evaluar en ese momento el desempeño de Metrogas y formular una recomendación al PEN. Metrogas tiene derecho a la renovación de su Licencia, a menos que el ENARGAS demuestre que no ha cumplido en forma sustancial con todas sus obligaciones emergentes de la Ley de Gas, las reglamentaciones, decretos respectivos y la Licencia.

Finalizado el período de 35 o 45 años, según fuese el caso, la Ley de Gas exige que se realice una nueva licitación competitiva para dicha Licencia, en la cual Metrogas, si ha cumplido con sus obligaciones, tendrá la opción de equiparar la mejor propuesta ofrecida al Gobierno Argentino por un tercero.

Como regla general, al producirse la extinción de la Licencia por completarse todo su período, Metrogas tendrá derecho a una contraprestación igual al valor de los activos determinados, o al importe pagado por el participante ganador en una nueva licitación, el que fuese menor.

Metrogas tiene varias obligaciones de acuerdo con la Ley de Gas, incluyendo la obligación de cumplir con todas las solicitudes de servicios razonables dentro de su área de servicio. No se considerará razonable una solicitud de servicio si resultara antieconómico para la distribuidora el hecho de asumir la prestación del servicio solicitado. Metrogas también tiene la obligación de operar y mantener sus instalaciones en forma segura, lo que puede requerir ciertas inversiones para el reemplazo o mejora de las instalaciones según se establece en la Licencia.

La Licencia detalla otras obligaciones de Metrogas, las que incluyen la obligación de proporcionar un servicio de distribución, mantener un servicio ininterrumpible, operar el sistema en una forma prudente, mantener la red de distribución, llevar a cabo las Inversiones Obligatorias, mantener ciertos registros contables y proporcionar ciertos informes periódicos al ENARGAS.

La Licencia puede ser revocada por el Estado Nacional, bajo recomendación del ENARGAS, en las siguientes circunstancias:

- a) Serios y repetidos incumplimientos por parte de Metrogas de sus obligaciones.
- b) Total o parcial interrupción en el servicio no interrumpible por causas atribuibles a Metrogas, cuya duración exceda los períodos estipulados en la Licencia dentro del año calendario.
- c) Venta, disposición, transferencia y gravamen de los Activos Esenciales de Metrogas, sin previa autorización del ENARGAS, excepto que dicho gravamen sirva para financiar extensiones y mejoras en el sistema de gasoductos.
- d) Quiebra, disolución o liquidación de Metrogas. El proceso concursal no afectó el curso normal de las operaciones de Metrogas ni, por consiguiente, pudo haber sido causal de revocación de la Licencia de Metrogas.
- e) Abandono de la provisión del servicio establecido en la Licencia, o el intento de cesión o la transferencia unilateral, en todo o en parte (sin la autorización previa del ENARGAS), o la renuncia de la Licencia en otros casos que no sean los permitidos.
- f) Transferencia del Contrato de Asistencia Técnica o delegación de las funciones establecidas en el Contrato, sin la previa autorización del ENARGAS, durante los primeros 10 años del otorgamiento de la Licencia.

En relación con las restricciones, la Licencia estipula que Metrogas no podrá asumir las deudas de su controlante u otorgar créditos o gravar activos para garantizar deudas ni dar ningún otro beneficio a los acreedores de su controlante.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**

- **Renegociación tarifaria**

Con fecha 31 de marzo de 2017 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 4.356/2017 mediante la cual se aprobaron, con vigencia a partir del 1 de abril de 2017, los cuadros tarifarios resultantes de la RTI de Metrogas y cuadros tarifarios de transición de aplicación a los usuarios de Metrogas.

Adicionalmente, la Resolución ENARGAS N° 4.356/2017 aprobó: (i) los estudios técnico-económicos sobre la RTI de Metrogas; (ii) la metodología no automática de ajuste semestral que entrará en vigencia conjuntamente con el Acta Acuerdo de Readecuación de la Licencia; y (iii) el Plan de Inversiones de Metrogas para el próximo quinquenio.

Con fecha 23 de diciembre de 2019 fue publicada en el BO la Ley N° 27.541 que faculta al PEN a mantener las tarifas de gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la RTI vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las Leyes N° 24.065 y 24.076 y demás normas concordantes. A partir de la vigencia de dicha Ley y por un plazo máximo de hasta 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Asimismo, la Ley faculta al PEN a intervenir administrativamente el ENARGAS por el término de un 1 año.

En relación al sistema energético, el artículo 5 de la Ley de Solidaridad Social facultó al PEN a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la RTI vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes N° 24.065, N° 24.076 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la Ley de Solidaridad Social y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Asimismo, facultó al PEN a intervenir administrativamente el ENARGAS por el término de un (1) año. Con fecha 19 de junio de 2020 se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia ("DNU") N° 543/2020 que prorrogó el plazo establecido en el citado artículo 5° de la Ley de Solidaridad Social desde su vencimiento y por un plazo adicional de 180 días corridos, manteniéndose así vigente la referida facultad del PEN de mantener inalterados los valores tarifarios de electricidad y gas natural hasta fines de 2020.

Con fecha 17 de marzo de 2020 se publicó en el BO el Decreto N° 278/2020 que dispone la intervención del ENARGAS hasta el 31 de diciembre de 2020, en orden a lo establecido en el artículo 6 de la Ley N° 27.541, que fuera prorrogada por el Decreto N° 1.020/2020 por el plazo de 1 año desde su vencimiento o hasta que finalice la RTI.

Con fecha 17 de diciembre de 2020 se publicó en el BO el Decreto N° 1.020/2020 mediante el cual se determinó el inicio de la RTI para las prestadoras de servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural, bajo jurisdicción federal. En términos generales, el Decreto N° 1020/2020 dispone que:

- El plazo de negociación no debe exceder los 2 años contados a partir de la emisión del Decreto.
- Como en ocasiones anteriores, si bien el proceso de RTI culminará con la suscripción de un Acta Acuerdo Definitiva ("Acuerdos Definitivos") que abrirá un nuevo período tarifario según cada marco regulatorio, durante el período de negociación podrán pactarse adecuaciones transitorias de tarifas o segmentos de consumo ("Acuerdos Transitorios").
- Tanto los Acuerdos Definitivos como los Acuerdos Transitorios deberán formalizarse mediante Actas Acuerdo suscriptas por:
 - (a) las concesionarias o licenciatarias y
 - (b) los titulares del ENARGAS y del ENRE, y
 - (c) el Ministro de Economía ad-referéndum del PEN.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**

- El Decreto establece que en caso de no ser factible arribar a un acuerdo, los Entes Reguladores propondrán, ad-referéndum del PEN, el nuevo marco tarifario a aplicar.
- Prorroga el congelamiento de las tarifas de energía eléctrica y gas natural por un plazo de 90 días o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios acordados en los Acuerdos Transitorios.
- Prorroga la intervención del ENARGAS y del ENRE por el plazo de 1 año desde su vencimiento o hasta que finalice la RTI. Durante la vigencia de la intervención se mantendrá la competencia del ENRE sobre la EDENOR y EDESUR, extendiendo así, el plazo de 1 año previsto en la Ley de Solidaridad Social.

i. Cuadros tarifarios

Con fecha 28 de marzo de 2018 se publicó en el BO la Resolución MINEM N° 91/2018 por medio de la cual se unifican los plazos para el ajuste por variaciones en el precio del gas comprado o ajuste estacional y el ajuste semestral de las tarifas, estableciéndose que una vez transcurrido el período de transición, los ajustes serán estacionales, abarcando los períodos del 1 de abril al 30 de septiembre de cada año, y del 1 de octubre al 31 de marzo del año siguiente.

Con fecha 31 de enero de 2018 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 249/2018 que convocó a audiencia pública el día 22 de febrero de 2018 para considerar (i) la aplicación de la Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa, de corresponder, para el ajuste de tarifas de Metrogas; (ii) la aplicación del traslado a tarifas del precio de gas comprado; y (iii) alternativas metodológicas para una facturación más previsible de los consumos de los usuarios residenciales.

Con fecha 28 de marzo de 2018, se publicó la Resolución ENARGAS N° 300/2018 que dispuso declarar la validez de la Audiencia Pública N° 94, aprobar los cuadros tarifarios definitivos aplicables a partir del 1 de abril de 2018 y aprobar nuevos valores para las tasas y cargos percibidos por Metrogas por servicios adicionales.

Con fecha 8 de octubre de 2018 se publicó en el BO la Resolución FC ENARGAS N° 281/2018 que dispuso declarar la validez de la Audiencia Pública N° 96, aprobar los cuadros tarifarios de Metrogas aplicables a partir de la publicación de los mismos y aprobar nuevos valores para las tasas y cargos percibidos por Metrogas por servicios adicionales.

Posteriormente, con fecha 12 de octubre de 2018, se publicó en el BO la Resolución FC ENARGAS N° 292/2018 que rectifica los cuadros tarifarios de la mencionada Resolución FC ENARGAS N° 281/2018, con aplicación retroactiva al 8 de octubre de 2018, fecha de publicación de esta última Resolución.

Con fecha 1 de abril de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 148/2019 que estableció en beneficio de los usuarios residenciales de gas natural y de propano indiluido por redes bonificaciones del 27% y 12% en el precio del gas en el PIST para los consumos de abril y mayo respectivamente. En sus considerandos, esta Resolución menciona que la bonificación a los usuarios residenciales contará con el correspondiente reembolso a los proveedores de gas, conforme a la metodología y con los controles previos a disponerse en su oportunidad. Con fecha 30 de mayo de 2019, se publicó la Resolución SGE N° 299/2019, complementaria de la anterior, que estableció que los proveedores de gas natural y de propano indiluido por redes deberán emitir la facturación del volumen de gas entregado que tenga por destino a los usuarios beneficiarios con los descuentos en el precio de gas dispuestos como bonificación y aprobó la metodología aplicable para la declaración, verificación, determinación y pago de la compensación a los proveedores de gas por la bonificación aplicada en el precio del gas en el PIST.

Asimismo, con fecha 1 de abril de 2019 se publicó la Resolución ENARGAS N° 198/2019 que declaró la validez de la audiencia pública N° 98, aprobó los cuadros tarifarios de Metrogas con vigencia a partir del 1 de abril de 2019 (período invernal 2019) y aprobó los nuevos valores de tasas y cargos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Con fecha 24 de junio de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 336/2019 que estableció un diferimiento de pago para los usuarios residenciales de gas natural y propano indiluido por redes del 22% en las facturas emitidas a partir del 1 de julio de 2019 y hasta el 31 de octubre de 2019, que serán recuperados a partir de las facturas regulares emitidas desde el 1 de diciembre de 2019 y por 5 períodos mensuales, iguales y consecutivos. Esta Resolución también dispuso que el costo financiero del diferimiento (computado entre las fechas de vencimiento de pago original de las facturas y las de vencimiento de las facturas en las que se incluya cada cuota de recupero) sea asumido por el Estado Nacional en carácter de subsidio, mediante el pago de intereses a distribuidoras, subdistribuidoras, transportistas y productores, reconociéndose a ese efecto la tasa para plazos fijos por montos de 20 millones de pesos o superiores a plazos de 30 o 35 días, denominada TM20, publicada por el BNA. Con fecha 3 de julio de 2019 se publicó la Resolución ENARGAS N° 359/2019 que instruyó a las Licenciatarias del Servicio Público de Distribución de Gas a aplicar el diferimiento establecido mediante la Resolución SGE N° 336/2019 y de conformidad con las pautas de orden comercial establecidas en la Resolución del ENARGAS N° 359/2019.

Con fecha 23 de agosto de 2019 se publicó la Resolución SGE 488/2019 que: i) aprobó la metodología de diferimiento de pago de los consumos residenciales de gas natural y de propano indiluido por redes en las facturas emitidas a partir del 1 de julio de 2019 y hasta el 31 de octubre de 2019 establecido en la Resolución N° 336/2019 y de pago de intereses; e ii) instruyó a la SSHyC a administrar, ejecutar e implementar bajo su órbita el procedimiento de compensación establecido y requirió al ENARGAS la remisión a la SSHyC de los informes previstos en la metodología que se aprueba.

Con fecha 4 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 521/2019 que dispuso, entre sus aspectos más relevantes: i) diferir el ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución de gas natural, previsto a partir del 1 de octubre de 2019, para el 1 de enero de 2020; ii) compensar a las licenciatarias del servicio de transporte y distribución de gas natural mediante la revisión y adecuación -en su exacta incidencia- de las inversiones obligatorias a su cargo; iii) incluir en el diferimiento a las tarifas de propano indiluido por redes, que será compensado, en el caso de las licenciatarias de distribución, mediante la adecuación de inversiones obligatorias, y en el caso de subdistribuidoras, la compensación será reconocida a los proveedores de propano como bonificación a ser solventada por el Estado Nacional; y iv) diferir el ajuste tarifario por variación del precio de gas en el PIST previsto con vigencia a partir del 1 de octubre de 2019, para el 1 de enero de 2020.

Mediante Resolución ENARGAS N° 703/2019 se publicaron nuevos cuadros tarifarios para Metrogas con vigencia a partir del 1 de noviembre de 2019. Estos cuadros tarifarios tuvieron su fundamento en (i) el análisis y revisión de las diferencias diarias acumuladas de Metrogas correspondientes a los períodos “Octubre 2018 - Abril 2019” y “Abril 2019 - Octubre 2019” y (ii) el ajuste previsto en la Resolución ENARGAS N° 694/2019 que resolvió una controversia entre Metrogas y Naturgy BAN S.A. Posteriormente, con fecha 29 de noviembre de 2019, y habiéndose advertido errores materiales en la Resolución ENARGAS N° 703/2019, se publicaron, a través de la Resolución ENARGAS N° 763/2019, nuevos cuadros tarifarios para Metrogas con vigencia a partir del 29 de noviembre de 2019.

Con fecha 25 de noviembre de 2019 se publicó en el BO la Resolución SGE N° 751/2019, que modificó el artículo 1 de la Resolución SGE N° 521/2019, estableciendo el diferimiento del ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución previsto con vigencia a partir del 1 de octubre de 2019 para el 1 de febrero de 2020, debiendo utilizarse, en esa oportunidad, el índice de ajuste correspondiente para reflejar la variación de precios entre los meses de febrero y agosto de 2019.

Posteriormente, con fecha 5 de diciembre de 2019 se publicó en el BO la Resolución SGE N° 791/2019, que modifica el artículo 5 de la Resolución SGE N° 521/2019, estableciendo el diferimiento del ajuste por variación del precio de gas en el PIST previsto con vigencia a partir del 1 de octubre de 2019 para el 1 de febrero de 2020.

Con fecha 27 de abril de 2020 se publicó la Resolución ENARGAS N° 27/2020 que deroga la Resolución ENARGAS N° 72/2019. Ver Bases y condiciones para la distribución de gas natural por redes en Nota 34.f.

ii. Procedimiento para la compensación de los menores ingresos que las distribuidoras reciban de sus usuarios por beneficios y/o bonificaciones y por mayores costos de gas no contabilizado

Con fecha 29 de diciembre de 2017 se publicó la Resolución MINEM N° 508-E/2017 que estableció el procedimiento para la compensación de los menores ingresos que las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural por Redes reciban de sus usuarios, como producto de: (i) la aplicación de beneficios y/o bonificaciones a los usuarios resultantes de la normativa vigente en materia tarifaria del servicio de distribución de gas natural por redes; y (ii) los mayores costos del GNNC respecto a los establecidos para su reconocimiento en las tarifas, aplicable a partir del 1 de enero de 2018.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**

Con fecha 7 de diciembre de 2018, el ENARGAS comunicó a la Dirección Nacional de Economía de Hidrocarburos observaciones al esquema previsto en la Resolución MINEM N° 508-E/2017. En virtud de ello, la SGE no reconoció el ajuste previsto en la Resolución MINEM N° 508-E/2017 respecto del GNNC. Adicionalmente, dispuso que las sumas percibidas por el período enero de 2018 a noviembre de 2018 que hasta ese momento tenían carácter provisorio, fueran compensadas con deudas que mantenía la SGE con Metrogas. Asimismo, tampoco fueron reconocidos los ajustes a valores reales que preveía la misma operatoria por ese mismo período, ni los excesos de costos incurridos a partir de diciembre de 2018 hasta septiembre de 2019. El impacto del ajuste sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 fue de una pérdida de 622.

- **Nota del ENARGAS referida a la participación de YPF en Metrogas**

La Sociedad ha recibido de Metrogas copia de una Nota recibida a su vez por ésta del ENARGAS, en la cual se solicita adaptar la composición accionaria de Metrogas en consonancia con el plazo previsto en la Ley de Emergencia N° 25.561 y en cumplimiento con el artículo 34 de la Ley N° 24.076. Al respecto, cabe recordar que YPF indirectamente adquirió el 70% de la participación en Metrogas, operación que fue autorizada por Resolución ENARGAS N° I/2.566 de fecha 19 de abril de 2013, y, luego de la fusión con YPF Inversora Energética S.A. y Gas Argentino S.A., es la titular del 70% de las acciones de Metrogas.

Con fecha 30 de marzo de 2017, YPF presentó un recurso de reconsideración solicitando se deje sin efecto la Nota del ENARGAS y se emita una nueva decisión que fije un plazo razonable y consistente con la realidad actual del mercado gasífero, para dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 34 de la Ley N° 24.076.

Con fecha 15 de junio de 2017, YPF presentó al ENARGAS un cronograma tentativo del proceso de adecuación de su participación en Metrogas, el cual fue ampliado detalladamente durante el 3 de julio de 2017. Dicha presentación no implica desistimiento del recurso antes referido.

Con fecha 5 de abril de 2018, el ENARGAS rechazó el recurso de reconsideración presentado por YPF el 30 de marzo de 2017. La decisión del ENARGAS fue notificada a YPF el 6 de abril de 2018 mediante Resolución ENARGAS 313/2018.

YPF solicitó vista de las actuaciones, la que fue otorgada por el ENARGAS con fecha 10 de septiembre de 2018, lo que produjo la reanudación de los plazos para interponer recurso de alzada.

Con fecha 8 de octubre de 2018, YPF presentó recurso de alzada para su resolución por la SGE. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, este recurso no ha sido resuelto.

34.i) Requerimientos regulatorios de la industria del gas licuado de petróleo

- **Precios de referencia para la cadena de comercialización del gas butano**

Con fecha 5 de abril de 2017 se publicó en el BO la Resolución de la SRH N° 56-E/2017 estableciendo nuevos precios máximos de referencia para los distintos segmentos de la cadena de comercialización de butano con destino a garrafas de 10, 12 y 15 kg de capacidad conforme el Programa Hogar (Decreto N° 470/2015 y Resolución SE N° 49/2015), y modificando los precios de referencia establecidos en la Resolución de la ex SE N° 70/2015.

Por otro lado, con fecha 7 de junio de 2017 se publicó en el BO la Resolución de la SRH N° 75/2017 que modifica el Reglamento aplicable al Plan Hogar (Resolución SE N° 49/2015). Mediante esta nueva resolución se establece que la actualización de los precios de referencia aplicables a los distintos segmentos de la cadena de comercialización de butano con destino a garrafas de 10 y 12 kg de capacidad no se realizará en forma automática en períodos trimestrales, sino que dichos ajustes serán efectuados a criterio de la SRH como autoridad de aplicación del Plan. Por otra parte, establece que la actualización de precios de referencia para productores y fraccionadores de GLP por revisión integral que establece el Programa del Plan Hogar en su reglamentación tendrá lugar previo análisis de variaciones de costos y su incidencia y tomando en cuenta factores regionales, de distribución y logística.

Con fecha 1 de diciembre de 2017 se publicó la Resolución MINEM N° 287-E/2017 que fijó nuevos precios máximos de referencia y compensaciones a productores de butano y propano con vigencia a partir del 1 de diciembre de 2017, e introduce modificaciones al Anexo Reglamento del Programa Hogares con Garrafas aprobado por Resolución N° 49/2015, entre las cuales, se prohíbe cobrar a los distribuidores ningún servicio o prestación adicional, cualquiera sea la denominación que se le asigne, en tanto con ello se superen los precios máximos de referencia y los apartamientos máximos permitidos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Con fecha 28 de marzo de 2018 se publicó la Disposición N° 5/2018 de la SHR, que estableció nuevos precios máximos de referencia para la comercialización de butano destinado a la venta de GLP envasado, con vigencia a partir del 1 de abril de 2018.

Con fecha 28 de enero de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 15/2019, que actualizó los precios de referencia (en planta de productor) para la comercialización de butano y propano con vigencia a partir del 1 de febrero de 2019 y fijó en \$ 0 la compensación económica a productores a partir de la misma fecha.

Con fecha 24 de abril de 2019 se publicó la Disposición SSHyC N° 29/2019, que sustituye el apartado VI del anexo de la Resolución N° 49/2015 de la ex Secretaría de Energía, referente a la metodología para la determinación de los aportes de butano y propano por parte de las empresas productoras y los cupos asignados a las empresas fraccionadoras.

Con fecha 27 de junio de 2019 se publicó en el BO la Disposición SSHyC N° 104/2019, estableciendo los precios de referencia y compensaciones para productores de butano y propano, con vigencia a partir del 1 de julio de 2019. Con relación a ello, la Disposición SSHyC N° 80/2019 había establecido nuevos valores de compensación para usuarios domésticos de butano envasado incluidos en el registro de beneficiarios subsidiados.

Con fecha 19 de octubre de 2020 se publicó en el BO la Resolución SE N° 30/2020 que modifica los precios máximos de referencia para los productores de butano y propano y los precios máximos de referencia de garrafas de GLP de 10,12 y 15 kg para los fraccionadores, distribuidores y comercios, actualizando los valores estipulados en los Anexos I y II de la Resolución N° 70/15 de la ex SEN y sus modificatorias; fijando asimismo el monto del subsidio por garrafa con vigencia a partir del 1 de octubre de 2020.

Con fecha 21 de diciembre de 2020 se publicó en el BO la Resolución de la SE N° 392/2020, que establece que las compensaciones por venta de GLP, a cargo del Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas (Ley N° 25.565), serán iguales al monto de subsidio por garrafa establecido en el Punto 11.2 del Reglamento del Programa hogares con garrafas (HOGAR), derogando así las compensaciones tarifarias establecidas por el artículo 3 de la Resolución N° 230/2015. En consecuencia, se ajustó el precio máximo por la venta de GLP para uso domiciliario para las regiones alcanzadas por dicho subsidio (Departamento de Malargüe, Región Patagónica y Región La Puna).

- **Comercialización de GLP en el mercado interno**

El Decreto N° 311/2020 establece que los precios máximos de referencia para la comercialización de GLP en las garrafas, cilindros y/o granel con destino a consumo del mercado interno continuarán con los valores vigentes por el plazo de 180 días. La Autoridad de Aplicación deberá definir los mecanismos necesarios con el fin de garantizar el adecuado abastecimiento de la demanda residencial.

Con fecha 18 de abril de 2020 se publicó en el BO la Resolución N° 173/2020 del Ministerio de Desarrollo Productivo, que establece que la SE deberá realizar un informe sobre volúmenes normales de comercialización de GLP en garrafas, cilindros y/o granel con destino a consumo del mercado interno, el valor del Programa Hogar y el precio de mercado del producto en cilindros y/o granel con destino residencial a la fecha de publicación del Decreto N° 311/2020 y los mecanismos necesarios con el fin de garantizar el adecuado abastecimiento de la demanda residencial. Además, la Resolución N° 173/2020 aclara que los precios del GLP podrán fluctuar por niveles inferiores al establecido en el Decreto N° 311/2020, cuando los mecanismos de fijación de precios de dicho fluido así lo permitan.

34.j) Regulaciones fiscales

- **Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva**

Con fecha 23 de diciembre de 2019 se publicó en el BO la Ley N° 27.541 denominada "Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva" a través de la cual se declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social. A continuación se mencionan las principales modificaciones fiscales:

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**Impuesto a las ganancias

Se suspende la reducción de la tasa de impuesto a las ganancias del 30% al 25% hasta los ejercicios fiscales iniciados el 1° de enero de 2021 inclusive, como así también la modificación de la tasa de retención a los dividendos del 13% al 7% hasta la misma fecha.

Por otro lado, el ajuste por inflación impositivo, positivo o negativo, previsto en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias, correspondiente al primer y segundo ejercicio iniciado a partir del 1 de enero de 2019, deberá imputarse un sexto en ese período fiscal y los cinco sextos restantes en partes iguales, en los 5 períodos inmediatos siguientes.

Bienes personales

Se incrementa la alícuota para los regímenes de responsabilidad sustituta (acciones y participaciones y otros supuestos) del 0,25% al 0,50%.

Derechos de exportación

Mediante el artículo 52 de la Ley N° 27.541 se dispuso que, para los derechos de exportación de hidrocarburos las alícuotas no podrán superar el 8% del valor imponible o del precio oficial FOB. Al respecto, el Decreto N° 488/2020, publicado el 19 de mayo de 2020, estableció una escala móvil para los derechos de exportación de hidrocarburos que va desde el 0% cuando el precio del Brent es igual o inferior a US\$ 45/Bbl y llega hasta el 8% cuando el precio del Brent alcanza o supera los US\$ 60/Bbl.

- **Moratoria Ampliada**

Con fecha 26 de agosto de 2020 se publicó en el BO la Ley N° 27.562 denominada "Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública" a través de la cual se declaró la ampliación del régimen de regularización de obligaciones tributarias, de la seguridad social y aduaneras establecido originariamente para Micro, Pequeñas y Medianas Empresas (MiPyMEs) por la Ley N° 27.541. A continuación se mencionan los principales aspectos contemplados en la norma:

- La moratoria alcanza a las personas humanas y jurídicas responsables de tributos y de recursos de la seguridad social, quedando excluidos aquellos sujetos (excepto MiPyMEs, entidades sin fines de lucro y pequeños contribuyentes) que posean activos financieros en el exterior y no repatrien por lo menos el 30% de los mismos dentro de los 60 días desde la adhesión al Régimen (incluye a los accionistas que posean por lo menos el 30% del capital social).
- Se podrán incluir obligaciones vencidas al 31 de julio de 2020.
- Se prevé un descuento del 15% para quienes cancelen mediante pago al contado.
- La cantidad de cuotas podrá ser de 48, 60, 96 o 120, dependiendo del tipo de deuda y sujeto que regularice.
- La tasa de interés será fija del 2% mensual durante las 6 primeras cuotas (tasa BADLAR en moneda nacional en bancos privados a partir de la séptima cuota).

Asimismo, establece beneficios para contribuyentes cumplidores, tanto para monotributistas como para las Micro y Pequeñas Empresas.

La adhesión originalmente prevista hasta el 31 de octubre de 2020 fue prorrogada hasta el 30 de noviembre de 2020 a través del Decreto N° 833/2020, y luego hasta el 15 de diciembre de 2020 a través del Decreto N° 966/2020.

34.k) Comunicaciones BCRA

A continuación se describen las normativas emitidas por el BCRA de mayor relevancia para el Grupo:

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- Comunicación "A" 7.030 de fecha 28 de mayo de 2020 y complementarias: el BCRA estableció que para que una entidad financiera otorgue acceso a un cliente al MULC para pagos de importaciones de bienes o servicios, pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior, y pago de utilidades y dividendos, entre otros conceptos, se debe contar con la conformidad previa del BCRA, o bien recibir una declaración jurada del cliente, que las entidades deberán constatar que resulta compatible con los datos existentes en el sistema online establecido por el BCRA, respecto del cumplimiento de los siguientes requerimientos:

- La totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en una cuenta bancaria local, y no posee activos externos líquidos disponibles; y
- Se compromete a liquidar a través del mercado oficial, dentro de los 5 días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que se reciban del exterior originados en el cobro de préstamos otorgados a terceros, cobro de un depósito a plazo, y cobro de venta de cualquier otro activo, siempre que el activo hubiera sido adquirido, el depósito constituido, o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

Adicionalmente, establece que se debe contar con la conformidad previa del BCRA para el acceso al MULC a efectos de (i) la realización de pagos anticipados de importaciones de bienes o la cancelación de principal de deudas originadas en importaciones de bienes, y (ii) la cancelación de servicios de capital de endeudamientos con el exterior cuando el acreedor sea una parte vinculada al deudor. Originalmente este requisito vencía el 30 de junio de 2020, pero tuvo repetidos diferimientos y la Comunicación "A" 7.151 de fecha 29 de mayo de 2020, lo extendió hasta el 31 de diciembre de 2020 inclusive.

- Comunicación "A" 7.106 de fecha 15 de septiembre de 2020: el BCRA estableció que las empresas del sector privado que registren vencimientos de capital programados entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021 por endeudamientos financieros con un acreedor del exterior que no sea una parte vinculada, podrán acceder al MULC si presentan ante el BCRA un plan de refinanciación en base a los siguientes criterios: (i) el monto neto por el cual se accederá al mercado de cambios en los plazos originales no debe superar el 40% del monto de capital que vencía, y (ii) el resto del capital debe refinanciarse con un nuevo endeudamiento externo con una vida promedio de como mínimo 2 años. Lo indicado precedentemente no será de aplicación cuando se trate de endeudamientos con organismos internacionales o sus agencias asociadas o garantizados por los mismos, o de endeudamientos otorgados al deudor por agencias oficiales de créditos o garantizados por los mismos, o bien el monto por el cual se accedería al mercado de cambios para la cancelación del capital de estos tipos de endeudamiento no supere el equivalente a 1 millón de dólares por mes calendario.

- Comunicación "A" 7.133 de fecha 9 de octubre de 2020: el BCRA estableció que un deudor podrá acceder al MULC para cancelar capital por sobre el límite de 40% establecido por la Comunicación "A" 7.106, en la medida que el deudor registre liquidaciones en el MULC a partir del 9 de octubre de 2020 por un monto igual o superior al excedente sobre el 40% en concepto de (i) endeudamientos con el exterior, (ii) emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior o, (iii) emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera, que cumplan con las condiciones previstas en la normativa cambiaria para estas emisiones.

En el caso de títulos de deuda con registro público en el país o en el exterior, emitidos a partir del 9 de octubre de 2020 con una vida promedio no inferior a 2 años, y cuya entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el plan de refinanciación requerido por la norma, se considerará cumplimentado el requisito de liquidación de moneda extranjera a los efectos del acceso al mercado de cambios para la cancelación de sus servicios de capital e intereses.

-Comunicación "A" 7.196 de fecha 6 de enero de 2021: el BCRA autorizó la aplicación de los cobros de divisas por exportaciones de bienes y servicios a la cancelación de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro público concertadas a partir del 7 de enero de 2021, en la medida que:

- i. La emisión se realice en el marco de una operación de (i) canje de títulos de deuda, o (ii) refinanciación de endeudamientos financieros en el exterior, cuyo vencimiento final se encuentre programado entre 31 de marzo de 2021 y el 31 de diciembre de 2022; y,
- ii. Considerando el conjunto de la operación, la vida promedio de la nueva deuda implique un incremento no inferior a 18 meses respecto a los vencimientos refinanciados.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Se dispone que los fondos originados en el cobro de exportaciones de bienes y servicios del deudor podrán ser acumulados en cuentas del exterior y/o el país destinadas a garantizar la cancelación de los vencimientos de los nuevos endeudamientos externos previstos en el punto 1 de la Comunicación "A" 7.123 y que hayan sido ingresadas y liquidadas por el mercado de cambios a partir del 7 de enero de 2021. Esta opción estará disponible hasta alcanzar el 125% de los servicios por capital e intereses a abonar en el mes corriente y los siguientes 6 meses calendario, de acuerdo con el cronograma de vencimientos de los servicios acordados con los acreedores, debiendo los fondos excedentes ser ingresados y liquidados en el mercado de cambios dentro de los plazos en las normas generales en la materia.

Adicionalmente, se establece que los residentes tendrán acceso al mercado local de cambios -bajo ciertas condiciones- para la constitución de garantías vinculadas con endeudamientos originados a partir del 7 de enero de 2021 que se encuentren comprendidos bajo el punto 1 de la Comunicación "A" 7.123, o a los fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de tales endeudamientos, para la compra de moneda extranjera para la constitución de las garantías en cuentas en moneda extranjera por los montos exigibles en los contratos de endeudamiento.

Asimismo, las emisiones de títulos de deuda en moneda extranjera concertadas a partir del 7 de enero 2021 para refinanciar deudas preexistentes se considerará, a los efectos del acceso al mercado de cambios para la cancelación de sus servicios de capital e intereses, cumplimentado el requisito de liquidación de moneda extranjera por el equivalente a i) el monto de capital refinanciado, ii) los intereses devengados hasta la fecha de la refinanciación y, iii) en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital antes del 2023, un monto equivalente a los intereses que se devengarán hasta el 31 de diciembre de 2022.

- Comunicación "A" 7.230 de fecha 25 de febrero de 2021: el BCRA extendió el plazo de aplicación de las disposiciones previstas por la Comunicación "A" 7.106 a un nuevo período, comprendido entre el 1 de abril de 2021 y el 31 de diciembre de 2021, y estableció nuevas fechas límites para presentar los planes de refinanciación. Se adicionaron algunas excepciones a los endeudamientos alcanzados por esta exigencia cuando se traten de vencimientos de capital menores a US\$ 2 millones mensuales, o endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 (i) cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados; o (ii) que constituyan refinanciaciones posteriores a dicha fecha, en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros exigidos bajo el régimen de refinanciación y (iii) la porción remanente de vencimientos de operaciones que se concretaron para cumplir con el régimen de refinanciación, cumpliendo con sus condiciones. Para YPF y sus subsidiarias, el impacto de esta comunicación no es significativo. Por su parte, YPF EE (negocio conjunto) tiene el vencimiento de la ON Clase I por U\$S 100 millones en Mayo 2021 que está alcanzado por esta comunicación; la Gerencia de dicha sociedad estima que esta Comunicación no tendrá impacto negativo.

34.I) Marco Normativo CNV (N.T. 2013)**a) Resolución General N° 873 de la CNV**

Con fecha 27 de noviembre de 2020, se publicó en el BO la Resolución General N° 873/2020, por la cual se introducen simplificaciones en la presentación de información financiera. Las principales simplificaciones para las entidades que presenten información financiera preparada sobre la base de NIIF, se mencionan a continuación:

- Para la información a presentar con periodicidad trimestral:

i) Optar por reemplazar la presentación de los estados financieros de sociedades sobre las cuales la emisora ejerce control, control conjunto o influencia significativa, por la revelación en Notas a los estados financieros de la emisora de la información de dichas entidades conforme a la normativa aplicable vigente para cada caso. En caso de ejercer la opción referida, la emisora deberá poner a disposición dichos estados financieros, si fueren requeridos por el público.

ii) Podrá presentar sus estados financieros consolidados y separados (individuales) por periodos intermedios en la forma condensada prevista en la NIC 34.

- Derogar el artículo 12 del Capítulo III del Título IV de las Normas (N.T. 2013 y modificaciones).

- Permitir que la información solicitada en Anexos sea presentada en Notas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**

De acuerdo con lo estipulado en el artículo 1, Capítulo III, Título IV de la Resolución mencionada, se detallan las Notas a los estados financieros consolidados que exponen la información solicitada

Anexo A - Bienes de uso.....	Nota 8 Propiedades, planta y equipo
Anexo B - Activos intangibles.....	Nota 7 Activos intangibles
Anexo C - Inversiones en acciones.....	Nota 10 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos
Anexo D - Otras inversiones.....	Nota 6 Instrumentos financieros por categoría
Anexo E - Provisiones.....	Nota 13 Créditos por ventas
	Nota 12 Otros créditos
	Nota 10 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos
	Nota 8 Propiedades, planta y equipo
	Nota 7 Activos intangibles
	Nota 15 Provisiones
Anexo F - Costo de los bienes vendidos y servicios prestados.....	Nota 24 Costos
Anexo G - Activos y pasivos en moneda extranjera.....	Nota 37 Activos y pasivos en monedas distintas del peso

b) Resolución General N° 622 de la CNV

Con fecha 18 de marzo de 2015 la Sociedad fue inscripta por la CNV en la categoría “Agente de Liquidación y Compensación y Agente de Negociación - Propio” Matrícula N° 549. Considerando la operatoria que realiza la Sociedad, conforme a las Normas de la CNV y su Criterio Interpretativo N° 55, en ninguna circunstancia ofrecerá servicios de intermediación a terceros para operaciones en mercados bajo competencia de la CNV y tampoco abrirá cuentas operativas a terceros para cursar órdenes y operar en mercados bajo competencia de la CNV.

Asimismo, de acuerdo con la modificación a las Normas de la CNV prevista por la Resolución General N° 731/2018, la Sociedad queda incluida en lo establecido por el artículo 5 b.1 del Título VII, del Capítulo II, de las Normas de la CNV, “Agente de Liquidación y Compensación - Participante Directo”. En ese sentido, según lo previsto en el artículo 13, Título VII, del Capítulo II, de las Normas de la CNV, al 31 de diciembre de 2020 el patrimonio de la Sociedad supera el patrimonio mínimo requerido por dichas Normas que es de 18. Adicionalmente, no resulta de aplicación a la Sociedad el requisito de contrapartida líquida dispuesto en el artículo 15, según lo establece el artículo 5 b.1 de la mencionada normativa.

c) Resolución General N° 629 de la CNV

Con motivo de la Resolución General N° 629 de la CNV, informamos que la documentación respaldatoria de las operaciones de la Sociedad que no se encuentra en la sede social, se encuentra en los depósitos de las siguientes empresas:

- AdeA S.A., sita en Planta 3 - Ruta 36, Km 31,5 - Florencio Varela - Provincia de Buenos Aires.
- File S.R.L., sita en Panamericana y R. S. Peña - Blanco Encalada - Luján de Cuyo - Provincia de Mendoza.

Asimismo, se deja constancia que se encuentra a disposición en la sede inscripta, el detalle de la documentación dada en guarda, como así también la documentación referida en el artículo 5 inciso a.3, Sección I del Capítulo V del Título II de la Normativa de la CNV.

35. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

La información detallada en los cuadros siguientes muestra los saldos con asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, así como las operaciones con las mismas por los ejercicios finalizados en dichas fechas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018**

	2020				2019				2018		
	Otros créditos Corriente	Créditos por ventas Corriente	Cuentas por pagar Corriente	Pasivos del contrato Corriente	Otros créditos Corriente	Créditos por ventas Corriente	Cuentas por pagar Corriente	Pasivos del contrato Corriente	Otros créditos Corriente	Créditos por ventas Corriente	Cuentas por pagar Corriente
Negocios conjuntos:											
Proferil.....	12	641	484	-	12	587	114	-	2	461	428
MEGA	-	2.650	261	-	-	2.995	350	-	-	2.441	6
Refinor	-	577	75	-	-	956	123	-	-	770	5
Bizoy S.A.....	-	-	-	-	-	17	-	-	11	-	-
Y-GEN I.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-
YPF EE ⁽¹⁾	389	794	2.504	56	296	2.278	2.183	679	218	1.552	1.301
Petrofaró S.A.....	-	-	-	-	-	6	-	-	-	267	151
OLCLP	79	7	168	-	56	59	70	-	1.884	-	-
Sustentator S.A.	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
	<u>480</u>	<u>4.669</u>	<u>3.494</u>	<u>56</u>	<u>364</u>	<u>6.898</u>	<u>2.840</u>	<u>679</u>	<u>2.115</u>	<u>5.493</u>	<u>1.891</u>
Asociadas:											
CDS	-	144	10	-	-	1.063	-	-	-	518	-
YPF Gas.....	51	322	180	-	90	317	73	-	637	414	62
Oldelval	-	1	450	-	-	77	401	-	-	34	272
Termap.....	-	-	182	-	-	-	182	-	-	-	102
OTA.....	12	-	9	-	9	-	14	-	5	-	14
OTC	8	-	-	-	4	-	-	-	7	-	-
GPA	-	-	25	-	-	-	99	-	4	-	80
Oiltanking	-	1	304	-	-	-	198	-	21	-	147
Gas Austral S.A.....	-	23	1	-	-	12	1	-	2	16	-
	<u>71</u>	<u>491</u>	<u>1.161</u>	<u>-</u>	<u>103</u>	<u>1.469</u>	<u>968</u>	<u>-</u>	<u>676</u>	<u>982</u>	<u>677</u>
	<u>551</u>	<u>5.160</u>	<u>4.655</u>	<u>56</u>	<u>467</u>	<u>8.367</u>	<u>3.808</u>	<u>679</u>	<u>2.791</u>	<u>6.475</u>	<u>2.568</u>
	2020				2019				2018		
	Ingresos	Compras y servicios	Intereses ganados (perdidos), netos	Ingresos	Compras y servicios	Intereses ganados (perdidos), netos	Ingresos	Compras y servicios	Intereses ganados (perdidos), netos		
Negocios conjuntos:											
Proferil.....	5.111	4.883	-	4.418	3.044	-	2.751	1.964	-		
MEGA	12.408	2.281	-	10.672	1.854	-	8.150	438	-		
Refinor	2.750	706	-	3.310	481	(16)	2.594	323	-		
Bizoy S.A.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Y-GEN I.....	-	-	-	5	-	-	4	-	-		
YPF EE ⁽¹⁾	3.647	5.184	-	5.016	3.862	-	2.064	1.548	47		
Petrofaró S.A.....	-	-	-	9	23	-	223	150	-		
OLCLP	115	571	-	66	316	-	-	-	-		
Sustentator S.A.	-	4	-	-	-	-	-	-	-		
	<u>24.031</u>	<u>13.629</u>	<u>-</u>	<u>23.496</u>	<u>9.580</u>	<u>(16)</u>	<u>15.786</u>	<u>4.423</u>	<u>47</u>		
Asociadas:											
CDS	838	8	8	1.955	1	-	565	-	-		
YPF Gas.....	2.401	345	3	2.217	252	162	1.608	104	217		
Oldelval	57	2.893	2	238	2.192	-	103	1.167	-		
Termap.....	-	1.309	-	-	1.302	-	6	666	-		
OTA.....	2	76	-								

(1) Con fecha 20 de marzo de 2018, YPF EE fue reclasificada como negocio conjunto. Las transacciones se incluyen a partir de la fecha de pérdida de control. Ver Nota 3.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 117 - Fº 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**35. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (Cont.)**

Adicionalmente, en el curso habitual de sus negocios, y atento a ser el principal grupo energético de la Argentina, la cartera de clientes y proveedores del Grupo abarca tanto entidades del sector privado como así también del sector público nacional. Conforme a lo requerido por la NIC 24 "Información a revelar sobre partes relacionadas", dentro de las principales transacciones antes mencionadas se destacan:

Clientes / Proveedores	Ref.	Saldos			Transacciones		
		Crédito / (Pasivo)			Ingresos / (Costos)		
		2020	2019	2018	2020	2019	2018
SGE	(1) (17)	12.607	26.223	26.978	-	-	-
SGE	(2) (17)	3.330	3.416	1.211	3.992	5.684	1.376
SGE	(3) (17)	228	155	282	234	657	347
SGE	(4) (17)	240	166	192	-	7	107
SGE	(5) (17)	625	475	-	150	475	-
SGE	(6) (17)	440	172	1.255	845	995	3.447
SGE	(7) (17)	6.126	4.417	3.535	-	361	4.149
Ministerio de Transporte	(8) (17)	2.802	2.056	3.044	4.515	5.923	9.192
Secretaría de Industria	(9) (17)	-	-	-	-	688	-
CAMMESA	(10)	7.098	627	3.822	26.054	6.650	18.029
CAMMESA	(11)	(983)	386	(444)	(5.678)	(3.778)	(3.272)
IEASA	(12)	5.998	5.041	4.326	10.992	11.994	7.600
IEASA	(13)	(2.640)	(505)	(745)	(1.650)	(462)	(1.156)
Aerolíneas Argentinas S.A. y Austral Líneas Aéreas Cielos del Sur S.A.	(14)	6.009	5.033	3.454	4.641	16.036	8.710
Aerolíneas Argentinas S.A. y Austral Líneas Aéreas Cielos del Sur S.A.	(15)	-	-	-	-	-	(21)
ANSES	(16)	-	-	-	1.539	-	-

- (1) Beneficios por el incentivo para la inyección excedente de gas natural.
 (2) Beneficios por el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales.
 (3) Beneficios por el acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido.
 (4) Beneficios por el programa hogares con garrafa.
 (5) Beneficios por el reconocimiento del costo financiero generado por el diferimiento de pago de las prestadoras de servicio de distribución de gas natural y gas propano indiluido por redes.
 (6) Procedimiento para la compensación de los menores ingresos que las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural por Redes reciben de sus usuarios en beneficio de Metrogas.
 (7) Procedimiento para la compensación por el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las Prestadoras del Servicio de Distribución de Gas Natural por Redes y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios respectivos en beneficio de Metrogas. Al de 31 de diciembre de 2020, 1.887 se encuentran provisionados y 4.239 se encuentran expuestos netos de los pasivos con otras empresas productoras de gas natural. Ver Nota 34.f.
 (8) Compensación por suministro de gas oil al transporte público de pasajeros a un precio diferencial.
 (9) Incentivo por la fabricación nacional de bienes de capital en beneficio de AESA.
 (10) Provisión de fuel oil y gas natural.
 (11) Compras de energía. Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo contaba con un saldo a favor por dicho concepto.
 (12) Venta de gas natural, GNL y prestación de servicios en los proyectos de regasificación de GNL de Escobar. Asimismo, por el período de 10 meses finalizado el 31 de octubre de 2018 también incluía el proyecto de regasificación de GNL de Bahía Blanca.
 (13) Compras de gas natural y de petróleo crudo.
 (14) Provisión de combustible aeronáutico.
 (15) Compras de millas para programa YPF Serviclub.
 (16) Ingresos reconocidos por el Programa de Asistencia al Trabajo y la Producción en beneficio de AESA y OPESSA.
 (17) Ingresos reconocidos bajo los lineamientos de la NIC 20.

Adicionalmente, el Grupo ha realizado ciertas operaciones de financiación y contratación de seguros con entidades relacionadas con el sector público nacional. Las mismas comprenden ciertas operaciones financieras cuyas principales operaciones se describen en las Notas 14 y 20 y operaciones con Nación Seguros S.A. relacionadas con la contratación de ciertas pólizas de seguros.

Por otro lado, el Grupo posee Bonos de la República Argentina 2029 y 2030, y Letras del Tesoro los cuales se exponen en el rubro "Inversiones en activos financieros". Ver Nota 6.

Asimismo, en relación con el acuerdo de inversión firmado entre YPF y subsidiarias de Chevron, YPF tiene una participación accionaria indirecta no controlante en CHNC. Durante los ejercicios 2020, 2019 y 2018 YPF y CHNC han realizado transacciones, entre las cuales se destacan las compras de crudo por parte de YPF, por 14.962, 21.595 y 14.295, respectivamente. Dichas transacciones se perfeccionarán en función de las condiciones generales y regulatorias del mercado. El saldo neto a pagar a CHNC al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 asciende a 6.462, 2.066 y 2.064, respectivamente. Ver Nota 33.b.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**35. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (Cont.)**

A continuación, se detallan las compensaciones devengadas correspondientes al personal clave de la Administración de YPF, el cual comprende a los miembros del Directorio y a los Vicepresidentes, siendo estos últimos aquellos que cumplen funciones ejecutivas y que son nombrados por el Directorio, todo ello para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

	2020	2019	2018
Beneficios de corto plazo para empleados ⁽¹⁾	719	515	337
Beneficios basados en acciones	161	123	55
Beneficios posteriores al empleo	32	22	14
Beneficios de terminación	242	-	-
	<u>1.154</u>	<u>660</u>	<u>406</u>

(1) No incluyen aportes patronales por 182, 133 y 66 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

36. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES

En la Nota 2.b.10 se describen las principales características y tratamiento contable de los planes implementados por el Grupo.

i. Planes de retiro

Los cargos totales reconocidos bajo el plan de retiro ascienden aproximadamente a 211, 133 y 87 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

ii. Programas de bonificación por objetivos y evaluación del desempeño

El cargo a resultados relacionado con los programas de bonificación descriptos fue 4.231, 3.790 y 2.141 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

iii. Plan de beneficios basados en acciones

En consistencia con los planes de remuneración en acciones aprobados en años anteriores, el Directorio de la Sociedad:

- i) en su reunión de fecha 8 de junio de 2015, resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2015-2018 con vigencia por 3 años a partir del 1° de julio de 2015 (fecha de entrada en vigencia), con características similares a los planes anteriores.
- j) en su reunión de fecha 10 de mayo de 2016, resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2016-2019 con vigencia por 3 años a partir del 1° de julio de 2016 (fecha de entrada en vigencia), con características similares a los esquemas implementados anteriormente.
- k) en su reunión de fecha 9 de mayo de 2017, resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2017-2020 con vigencia por 3 años a partir del 1° de julio de 2017 (fecha de entrada en vigencia), con características similares a los esquemas implementados anteriormente.
- l) en su reunión de fecha 8 de mayo de 2018, resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2018-2021 con vigencia por 3 años a partir del 1° de julio de 2018 (fecha de entrada en vigencia), con características similares a los esquemas implementados anteriormente.
- m) en su reunión de fecha 9 de mayo de 2019, resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2019-2022 con vigencia por 3 años a partir del 1° de julio de 2019 (fecha de entrada en vigencia), con características similares a los esquemas implementados anteriormente.
- n) en su reunión de fecha 10 de noviembre de 2020, resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2020-2023 con vigencia por 3 años a partir del 1° de julio de 2020 (fecha de entrada en vigencia), con características similares a los esquemas implementados anteriormente.

Los cargos reconocidos en resultados correspondientes a los planes basados en acciones, los cuales son agrupados atento a la similar naturaleza de cada uno de ellos, ascendieron a 541, 493 y 308 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**36. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES (Cont.)**

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 la Sociedad ha recomprado 737.378, 411.623 y 250.795 acciones propias emitidas por un monto de 550, 280 y 120, respectivamente, y ha liquidado a beneficiarios del plan 769.312, 609.910 y 538.252 acciones, respectivamente, a los fines de cumplimentar con los planes de beneficios basados en acciones. El costo de dichas recompras se encuentra expuesto en el patrimonio bajo el nombre de "Costo de adquisición de acciones propias", mientras que el valor nominal y su ajuste derivado de la reexpresión monetaria efectuada según los Principios de Contabilidad Previos han sido reclasificados de las cuentas "Capital suscrito" y "Ajuste de capital", a las cuentas "Acciones propias en cartera" y "Ajuste de acciones propias en cartera", respectivamente.

A continuación, se detalla la evolución en cantidad de acciones vinculadas a los planes al cierre de los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

Plan 2015 - 2018

	2020	2019	2018
Cantidad al inicio del ejercicio	-	-	162.051
- Concedidas	-	-	-
- Liquidadas	-	-	(155.385)
- Expiradas	-	-	(6.666)
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	-	-	-
Gasto reconocido durante el ejercicio	-	-	12
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	-	-	19,31

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante 2018.

Plan 2016 - 2019

	2020	2019	2018
Cantidad al inicio del ejercicio	-	183.080	393.972
- Concedidas	-	-	-
- Liquidadas	-	(180.478)	(189.303)
- Expiradas	-	(2.602)	(21.589)
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	-	-	183.080
Gasto reconocido durante el ejercicio	-	21	54
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	-	16,99	16,99

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante 2019, en tanto tenía 7 meses restantes al 31 de diciembre de 2018.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



36. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES (Cont.)

Plan 2017 - 2020

	2020	2019	2018
Cantidad al inicio del ejercicio	183.201	375.552	644.949
- Concedidas	-	-	-
- Liquidadas	(179.160)	(182.445)	(193.564)
- Expiradas	(4.041)	(9.906)	(75.833)
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	-	183.201	375.552
Gasto reconocido durante el ejercicio	37	98	142
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	20,26	20,26	20,26

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante 2020, en tanto tenía 7 meses restantes al 31 de diciembre de 2019 y entre 7 meses y 19 meses al 31 de diciembre de 2018.

Plan 2018 - 2021

	2020	2019	2018
Cantidad al inicio del ejercicio	508.458	761.512	-
- Concedidas	-	-	761.512
- Liquidadas	(246.457)	(246.987)	-
- Expiradas	(24.919)	(6.067)	-
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	237.082	508.458	761.512
Gasto reconocido durante el ejercicio	127	212	100
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	13,60	13,60	13,60

(1) El promedio de vida restante del plan es de 7 meses al 31 de diciembre de 2020, entre 7 y 19 meses al 31 de diciembre de 2019 y entre 7 y 31 meses al 31 de diciembre de 2018

Plan 2019 - 2022

	2020	2019	2018
Cantidad al inicio del ejercicio	758.690	-	-
- Concedidas	-	758.690	-
- Liquidadas	(246.236)	-	-
- Expiradas	(45.086)	-	-
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	467.368	758.690	-
Gasto reconocido durante el ejercicio	293	189	-
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	9,97	9,97	-

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 7 y 19 meses al 31 de diciembre de 2020, en tanto tenía entre 7 y 31 meses al 31 de diciembre de 2019.

Plan 2020 - 2023

	2020	2019	2018
Cantidad al inicio del ejercicio	-	-	-
- Concedidas	774.150	-	-
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	774.150	-	-
Gasto reconocido durante el ejercicio	108	-	-
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	4,75	-	-

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 7 y 31 meses al 31 de diciembre de 2020.

Asimismo, el Plan 2019 - 2022 se complementó con un monto adicional en dólares, con el mismo vesting que las acciones, a pagar en pesos a tipo de cambio de la fecha de dicho vesting. Dicho complemento no tiene efectos significativos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018



37. ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO

	2020			2019			2018		
	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente ⁽¹⁾	Total	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente ⁽¹⁾	Total	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente ⁽¹⁾	Total
Activo no corriente									
<u>Otros créditos</u>									
Dólares estadounidenses.....	27	83,95	2.233	1	59,69	60	10	37,50	375
Pesos chilenos.....	-	-	-	-	-	-	11	0,05	1
Pesos bolivianos.....	7	12,06	84	14	8,58	119	-	-	-
<u>Créditos por ventas</u>									
Dólares estadounidenses.....	98	83,95	8.221	220	59,69	13.132	489	37,50	18.338
Total del activo no corriente			10.538			13.311			18.714
Activo corriente									
<u>Otros créditos</u>									
Dólares estadounidenses.....	176	83,95	14.762	276	59,69	16.474	191	37,50	7.163
Euros.....	3	103,07	259	4	66,85	267	2	42,84	86
Pesos chilenos.....	9.242	0,12	1.109	5.241	0,08	419	6.253	0,05	313
Yenes.....	105	0,81	85	151	0,55	83	-	-	-
Pesos bolivianos.....	14	12,06	168	-	-	-	-	-	-
Libras esterlinas.....	1	114,22	143	-	-	-	-	-	-
<u>Créditos por ventas</u>									
Dólares estadounidenses.....	657	83,95	55.196	939	59,69	56.030	907	37,50	34.013
Pesos chilenos.....	7.108	0,12	853	17.221	0,08	1.378	15.285	0,05	764
Euros.....	- (2)	103,07	2	-	-	-	-	-	-
<u>Inversiones en activos financieros</u>									
Dólares estadounidenses.....	118	83,95	9.882	140	59,69	8.370	292	37,50	10.941
<u>Efectivo y equivalentes de efectivo</u>									
Dólares estadounidenses.....	126	83,95	10.593	723	59,69	43.172	900	37,50	33.750
Pesos chilenos.....	608	0,12	73	1.685	0,08	135	1.097	0,05	55
Pesos bolivianos.....	-	-	-	10	8,58	90	-	-	-
Total del activo corriente			93.125			126.418			87.085
Total del activo			103.663			139.729			105.799
Pasivo no corriente									
<u>Provisiones</u>									
Dólares estadounidenses.....	1.991	84,15	167.542	2.020	59,89	120.968	1.956	37,70	73.741
<u>Pasivos por arrendamientos</u>									
Dólares estadounidenses.....	274	84,15	23.069	674	59,89	40.388	-	-	-
<u>Préstamos</u>									
Dólares estadounidenses.....	6.129	84,15	515.765	6.863	59,89	411.032	6.475	37,70	244.094
<u>Otros pasivos</u>									
Dólares estadounidenses.....	35	84,15	2.960	12	59,89	699	14	37,70	523
<u>Cuentas por pagar</u>									
Dólares estadounidenses.....	3	84,15	275	6	59,89	359	3	37,70	113
Total del pasivo no corriente			709.611			573.446			318.471
Pasivo corriente									
<u>Provisiones</u>									
Dólares estadounidenses.....	40	84,15	3.367	59	59,89	3.555	73	37,70	2.752
Pesos chilenos.....	575	0,12	69	-	-	-	-	-	-
<u>Cargas fiscales</u>									
Pesos chilenos.....	1.375	0,12	165	3.102	0,08	248	1.752	0,05	88
<u>Remuneraciones y cargas sociales</u>									
Dólares estadounidenses.....	9	84,15	731	7	59,89	406	6	37,70	226
Pesos chilenos.....	-	-	-	-	-	-	274	0,05	14
<u>Pasivos por arrendamientos</u>									
Dólares estadounidenses.....	263	84,15	22.093	357	59,89	21.384	-	-	-
<u>Préstamos</u>									
Dólares estadounidenses.....	1.436	84,15	120.839	1.229	59,89	73.599	1.206	37,70	45.475
Pesos chilenos.....	2.958	0,12	355	2.993	0,08	239	-	-	-
Franco suizo.....	-	-	-	-	-	-	302	38,31	11.563
<u>Otros pasivos</u>									
Dólares estadounidenses.....	108	84,15	9.062	22	59,89	1.310	12	37,70	452
<u>Cuentas por pagar</u>									
Dólares estadounidenses.....	831	84,15	69.942	1.181	59,89	70.711	1.087	37,70	40.980
Euros.....	17	103,53	1.770	16	67,23	1.053	21	43,16	906
Pesos chilenos.....	6.400	0,12	768	3.744	0,08	300	2.202	0,05	110
Pesos bolivianos.....	-	12,06	-	7	8,58	60	-	-	-
Yenes.....	384	0,82	315	133	0,55	73	13	0,34	4
Libras esterlinas.....	- (2)	113,81	25	-	-	-	-	-	-
Total del pasivo corriente			229.501			172.938			102.570
Total del pasivo			939.112			746.384			421.041

(1) Tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 según el BNA.

(2) Valor registrado menor a 1.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018

**38. HECHOS POSTERIORES**Canje de deuda

En el contexto de las restricciones cambiarias planteadas por la Comunicación "A" 7.106 de BCRA (ver Nota 34.k) y previa consulta formal al BCRA, la cual fuera respondida por la negativa, respecto de la posibilidad de dar cumplimiento a dicha normativa por medio del refinanciamiento alcanzado en julio 2020 en relación con las ON Clase XLVII con vencimiento en 2021 (ver Nota 20), y con el objetivo adicional de alivianar los compromisos financieros de la Sociedad para los próximos 2 años, con fecha 7 de enero de 2021 YPF lanzó una oferta de canje de las ON Clases XLVII, XXVIII, XIII, XXXIX, LIII, I y LIV (las "Obligaciones Negociables Existentes", ver Nota 20), por nuevas ON Clases XVI, XVII y XVIII (las "Obligaciones Negociables Nuevas") denominadas en dólares a tasa fija creciente, las cuales oscilan entre el 1,5% y el 9%, amortizables entre los años 2023 y 2033, incluyendo un pago inicial en efectivo para las ON Clase XLVII.

Las Obligaciones Negociables Nuevas contienen cláusulas habituales de covenants, similares a las Obligaciones Negociables Existentes. Adicionalmente, las ON Clase XVI se encuentran garantizadas por (i) la cesión de derechos de cobro generados por la exportación de ciertos productos exportables en virtud de acuerdos de venta celebrados por YPF con traders ampliamente reconocidos en el mercado; y (ii) por una prenda en primer grado de privilegio sobre acciones de YPF EE que representan el 50% del capital social en circulación y derechos de voto de esta compañía, mientras se mantenga en circulación al menos el 50% del capital de las ON Clase XVI.

Con fecha 11 de febrero de 2021, habiendo concluido el período de participación temprana para los tenedores de la ON Clase XLVII y la oferta de canje para el resto de las Obligaciones Negociables Existentes, YPF alcanzó un nivel de participación global al canje del 32% y del 59,8% de la ON Clase XLVII. Con dichos resultados y considerando que la refinanciación de pagos de capital e interés de todas las Obligaciones Negociables Existentes que ingresaron al canje supera ampliamente el requerimiento de refinanciación del 60% de la ON Clase XLVII, ese mismo día el BCRA aprobó el acceso por parte de YPF al mercado libre de cambios para realizar el pago del componente en efectivo ofrecido a los tenedores que presentaron la ON Clase XLVII en canje y para pagar las ON XLVII no canjeadas a su fecha de vencimiento. Asimismo, el BCRA autorizó el acceso al mercado libre de cambios para el pago de la totalidad de las ON Clase VIII con vencimiento en el mes de marzo 2021 por aproximadamente US\$ 9 millones.

En consecuencia, con fecha 12 de febrero de 2021, y 1 de marzo (fecha de cierre de participación tardía de tenedores de la ON Clase XLVII) YPF emitió las nuevas ON Clases XVI, XVII y XVIII por un monto de capital de US\$ 775,8 millones, US\$ 747,8 millones y US\$ 575,6 millones respectivamente, y se recibieron instrucciones de presentación al canje relacionadas con las Obligaciones Negociables Existentes según se detalla a continuación:

- ON Clase XLVII por un monto de capital de US\$ 247,3 millones.
- ON Clase XXVIII por un monto de capital de US\$ 656,4 millones.
- ON Clase XIII por un monto de capital de US\$ 201,7 millones.
- ON Clase XXXIX por un monto de capital de US\$ 368,2 millones.
- ON Clase LIII por un monto de capital de US\$ 190,7 millones.
- ON Clase I por un monto de capital de US\$ 101,0 millones.
- ON Clase LIV por un monto de capital de US\$ 213,4 millones.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, debido al cierre reciente del canje mencionado, la Sociedad se encontraba evaluando el impacto contable de acuerdo con los lineamientos de la NIIF 9.

Emisión de ON

Con fecha 26 de febrero de 2021, la Sociedad emitió las (i) ON Adicionales Clase XIV denominadas en dólares y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable a tasa fija del 2% con vencimiento el 4 de diciembre de 2023 por un valor nominal de US\$ 75,6 millones y (ii) ON Clase XIX denominadas en unidades de valor adquisitivo ("UVA") a tasa fija del 3,5% con vencimiento a los 42 meses contados desde la fecha de emisión y liquidación, por un valor nominal de UVA 60,5 millones.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados no han existido otros hechos posteriores significativos cuyo efecto sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones del Grupo al 31 de diciembre de 2020 o su exposición en Nota a los presentes estados financieros consolidados, de corresponder, no hubieren sido considerados en los mismos según las NIIF.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 199

PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020, 2019 Y 2018**

Los presentes estados financieros consolidados fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad y autorizados para ser emitidos con fecha 4 de marzo de 2021 y serán puestos a disposición de la Asamblea de Accionistas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 4 - MARZO - 2021
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

RATIFICACION DE FIRMAS LITOGRAFIADAS

Por la presente ratificamos las firmas que obran litografiadas en las hojas que anteceden desde la página N° 1 hasta la N° 161.

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F°
3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 -
F° 29

RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 -
F° 159

PABLO GERARDO
GONZÁLEZ
Presidente