

The background of the image is a large industrial facility, likely a refinery or chemical plant. It features a complex network of tall, grey metal structures, including towers and distillation columns, interconnected by a dense system of pipes and walkways. Some pipes are painted blue, while others are grey. In the foreground, four workers are walking from left to right on a paved path. They are all wearing blue jumpsuits, white hard hats, safety glasses, and yellow gloves. The overall scene is industrial and professional.

Memoria y estados financieros 2020



ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020

PRESENTADOS EN FORMA COMPARATIVA

NÓMINA DEL DIRECTORIO

Presidente Marcos Marcelo Mindlin

Vicepresidente Gustavo Mariani

Directores Titulares Damián Miguel Mindlin
Ricardo Alejandro Torres
Miguel Ricardo Bein
Juan Santiago Fraschina
María Carolina Sigwald
Darío Epstein
Gabriel Cohen
Carlos Correa Urquiza

Directores Suplentes Pablo Díaz
Nicolás Mindlin
Diego Martín Salaverri
Victoria Hitce
Silvana Wasersztrom
Brian Henderson
Horacio Jorge Tomás Turri
Gerardo Carlos Paz
Mauricio Penta
Haroldo Arián Montagu

COMISIÓN FISCALIZADORA

Síndicos Titulares José Daniel Abelovich
Martín Fernández Dussaut
Germán Wetzler Malbrán

Síndicos Suplentes Marcelo Héctor Fuxman
Tomás Arnaude
Damián Burgio

COMITÉ DE AUDITORÍA

Miembros Titulares Miguel Ricardo Bein
Carlos Correa Urquiza
Darío Epstein

Miembros Suplentes Silvana Wasersztrom



**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020
PRESENTADOS EN FORMA COMPARATIVA**

ÍNDICE

Memoria

Glosario de términos

Estados Financieros Consolidados

Estado de Resultado Integral

Estado de Situación Financiera

Estado de Cambios en el Patrimonio

Estado de Flujos de Efectivo

Notas a los Estados Financieros

Reseña Informativa

Informe de los Auditores Independientes

Informe de la Comisión Fiscalizadora

01 *Memoria*





Contenidos

Glosario de términos	5
1. El ejercicio 2020 y las perspectivas para el futuro	10
2. Gobierno corporativo	13
3. Nuestros accionistas / comportamiento de la acción	20
4. Contexto macroeconómico	22
5. El Mercado eléctrico argentino	23
6. El mercado del gas y petróleo argentino	41
7. Hechos relevantes	54
8. Descripción de nuestros activos	71
9. Recursos humanos	94
10. Comunidad y Fundación Pampa Energía	97
11. Sistemas	102
12. Calidad, seguridad, medio ambiente y salud ocupacional	103
13. Resultados del ejercicio	106
14. Política de dividendos	119
15. Propuesta del Directorio	120
Anexo I: informe de gobierno societario	121



Memoria Anual 2020

A los señores Accionistas de Pampa Energía S.A. ("Pampa", la "Sociedad" o la "Compañía"):

De acuerdo con las disposiciones legales y estatutarias vigentes, sometemos a vuestra consideración la Memoria Anual y los Estados Financieros correspondientes al 77º ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2020.



Glosario de términos

Término	Definición
ADR/ADS	<i>American Depositary Receipts</i>
AFIP	Administración Federal de Ingresos Públicos
Art.	Artículo / Artículos
AR\$	Pesos Argentinos
ASPO	Aislamiento social, preventivo y obligatorio
Bbl	Barril
BCRA	Banco Central de la República Argentina
BNA	Banco de la Nación Argentina
BO	Boletín Oficial
Boe	Barriles de petróleo equivalente
BTU	<i>British Thermal Unit</i>
ByMA	Bolsas y Mercados Argentinos
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CAU	Cargo de Acceso y Uso
CC	Ciclo Combinado
CEE	Comité Ejecutivo de Emergencia
CEO	<i>Chief Executive Office</i> o Director General
CFO	<i>Chief Financial Officer</i> o Director Financiero
CH	Central Hidroeléctrica
CIESA	Compañía de Inversiones de Energía S.A.
CITELEC	Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica Citelec S.A.
CNV	Comisión Nacional de Valores
El Código	Código de Gobierno Societario de Pampa
Comisión de Inversiones Hidrocarburíferas	Comisión de Planificación y Coordinación del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas
COVID-19	Enfermedad del coronavirus
CPB	Central Piedra Buena S.A.
CPD	Costo Propio de Distribución
CSMS	Calidad, Seguridad, Medio Ambiente y Salud Ocupacional
CT	Central Térmica
CTBSA	CT Barragán S.A.
CTEB	Central Térmica Ensenada Barragán
CTG	Central Térmica Güemes
CTGEBA	Central Térmica Genelba
CTIW	Central Térmica Ingeniero White



CTLL	Central Térmica Loma De La Lata
CTP	Central Térmica Piquirenda
CTPP	Central Térmica Parque Pilar
CVP	Costo Variable de Producción
D am ³	Decámetros cúbicos
DDJJ	Declaración Jurada
Demanda Prioritaria	Conjunto de usuarios residenciales, hospitales, escuelas, centros asistenciales, y otros servicios esenciales (no incluye GNC desde el Plan Gas.Ar)
DIGO	Compromisos de Disponibilidad Garantizada
Directorio	Directorio de Pampa Energía
DISPO	Distanciamiento social, preventivo y obligatorio
DisTro	Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y/o Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal
DNU	Decreto de Necesidad y Urgencia
DoP	<i>Deliver or Pay</i>
E &P	Exploración y Producción
EBITDA	Resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones
EcoEnergía	Central de Co-Generación EcoEnergía
Edenor	Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.
EEFF	Estados financieros
EESS	Estaciones de Servicio
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
ENARSA / IEASA	Integración Energética Argentina S.A. (ex Energía Argentina S.A.)
Energía Plus	Programa de Energía Plus, Res. SE N° 1.281/06
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
ESG	<i>Environmental, Social and Governance</i> o Ambiente, Social y Gobierno
Est.	Estimado
Estatuto	Estatuto de Pampa Energía
F O	Fuel Oil
FOB	<i>Free on Board</i>
FOCEDE	Fondo de Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica
Fundación	Fundación Pampa Energía
G B	Gran Bretaña
GE	General Electric
GEI	Gases de efecto invernadero
GLP	Gas Licuado del Petróleo
GNC	Gas Natural Comprimido
GNL	Gas Natural Licuado



GO	Gas Oil
Gobierno / Estado Nacional	Gobierno Federal de la República Argentina
GU	Grandes Usuarios
GU300	Grandes Usuarios con demandas superiores a los 300 kW
GUDI	Grandes Usuarios Distribuidoras
GWh	Gigawatt-hora
GyP	Gas y Petróleo de Neuquén S.A.P.E.M.
HI	Hidroeléctricas
HIDISA	Hidroeléctrica Diamante S.A.
HMRT	Horas de Máximo Requerimiento Térmico
HINISA	Hidroeléctrica Los Nihuales S.A.
HPPL	Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú
ICBC	<i>Industrial and Commercial Bank of China Dubai Branch</i>
IGJ	Inspección General de Justicia
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos de Argentina
IPC	Índice de Precios al Consumidor
IPIM	Índice de Precios Internos al por Mayor
IVA	Impuesto al Valor Agregado
Kb/kbbl/kboe	Miles de barriles/miles de barriles de crudo equivalente
kCal	Kilocalorías
Km	Kilómetro
kton	Miles de toneladas
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
Ley de Solidaridad	Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública, N° 27.541
LGN	Líquidos de Gas Natural
LGS	Ley General de Sociedades, N° 19.550
LMC	Ley de Mercado de Capitales, N° 26.831
M&A	<i>Mergers and acquisitions</i> o fusiones y adquisiciones
M ³	Metros Cúbicos
MAT	Mercado a Término
MAT ER	Mercado a Término de Energías Renovables
MBTU	Millón de BTU
MDP	Ministerio de Desarrollo Productivo (ex SGE)
MEGSA	Mercado Electrónico de Gas S.A.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
Merval	Mercado de Valores de Buenos Aires



MEyM	Ex Ministerio de Energía y Minería
MinEn	Ex Ministerio de Energía (ex MEyM)
MLC	Mercado Libre de Cambios
MMC	Mecanismo de Monitoreo de Costos
MW	Mega watt
MWh	Mega watt-hora
N.a.	No aplica
n.d.	No disponible
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
NYSE	Bolsa de Valores de New York o <i>New York Stock Exchange</i>
OCP	Oleoducto de Crudos Pesados
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OldelVal	Oleoductos del Valle S.A.
ON	Obligaciones Negociables
PACOGEN	Pampa Cogeneración S.A.
Pampa / Sociedad / Grupo / Compañía / Emisora	Pampa Energía S.A. y subsidiarias
Panel +GC	Panel de Gobierno Corporativo Plus de ByMA
PBI	Producto Bruto Interno
PE	Parque Eólico
PEMC	Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro
PEN	Poder Ejecutivo Nacional
PEPE	Parque Eólico Pampa Energía
PHA	PHA S.A.U.
PIST	Punto de Ingreso al Sistema de Transporte o precio del gas natural en boca de pozo
Plan Gas.Ar	Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 (DNU N° 892/20 y normas complementarias)
Plan Gas No Convencional	Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios No Convencionales, Res. MEyM N° 46, 419, 447 /17 y 12/18
Polisur	PBB Polisur S.A.
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> o Contratos de Abastecimiento Mayorista de Electricidad
Los Programas de Recompras	Programas de recompras de acciones aprobados el 27 de abril de 2018, 22 de junio de 2018, 27 de marzo de 2019, 12 de agosto de 2019, 8 de noviembre de 2019, 9 de marzo de 2020, 13 de abril de 2020, 30 de octubre de 2020 y 1 de marzo de 2021
PUREE	Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica
PyME	Pequeñas y Medianas Empresas
R&D	Segmento de Refinación y Distribución
RCD	Refinería de Campo Durán



RECPAM	Resultado por Exposición a los Cambios en el Poder Adquisitivo de la Moneda
Refinor	Refinería del Norte S.A.
RENPER	Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable
Res.	Resolución / Resoluciones
RTI	Revisión Tarifaria Integral
S &P	Standard & Poor's Global Ratings
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SE	Secretaría de Energía
SEC	<i>Security and Exchange Commission</i>
SEE	Subsecretaría de Energía Eléctrica (ex Secretaría de Energía Eléctrica)
SGE	Ex Secretaría de Gobierno de Energía (ex MinEn)
SHC	Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles
SME	Subsecretaría de Mercado Eléctrico
SOX	<i>Sarbanes-Oxley Act</i>
SRH	Subsecretaría de Recursos Hidrocarbúferos (ex Secretaría de Recursos Hidrocarbúferos)
SRRYME	Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico
T elcosur	Telcosur S.A.
TG	Turbina a gas
TGS	Transportadora de Gas del Sur S.A.
TJSM	Termoeléctrica José de San Martín
TMB	Termoeléctrica Manuel Belgrano
Ton	Tonelada métrica
ToP	<i>Take or pay</i>
Transba	Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires Transba S.A.
Transec	Transec Argentina S.A.
Transener	Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A.
TV	Turbina a vapor
TWh	Terawatt-hora
U NIREN	Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos
US\$	Dólares Estadounidenses
V AD	Valor Agregado de Distribución
VN	Valor Nominal
VRD	Valores Representativos de Deuda
Y PF	YPF S.A.



1. El ejercicio 2020 y las perspectivas para el futuro

El año 2020 ha sido un año sin precedentes en la historia, caracterizado por el impacto del COVID-19 a nivel global. **En este contexto inusual, Pampa Energía cumplió 15 años de vida con mucho orgullo de lo hecho y con el mismo entusiasmo de siempre por invertir y crecer.**

Durante este período de entornos cambiantes logramos construir una compañía líder en la industria energética argentina, concentrados en la generación eléctrica y el *upstream* de gas, y nos convertimos en un referente regional, destacándonos por nuestra **excelencia operativa y resiliencia financiera**. Y a pesar de la pandemia, en línea con nuestro compromiso con el país y nuestros valores, en el 2020 hemos logrado garantizar la continuidad de nuestras operaciones en un nivel óptimo, gracias al enorme esfuerzo y acompañamiento de todos nuestros colaboradores, proveedores, relaciones financieras, inversores y clientes.

El inusitado impacto del COVID-19 en las comunidades en donde operamos generó una reacción de la misma magnitud en nuestras actividades de Responsabilidad Social Empresaria, batiendo todos los récords previos. Asimismo, en los programas de voluntariado se demuestra la calidad humana de nuestros colaboradores.

Desde las compañías controladas y co-controladas por Pampa, **invertimos** un total de US\$528 millones¹. Dentro de este plan, destacamos la finalización de proyectos importantes en tiempo y forma pese al inimaginable impacto de la pandemia. Del total invertido, US\$347 millones fueron erogados para el mantenimiento de nuestros activos, en particular la provisión de un servicio de calidad en nuestras subsidiarias reguladas, y aproximadamente otros US\$181 millones se destinaron a expansiones e inversiones no recurrentes, principalmente repartidos entre los cierres a ciclo combinado de Genelba y Ensenada Barragán, más proyectos de *midstream* en TGS.

Asimismo, en vista de un panorama complejo e incierto, continuamos con nuestro plan para **reorganizar estratégicamente nuestro portafolio de activos**. Luego de 15 años de control sobre la distribuidora eléctrica más grande del país, anunciamos la **venta de nuestra participación en Edenor, la decisión estratégica de desinversión de Pampa más relevante de los últimos años**. Convencidos que la sinergia con nuestra Compañía es cada vez más exigua, tomamos la decisión de desinvertir para continuar **enfocándonos en el desarrollo de nuestros negocios principales: generación eléctrica y producción de gas natural**.

Estamos muy orgullosos de la labor llevada a cabo como controlantes de Edenor. En estos 15 años, la compañía ha logrado destacados niveles de satisfacción de sus clientes a pesar del desafiante entorno en el que nos tocó administrarla. Siempre priorizamos acelerar al máximo posible la recuperación de la calidad del servicio para lo cual tuvimos que relegar los intereses de los accionistas. Edenor es una empresa que reinvierte en su negocio el 100% de su capacidad financiera, sin distribuir dividendos desde el año 2001. Con esta decisión se cierra un capítulo muy importante en la historia de Pampa, que si bien no resultó económicamente rentable, implicando en una desvalorización contable de US\$382 millones, nos dejó un profundo conocimiento del sector en su integridad que seguramente podremos capitalizar en el futuro. A todos los excelentes profesionales que nos acompañaron en esta etapa, nuestro profundo agradecimiento.

Pasando a los negocios *core* de Pampa, por tercer año consecutivo nos posicionamos como **el mayor generador eléctrico privado de Argentina**, representando el 12% de la generación total del país. A pesar de la difícil coyuntura, el 2 de julio de 2020 marcamos otro hito, cuando **habilitamos el segundo ciclo combinado en Genelba**, con una inversión cercana a los US\$320 millones, erogando 9% menos que el monto presupuestado y concluyendo en tiempo y forma el proyecto de expansión más ambicioso en la historia de Pampa, sumando 400 MW de energía eficiente al sistema con un nivel de disponibilidad excepcional desde su inicio de operación. Gracias a las inversiones hechas en los últimos años, si bien la capacidad nueva representa el 41% de nuestros 4.955 MW, la contribución al EBITDA es del 78% del segmento.

Continuamos con el desarrollo de **proyectos de expansión**, y esperamos de acá a un año sumar 295 MW adicionales, de los cuales 280 MW provienen del **cierre de ciclo de Ensenada Barragán**, afiliada co-controlada y operada por Pampa, con capacidad existente de 567 MW. Dicho proyecto de expansión

¹ El monto incluye Edenor y el 100% de las inversiones de las afiliadas CTEB, PEMC, TGS, Transener, OldelVal y Refinor, las cuales bajo NIIF no se consolidan con los EEEF de Pampa y están en AR\$ nominales convertidas al tipo de cambio promedio anual.



resulta vital para abastecer el creciente consumo en la zona industrial aledaña al Gran La Plata. Demandará una inversión de US\$200 millones, actualmente procurando trabajo directo a 800 personas en promedio. El salto en eficiencia que implica esta obra, es decir, mayor generación sin consumir combustible adicional, contribuye a una mejora al medio ambiente reduciendo la huella de carbono. Nuestro objetivo en el sector de generación de energía ha sido siempre **crecer de manera sustentable**, apuntando a la máxima eficiencia a través de energía renovable y unidades térmicas de alta productividad.

Nuevamente destacamos el **alto nivel de disponibilidad** de nuestras centrales, alcanzando 97%, muy por encima del promedio del parque nacional e incluso superior a los estándares mundiales para cada una de las tecnologías que operamos. Sin embargo, la actualización de la remuneración a la capacidad vieja resulta imperiosa para continuar con el mantenimiento adecuado de dichas plantas, las cuales están siendo remuneradas en los mínimos históricos.

El 2020 fue otro **año difícil en el negocio de E&P**, nuevamente marcado por un fuerte descenso de precios. Esta situación, de la cual ya alertábamos el año pasado, generó una parálisis de inversión en la industria que empezó a ser evidente hacia mediados del 2019 y produjo una caída del 11% interanual en la producción nacional de gas. En Pampa, pese a todas las vicisitudes, logramos mantener prácticamente estable la producción, posicionándonos como el **sexto mayor productor de gas del país**. Producimos de manera sostenible y buscamos nuevos caminos para monetizar nuestros productos: **por primera vez exportamos crudo** Medanita y durante el período estival, **enviamos gas a Chile**.

Ante un panorama todavía más complejo para el invierno del 2021, a fines de 2020 las autoridades nacionales afortunadamente reaccionaron y tuvo lugar la licitación del **Plan Gas.Ar, un punto de inflexión para el negocio**. Este programa de 4 años busca promover y contractualizar la producción del gas natural argentino y morigerar el gasto en divisas para importaciones. Pampa fue la **tercera empresa de Cuenca Neuquina con mayor oferta en la subasta**, lo cual implica un compromiso de crecimiento del 15% promedio en la producción anual, y una suba del 28% en el invierno, el momento más crítico del año. Bajo este nuevo esquema, continuaremos enfocándonos en el desarrollo de **tight gas**, con una inversión agregada superior a los US\$250 millones a lo largo de los 4 años del programa, que nos permite esperar un **aumento de nuestra rentabilidad y generación de caja**.

PRODUCCIÓN DE GAS 2021-24 DE PAMPA ENERGÍA

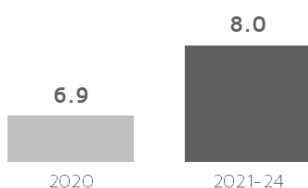
Apertura por canal de venta y precio adjudicado de Plan Gas



MEJORA SUSTANCIAL EN LA PRODUCCIÓN Y PRECIOS DE GAS DE PAMPA

Producción total de gas¹
AUMENTO DEL 15%

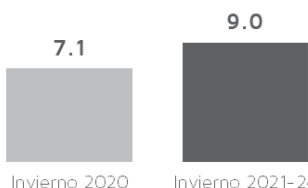
en millones de m3 diarios



1 Producción a tenencia de Pampa.

Producción total invernal²
AUMENTO DEL 28%

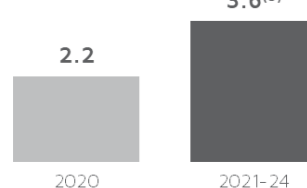
en millones de m3 diarios



2 Meses de mayo a septiembre inclusive.

Precio promedio anual
AUMENTO DEL 64%

en US\$ por millón de BTU



3 Precio promedio que aplica a Plan Gas.Ar.



Asimismo, por segundo año consecutivo logramos **certificar reservas shale** provenientes de la formación **Vaca Muerta**, 2,5 veces superior al volumen certificado en 2019, y a pesar de la coyuntura del sector, registramos nuevamente por tercer año un **índice de reposición de reservas positivo** de 1,4, alcanzando reservas probadas por 142 millones boe y una vida promedio de aproximadamente 8,6 años.

Respecto del negocio petroquímico, pese al contexto recesivo que se vivió en el país, el 2020 fue un excelente año para este segmento, entre lo que se destaca un récord de volumen exportado de caucho a Brasil y una creciente demanda de estirénicos y bases octánicas, asociada al repunte de la industria y flexibilización de la cuarentena.

Durante 2020 mantuvimos la actividad de recompra de nuestros instrumentos en oferta pública a precios deprimidos con el convencimiento que representan un uso adecuado de nuestra generación de liquidez. En el año recomparamos el 11% del capital accionario original y 10% de las obligaciones negociables internacionales, cuyos vencimientos operan en el 2023, 2027 y 2029.

La pandemia reafirmó la importancia de la sustentabilidad, y por ello nuestra **continua dedicación y esfuerzo hacia la mejora en las variables ESG y la rendición de cuentas**, liderando esta temática en Argentina. En nuestro reporte incorporamos mayor información de gestión y profundizamos temáticas materiales a nuestra industria, como el desempeño ambiental y la diversidad de género. En 2020 nos adherimos a CDP y fuimos la única compañía energética argentina en obtener calificación positiva. Asimismo, mantenemos nuestra participación en el panel de gobierno corporativo y el índice de sustentabilidad de ByMA, y en el índice de igualdad de género de Bloomberg.

El año 2020 fue excepcional por donde se lo mire. Frente a una caída histórica de la actividad económica del país, Pampa demostró la fortaleza y robustez en todos sus segmentos de negocio, con saludable generación de caja aun en este duro contexto. Estuvimos preparados para afrontar la adversidad y seguimos **entusiasmados por enfrentar un futuro desafiante**. Todo esto no sería posible sin el esfuerzo y dedicación de nuestros colaboradores y asesores de la Compañía, nuestras familias, proveedores, instituciones financieras e inversores, que nos han demostrado la continua confianza que depositan en nosotros.



2. Gobierno corporativo

En Pampa consideramos que la mejor forma de conservar y proteger a nuestros inversores consiste en la adopción e implementación de las mejores prácticas de gobierno corporativo que nos consolidan como una de las empresas más confiables y transparentes del mercado. Para ello, trabajamos constantemente en incorporar las mencionadas prácticas teniendo en cuenta la tendencia internacional de los mercados y la normativa local y extranjera vigente aplicable en materia de gobierno corporativo.

En esa línea, en diciembre de 2018 Pampa ingresó al panel especial de negociación de mercado de acciones denominado Panel +GC, patrocinado por BYMA. El Panel +GC es inédito en el país e incluye aquellas empresas que, ya listadas en BYMA y con acciones de voto simple, cumplan con las mejores prácticas de buen gobierno y transparencia corporativa, incluso a un nivel superior a lo requerido por la normativa vigente, cumpliendo Pampa con la totalidad de ellas. Dichas prácticas, sujetas a una revisión periódica sobre su cumplimiento, se encuentran alineadas a los principios de Gobierno Corporativo de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) y adoptados por el G20.

Más allá de la información contenida en esta presentación, para mayor información sobre las prácticas de gobierno corporativo de Pampa, remitimos al Anexo I de la presente Memoria en el cual se incorpora el informe de gobierno societario requerido por el Código conforme los términos del Art. 1 de la Sección I del Capítulo I del Título IV de las Normas de la CNV –de acuerdo al texto ordenado 2013, modificado por la Res. General CNV N° 797/19.

2.1 Estructura de los órganos sociales de Pampa

El Directorio

Conforme lo dispuesto por la LGS, tal como la misma fuera modificada de tanto en tanto, la LMC y el Estatuto de Pampa, la toma de decisiones de la Sociedad está a cargo del Directorio. El mismo está compuesto por diez directores titulares e igual o menor número de directores suplentes según lo determine la Asamblea, revistiendo un porcentaje de sus miembros el carácter de independientes conforme a los criterios de independencia de las normas de la CNV. Todos nuestros directores son elegidos por el término de tres ejercicios y pueden ser reelegidos indefinidamente, excepto por las restricciones que surgen de los criterios de independencia estipulados por las normas de la CNV. El vencimiento y la consecuente renovación de mandatos, se realiza en forma parcial y escalonada cada año, de manera que por dos años seguidos sean elegidos tres directores y el año siguiente sean elegidos cuatro directores. Actualmente, el Directorio de Pampa está formado por los siguientes miembros:



Nombre	Cargo	Independencia	Vencimiento del mandato*
Marcos Marcelo Mindlin	Presidente	No Independiente	31/12/2020
Gustavo Mariani	Vicepresidente	No Independiente	31/12/2022
Ricardo Alejandro Torres	Director Titular	No Independiente	31/12/2022
Damián Miguel Mindlin	Director Titular	No Independiente	31/12/2020
Miguel Ricardo Bein	Director Titular	Independiente	31/12/2022
María Carolina Sigwald	Directora Titular	No Independiente	31/12/2020
Gabriel Cohen	Director Titular	No Independiente	31/12/2021
Carlos Correa Urquiza	Director Titular	Independiente	31/12/2021
Juan Santiago Fraschina	Director Titular	Independiente	31/12/2021
Darío Epstein	Director Titular	Independiente	31/12/2021
Horacio Jorge Tomás Turri	Director Suplente	No Independiente	31/12/2022
Victoria Hitce	Directora Suplente	No Independiente	31/12/2022
Gerardo Carlos Paz	Director Suplente	No Independiente	31/12/2020
Mauricio Penta	Director Suplente	No Independiente	31/12/2020
Brian Henderson	Director Suplente	No Independiente	31/12/2020
Diego Martín Salaverri	Director Suplente	No Independiente	31/12/2021
Pablo Díaz	Director Suplente	No Independiente	31/12/2021
Silvana Wasersztrom	Directora Suplente	Independiente	31/12/2021
Nicolás Mindlin	Director Suplente	No Independiente	31/12/2021
Haroldo Adrián Montagu	Director Suplente	Independiente	31/12/2021

Nota: *Sus mandatos son válidos hasta su reelección o la elección de sus reemplazantes.

Principales ejecutivos

El siguiente cuadro ofrece información acerca de nuestros funcionarios ejecutivos:

Nombre	Cargo
Marcos Marcelo Mindlin	Presidente
Gustavo Mariani	Vicepresidente ejecutivo y CEO
Ricardo Alejandro Torres	Vicepresidente ejecutivo
Damián Miguel Mindlin	Vicepresidente ejecutivo
Gabriel Cohen	Director ejecutivo financiero – CFO
Horacio Jorge Tomás Turri	Director ejecutivo de petróleo y gas
María Carolina Sigwald	Directora ejecutiva de asuntos legales
Nicolás Mindlin	Director de M&A, petroquímica y empresas vinculadas



La comisión fiscalizadora

Nuestro Estatuto social establece que la fiscalización de Pampa está a cargo de una Comisión Fiscalizadora integrada por tres miembros titulares y tres suplentes designados por nuestros accionistas conforme la normativa vigente. Los miembros de la Comisión Fiscalizadora deben ser abogados o contadores matriculados y ejercen su cargo durante tres ejercicios fiscales.

La principal función de la Comisión Fiscalizadora es efectuar un control de legalidad respecto del cumplimiento por parte del Directorio de las disposiciones de la LGS, el Estatuto, sus reglamentaciones, si hubiera, y las decisiones de asambleas. Al cumplir con estas funciones, la Comisión Fiscalizadora no controla nuestras operaciones ni evalúa los méritos de las decisiones tomadas por los directores.

La composición de nuestra Comisión Fiscalizadora es la siguiente:

Nombre	Cargo	Vencimiento del mandato**
Germán Wetzler Malbrán	Síndico Titular*	31/12/2020
José Daniel Abelovich	Síndico Titular	31/12/2020
Martín Fernández Dussaut	Síndico Titular	31/12/2020
Tomás Arnaude	Síndico Suplente	31/12/2020
Marcelo Héctor Fuxman	Síndico Suplente	31/12/2021
Damián Burgio	Síndico Suplente	31/12/2021

Nota: *Presidente de la Comisión Fiscalizadora. **Su mandato es válido hasta su reelección o la elección de sus reemplazantes.

El comité de auditoría

En línea con lo prescripto por el Art. 109 de la LMC, Pampa cuenta con un Comité de Auditoría, el cual se encuentra integrado por tres miembros titulares y un miembro suplente, y todos ellos revisten el carácter de independientes conforme a los criterios de independencia estipulados por las normas de la CNV. Los miembros del Comité de Auditoría cuentan con experiencia profesional en temas financieros, contables, jurídicos y/o empresariales.

De acuerdo con la normativa vigente y su propio reglamento, el Comité de Auditoría tiene a su cargo el cumplimiento de, entre otras, las siguientes tareas:

- i. Supervisar el funcionamiento de los sistemas de control interno y del sistema administrativo-contable, así como la fiabilidad de este último y de toda la información financiera o de otros hechos significativos que sean presentados a la CNV y los mercados en cumplimiento del régimen informativo aplicable;
- ii. Opinar respecto de la propuesta del Directorio para la designación de los auditores externos a contratar por la Sociedad y velar por su independencia;
- iii. Revisar los planes de los auditores externos e internos, evaluar su desempeño y emitir una opinión al respecto en ocasión de la presentación y publicación de los EEFF anuales, todo ello conforme a la reglamentación de la CNV. Para la supervisión del desempeño del auditor externo, el Comité podrá determinar una serie de indicadores objetivos, a fin de evaluar el compromiso, eficiencia e independencia del auditor externo;
- iv. Supervisar la aplicación de las políticas en materia de información sobre la gestión de riesgos de la Sociedad;



- v. Proporcionar al mercado información completa respecto de las operaciones en las cuales exista conflicto de intereses con integrantes de los órganos sociales o accionistas controlantes;
- vi. Opinar sobre la razonabilidad de las propuestas de honorarios y de planes de opciones sobre acciones de los directores y administradores de la Sociedad que formule el Directorio de la Sociedad;
- vii. Opinar sobre el cumplimiento de las exigencias legales y sobre la razonabilidad de las condiciones de emisión de acciones o valores convertibles en caso de aumento de capital con exclusión o limitación del derecho de preferencia;
- viii. Emitir opinión fundada sobre las operaciones con partes relacionadas en los casos establecidos por la legislación y comunicarla en cumplimiento de la ley toda vez que en Pampa exista o pueda existir un supuesto conflicto de intereses;
- ix. Supervisar la operación de un canal por el cual los funcionarios y el personal de la Sociedad puedan efectuar denuncias en materia contable, de control interno y auditoría, de acuerdo con las normas aplicables al efecto;
- x. Brindar cuanto informe, opinión, o dictamen exija la reglamentación vigente, con el alcance y periodicidad que fije la misma y sus eventuales modificaciones, etc.;
- xi. Cumplir con todas aquellas obligaciones que le resulten impuestas por el Estatuto, así como las leyes y reglamentos aplicables a la Sociedad;
- xii. Verificar el cumplimiento de las normas de conducta que resulten aplicables; y
- xiii. Elaborar anualmente un plan de actuación para el ejercicio del que dará cuenta al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora. El Comité de Auditoría debe presentarles dicho plan de actuación dentro de los 60 días corridos de iniciado el ejercicio.

En la actualidad, la composición del Comité de Auditoría de Pampa es la siguiente:

Nombre	Cargo
Miguel Ricardo Bein	Presidente
Darío Epstein	Miembro Titular
Carlos Correa Urquiza	Miembro Titular
Silvana Wasersztrom	Miembro Suplente

2.2 Protección a los accionistas minoritarios

En relación con el resguardo de los accionistas minoritarios de Pampa, el Estatuto prevé: **(i)** un solo tipo de acción, con igualdad de derechos económicos y políticos; **(ii)** mayorías especiales de hasta 66,6% de votos para modificar determinadas cláusulas del Estatuto; y **(iii)** la posibilidad de convocar a asamblea a requerimiento de accionistas que representen al menos el 5% del capital social.

2.3 Políticas de gobierno corporativo

Programa de integridad – Ley N° 27.401

Con motivo de la promulgación y entrada en vigencia de la Ley de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas, el Directorio de Pampa consideró el estado de cumplimiento del Programa de Integridad previsto en los Art. 22 y 23 de la mencionada ley, cuya finalidad es implementar un conjunto de acciones,



mecanismos y procedimientos internos de promoción de la integridad, supervisión y control, orientados a prevenir, detectar y corregir irregularidades y actos ilícitos comprendidos en dicha ley.

El Programa establecido por la ley cuenta con componentes obligatorios y optativos, habiendo sido la definición de Pampa dar un cumplimiento total al mismo. Es importante resaltar que todos los requisitos obligatorios ya se encontraban implementados en Pampa con anterioridad a la entrada en vigencia de la ley.

Asimismo, el Programa de Integridad es revisado en forma periódica por el Directorio, lo que incluye la identificación de posibles oportunidades de mejora del mismo. El Directorio ha definido que la Dirección de Auditoría Interna de Pampa sea el responsable interno por el programa, teniendo a cargo su desarrollo, coordinación y supervisión.

Código de conducta empresarial - línea ética

Pampa cuenta con un Código de Conducta Empresarial que establece los principios éticos que forman la base de las relaciones entre Pampa y todos sus grupos de interés (colaboradores, clientes, proveedores, gobierno, accionistas, comunidad, etc.), brindando lineamientos y poniendo a disposición instrumentos que garanticen la transparencia de los asuntos y la correcta administración de la Compañía.

Asimismo, Pampa cuenta con un Procedimiento de actuación ante denuncias. Este último documento describe el proceso a seguir desde la recepción de una denuncia hasta la conclusión de la investigación y aplicación de las medidas correctivas que pudieran corresponder. Entre los instrumentos disponibles, se encuentra la Línea Ética, un canal exclusivo para reportar, bajo estricta confidencialidad, cualquier presunta irregularidad o infracción al Código de Conducta Empresarial. A esta línea se puede acceder a través de distintos canales (sitio web, línea telefónica gratuita o correo electrónico) y es operada por un proveedor externo lo que garantiza una mayor transparencia. El Comité de Auditoría es el encargado de supervisar la operatoria del canal y la resolución de las denuncias en los temas de su competencia.

Política para la prevención del fraude, la corrupción y otras irregularidades

Durante el año 2020, el Directorio de Pampa aprobó una actualización a la política para la prevención del fraude, la corrupción y otras irregularidades, la que reafirma la transparencia y ética como conductas necesarias para conducir los negocios de la Sociedad y alcanzar un crecimiento sustentable de la misma.

En este sentido, esta política prohíbe el fraude, la corrupción en cualquiera de sus formas o las conductas irregulares dentro de Pampa. Asimismo, establece la postura de Pampa en relación con la prevención de la corrupción y otras conductas irregulares, complementando los principios y valores definidos en el Código de Conducta, por lo que ambos documentos deben leerse en conjunto. Finalmente, esta política también incluye cláusulas relativas a la obligación de reportar la existencia o sospecha de violación de leyes y/o normas, como así también la prohibición de aplicar represalias contra cualquier empleado o tercero que hubiera efectuado legítimamente y de buena fe cualquier denuncia o se hubiera negado a participar de actos de corrupción.

Política de mejores prácticas bursátiles

Esta Política ha sido implementada a fin de establecer ciertas restricciones y formalidades para la concreción de operaciones de compraventa de valores negociables registrados para cotizar en algún mercado bursátil, de Pampa y/o de sus empresas relacionadas, garantizando una mayor transparencia y asegurando que ningún empleado de Pampa obtenga ningún tipo de ventaja o beneficio económico por el uso indebido de información material no pública de Pampa y/o de sus empresas relacionadas.

La referida Política se aplica a todo el personal de Pampa y sus subsidiarias que sea considerado sujeto alcanzado, incluyendo sin limitación a directores, miembros de la Comisión Fiscalizadora y primeras líneas gerenciales.



Política de aprobación de operaciones con partes relacionadas

Desde el año 2008, la Sociedad cuenta con una Política de Aprobación de Operaciones con Partes Relacionadas según la cual, de acuerdo a lo prescripto por la LMC, todas las operaciones de monto relevante que Pampa realice con personas físicas y/o jurídicas que sean consideradas "partes relacionadas" según la normativa aplicable, deben someterse a un procedimiento específico de autorización y control previo que se desarrolla bajo la coordinación de la dirección ejecutiva de asuntos legales de Pampa y que involucra tanto al Directorio como al Comité de Auditoría de Pampa (según el caso).

Política de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo

Pampa como fiduciario del Fideicomiso CIESA califica como "Sujeto Obligado" conforme lo prescripto por el inciso 22 del Art. 20 de la Ley de Encubrimiento y Lavado de Activos de Origen Delictivo N° 25.246 y modificatorias. Si bien a la fecha las principales actividades de la Compañía no enmarcan ser fiduciario de sociedades, ni ninguna de las otras actividades mencionadas en el Art. 20 de la Ley N° 25.246, para el cumplimiento de las obligaciones impuestas por la condición de "Sujeto Obligado" se aprobó dicha Política, que está basada y orientada a los eventuales riesgos que pueden implicarle a la Sociedad por su rol de fiduciario de un único fideicomiso.

Cuestionario de autoevaluación del Directorio

Desde el año 2008, el Directorio de Pampa implementa un cuestionario de autoevaluación que le permite analizar y evaluar de forma anual su propio rendimiento y gestión.

La dirección ejecutiva de asuntos legales de la Sociedad tiene a su cargo el análisis y archivo del cuestionario que cada miembro del Directorio contesta de manera individual, y sobre la base de los resultados, propone al Directorio de Pampa todas aquellas medidas que estime convenientes para mejorar el desempeño de las funciones del Directorio.

Política de divulgación de información relevante

Desde el año 2009, la Sociedad cuenta con una Política de Divulgación de Información Relevante aprobada por el Directorio de Pampa, cuyo fin es regular los principios básicos del funcionamiento de los procesos de publicación de información relevante de Pampa de acuerdo con los requerimientos regulatorios de los mercados de valores en los cuales Pampa cotiza sus valores o se encuentra registrada a tales efectos.

Política de CSMS

Esta Política, aprobada por el Directorio en el año 2017, tiene como objetivo la unificación de los estándares de CSMS en los procesos operativos de E&P, generación y distribución de energía, R&D y petroquímica, resguardando la mayor seguridad posible dentro del normal desarrollo de cada actividad.

Política de dividendos

Aprobada por el Directorio de Pampa en el año 2018, esta Política plasma los lineamientos a seguir para mantener un adecuado equilibrio entre los montos distribuidos y los planes de inversión de Pampa. Con el objetivo de establecer una práctica clara, transparente y consistente que permita a los accionistas tomar decisiones informadas, todo ello en concordancia con el Estatuto y el marco legal y regulatorio vigente.



Política de remuneraciones

El Directorio de Pampa aprobó la Política de Remuneraciones en el año 2018, cuyo principal objetivo es establecer reglas generales para determinar la composición, actualización y tratamiento de la remuneración de los directores, así como establecer reglas para el reembolso de sus gastos.

En el marco de la Política de Remuneraciones, el Directorio creó el Comité de Remuneraciones, el cual depende del Directorio de Pampa y que se encuentra integrado por tres miembros titulares e igual o menor número de miembros suplentes, los que no pueden ejercer funciones ejecutivas en la Sociedad. En la actualidad, la composición del Comité de Remuneraciones de Pampa Energía es la siguiente:

Nombre	Cargo	Independencia	Vencimiento del mandato
Miguel Ricardo Bein	Presidente	Independiente	31/12/2022
Carlos Correa Urquiza	Miembro Titular	Independiente	31/12/2021
Darío Epstein	Miembro Titular	Independiente	31/12/2021
Silvana Wasersztrom	Miembro Suplente	Independiente	31/12/2021

Política de nominaciones

El Directorio de Pampa aprobó la Política de Nominaciones en el año 2018, la cual fija los lineamientos generales en cuanto a independencia, incompatibilidades y diversidad en el Órgano de Administración, y describe el proceso de identificación y evaluación de los candidatos a ocupar cargos en el Directorio, tanto por el propio Órgano de Administración como por los accionistas, a ser propuesto a la Asamblea de Accionistas.

En el marco de la Política de Nominaciones, el Directorio creó el Comité de Nominaciones, el cual asiste al Directorio y la Asamblea en el proceso de nominación y designación de los miembros del Directorio de Pampa. El Comité de Nominaciones depende del Directorio de Pampa y se encuentra integrado por tres miembros titulares e igual o menor número de miembros suplentes, debiendo su Presidente revestir el carácter de independiente conforme a los criterios estipulados por las normas de la CNV. En la actualidad, la composición del Comité de Nominaciones de Pampa Energía es la siguiente:

Nombre	Cargo	Independencia	Vencimiento del mandato
Miguel Ricardo Bein	Presidente	Independiente	31/12/2022
Gustavo Mariani	Miembro titular	No independiente	31/12/2022
Ricardo Alejandro Torres	Miembro titular	No independiente	31/12/2022
Silvana Wasersztrom	Miembro suplente	Independiente	31/12/2021
Victoria Hitce	Miembro suplente	No independiente	31/12/2022
María Carolina Sigwald	Miembro suplente	No independiente	31/12/2020



3. Nuestros accionistas / comportamiento de la acción

Al 31 de diciembre de 2020, el capital accionario de Pampa estaba compuesto por un total de 1.747.873.239 acciones ordinarias emitidas, con un valor nominal de AR\$1 y un voto por acción. Sin embargo, las respectivas Asambleas de Accionistas de Pampa del 7 de abril y 10 de diciembre de 2020 aprobaron las reducciones de capital social por 151.585.025 y 140.786.959 de acciones ordinarias en cartera, adquiridas por Pampa y sus subsidiarias. Dichas reducciones se encuentran en proceso de inscripción ante la IGJ que, una vez aprobadas, el capital emitido de Pampa Energía ascendería a 1.455.501.255 acciones ordinarias².

Con respecto al remanente de acciones en cartera, las mismas están fuera de circulación y serán oportunamente sometidas a la aprobación de sus accionistas para su cancelación.

El siguiente cuadro contiene información acerca de la titularidad de las acciones ordinarias de Pampa:

Tenedores al 31 de diciembre de 2020	En millones		% Capital emitido	% Capital en circulación
	Acciones	ADR		
Management ¹	381,4	15,3	21,8%	26,2%
Flotación en NYSE y ByMA	1.068,2	42,7	61,1%	73,5%
Acciones en cartera	294,0	11,8	16,8%	-
<i>Pendientes de cancelación</i>	<i>292,4</i>	<i>11,7</i>	<i>16,7%</i>	-
<i>En cartera²</i>	<i>1,6</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1%</i>	-
Plan de compensación del personal en acciones	4,3	0,2	0,2%	0,3%
Capital emitido	1.747,9	69,9	100,0%	100,0%
Capital en circulación	1.453,9	58,2		

Nota: Todos los valores están ajustados por redondeo, por lo que el total puede no igualar su suma. **1** Tenencias directas e indirectas de los Sres. Marcos Marcelo Mindlin, Damián Miguel Mindlin, Gustavo Mariani y Ricardo Alejandro Torres. **2** Acciones recompradas hasta el 31 de diciembre de 2020.

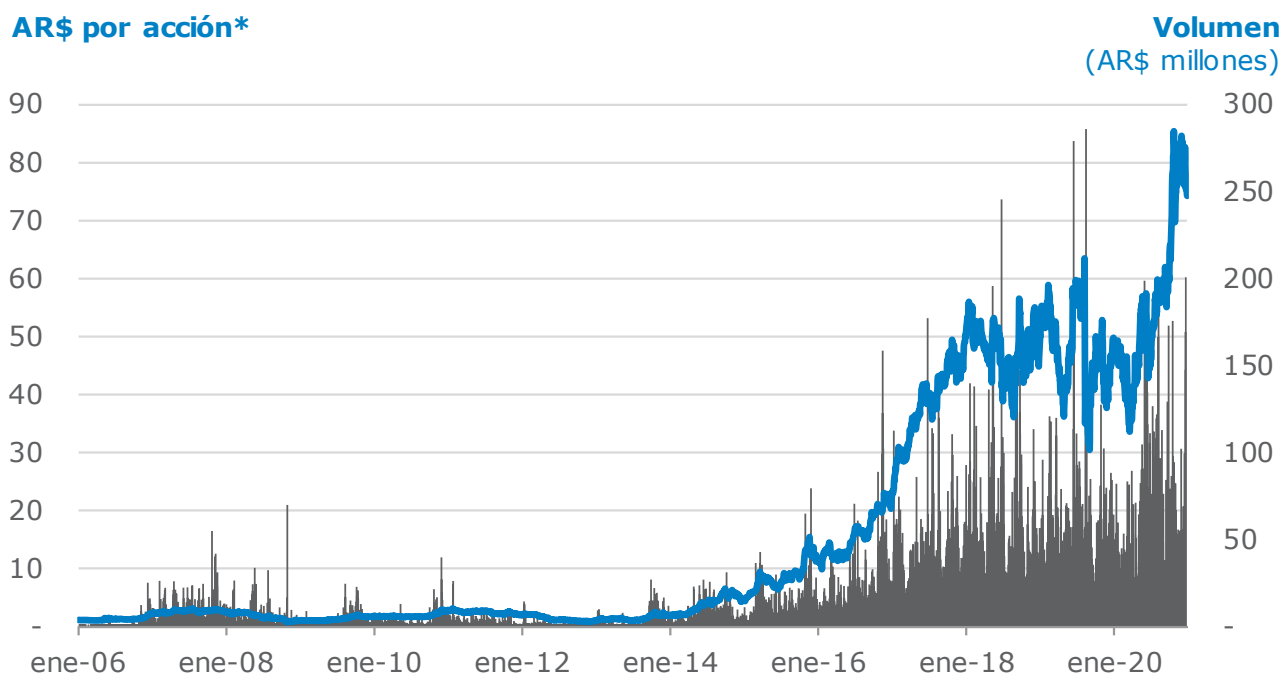
Pampa se encuentra listada en ByMA, siendo parte de los índices S&P Merval y de sustentabilidad (no comercial) y miembro del panel especial de negociación de acciones denominado Panel +GC, que selecciona las compañías cotizantes con las mejores prácticas de gobierno corporativo.

Asimismo, Pampa cuenta con un programa de ADS Nivel II, admitido para cotizar en el NYSE y cada ADS representa 25 acciones ordinarias. Nuestro ADR forma parte del índice MSCI Argentina y participa en el índice bursátil (no comercial) de igualdad de género organizado por Bloomberg, en el cual Pampa es la única empresa argentina con otras 14 empresas latinoamericanas.

² Para mayor información, ver la sección 7.7 de esta Memoria.

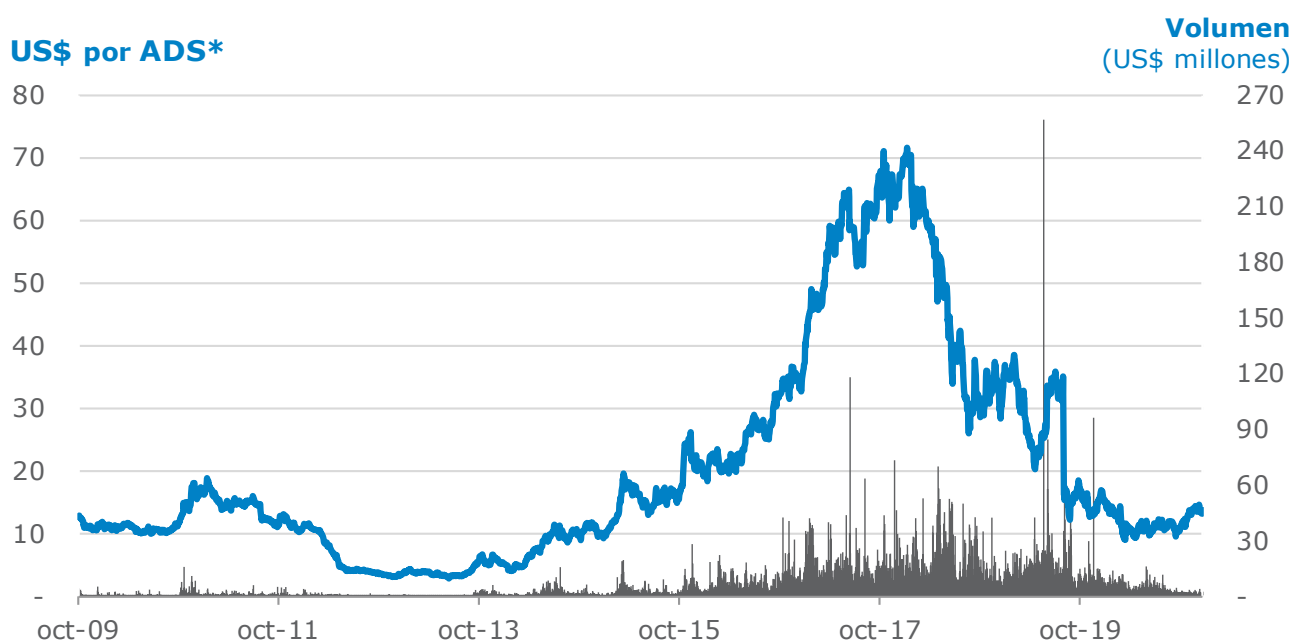


El siguiente gráfico muestra la evolución del precio por acción y volumen operado de Pampa en la ByMA desde enero de 2006 al 31 de diciembre de 2020:



Nota: *Precio ajustado por derechos de suscripción preferente y emisiones. **Fuente:** ByMA/Bloomberg.

El siguiente gráfico muestra la evolución del precio por ADS y volumen operado de Pampa en el NYSE desde el 9 de octubre de 2009 al 31 de diciembre de 2020:



Nota: *Precio ajustado por emisiones. **Fuente:** Bloomberg.



4. Contexto macroeconómico

La actividad económica al tercer trimestre de 2020 registró una caída acumulada del 11,8% respecto del mismo período del año anterior, principalmente debido al impacto del COVID-19, disminuyendo el consumo privado, público e inversión en un 14,6%, 5,4% y 22,3%, respectivamente. La contracción en la actividad alcanzó a 15 de los 16 sectores identificados de la economía, siendo los más afectados hoteles y restaurantes (-47,6%), construcción (-32,1%), transporte y comunicaciones (-16,5%), industria manufacturera (-11,0%) y comercio mayorista, minorista y reparaciones (-8,5%). Dichas caídas fueron parcialmente compensadas por exportaciones netas al tercer trimestre de 2020, en contraste a importaciones netas de 2019, principalmente debido a la abrupta caída en las importaciones desde la cuarentena.

En cuanto a la evolución de los precios, el Índice de Costo de Vida Nacional publicado por el INDEC mostró una variación en el año 2020 del 36,1%. Las mayores variaciones se registraron en los rubros de prendas de vestir y calzado (+60,0%), recreación y cultura (+48,0%), y alimentación y bebidas no alcohólicas (+42,1%). Los rubros afectados en menor medida fueron comunicación (+7,6%), vivienda, agua, electricidad y otros combustibles (+17,6%) y educación (+20,1%). Asimismo, los salarios medidos por el registro de Remuneración Imponible Promedio de los Trabajadores Estables (RIPE) tuvieron un incremento interanual del 34,9% a diciembre de 2020, respecto del mismo mes del 2019.

Asimismo, a diciembre de 2020 las cuentas fiscales del Sector Público No Financiero acumularon un déficit primario y total de 7,0% y 9,1% en relación con el PBI, respectivamente. La variación anual del total de los recursos tributarios, medidos en AR\$ según cifras publicadas por la AFIP, cerró con un incremento interanual del 32,2%. Asimismo, los gastos primarios registrados en el 2020 por el Tesoro Nacional mostraron una variación interanual del 63,5%.

En lo que se refiere a la situación financiera, la cotización del US\$ mayorista BCRA Res. A3500 cerró al 31 de diciembre de 2020 en AR\$84,15/US\$, acumulando un aumento del 40,5% respecto del cierre de 2019 y una variación promedio interanual de 46,3%. Las reservas internacionales del BCRA totalizaron a cierre de 2020 US\$39,4 mil millones, US\$5,5 mil millones menos respecto del nivel alcanzado el año anterior. Por su parte, la base monetaria alcanzó el valor de AR\$2.470 mil millones a fin de 2020, reflejando un incremento de 30,3% respecto al del año anterior. Además, el inventario de deuda del BCRA por letras emitidas totalizó a fin de 2020 el equivalente expresado en dólares de US\$35,0 mil millones, mostrando un aumento interanual del 97%.

Finalmente, en el plano externo, según datos del INDEC el superávit en cuenta corriente acumulado al tercer trimestre de 2020 alcanzó a US\$4,3 mil millones, monto que representa el 1,2% del PBI. Este fenómeno está principalmente explicado por el superávit en la balanza comercial, donde las exportaciones a valor *Free on Board* totalizaron US\$41,9 mil millones, mientras que el valor *Cost, Insurance and Freight* de las importaciones fue de US\$30,4 mil millones. Las exportaciones primarias tuvieron un alza durante el período en cuestión del 5,4%, mientras que las exportaciones de manufacturas de origen agrícola e industrial tuvieron una contracción de 8,3% y 31,1%, respectivamente. Las exportaciones de combustibles y energía revirtieron su tendencia y evidenciaron una merma del 28,5% interanual. Con respecto a las importaciones, la contracción en comparación al mismo período del 2019 se explica por disminuciones en los rubros automotriz (-45,4%), combustibles y lubricantes (-40,3%), piezas y accesorios (-34,2%), bienes de capital (-21,8%), bienes intermedios (-9,6%) y bienes de consumo (-7,7%).



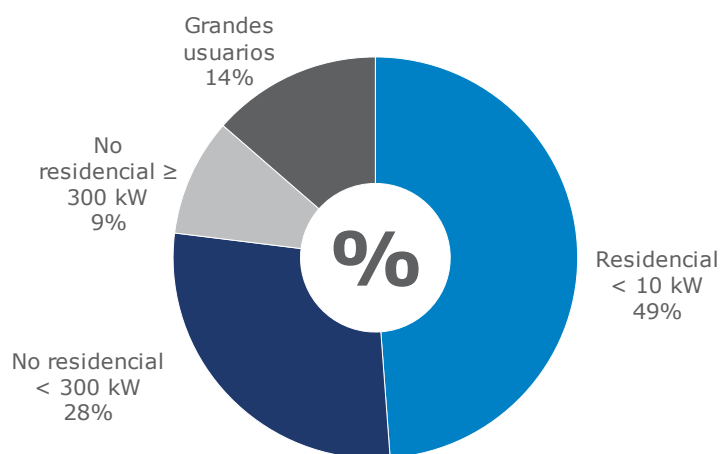
5. El Mercado eléctrico argentino

5.1 Generación

Durante el año 2020, el consumo de energía eléctrica disminuyó ligeramente producto de la cuarentena, experimentando una variación del 1,3% respecto del año 2019, con un volumen de energía eléctrica demandada de 127.306 GWh y 128.946 GWh para los años 2020 y 2019, respectivamente.

El siguiente gráfico muestra la apertura del consumo eléctrico en 2020 por tipo de cliente:

Demanda eléctrica por tipo de cliente



Fuente: ADEERA

Picos de potencia máxima registrada

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Potencia (MW)	21.564	21.949	23.794	24.034	23.949	25.380	25.628	26.320	26.113	25.791
Fecha	1-ago	16-feb	23-dic	20-ene	27-ene	12-feb	24-feb	8-feb	29-ene	4-feb
Temperatura (°C)	3,5	34,2	35,4	29,6	35,6	35,1	27,7	30,2	34,0	29,5
Hora	20:18	15:10	14:20	15:05	14:13	14:35	14:25	15:35	14:25	14:57

Fuente: CAMMESA.

El 25 de enero del 2021 a las 14:41, el SADI registró el récord de potencia demandada de 26.450 MW.

Evolución de la oferta

Durante el año 2020, se registró un aumento del 2% en la energía generada, con volúmenes de 133.584 GWh y 130.804 GWh para los años 2020 y 2019, respectivamente, principalmente debido al aumento de las exportaciones, parcialmente compensado por los efectos de la cuarentena.



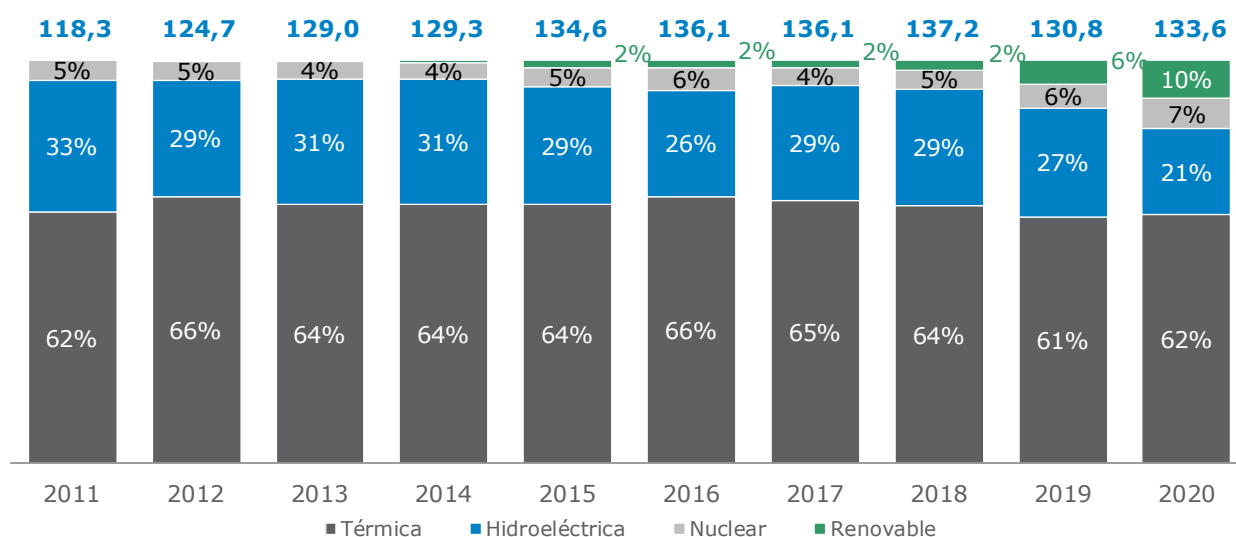
La generación térmica continuó siendo el principal recurso para abastecer la demanda, tanto con gas natural como con combustibles líquidos (GO y FO) y carbón mineral, aportando un volumen de energía de 82.333 GWh (62%), seguido por el parque hidroeléctrico que contribuyó con 28.505 GWh neto de bombeo (21%), generación renovable con 12.734 GWh (10%) y nuclear con 10.011 GWh (7%). Asimismo, se registraron importaciones por 1.204 GWh (56% inferior al 2019), exportaciones por 3.089 GWh (superiores a los 261 GWh registrados en el 2019) y pérdidas por 4.392 GWh (1% superiores al 2019).

La generación hidroeléctrica neta de bombeo disminuyó un 18% su volumen de aporte respecto al año 2019, principalmente debido a las sequías que afectaron las represas Yacyretá y Salto Grande. Dicha disminución fue parcialmente compensada por el aumento en la generación renovable (64%), térmica (3%) y nuclear (26%) comparado con el año 2019, principalmente debido a las habilitaciones comerciales de los PPA bajo RenovAr, MAT ER y Res. MEyM N° 287/17, además de mayor generación nuclear desde la puesta en marcha del reacondicionamiento de la Central Nuclear Embalse a fines del primer trimestre del 2019.

El siguiente gráfico muestra la evolución de generación eléctrica por tipo de tecnología:

Generación eléctrica por tipo de central

En % y TWh, 2011 – 2020



Nota: incluye MEM y MEM Sistema Patagónico. Generación hidroeléctrica neta de bombeo. **Fuente:** CAMMESA.

Durante el 2020, el parque de generación registró un crecimiento de su capacidad instalada respecto al año anterior, alcanzando un total de 41.951 MW (+2.247 MW respecto al año 2019). Este incremento responde principalmente a las habilitaciones comerciales de unidades renovables bajo los programas RenovAr y MAT ER por 1.408 MW. En el plano térmico se habilitaron 817 MW, mayoritariamente correspondientes a la Res. MEyM N° 287/17, de los cuales se destaca la finalización del proyecto del cierre a CC en Genelba Plus (199 MW).



El siguiente cuadro detalla el ingreso de nuevas unidades durante el año 2020:

Región	Tecnología	Capacidad (MW)	
Buenos Aires y Litoral	Biogás	4,1	1.146,7
	CC	395,9	
	Eólica	477,2	
	TG	269,5	
Centro	Biogás y biomasa	4,6	91,1
	CC	55,6	
	Eólica	22,8	
	Motor diésel y TV	8,1	
Comahue	Eólica	100,5	100,5
Cuyo	Hidráulica renovable	11,6	23,3
	Solar	11,7	
Noreste	Biomasa	51,0	51,0
Noroeste	CC	199,0	598,8
	Eólica	99,8	
	Solar	300,0	
Patagonia	Eólica	101,6	134,1
	Motor diésel	32,5	
Total			2.145,5
<i>Térmico</i>			<i>44,6%</i>
<i>Renovable</i>			<i>55,4%</i>

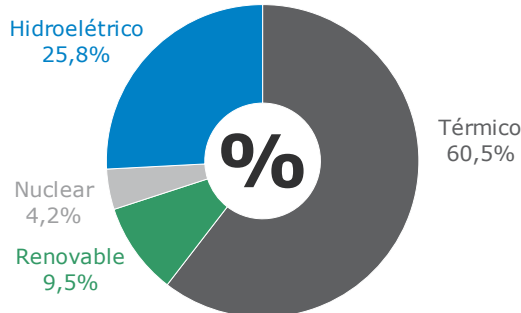
Fuente: CAMMESA y análisis de Pampa Energía.

Adicionalmente, se rectificaron potencias de CH en función de los embalses por +22 MW, CT por +30 MW, eólicas por +213 MW y solar por +8 MW. Igualmente, se finalizaron contratos de TG por -171 MW.

El siguiente gráfico muestra la composición de la capacidad instalada argentina al 31 de diciembre de 2020:

Capacidad instalada argentina 2020

100% = 42,0 GW



Fuente: CAMMESA.



Abastecimiento y consumo de combustibles³

En lo que hace al suministro de combustibles para usinas, a partir del 30 de diciembre de 2019, por la Res. MDP N° 12/19, la gestión comercial y provisión de combustible quedaron nuevamente centralizados en CAMMESA, excepto para los generadores con contratos en Energía Plus y bajo la Res. SEE N° 287/17. Adicionalmente, a raíz de la implementación del Plan Gas.Ar, el 2 de diciembre de 2020 se publicó la Res. SE N° 354/20, estableciendo, entre otras medidas, un esquema de cesión operativa opcional del gas natural y su transporte a CAMMESA desde enero de 2021 para aquellos generadores exceptuados. Pampa se adhirió a dicho esquema. Este nuevo esquema fijó un nuevo orden de despacho térmico centralizado en CAMMESA, priorizando las unidades suministradas con el gas importado de Bolivia en condición ToP, seguido de aquellas provistas por Plan Gas.Ar y por último, aquellas con gas cedido a CAMMESA.

Con respecto al consumo de combustibles, el uso de gas natural para usinas en 2020 fue de 16,3 millones de dam³, representando una disminución del 5% en relación con el consumo del año anterior, principalmente explicado por la menor oferta doméstica en un 7% interanual. En consecuencia, se acentuó la insuficiencia de combustible para atender las necesidades de generación de energía eléctrica, por lo que se continuó la contratación de GNL y su regasificación en Escobar, y gas natural proveniente de Bolivia, incrementándose dichas importaciones en un 8% interanual. Asimismo, se recurrió al consumo de combustibles alternativos (FO, GO y carbón mineral) para abastecer la demanda, en volúmenes significativamente mayores a los consumidos en el 2019. El uso de FO se triplicó a 0,6 millones de ton, mientras que la demanda del GO y carbón mineral se duplicaron.

Precio de la energía eléctrica

La autoridad energética ha continuado la política iniciada en el año 2003, mediante la cual la sanción del precio *spot* del MEM se determina sobre la base del CVP con gas natural de las unidades generadoras disponibles, aunque las mismas no estén generando con dicho combustible (Res. SE N° 240/03). El costo adicional por el consumo de combustibles líquidos se traslada por fuera del precio de mercado sancionado, como sobrecosto transitorio de despacho. Asimismo, el MEM asume los costos del gas natural y su transporte regulado, además de los costos asociados en caso de importación (Res. SGE N° 25/18 y SE N° 354/20).

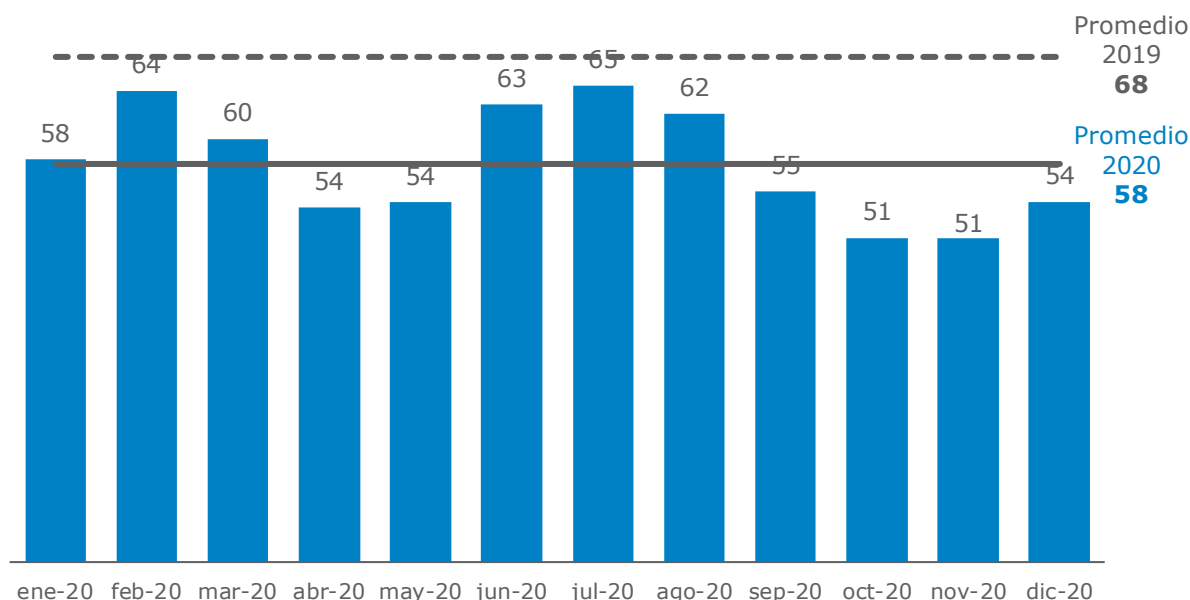
Evolución de precios en el MEM

A partir del mes de noviembre de 2019, de acuerdo a la Res. SEE N° 38/19, el precio *spot* promedio mensual de la energía sancionado es de AR\$720/MWh. No obstante, el siguiente gráfico muestra el costo promedio mensual que todos los usuarios del sistema eléctrico deberían pagar para que el mismo no sea deficitario. Dicho costo incluye, además del precio de la energía, el cargo por potencia, el costo de generación, combustibles como el gas natural, FO, GO y carbón mineral más otros conceptos menores.

³ Para mayor información, ver las secciones 6.1, 7.3 y 7.4 de esta Memoria.



Costo medio monómico mensual En US\$ / MWh



Fuente: CAMMESA, convertido a dólares al tipo de cambio oficial.

Esquema remunerativo para la generación sin contratos

Res. SRRYME N° 1/19: marzo 2019 - febrero 2020

Hasta el 31 de enero de 2020 estuvo vigente la Res. SRRYME N° 1/19, la cual redujo la remuneración de las CT, tanto por potencia como por operación y mantenimiento. Además, introdujo un coeficiente de ajuste correlacionado con el factor de uso promedio de los últimos 12 meses por unidad térmica.

Generadores térmicos

El siguiente cuadro muestra los precios base a la potencia aplicaba a los generadores que no declararan DIGO:

Tecnología / escala	Precio base de la potencia (US\$ / MW-mes)
CC grande capacidad > 150 MW	3.050
CC chico capacidad ≤ 150 MW	3.400
TV grande capacidad > 100 MW	4.350
TV chica capacidad ≤ 100 MW, motores combustión interna	5.200
TG grande capacidad > 50 MW	3.550
TG chica capacidad ≤ 50 MW	4.600

A los agentes que declarasen DIGO, se les estableció un esquema remunerativo de potencia estacional: a) verano (diciembre a febrero); b) invierno (junio a agosto) y c) "resto", conformado por dos



trimestres (marzo a mayo y septiembre a noviembre). El precio de la potencia estaba fijado a US\$7.000/MW-mes en los trimestres de verano e invierno, y US\$5.500/MW-mes para los trimestres “resto”.

Adicionalmente, indistintamente si el agente declaró DIGO o no, la potencia ponderaba un factor de uso equivalente al promedio del factor de despacho de la unidad generadora en el año móvil previo al mes en cálculo, y aplicó un coeficiente a la remuneración por la potencia si el factor de uso fue: i) mayor al 70%, se abonó el 100%; ii) menor al 30%, se abonó el 70%; y iii) mayor o igual a 30% y menor a 70%, la remuneración por potencia se afectó en forma lineal entre el 70% y el 100%.

Los valores de remuneración por la energía generada se redujeron en US\$1/MWh para todas las tecnologías, excepto para los motores de combustión interna, que bajó US\$3/MWh. El valor de remuneración por energía operada se redujo de US\$2/MWh a US\$1,4/MWh.

Finalmente, se eliminaron los esquemas de remuneración adicional: potencia para incentivar la DIGO en los picos de demanda, variable por eficiencia y potencia para CT con bajo despacho.

Generadores hídricos

La Res. SRRYME N° 1/19 mantuvo los precios base de la potencia de la Res. SEE N° 19/17, así como también los valores de remuneración para la energía generada y operada. Pero en cuanto al pago de la potencia, las horas en las que un generador hidroeléctrico estaba indisponible por mantenimiento programado y acordado ya no fueron computados para el cálculo de la remuneración de la potencia. Sin embargo, a los efectos de mitigar dicha incidencia, en mayo de 2019, mediante la Nota SME N° 46631495, se estableció aplicar un factor de 1,05 al pago de capacidad.

Otras consideraciones

Para la generación de fuente no convencional, se fijó un único valor de remuneración por su energía generada a un precio de US\$28/MWh. El mismo es del 50% si es generada antes de su habilitación comercial.

Respecto a la devolución de los fondos entregados a los generadores bajo mutuos para la ejecución de mantenimientos mayores de sus unidades, se estableció la aplicación de todos los créditos devengados a favor de los agentes, y un esquema de descuentos en los ingresos del generador equivalente al máximo entre US\$1/MWh generado y US\$700/MW-mes por la disponibilidad real de la unidad.

Res. SE N° 31/20: actual esquema de precios

El 27 de febrero del 2020 se publicó en el BO la Res. SE N° 31/20, en la cual se modificaron ciertos aspectos del esquema remunerativo de la Res. SRRYME N° 1/19, efectivo a partir del 1 de febrero de 2020. La nueva Res. traslada todo el esquema remunerativo a moneda local a una tasa de cambio de AR\$60/US\$, y establece un factor de actualización a partir del segundo mes de aplicación, el cual contempla una fórmula compuesta en un 60% por IPC y un 40% por IPIM. Posteriormente, mediante la Nota SE NO-2020-24910606-APN-SE#MDP del 8 de abril de 2020, la SE instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión la aplicación de dicho factor. A la fecha de emisión de la presente Memoria, la Compañía no ha sido notificada de actualización alguna.

Generadores térmicos

Respecto a los valores del esquema anterior, la Res. SE N° 31/20 reduce la remuneración por potencia, sea base o garantizada, dependiendo de la tecnología utilizada. Sin embargo, para las CT con potencia instalada menor o igual a 42 MW en su conjunto, se mantienen los valores de potencia base de la Res. SRRYME N° 1/19.



Tecnología / escala	Precio base de la potencia (AR\$/MW-mes)	Variación vs. Res. SRRYME N° 1/19*
CC grande capacidad > 150 MW	100.650	-45%
CC chico capacidad ≤ 150 MW	112.200	-45%
TV grande capacidad > 100 MW	143.550	-45%
TV chica capacidad ≤ 100 MW, Motores de combustión interna capacidad > 42 MW	171.600	-45%
TG grande capacidad > 50 MW	117.150	-45%
TG chica capacidad ≤ 50 MW	151.800	-45%
CC chico capacidad ≤ 15MW	204.000	-
TV chica capacidad ≤ 15MW	312.000	-
TG chica capacidad ≤ 15MW	276.000	-
Motores combustión interna capacidad ≤ 42 MW	312.000	-

Nota: * Asume tasa de cambio de AR\$60/US\$.

En cuanto a la remuneración de la potencia garantizada ofrecida, rige el siguiente esquema:

Período	Precio base de la potencia (AR\$/MW-mes)	Variación vs. Res. SRRYME N° 1/19*
Verano (diciembre a febrero) e invierno (junio a agosto)	360.000	-14%
Resto (marzo a mayo y septiembre a noviembre)	270.000	-18%
Motores combustión interna ≤ 42 MW, verano/invierno	420.000	-
Motores combustión interna ≤ 42 MW, resto	330.000	-

Nota: * Asume tasa de cambio de AR\$60/US\$.

Asimismo, la Res. SE N° 31/20 mantiene la fórmula del coeficiente por despacho, pero si el factor de uso es menor al 30%, se percibe el 60% del pago por potencia (excepto para los motores de combustión interna ≤ 42 MW, los cuales mantienen el esquema de la Res. SRRyME N° 1/29).

El nuevo esquema introduce una remuneración adicional en las HMRT del mes, compuestas por las 50 horas registradas con mayor despacho de generación térmica de cada mes, agrupados en dos bloques de 25 horas cada uno, aplicándose a la potencia generada media el siguiente cuadro:

Período, en AR\$/MW-HMRT	Primeras 25 horas HMRT	Segundas 25 horas HMRT
Verano (diciembre a febrero) e Invierno (junio a agosto)	45.000	22.500
Resto (marzo a mayo y septiembre a noviembre)	7.500	-

Con respecto a la remuneración variable, los mismos no sufrieron cambios en US\$ a tasa de cambio AR\$60/US\$, fijándose en AR\$240/MWh las unidades generadas con gas natural, AR\$420/MWh con FO, AR\$600 con biocombustibles (salvo motores de combustión interna, AR\$720/MWh) y AR\$720/MWh con carbón mineral. La remuneración por energía operada se fijó en AR\$84/MWh.

Generadores hídricos

La Res. SE N° 31/20 ajustó la remuneración de potencia y adicionó un nuevo concepto por HMRT. Se mantienen el factor de 1,05 sobre la potencia para compensar la incidencia de los mantenimientos programados, y el factor de 1,20 para aquellas unidades que tengan a su cargo el mantenimiento de estructuras de control en el curso del río y que no tengan una central asociada.

Escala	Precio base de la potencia (AR\$/MW-mes)	Variación vs. Res. SRRYME N° 1/19*
HI grandes capacidad > 300 MW	99.000	-45%
HI medias capacidad > 120 ≤ 300 MW	132.000	-45%
HI chicas capacidad > 50 ≤ 120 MW	181.500	-45%
HI renovable capacidad ≤ 50 MW	297.000	-45%
Bombeo HI grandes capacidad > 300 MW	99.000	+10%
Bombeo HI medias capacidad > 120 ≤ 300 MW	132.000	-12%

Nota: * Asume tasa de cambio de AR\$60/US\$.

Con respecto a la remuneración adicional HMRT, se aplicará a la potencia operada media:

Escala	Precio potencia HMRT AR\$/MW-HMRT
HI grandes capacidad > 300 MW	27.500
HI medias capacidad > 120 ≤ 300 MW	32.500
HI chicas capacidad > 50 ≤ 120 MW	32.500
HI renovable capacidad ≤ 50 MW	32.500
Bombeo HI grandes capacidad > 300 MW	27.500
Bombeo HI medias capacidad > 120 ≤ 300	32.500

Ponderada por los siguientes multiplicadores:

HMRT	Diciembre a febrero, Junio a agosto	Resto
Primeras 25 horas HMRT	1,2	0,2
Segundas 25 horas HMRT	0,6	-

Los precios por energía generada y operada no sufrieron cambios en US\$ a tasa de cambio AR\$60/US\$, fijándose en AR\$210/MWh y AR\$84/MWh, respectivamente. La remuneración por energía operada se deberá corresponder con el despacho óptimo del sistema. La norma no indica, como sí lo hace en el caso de los generadores térmicos, cuál sería la consecuencia en caso contrario.



Criterios de implementación

Central	Unidad generadora	Tecnología	Tamaño	Potencia
CPB	BBLATV29	TV	Grande	>100 MW
	BBLATV30	TV	Grande	>100 MW
CTG	GUEMTV11	TV	Chica	≤100 MW
	GUEMTV12	TV	Chica	≤100 MW
	GUEMTV13	TV	Grande	>100 MW
CTGEBA	GEBATG01	CC	Grande	>150MW
	GEBATG02	CC	Grande	>150MW
	GEBATG04 ¹	TG	Grande	>50 MW
	GEBATV01	CC	Grande	>150MW
CTLL	LDLATG01	TG	Grande	>50 MW
	LDLATG02	TG	Grande	>50 MW
	LDLATG03	TG	Grande	>50 MW
	LDLATG04 ²	TG	Grande	>50 MW
HIDISA	ADTOHI	HI	Media	entre 120 MW y 300 MW
	LREYHB	HI de bombeo	Media	entre 120 MW y 300 MW
	ETIGHI	HI renovable	-	≤ 50 MW
HINISA	NIH1HI	HI	Chica	entre 50 MW y 120 MW
	NIH2HI	HI	Chica	entre 50 MW y 120 MW
	NIH3HI ³	HI	Chica	entre 50 MW y 120 MW
HPPL	PPLEHI01	HI	Media	entre 120 MW y 300 MW
	PPLEHI02	HI	Media	entre 120 MW y 300 MW
	PPLEHI03	HI	Media	entre 120 MW y 300 MW

Nota: **1** Aplicó hasta la habilitación comercial del CC de Genelba Plus (2 de julio de 2020). **2** Sólo aplican 26 MW de la unidad. **3** Aplica un coeficiente de 1,20 a la remuneración.

Para el caso de las unidades GUEMTG01 de CTG y GEBATG03 de CTGEBA, con el acuerdo de los generadores bajo "Energía Plus", la energía y la potencia disponible entregadas al *spot* que no estuvieran comprometidas con contratos de Energía Plus, serán remuneradas bajo los conceptos para la capacidad vieja, quedando el costo del combustible provisto por CAMMESA fuera de la transacción (Res. SE N° 482/15).

Otras consideraciones

Para la energía generada de cualquier fuente no convencional, la Res. SE N° 31/20 establece un único valor de remuneración de AR\$1.680/MWh, equivalente a la remuneración anterior convertido a tipo de cambio de AR\$60/US\$. El mismo es del 50% si es generada antes de su habilitación comercial.

Con respecto a la devolución de los mutuos para mantenimientos mayores, se establece que se apliquen todos los créditos devengados a favor de los generadores y un esquema de descuentos en los ingresos del generador, equivalente al máximo entre AR\$60/MWh y AR\$42.000/MW-mes por la



disponibilidad real de la unidad. Cabe destacar que los financiamientos para mantenimientos mayores que Pampa adeudaba fueron cancelados en el marco del Acuerdo de Regularización y Cancelación de Acreencias con el MEM, suscripto con CAMMESA en agosto de 2019.

Remuneración diferencial para energía convencional

Energía Plus

Con el objetivo de incentivar el desarrollo de nueva oferta de generación, en septiembre de 2006 la SE aprobó la Res. N° 1281/06, en la cual implementa Energía Plus, donde generadores, cogeneradores y autogeneradores que no sean agentes del MEM o no cuenten con instalación o interconexión al MEM a la fecha de dicha Res. podrán vender energía a GU300 que consuman por encima de la Demanda Base (consumo eléctrico del año 2005), a un precio negociado entre las partes. Dichas centrales deben contar con abastecimiento y transporte de combustible, y en el caso de los nuevos GU300 que ingresen al sistema, su Demanda Base es igual a cero.

En el marco de esta normativa, CTG, EcoEnergía y CTGEBa prestan el servicio de Energía Plus a distintos clientes del MEM, con una potencia bruta total de 283 MW. Cabe mencionar que en mayo de 2019 CTG transfirió sus contratos a CTGEBa, comercializando su electricidad en el mercado *spot*. Sin embargo, desde agosto de 2020 CTG comenzó gradualmente a comercializar energía bajo contratos de Energía Plus.

En caso de no poder satisfacer su demanda de Energía Plus, el agente debe comprar esa energía en el mercado *spot* al costo marginal operado. Por otro lado, la SE, a través de la Nota N° 567/07 y sus modificatorias, estableció que los GU300 que no compren su Demanda Excedente en el MAT deben abonar el Cargo Medio Incremental de la Demanda Excedente (CMIEE), y la diferencia entre el costo real y el CMIEE se acumule mensualmente en una cuenta individual por cada GU300 en el ámbito de CAMMESA. A partir del mes de junio de 2018, a través de la Nota SE N° 28663845/18, el CMIEE pasó a ser el máximo entre AR\$1.200/MWh y el sobre costo transitorio de despacho. Adicionalmente, se estableció que transitoriamente no se registren movimientos en la cuenta individual de cada GU300 hasta nueva instrucción.

Los valores de los contratos de Energía Plus están denominados en US\$. En ciertos contratos, los precios están ajustados por la variación de precios de CAMMESA. Durante los primeros meses de la cuarentena se evidenció una caída sustancial en la demanda, recuperándose hacia fin del 2020 a los niveles del 2019. Adicionalmente, Energía Plus continúa afectado por la migración de la demanda hacia el MAT ER.

Finalmente, con la implementación del Plan Gas.Ar, desde enero de 2021 las generadoras tienen opción de ceder operativamente el suministro y transporte de gas a CAMMESA, y se fijó un orden de despacho centralizado, en consideración del combustible asignado para la generación. Pampa se adhirió a dicho esquema.

Res. SE N° 220/07

Con el fin de incentivar nuevas inversiones para aumentar la oferta de generación, la SE dictó la Res. N° 220/07, en la cual faculta a CAMMESA a suscribir "Contratos de Compromiso de Abastecimiento al MEM" con los agentes generadores del MEM por la energía producida con nuevo equipamiento de generación. La modalidad de contratación es un PPA a largo plazo, en US\$ y el precio a pagar por CAMMESA debe remunerar la inversión realizada por el agente con una tasa de retorno aceptada por la SE. En el marco de esta normativa, CTLL, CTP y CTEB poseen contratos con CAMMESA, con una potencia bruta de 856 MW⁴.

⁴ Incluye la TG04 de CTLL, construida bajo el Acuerdo para el incremento de la disponibilidad de generación térmica ejecutado en 2014, y cuya potencia está parcialmente remunerada bajo este contrato desde julio de 2016.



Cabe mencionar que en julio y noviembre de 2021 se cumple el plazo de 10 años de los PPA de CTP (30 MW) y la TV01 en CTLL (180 MW), respectivamente. Por otro lado, CTEB posee un proyecto de expansión para adicionar 280 MW bajo este esquema, cuya habilitación está estimada en el primer trimestre del 2022.

Res. SEE N° 21/16

En el marco de la emergencia del sector eléctrico nacional declarada por el Decreto PEN N° 134/15, el 22 de marzo de 2016 la SEE, a través de la Res. N° 21/16, convocó a una licitación para nueva capacidad de generación térmica con compromiso de estar disponible en el MEM para el verano 2016/2017, el invierno 2017 y el verano 2017/2018. Los oferentes adjudicados suscribieron un PPA por un cargo fijo (US\$/MW-mes) y un cargo variable sin incluir combustibles (US\$/MWh), con CAMMESA como contraparte en representación de los distribuidores y GU del MEM.

En total 305 MW están remunerados bajo este esquema: la TG05 en CTLL de 105 MW y CTPP por 100 MW desde agosto de 2017, y CTIW por 100 MW desde diciembre de 2017.

Res. SEE N° 287/17

Con fecha 10 de mayo de 2017, la SEE dictó la Res. N° 287/17, en la cual llamó a licitación proyectos de cogeneración y cierre de CC sobre equipamiento ya existente. Los proyectos debían ser de bajo consumo específico (inferior a 1.680 kCal/kWh con gas natural y 1.820 kCal/kWh con líquidos alternativos) y la nueva capacidad no debía incrementar las necesidades del transporte eléctrico más allá de las capacidades existentes o caso contrario debía incluir a costo del oferente las ampliaciones necesarias.

Los proyectos adjudicados remunerarán un PPA con vigencia por 15 años, por un precio de la potencia disponible más el CVP sin combustible por la energía suministrada y el costo del combustible (si se oferta), menos las penalidades y el excedente de combustible. Los excedentes de potencia se remunerarían como capacidad vieja.

En este marco, en septiembre de 2017 Pampa fue adjudicada por el proyecto de cierre a CC en la unidad Plus de CTGEB A por 400 MW. La operación comercial a ciclo abierto (201 MW) comenzó en junio de 2019 con la incorporación de la TG02 y a ciclo cerrado con la instalación de la TV02 (199 MW) el 2 de julio de 2020, cumpliendo con el plazo comprometido originalmente, a pesar de los impactos del COVID-19.

Asimismo, tal como fuera indicado anteriormente, con la implementación del Plan Gas.Ar, desde enero de 2021 se estableció un esquema de cesión operativa de suministro y transporte de gas a CAMMESA en el marco del nuevo esquema de despacho centralizado. Pampa se adhirió a dicho esquema y acordó celebrar una adenda al PPA con CAMMESA a fin de establecer las modificaciones correspondientes. A la fecha no se ha celebrado dicha adenda.

Remuneración diferencial para energía renovable

En octubre de 2015 se promulgó la Ley N° 27.191 (reglamentada por DNU N° 531/16), que modifica la Ley N° 26.190 de fomento de uso de fuentes renovables de energía. Entre otras medidas, se estableció que para el 31 de diciembre de 2025 el 20% de la demanda total de energía en Argentina debe estar cubierta con fuentes renovables de energía⁵. A fin de alcanzar dicho objetivo, se establece que los GU del MEM y CAMMESA deben cubrir su demanda con dichas fuentes en un 8% al 31 de diciembre de 2017, siendo dicho porcentaje elevado cada dos años hasta alcanzar el objetivo antes citado. Los contratos que se celebren con GU y los GUDI no podrán tener un precio promedio superior a US\$113/MWh.

Adicionalmente, se establecen diversos incentivos, entre los que se incluyen beneficios fiscales (devolución anticipada de IVA, amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, exenciones de

⁵ A partir de diciembre de 2016, las hidráulicas menores a 50 MW se clasifican como renovables.



derechos de importación, etc.) y la constitución del Fondo para el Desarrollo de Energía Renovables (FODER) destinado, entre otros objetivos, al otorgamiento de préstamos, aportes de capital, etc. que contribuyan a la financiación de tales proyectos.

RenovAr

En 2016 se convocaron las rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAr, mediante las Res. MEyM N° 71/16 y 252/16, respectivamente. En la ronda 1 se adjudicaron 29 proyectos por un total de 1.142 MW (97% eólicos y solares), entre las cuales se encontraba nuestro proyecto PEMC de 100 MW en la provincia de Buenos Aires, en operación comercial desde junio del 2018. En la ronda 1.5 se adjudicaron 30 proyectos por un total de 1.281,5 MW (100% eólicos y solares). En 2017 se convocó la ronda 2 mediante la Res. MEyM N° 275/17 y se adjudicaron 88 proyectos por un total de 2.043 MW (89% eólicos y solares). Finalmente, en 2018 se convocó la ronda 3 (MiniRen) para proyectos de menor envergadura (hasta 10 MW) y se adjudicó un total de 246 MW.

Cabe aclarar que, respecto a todos los proyectos bajo RenovAr, se estableció que todas las reducciones de GEI derivadas de la potencia instalada en todo el territorio nacional, incluyendo aquella de cualquier otro proyecto que se contabilice para alcanzar las metas de potencia renovable del MEM previstas en la Ley N° 27.191, deben contabilizarse por el Estado Nacional para el cumplimiento de su meta de contribución en el marco de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y el Acuerdo de París.

MAT ER

A través de la Res. MEyM N° 281/17, emitida el 18 de agosto de 2017, se reglamentó el régimen del MAT ER, el cual establece las condiciones para que los GU del MEM y los GUDI cumplan con su obligación de abastecimiento de su demanda a través de fuentes renovables mediante de la contratación individual en el MAT ER o por autogeneración de fuentes renovables. Asimismo, se regulan las condiciones que deben reunir los proyectos de generación. En particular, se creó el RENPER en el que deberán inscribirse tales proyectos.

Los proyectos destinados al MAT ER no deben estar comprometidos bajo otros mecanismos de remuneración (ej.: Programa RenovAr). Los excedentes de generación respecto a lo contratado en el MAT ER se remuneran hasta un 10% de la generación al precio mínimo de la tecnología vigente en el marco del Programa RenovAr, y el remanente serán comercializados en el mercado *spot*.

Asimismo, los contratos celebrados bajo el régimen de MAT ER se deben administrar y gestionar de acuerdo con los Procedimientos del MEM. Las condiciones contractuales -duración, prioridades de asignación, precios y otros, excepto el precio máximo establecido en la Ley N° 27.191- pueden ser pactadas libremente entre las partes, pero los volúmenes comprometidos deben estar limitados por la energía renovable producida por el generador o aportada por otros generadores o comercializadores con los cuales posean acuerdos MAT ER.

Pampa procedió a la inscripción de los proyectos PEPE II y III en el RENPER, y solicitó la correspondiente prioridad de despacho, resultando otorgados para el total de capacidad instalada de los dos proyectos. El 10 de mayo de 2019 CAMMESA habilitó PEPE II y III. La energía producida se comercializa a través de PPA en US\$ con privados, por lo que al expresarse en AR\$ están expuestos a la variación del tipo de cambio nominal. El plazo promedio es de aproximadamente 5 años.

En términos de volumen, la caída en la demanda de energía de los GU producto del COVID-19 y el contexto macroeconómico no afectaron materialmente al segmento MAT ER, debido a que dichos contratos estaban mayormente destinados a abastecer la demanda base. En ese sentido, además de la generación propia proveniente de PEPE II y III, se inició la comercialización de energía renovable generada por terceros por un volumen aproximado de 2 MW, lo que contribuyó al margen en el segmento MAT ER.

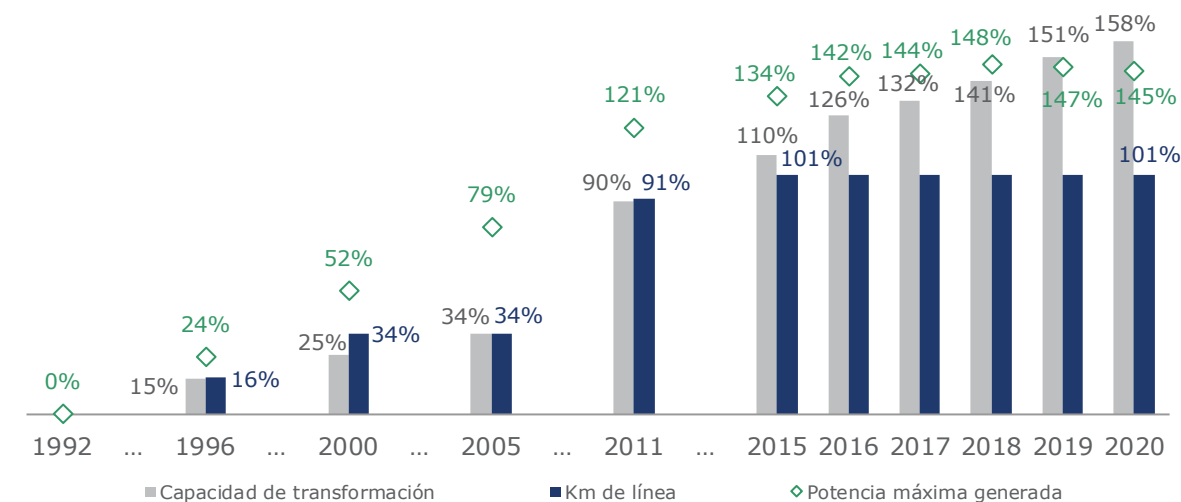


5.2 Transmisión⁶

Evolución del sistema de transporte de alta tensión

El siguiente gráfico muestra la evolución del crecimiento acumulado de la capacidad de transformación y de la cantidad de km de línea en alta tensión, en comparación con el crecimiento porcentual acumulado de la demanda máxima desde el año 1992.

Evolución del sistema de transporte
Crecimiento acumulado (en %)



Fuente: Transener y CAMMESA.

Tal como puede apreciarse en el gráfico anterior, el Sistema de Transporte en Alta Tensión ha experimentado un notable crecimiento a partir del año 2005, debido fundamentalmente a la ejecución del Plan Federal de Transporte en 500 kV. La ejecución de dicho Plan Federal ha permitido conferirle al SADI una mayor estabilidad y mejorando las condiciones de abastecimiento de la creciente demanda.

Situación tarifaria de Transener

Acta Acuerdo 2005

La Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (Ley N° 25.561) impuso sobre las empresas que brindan servicios públicos, tales como Transener y su controlada Transba, la obligación de renegociar los contratos existentes con el Gobierno mientras se continúa con la prestación del servicio. Este escenario afectó significativamente la situación económica y financiera de Transener y Transba.

En mayo de 2005, Transener y Transba firmaron las Actas Acuerdo con la UNIREN, con los términos y condiciones de la adecuación de los Contratos de Concesión. Se acordó llevar a cabo una RTI ante el ENRE, determinar un nuevo régimen tarifario para Transener y Transba, los cuales deberían haber entrado en vigencia en el 2006, y también estipular un reconocimiento de las variaciones en los costos operativos que ocurran hasta la entrada en vigencia del régimen tarifario que resulte de la mencionada RTI.

Desde el año 2006, Transener y Transba han solicitado reiteradamente al ENRE la necesidad de regularizar el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Acta Acuerdo, manifestando la demanda

⁶ Para mayor información, ver las secciones 7.2 y 8.5 de esta Memoria.



de iniciar el proceso de RTI. Asimismo, Transener y Transba presentaron sus pretensiones tarifarias a los efectos de su tratamiento, desarrollo de audiencia pública y definición del nuevo cuadro tarifario.

Acuerdo Instrumental

En diciembre de 2010 Transener y Transba firmaron con la SE y el ENRE un Acuerdo Instrumental al Acta Acuerdo UNIREN, en el cual se establece principalmente el reconocimiento de un crédito a Transener y Transba por las variaciones de costos incurridas en el período junio 2005 – noviembre 2010, calculado a través del Índice de Variación de Costos establecido en el Acta Acuerdo. Dichos créditos eran cedidos en contrapartida con desembolsos de CAMMESA, a través de mutuos.

Habiendo cobrado los citados créditos y aún sin RTI, en mayo de 2013 Transener y Transba, respectivamente, firmaron con la SE y el ENRE un Convenio de Renovación, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015, en el cual se estableció, entre otros, el reconocimiento de un crédito por las variaciones de costos por el período diciembre 2010 – diciembre 2012. Ante sucesivas demoras para la implementación de la RTI dispuesta en el Acta Acuerdo, la SE y el ENRE fueron extendiendo el reconocimiento de crédito por mayores costos, hasta noviembre de 2015 inclusive. En mayo de 2016 caducó el Convenio de Renovación y sin créditos reconocidos remanentes, Transener y Transba continuaron la cobranza de mutuos por parte de CAMMESA, los cuales fueron registrados en forma de pasivos. Finalmente, el 26 de diciembre de 2016 Transener suscribió el último acuerdo con la SE y el ENRE, en el cual se reconocieron créditos por variación de costos a favor de Transener y Transba desde diciembre de 2015 hasta enero de 2017 inclusive. Con fecha 19 de junio de 2017, CAMMESA realizó el último desembolso, cancelando la totalidad de créditos por variaciones de costos.

RTI

Mediante las Res. ENRE N° 66/17 y N° 73/17 de febrero de 2017, y sus respectivas modificatorias, se establecieron las tarifas vigentes para el quinquenio 2017/2021. Asimismo, el ENRE estableció el mecanismo de actualización de la remuneración, el régimen de calidad de servicio y sanciones, el régimen de premios y el plan de inversiones a realizar por ambas compañías durante dicho período. En octubre de 2017 el ENRE emitió las Res. N° 516/17 y N° 517/17, haciendo lugar parcialmente a los Recursos de Reconsideración presentados por Transener y Transba, estableciendo en forma retroactiva a febrero de 2017 la base de capital reconocida de AR\$8.629 millones y AR\$3.575 millones e ingresos regulados otorgados de AR\$3.534 millones anuales y AR\$1.604 millones anuales para Transener y Transba, respectivamente.

El objetivo del mecanismo de actualización semestral establecido en la RTI es de mantener el valor en términos reales de la remuneración que perciban Transener y Transba durante todo quinquenio de la RTI. La fórmula de ajuste considera las variaciones en el mismo semestre del IPIM apertura productos manufacturados, IPC e Índice de Salarios publicados por el INDEC, cuyas ponderaciones son definidas según la estructura de costos e inversiones promedio para el período 2017-2021 en la RTI. Dicho mecanismo de ajuste contempla una cláusula gatillo que pondera la variación semestral del IPIM e IPC publicados por el INDEC, determinada en una variación igual o superior al 5%.

Para el semestre diciembre 2016 – junio 2017, la cláusula gatillo arrojó 9,02% y se habilitó el ajuste semestral, pero fue demorada hasta el 15 de diciembre de 2017, cuando el ENRE emitió las Res. N° 627/17 y N° 628/17, ajustando las remuneraciones de Transener y Transba en un 11,35% y 10,96% respectivamente, para el semestre diciembre de 2016 – junio de 2017, retroactivo al 1 de agosto de 2017.

Mediante las Res. ENRE N° 37/18 y N° 38/18 del 19 de febrero de 2018, rectificadas por las Res. ENRE N° 99/18 y 100/18 del 5 de abril de 2018, ajustaron las remuneraciones de Transener y Transba en un 24,15% y 23,39%, respectivamente, para el período diciembre 2016 – diciembre 2017, con vigencia desde el 1 de febrero de 2018. El 16 de noviembre de 2018 el ENRE emitió las Res. N° 280/18 y N° 281/18, con el ajuste de las remuneraciones de Transener y Transba en un 42,55% y 43,25%, respectivamente, para el período diciembre 2016 – junio 2018, con vigencia desde el 1 de agosto de 2018.



El 22 de marzo de 2019 se emitieron las Res. ENRE N° 67/19 y 68/19, ajustando las remuneraciones de Transener y Transba en un 78,41% y 81,26%, respectivamente, para el período diciembre 2016 – diciembre 2018, con vigencia desde el 1 de febrero de 2019. El 25 de septiembre de 2019 se emitieron las Res. ENRE N° 269/19 y 267/19, ajustando las remuneraciones de Transener y Transba en un 112,41% y 115,75% respectivamente, para el período diciembre 2016 – junio 2019, retroactivo al 1 de agosto de 2019.

Con la entrada en vigencia de la Ley de Solidaridad y normativa complementaria, desde el 23 de diciembre de 2019 se estableció que las tarifas de electricidad bajo jurisdicción federal se mantendrían sin cambios por un plazo máximo de 450 días o hasta la entrada en vigencia de nuevos cuadros tarifarios transitorios, y se delegó en el PEN la facultad de iniciar una revisión extraordinaria de la RTI vigente. El ENRE no ha instruido a CAMMESA respecto a la actualización semestral de la tarifa a liquidar a Transener que, de acuerdo a la RTI, debió aplicarse el 1 de febrero y 1 de agosto de 2020, y 1 de febrero de 2021. Por otro lado, el 17 de diciembre de 2020 se publicó el DNU N° 1020/20, que dio inicio a la renegociación de la RTI y cuyo plazo no podría exceder los 2 años desde su publicación. Finalmente, el 3 de marzo de 2021, el ENRE convocó una audiencia pública para considerar el régimen tarifario de transición de Transener y Transba, a realizarse el 29 de marzo de 2021 (Res. N° 54 y 55/21, respectivamente).

Distribución de costos de transporte entre usuarios del MEM

Mediante la Res. SEE N° 1085/17 emitida el 28 de noviembre de 2017, con vigencia a partir del 1 de diciembre de 2017, se estableció la metodología de distribución de los costos asociados a la remuneración de las empresas de transporte entre sus usuarios (distribuidores, GU, autogeneradores y generadores). Dichos costos se distribuyen en función de la demanda y/o aporte de energía de cada agente del MEM, vinculados directa y/o indirectamente al DisTro, descontando los costos asignados a los agentes generadores en concepto de costos de operación y mantenimiento del equipamiento de conexión y transformación.

Cabe aclarar que los precios a pagar por los distribuidores en concepto de transporte de energía eléctrica en el MEM se calculan por los mismos junto a cada Programación Estacional o Reprogramación Trimestral. En el caso de agentes distribuidores que tengan demanda conectada a diferentes DisTros se establecerá el porcentaje de su demanda que corresponde a cada DisTro; el precio contemplará de manera ponderada la demanda y el precio. Por otro lado, los precios correspondientes a los GU del MEM se calculan mensualmente en la transacción económica. Para GU del MEM no vinculados directamente al transporte de alta tensión y/o DisTro el valor mensual a aplicar será el correspondiente al del agente que los vincula.

5.3 Distribución⁷

Situación tarifaria de Edenor

Acta Acuerdo con el Estado Nacional

En febrero de 2006 Edenor suscribió con la UNIREN un Acta Acuerdo de Renegociación Contractual, en la cual establece desde noviembre de 2005 un incremento en el VAD promedio del 23% y un adicional del 5% en el VAD asignado a ciertas inversiones específicas en bienes de capital. Asimismo, establece la inclusión de tarifa social, niveles de la calidad del servicio a prestar y plan de inversión mínimo en la red eléctrica a ser cumplido por Edenor, como también la realización de una RTI. Ante el incumplimiento de la realización de la RTI, a través de la SE y del ENRE se emitieron distintas medidas de carácter transitorio tendientes a amortiguar el deterioro operativo y patrimonial de Edenor como consecuencia del estancamiento tarifario. A continuación, exponemos los antecedentes y la situación tarifaria actual.

⁷ Para mayor información, ver las secciones 7.2, 7.5 y 8.2 de esta Memoria.



Res. SE N° 250/13

Desde mayo de 2013 la SE dispuso un reconocimiento de costos adeudado a Edenor resultante de la aplicación parcial del MMC, el cual resultó inferior al incremento real. El mismo estaba previsto en el Acta de Acuerdo de Renegociación Contractual de 2007, y no fue debidamente trasladado a tarifas. Dicha medida se llevó adelante mediante la Res. SE N° 250/13 y sus posteriores extensiones que permitieron compensar dicho reconocimiento con los pasivos que Edenor tenía en concepto de PUREE y con CAMMESA por las compras de energía. Sin embargo, en febrero de 2016 se emitió la Res. SE N° 6/16, la cual dejó sin efecto a los MMC.

Res. ENRE N° 347/12

La Res. ENRE N° 347/12 aplicó un monto fijo diferenciado para cada una de las distintas categorías tarifarias, exceptuando a clientes eximidos de abonar el cuadro tarifario sancionado por la Res. ENRE N° 628/08. Estos montos se continuaron depositando en una cuenta especial y utilizados exclusivamente para la ejecución de obras de infraestructura y el mantenimiento correctivo de las instalaciones de Edenor dentro de la zona de concesión, siendo administrados por el FOCED. La Res. ENRE N° 2/16 dio por terminado el FOCED el 31 de enero de 2016 y se estableció un nuevo régimen para los fondos cobrados por la Res. ENRE N° 347/12, siendo administrados por Edenor. Con la implementación de la RTI en febrero de 2017, dichos montos dejaron de ser cobrados como un ítem especial en las facturas de los usuarios.

Mutuos – Plan de inversiones extraordinario

Debido al retraso en la obtención de la RTI, el Estado Nacional otorgó a Edenor mutuos destinados al plan de inversiones que Edenor considere adecuado. Mediante la Res. MEyM N° 7/16, CAMMESA suspendió desde febrero de 2016 hasta nueva instrucción todos los efectos de los contratos de mutuos celebrados y las transferencias de recursos a los distribuidores por cuenta y orden del FOCED, por lo que el nuevo plan de obras sería financiado exclusivamente por los fondos percibidos de la tarifa. Los montos adeudados por Edenor en concepto de mutuos y obras fueron compensados con el Estado Nacional en el Acuerdo de Regularización de Obligaciones, suscripto el 10 de mayo de 2019.

Res. SE N° 32/15

En marzo de 2015 se aprobó la Res. SE N° 32/15, que implementó un aumento transitorio en los ingresos de Edenor desde febrero de 2015 y a cuenta de la RTI. Además, esta norma resolvió considerar los montos cobrados del PUREE como parte de los ingresos de Edenor. Dicha Res. no generó aumentos tarifarios a clientes, sino que fue transferido directamente por el Estado Nacional.

No obstante, en enero de 2016 mediante la Res. ENRE N° 7/16 se ordenó llevar a cabo los actos necesarios para la realización de la RTI de Edenor, dejar sin efecto los cuadros tarifarios de la Res. SE N° 32/15 y ajustar el VAD a cuenta de la RTI, eliminando el PUREE y suspendiendo los contratos de mutuos para inversiones. En consecuencia, se emitieron las Res. ENRE N° 1/16 y 2/16 otorgando un nuevo cuadro tarifario para Edenor desde febrero de 2016. En septiembre de 2016 Edenor presentó su propuesta tarifaria para la RTI, aclarando que la misma no contemplaba el valor que Edenor atribuye a los daños sufridos por la no implementación en tiempo y forma del Acta Acuerdo, como así tampoco la percepción de los ingresos necesarios para hacer frente al pasivo en que Edenor debió incurrir consecuentemente.



RTI

La Res. ENRE N° 63/17 y modificatorias determinaron los cuadros tarifarios definitivos, la revisión de costos, los niveles requeridos de calidad y demás derechos y obligaciones a aplicar para el quinquenio siguiente por parte de Edenor desde febrero de 2017. Se determinó un límite del 42% en el incremento del VAD resultante de la RTI desde febrero de 2017, completando el incremento restante en noviembre de 2017 y febrero de 2018. La diferencia del VAD por la gradual aplicación se actualizó en términos reales y se incorporó en 48 cuotas desde febrero de 2018. Sin embargo, tanto la actualización del CPD del 11,6% prevista para agosto de 2017 como el incremento del VAD del 18% previsto para noviembre de 2017 fueron postergados para diciembre de 2017 y ajustados retroactivamente (Res. ENRE N° 603/17).

En febrero de 2018 se aplicó el último incremento del VAD del 17,8%, la actualización del CPD del 22,5% y se consideró el monto diferido de AR\$6.343 millones a recuperar en 48 cuotas, sujeto a revisión anual cada febrero de 2019 – 2021. Cabe señalar que la actualización del CPD del 22,5% contempló el factor E de estímulo a la eficiencia de -2,51%, derivado de la RTI que transfiere a los usuarios de la distribuidora las ganancias de eficiencia esperada a partir de: **i)** el factor X, que captura las ganancias derivadas de las mejoras en la gestión y de la existencia de economías de escala, lo cual reduce el CPD; y **ii)** el factor Q de inversiones, que captura el impacto del costo de capital y de la evolución de los costos de explotación derivados de las inversiones realizadas por la empresa, lo cual aumenta el CPD. En agosto de 2018, el CPD de febrero – julio 2018 se calculó en 15,85%, pero en acuerdo con el MinEn solo se aplicó 7,925%, siendo el restante pagadero en seis cuotas consecutivas a partir de febrero de 2019 (Res. ENRE N° 208/18).

En marzo de 2019 se actualizó el CPD correspondiente a julio 2018 – enero 2019 de un 24%⁸ retroactivo a febrero de 2019 y el aumento de CPD del 7,925% oportunamente diferido en agosto de 2018, retroactivo a dicha fecha (Res. ENRE N° 27/19). Los montos compensatorios por el retroactivo fueron percibidos en cinco cuotas. En septiembre de 2019 Edenor acordó posponer la actualización del CPD equivalente a 19,05% de agosto de 2019 hasta enero de 2020, manteniendo los montos retroactivos aplicados en marzo – julio 2019 por CPD, recuperando el remanente en 7 cuotas mensuales y consecutivas desde enero de 2020. Además, el pago de sanciones se postergó hasta marzo de 2020 en 6 cuotas mensuales.

Con la entrada en vigencia de la Ley de Solidaridad y normativa complementaria, desde el 23 de diciembre de 2019 se estableció que las tarifas de electricidad bajo jurisdicción federal se mantendrían sin cambios por un plazo máximo de 450 días o hasta la entrada en vigencia de nuevos cuadros tarifarios transitorios, acto ratificado por el ENRE el 27 de diciembre de 2019. Edenor no ha recibido instrucciones del ENRE para la actualización semestral de la remuneración que, de acuerdo a la RTI, debió aplicarse el 1 de agosto de 2019, 1 de febrero y 1 de agosto de 2020, y 1 de febrero de 2021. Asimismo, se delegó en el PEN la facultad de iniciar una revisión extraordinaria de la RTI vigente. El 17 de diciembre de 2020 se publicó el DNU N° 1020/20, que dio inicio a la renegociación de la RTI y cuyo plazo no podría exceder los 2 años desde su publicación. Finalmente, el 3 de marzo de 2021, el ENRE convocó una audiencia pública para considerar el régimen tarifario de transición de Edenor, a realizarse el 30 de marzo de 2021 (Res. N° 53/21).

Precios estacionales de electricidad

En febrero de 2019, mediante la Res. SGE N° 366/18 y la Res. ENRE N° 25/19, se derogó la tarifa social del Estado Nacional y el esquema de descuento por ahorro, y se fijó el precio de referencia de la potencia en AR\$80.000/MW-mes, el precio estabilizado para DisTro y por la distribución troncal para Edenor se mantuvieron en AR\$64/MWh y AR\$0/MWh, respectivamente, y los precios de referencia de energía se fijaron en AR\$2.762/MWh para los GUDI, y para el resto de los usuarios en AR\$1.852/MWh. Dicha resolución estipulaba ciertos aumentos graduales durante 2019, pero en abril de 2019 fueron suspendidos, excepto los precios de referencia de energía para GUDI y usuarios no residenciales en AR\$2.911/MWh y AR\$1.985/MWh desde mayo 2019, respectivamente, lo cuales al día de hoy no han sido trasladados a los cuadros tarifarios (Res. SRRYME N° 14/19).

⁸ Incluye el factor E de estímulo a la eficiencia de -1,59%.



A partir de marzo 2021, según Res. SE N° 131/21 el precio de referencia para GUDI aumenta a AR\$5.500/MWh (los organismos y entes públicos de salud y educación están exceptuados), mientras que el resto de los precios aplicables a la demanda final no han sido modificados.

Regularización de obligaciones y jurisdicción de Edenor

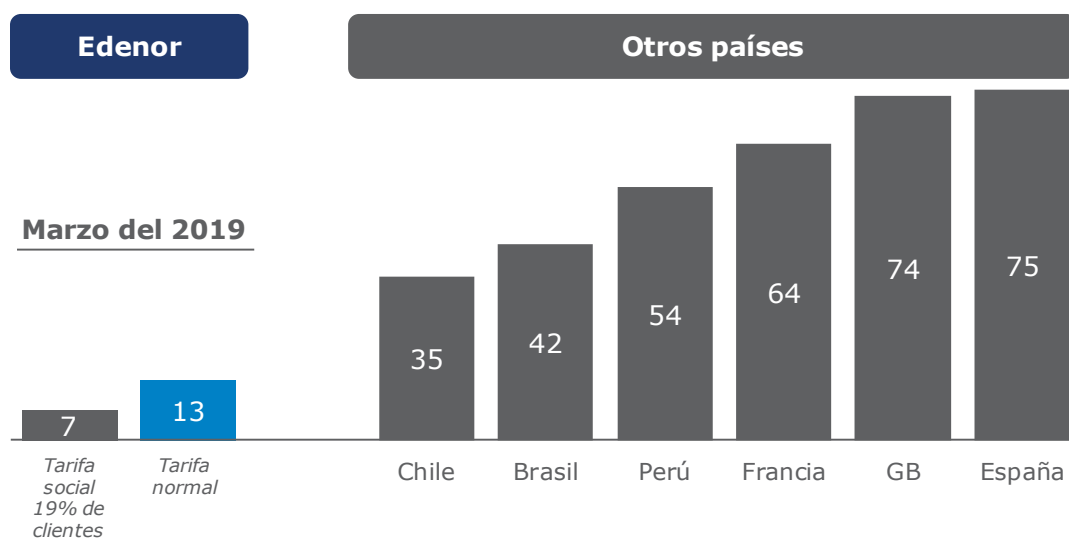
En relación a la deuda por compras de energía que los distribuidores mantienen con CAMMESA a septiembre de 2020, el 21 de enero de 2021 la SE estableció un Régimen Especial de Regularización de Obligaciones, con el objetivo de otorgar una solución de sostenibilidad patrimonial y garantizar la calidad del servicio en un contexto de congelamiento tarifario prolongado agudizado por la pandemia. El Régimen reconoce créditos para compensar deuda equivalente hasta 5 veces la factura media mensual del último año móvil o hasta el 66% de la deuda existente, y ofrece un plan de pago para el monto excedente.

Asimismo, el 19 de enero de 2021 se acordó dejar sin efecto la transferencia de jurisdicción de la concesión de Edenor desde el Estado Nacional a la provincia de Buenos Aires y la ciudad de Buenos Aires. Consecuentemente, la titularidad y el carácter de Poder Concedente del servicio público de distribución de energía eléctrica en el área de concesión de Edenor permanece en cabeza del Estado Nacional.

Nuevo Acuerdo Marco

El 16 de diciembre de 2020, se celebró con el Estado Nacional el Acuerdo para el Desarrollo del Plan de Trabajo Preventivo y Correctivo de la Red de Distribución Eléctrica del Área Metropolitana de Buenos Aires. A fin de garantizar el suministro eléctrico a los barrios populares del área en cuestión, los montos adeudados por el Estado Nacional a Edenor al 31 de diciembre de 2020 por consumos de energía eléctrica de los asentamientos y barrios carenciados, serán aplicados al Plan de Obras para el mantenimiento preventivo y correctivo en las redes.

Posicionamiento de la tarifa residencial de Edenor Consumo de 275 kWh por mes, factura mensual en US\$ con impuestos



Nota: Para la tarifa social se considera sin ahorro y sin tope. Tipo de cambio utilizado AR\$84,15/US\$.
Fuente: Edenor.



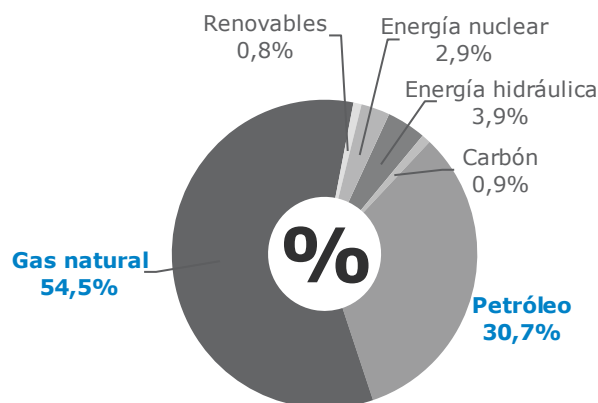
6. El mercado del gas y petróleo argentino

6.1 Exploración y explotación de hidrocarburos

Matriz energética argentina

El gas natural y petróleo constituyen los recursos energéticos de mayor participación en la matriz primaria energética nacional. El siguiente gráfico muestra sus participaciones al 31 de diciembre de 2019, dado que no hay información disponible para el año 2020:

Matriz energética argentina 2019
100% = 77,2 millones de ton equivalente de petróleo



Nota: El gráfico no incluye otros primarios por 6,3%. **Fuente:** SGE.

Gas natural

En 2020 la producción bruta total de gas natural fue de 123 millones de m³ por día, un 9% inferior a los volúmenes producidos en 2019. Esta variación responde al declino registrado en todas las cuencas del país, principalmente en la Cuenca Neuquina (-8 millones de m³ por día) y en menor medida en las Cuencas Golfo de San Jorge y Austral (-3 millones de m³ por día), producto de la menor actividad por la continua caída en los precios del mercado y la contracción en la demanda por el impacto del COVID-19.

Si bien el consumo local cayó por segundo año consecutivo 5% interanual, la producción local de gas no pudo satisfacer la demanda, déficit que se evidencia desde el año 2003, por lo que el Gobierno Nacional incurrió mayoritariamente en la importación de gas natural y uso de combustibles alternativos. En 2020 se suministró desde Bolivia en promedio de 15 millones de m³ por día (6% superior al 2019) y GNL vía marítima en el puerto de Escobar por 5 millones de m³ por día (5% superior al 2019). Asimismo, al igual que en 2019, 2020 no registró importación proveniente de GNL regasificado desde Chile. Por otro lado, la exportación de gas y GNL disminuyó 29% con respecto a 2019, a un total de 4 millones de m³ por día, y representó el 3% del total de la producción local del 2020.

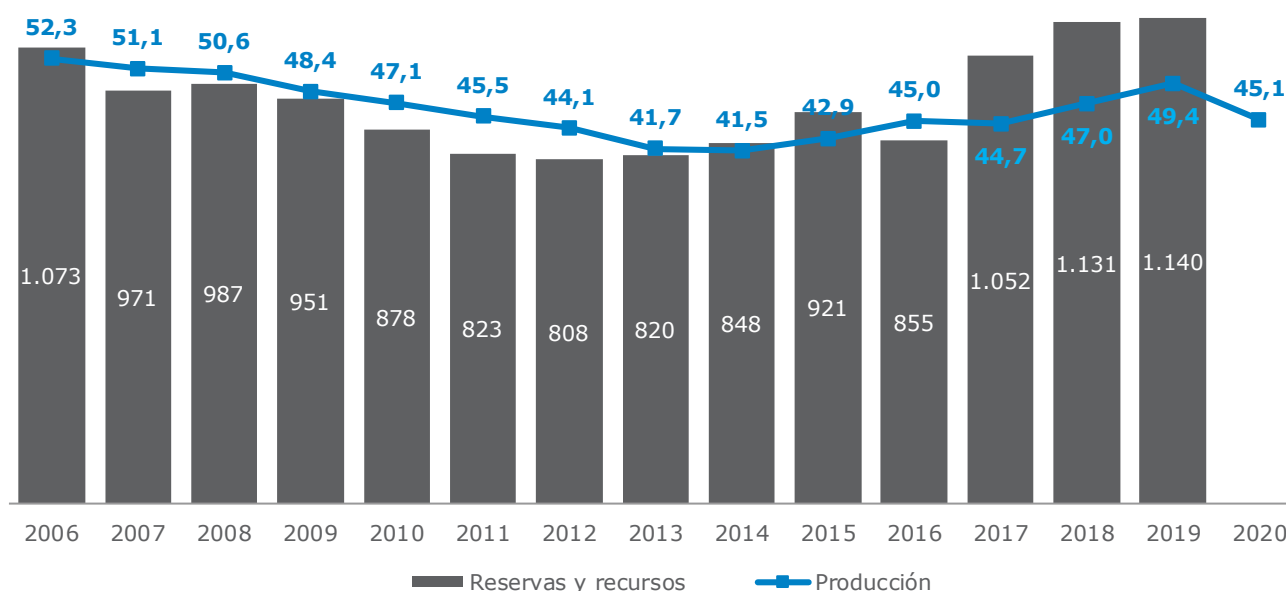
Según la última información anual publicada por la SGE, al 31 de diciembre de 2019 las reservas y recursos totales de gas natural en el país ascendían a 1.140.445 millones de m³, de las cuales el 35% correspondían a reservas comprobadas. Asimismo, el 57% del total de las reservas y recursos era no



convencional. En comparación interanual, el total de las reservas y recursos experimentó un ligero crecimiento del 1%, en particular los recursos que aumentaron un 4%, totalizando 415.020 millones de m³.

Evolución de reservas y recursos, y producción de gas natural*

En miles de millones de m³, 2006-2020



Nota: *No hay información disponible acerca de reservas y recursos para el año 2020. La producción es bruta. **Fuente:** SGE.

Petróleo

En 2020 la producción total de petróleo fue de 77 miles de m³ por día, un 5% inferior respecto de los volúmenes producidos en 2019 de 81 miles de m³ por día, revirtiendo así la tendencia alcista de los últimos dos años, principalmente debido a la contracción en la demanda por el impacto del COVID-19, que cayó 12% con respecto a 2019. Durante abril y mayo, meses de mayor impacto de la cuarentena, el consumo de petróleo crudo cayó un 35% comparado con el mismo periodo de 2019, recuperándose gradualmente pero aún sin alcanzar los niveles de consumo del 2019, finalizando el mes de diciembre en un -7% de variación interanual.

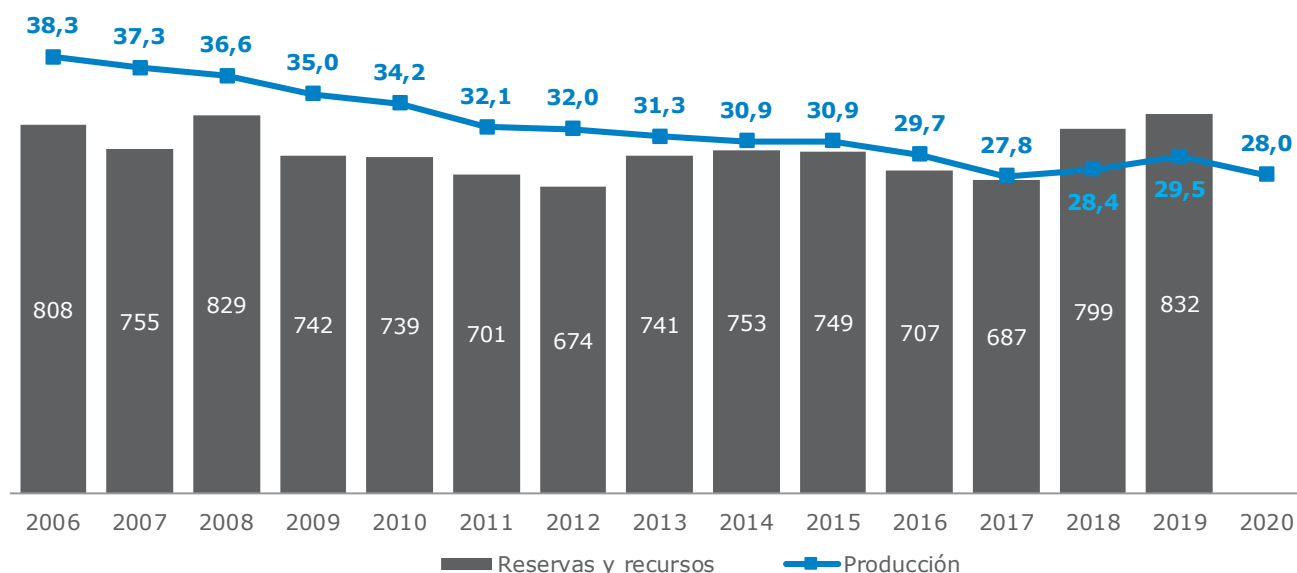
Según la última información anual publicada por la SGE, al igual que en 2019, en 2020 no se registró importación de petróleo. Por otro lado, como consecuencia de la abrupta caída en la demanda local provocada por ASPO, la exportación de petróleo durante 2020 ascendió a 12,3 mil m³ por día, un 18% superior respecto del 2019. Dicho volumen representó el 16% del total de la producción local del 2020.

Al 31 de diciembre de 2019, las reservas y recursos totales de petróleo en el país totalizaron 832.098 miles de m³, de las cuales el 49% correspondían a reservas comprobadas. Asimismo, el 32% del total de las reservas y recursos era no convencional. En comparación interanual, las reservas y recursos totales experimentaron un incremento del 4%. En cuanto a los recursos, totalizaron 163.252 miles de m³, un 4% inferior al 31 de diciembre de 2018.



Evolución de reservas y recursos, y producción de petróleo*

En millones de m³, 2006-2020



Nota: *No hay información disponible acerca de reservas y recursos para el año 2020. **Fuente:** SGE.

La Ley de Hidrocarburos argentina

Con fecha 29 de octubre de 2014, el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 27.007 que modifica la Ley de Hidrocarburos N° 17.319, considera nuevas técnicas de perforación en la industria, además introduce cambios vinculados principalmente con los plazos y prórrogas de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación, los cánones y las alícuotas de regalías, la incorporación de las figuras de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en la Plataforma Continental y Mar Territorial e incorpora, el régimen de promoción establecido bajo el Decreto N° 929/13, entre otros aspectos. A continuación, se detallan las principales reformas introducidas por la Ley N° 27.007.

Explotación no convencional de hidrocarburos

Se otorgó rango legal a la figura de la “Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos”, creada por el Decreto N° 929/13. Se define explotación no convencional de hidrocarburos, como 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.

Los sujetos titulares de permisos de exploración y/o de concesiones de explotación de hidrocarburos tendrán derecho a solicitar a la autoridad de aplicación una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, en los siguientes términos:

- El concesionario de explotación, dentro de su área, podrá requerir la subdivisión del área existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y el otorgamiento de una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos. Tal solicitud deberá estar fundada en el desarrollo de un plan piloto que, de conformidad con criterios técnico-económicos aceptables, tenga por objeto la explotación comercial del yacimiento descubierto.



- 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. Tal solicitud también deberá estar fundada en el desarrollo de un plan piloto.

Plazos en los permisos y concesiones de explotación

Los plazos de los permisos de exploración serán fijados en cada licitación por la autoridad de aplicación, de acuerdo al objetivo de la exploración (convencional o no convencional):

- i. Exploración convencional: se divide el plazo básico en dos períodos de hasta 3 años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta cinco años. De esta manera se reduce de catorce a once años la extensión máxima posible de los permisos de exploración;
- ii. Exploración no convencional: se divide el plazo básico en dos períodos de 4 años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta 5 años, es decir hasta un máximo de 13 años; y
- iii. Exploración en la plataforma continental y en el mar territorial: se divide el plazo básico en dos períodos de 3 años cada uno con posibilidad de incrementarse en un año cada uno.

Al finalizar el primer período del plazo básico el titular del permiso de exploración decidirá si continúa explorando en el área, o si la revierte totalmente al Estado. Se podrá mantener toda el área originalmente otorgada, siempre que haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes del permiso. Al término del plazo básico el titular del permiso de exploración restituirá el total del área, salvo si ejercitara el derecho de prórroga, en cuyo caso dicha restitución quedará limitada al 50% del área remanente.

En cuanto a las concesiones de explotación, tendrán el siguiente plazo de vigencia el cual se contará desde la fecha de la Res. que las otorgue:

- i. Concesión de explotación convencional: 25 años;
- ii. Concesión de explotación no convencional: 35 años; y
- iii. Concesión de explotación en la plataforma continental y en el mar territorial: 30 años.

Asimismo, con una antelación no menor a un año de vencimiento de la concesión, el titular de la concesión de explotación podrá solicitar indefinidas prórrogas de la concesión, por un plazo de 10 años cada una, siempre que haya cumplido con sus obligaciones como concesionario de explotación, se encuentre produciendo hidrocarburos en las áreas en cuestión y presente un plan de inversiones consistente con el desarrollo de la concesión.

Adjudicación de áreas

La Ley N° 27.007 propone la elaboración de un pliego modelo que será elaborado conjuntamente por la SE y las autoridades provinciales, al que deberán ajustarse los llamados a licitación dispuestos por las autoridades de aplicación de la ley e introduce un criterio concreto para la adjudicación de permisos y concesiones al incorporar el parámetro concreto de "mayor inversión o actividad exploratoria", como definitorio en caso de igualdad de ofertas, a criterio debidamente fundado del PEN o Poder provincial, según corresponda.

Canon y regalías

La reforma a la Ley de Hidrocarburos Argentina estableció los valores relativos al canon de exploración y explotación dispuesto por el Decreto N° 1.454/07, los que, a su vez, podrán ser actualizados con carácter general por el PEN. A continuación, se detallan los valores actuales para cada canon y regalías.



Canon

La Ley N° 27.007 estableció los valores de canon por cada km² o fracción, a ser pagado por el titular del permiso anualmente y por adelantado. Para el permiso de explotación corresponde AR\$4.500, mientras que para el permiso de exploración corresponde: AR\$250 en el 1° período y AR\$1.000 en el 2° período del plazo básico; y AR\$17.500 durante el 1° año de prórroga, incrementándose en un 25% anual acumulativo.

El importe a abonar por el 2° período del plazo básico y la prórroga podrá reajustarse, compensando con inversiones efectivamente realizadas hasta el 10% del canon, en función del período por km².

El 26 de septiembre de 2019, la Provincia del Neuquén publicó nuevos valores del canon por cada km² o fracción para dicha provincia a partir del 2020. El canon de explotación se fijó en AR\$22.410, mientras que el canon de exploración se fijó en AR\$1.245 para el 1° período, AR\$4.980 para el 2° período, AR\$7.470 para el 3° período y AR\$87.150 para la prórroga (Decreto N° 2032/19).

A partir del 2021, el Decreto PEN N° 771/20 fijó un canon máximo en AR\$ equivalente a cierto volumen de petróleo valorizado a un precio promedio del mercado interno⁹, al tipo de cambio del BNA del día hábil anterior al pago. Dicho esquema es aplicable a nivel nacional (inclusive la Provincia del Neuquén). Para la concesión de explotación corresponde el equivalente a 8,28 barriles, mientras que para el permiso de exploración corresponde: 0,46 barriles en el 1° período y 1,84 barriles en el 2° período del plazo básico; y 32,22 barriles para la prórroga.

Regalías

Las regalías son definidas como el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio de los hidrocarburos en carácter de concedentes. Se mantiene en un 12% el porcentaje que el concesionario de explotación pagará mensualmente al concedente, en concepto de regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo. Idéntico porcentaje del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados pagará mensualmente la producción de gas natural. En caso de prórroga, corresponderá el pago de una regalía adicional de hasta 3% respecto de la regalía aplicable al momento de la primera prórroga y hasta un máximo total de 18% de regalía para las siguientes prórrogas.

Para la realización de actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos, a partir del vencimiento del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y dentro de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, la autoridad de aplicación podrá fijar una regalía adicional de hasta 3% respecto de la regalía vigente, hasta un máximo del 18% según corresponda.

El PEN o Poder Provincial, según corresponda, como autoridad concedente, podrá reducir hasta el 25% el monto correspondiente a regalías aplicables a la producción de hidrocarburos y durante los 10 años siguientes a la finalización del proyecto piloto a favor de empresas que soliciten una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos dentro de los 36 meses a contar desde la vigencia de la Ley N° 27.007.

Bono de prórroga

La Ley N° 27.007 faculta a la autoridad de aplicación a establecer para las prórrogas de concesiones de explotación, 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.

⁹ Corresponsiente al 1° semestre del año anterior al de la liquidación.



Bono de explotación

La autoridad de aplicación podrá establecer el pago de un bono de explotación cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes asociadas a la explotación convencional de hidrocarburos al final del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos.

Concesiones de transporte

Las concesiones de transporte, que se otorgaban por 35 años, ahora son otorgadas por el mismo plazo de vigencia que la concesión de explotación en la que se origina, más la posibilidad de sucesivas prórrogas por hasta 10 años más cada una. De esta forma, las concesiones de transporte que se originen en una concesión de explotación convencional tendrán un plazo básico de 25 años, y las que se originen en una concesión de explotación no convencional de 35 años, más los plazos de prórroga que se otorguen. Vencidos dichos plazos, las instalaciones pasarán al dominio del Estado nacional o provincial según corresponda sin cargo ni gravamen alguno y de pleno derecho.

Legislación uniforme

La Ley Nº 27.007 establece dos tipos de compromisos no vinculantes entre el Estado Nacional y las provincias en materia ambiental e impositiva:

- i. Legislación Ambiental: prevé que el Estado Nacional y las provincias tenderán al establecimiento de una legislación ambiental uniforme cuyo objetivo prioritario será aplicar las mejores prácticas de gestión ambiental a las tareas de exploración, explotación y/o transporte de hidrocarburos a fin de lograr el desarrollo de la actividad con un adecuado cuidado del ambiente.
- ii. Régimen Fiscal: prevé que El Estado Nacional y las provincias propiciarán la adopción de un tratamiento fiscal uniforme que promueva las actividades hidrocarburíferas a desarrollarse en sus respectivos territorios, en base a las siguientes pautas:
 - La alícuota del impuesto a los Ingresos Brutos aplicable a la extracción de hidrocarburos no superará el 3%;
 - El congelamiento de la alícuota actual del impuesto de sellos, y un compromiso de no gravar con este impuesto a los contratos financieros que se realicen para estructurar los proyectos de inversión, garantizar y/o avalar las inversiones; y
 - El compromiso de las provincias y sus municipios de no gravar a los titulares de permisos y concesiones con nuevos tributos ni aumentar los existentes, salvo las tasas retributivas de servicios y las contribuciones de mejoras y el incremento general de impuestos.

Restricciones a la reserva de áreas para empresas de control estatal o provincial

La reforma a la Ley de Hidrocarburos Argentina establece restricción para el Estado Nacional y las provincias de reservar en el futuro nuevas áreas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal, cualquiera fuera su forma jurídica. De esta manera, quedan a resguardo los contratos celebrados antes de la reforma por las empresas provinciales para la exploración y desarrollo de áreas reservadas.

Respecto a las áreas que ya han sido reservadas a favor de empresas estatales y que aún no han sido adjudicadas bajo contratos de asociación con terceros, se establece que podrán realizarse esquemas asociativos, en los cuales la participación de dichas empresas durante la etapa de desarrollo, será proporcional a las inversiones realizadas por ellas. De esta manera, se elimina el sistema de acarreo o *carry* durante la etapa de desarrollo o explotación del área. Dicho sistema no fue prohibido para la etapa de exploración.



Régimen de promoción de inversión de hidrocarburos convencionales y no convencionales

El 11 de julio de 2013 el PEN emitió el Decreto N° 929/13, por el cual se creó el Régimen de promoción de inversión para la explotación de hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales, con el objetivo de incentivar la inversión y la figura de la concesión de explotación no convencional.

La Ley N° 27.007 extendió los beneficios del Régimen de Promoción a los proyectos hidrocarburíferos que impliquen la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a US\$250 millones, calculada al momento de la presentación del proyecto de inversión para la explotación de hidrocarburos y a ser invertidos durante los primeros 3 años del proyecto de inversión. Con anterioridad a la reforma, los beneficios del Régimen de Promoción alcanzaban a proyectos de inversión en moneda extranjera no inferior a un monto de US\$1.000 millones en un plazo de 5 años.

Los sujetos titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos y/o terceros asociados e inscriptos en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que presenten dichos proyectos de inversión gozarán, a partir del tercer año de ejecución el derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20% y el 60% de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos, en caso de proyectos de explotación convencional y no convencional y en el caso de proyectos de “costa afuera”, respectivamente, con una alícuota del 0% de derechos de exportación, en caso de resultar éstos aplicables. Asimismo, tendrán la libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de la exportación de tales hidrocarburos, siempre que los respectivos proyectos hubieran implicado el ingreso de divisas a la plaza financiera argentina por al menos el importe de US\$250 millones.

En los períodos que la producción nacional de hidrocarburos no alcanzase a cubrir las necesidades internas de abastecimiento en los términos del Art. 6° de la Ley de Hidrocarburos Argentina, los sujetos incluidos en el Régimen de Promoción gozarán, a partir del tercer año desde la ejecución de sus respectivos proyectos de inversión, del derecho a obtener, por el porcentaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en el marco de tales proyectos y susceptible de exportación, un precio no inferior al precio de exportación de referencia, sin computarse la incidencia de las retenciones que pudieran resultar aplicables.

En el marco de estos proyectos de inversión, la Ley N° 27.007 establece dos aportes a las provincias productoras en cuyo territorio se desarrolle el proyecto de inversión: **(i)** a cargo del titular del proyecto por un monto equivalente al 2,5% del monto de la inversión comprometida a ser destinado a proyectos de responsabilidad social empresarial; y **(ii)** a cargo del Estado Nacional, cuyo monto será establecido por la Comisión de Inversiones Hidrocarburíferas en función de la magnitud y el alcance del proyecto de inversión, el que se destinará a proyectos de infraestructura.

Regulaciones específicas al mercado de gas¹⁰

Plan Gas.Ar

El 16 de noviembre del 2020 se creó el Plan Gas.Ar, para promover la producción del gas natural argentino y administrar el impacto del costo del gas en las tarifas de la Demanda Prioritaria. El plazo es de 4 años para la producción *onshore*, con un adicional de 4 años para la producción *offshore*, a contar desde enero de 2021 (DNU N° 892/20).

Se instrumentó una licitación entre productores como vendedores, y CAMMESA, distribuidores de gas e IEASA como compradores, por un volumen base total de 70 millones de m³/día, ampliable para el período invernal (mayo – septiembre), en condición de DoP del 100% diario y ToP del 75% mensual para CAMMESA y trimestral para distribuidores de gas e IEASA. El DoP constituye el 70% del compromiso de producción del oferente adjudicado.

El precio base máximo a ofertar se fijó en US\$3,7/MBTU para Cuenca Neuquina. Asimismo, al precio de adjudicación se le aplicará un factor de ajuste de 0,82 durante el período no invernal, 1,25 durante el

¹⁰ Para mayor información, ver las secciones 7.2, 7.4 y 8.3 de esta Memoria.



período invernal y 1,30 para el volumen adicional en el invierno. Los compradores CAMMESA e IEASA efectuarán el pago valorizado al precio adjudicado en la licitación, mientras que los distribuidores de gas abonarán el monto valorizado en el cuadro tarifario vigente, y la diferencia con el precio adjudicado será compensada por el Estado Nacional.

El 15 y 29 de diciembre de 2020 la SE adjudicó 67,4 millones de m³/día de gas natural (55% destinado a usinas) a un precio base medio anual de US\$3,5/MBTU, y un volumen adicional durante el período invernal de 3,6 millones de m³/día a US\$4,7/MBTU. Pampa fue adjudicado por un volumen base de 4,9 millones de m³/día a US\$3,6 por millón de BTU y un volumen adicional de 1,0 millón de m³/día durante el período invernal a US\$4,7 por millón de BTU.

Finalmente, el 22 de febrero del 2021 mediante la Res. N° 129/2021, la SE convocó a una segunda ronda para la adjudicación de volúmenes de gas natural adicionales invernales en las Cuencas Neuquina y Austral, con DoP diario creciente y ToP 100% mensual. Los adjudicatarios de la primera ronda pueden ofertar hasta un precio máximo equivalente al precio adjudicado en la primera ronda. Mediante la Res. SE N° 169/21 se adjudicó un total de 3,3 millones de m³/día a US\$4,7/MBTU. Pampa participó en dicha ronda, habiéndosele adjudicado 0,8 millones de m³/día a US\$4,7/MBTU. Adicionalmente, las empresas adjudicatarias deberán suscribir la contratación con IEASA.

Gas natural para el segmento residencial y GNC

Demanda Prioritaria y CEE

En junio de 2016 se establecieron los criterios para asegurar el abastecimiento de la Demanda Prioritaria mediante el CEE ante emergencias operativas que puedan afectar su operación normal (Res. MEyM N° 89/16 y modificatorias). En junio de 2017 se aprobó el procedimiento para la administración del despacho en el CEE (Res. ENARGAS N° 4502/17). En caso de que el CEE no llegue a un acuerdo, el ENARGAS define el abastecimiento requerido considerando las cantidades disponibles de cada productor, descontando lo previamente contratado para abastecer la Demanda Prioritaria, asignando progresivamente hasta igualar la proporcionalidad de cada productor/importador sobre la Demanda Prioritaria.

Precio del gas natural en el PIST

En diciembre de 2017 finalizó el período de prórroga fijado en la Ley N° 27.200 respecto a la emergencia pública iniciado en 2002, y se reactivó la Ley N° 24.076, la cual prevé que el precio de suministro de gas natural debe ser aquel que se determine por la libre interacción de la oferta y la demanda.

A mediados de febrero de 2019, se subastó la provisión de gas natural para distribuidores de gas en condición firme de ToP y DoP por hasta el 70% del volumen máximo diario, por 12 meses desde abril 2019. Para la Cuenca Noroeste, se asignaron 9,4 y 3,8 millones de m³ por día para el invierno (abril – septiembre de 2019) y verano (octubre de 2019 – abril de 2020), respectivamente, a un precio promedio de ofertas de US\$4,35/MBTU. Para el resto de las cuencas, se asignaron 36,1 y 14,4 millones de m³ por día para el invierno y verano, respectivamente, a un precio promedio de ofertas de US\$4,62/MBTU. Pampa participó y fue adjudicada.

La facturación de productores a distribuidores fue en AR\$, considerando el tipo de cambio promedio divisas del BNA entre el día 1 y 15 del mes inmediato anterior al inicio de cada período estacional o los tipos de cambio contenidos en los contratos si fueran más bajas (Res. ENARGAS N° 72/19). Sin embargo, la actualización al tipo de cambio que debió realizarse el 1 de octubre de 2019 aplicable para el período estacional de verano octubre 2019 a abril 2020, fue diferido en sucesivas ocasiones. El 31 de marzo del 2020 se vencieron dichos contratos, y dada la devaluación del AR\$ sumado al congelamiento tarifario (Ley de Solidaridad), a partir de abril de 2020 la concertación de precios se rigió en el rango reconocido por el ENARGAS en los cuadros tarifarios.



En diciembre de 2020 tuvo lugar la licitación en el marco del Plan Gas.Ar, acordando la provisión a distribuidores de gas y usinas para el período 2021 – 2024 por un total de 67,4 millones de m³/día, cuyo 35% se destinará a distribuidores. El precio base promedio anual licitado fue de US\$3,5/MBTU, y además se adjudicó un volumen adicional invernal de 3,6 millones de m³/día a un precio base medio anual de US\$4,7/MBTU, exclusivamente destinado a la Demanda Prioritaria. Pampa participó y fue adjudicada.

Por otro lado, mediante el Decreto PEN N° 1053/18, se estableció que el Estado Nacional asumiría la diferencia de cambio entre el precio de compra de gas por parte de los distribuidores y el reconocido en las tarifas finales entre abril de 2018 y marzo de 2019. A la fecha, Pampa cobró la primera cuota de AR\$41 millones. Sin embargo, el 14 de diciembre de 2020 se publicó la Ley N° 27.591, dejando sin efecto dicho decreto. Pampa se encuentra evaluando los cursos de acción.

Cabe aclarar que desde el año 2021, mediante la Res. SE N° 354/20, se establecieron los nuevos precios de referencia en el PIST para la producción de gas natural no contemplada en el Plan Gas.Ar, siendo de US\$2,30/MBTU en el verano (octubre – abril) y de US\$3,50/MBTU en el invierno (mayo – septiembre) para la Cuenca Neuquina.

Gas natural para la generación eléctrica¹¹

Desde el 30 de diciembre de 2019 la provisión de combustible para usinas quedó nuevamente centralizada en CAMMESA (excepto los generadores con contratos en Energía Plus y bajo la Res. SEE N° 287/17). CAMMESA realizó sucesivas subastas para cubrir su consumo mensual. El 27 de diciembre de 2019 licitó gas para enero de 2020 en condición interrumpible, a un precio promedio en el PIST de US\$1,73/MBTU en Cuenca Neuquina. Sin embargo, desde febrero a diciembre de 2020, CAMMESA licitó la compra de gas en condición parcialmente firme, con un 30% DoP, resultando el precio promedio en el PIST de US\$2,24/MBTU para la Cuenca Neuquina. Pampa participó en todas las subastas.

Desde el año 2021 la mayoría del gas provisto a CAMMESA se realiza en el marco del Plan Gas.Ar, por las cantidades comprometidas en dicho programa durante un plazo de 4 años. Pampa participó y fue adjudicada. No obstante, el mecanismo de licitación mensual de CAMMESA sigue vigente, en forma complementaria al Plan Gas.Ar, por lo que CAMMESA volvió a licitar gas el 22 de diciembre de 2020, 27 de enero y 24 de febrero de 2021, para consumo en los meses de enero, febrero y marzo de 2021, respectivamente. El precio promedio resultante en boca de pozo fue de US\$2,30/MBTU en los tres meses para la Cuenca Neuquina, respectivamente. Para aquellos productores que no fueron adjudicados en el Plan Gas.Ar, la licitación fue en condición 30% DoP, mientras que para los beneficiarios del Plan Gas.Ar fue interrumpible. Pampa participó en dichas subastas.

Aquellos generadores con contratos en Energía Plus y bajo la Res. SEE N° 287/17 tienen la opción de ceder la operación del gas natural y su transporte a CAMMESA.

Exportación de gas natural

Mediante la Res. SGE N° 417/19 de julio de 2019, se estableció el procedimiento para la autorización de exportaciones de gas natural, siendo condición en todo caso la seguridad de abastecimiento del mercado interno argentino. Cabe aclarar que el volumen exportado no califica para el cálculo del incentivo para los programas de estímulo al incremento de la producción doméstica.

En este sentido, en septiembre de 2019 Pampa obtuvo el permiso para exportar gas en condición firme a Refinerías ENAP en Chile hasta el 15 de mayo de 2020, y en noviembre de 2020 Pampa obtuvo nuevos permisos para exportar en condición interrumpible a distintos clientes en Chile con vencimientos entre abril de 2021 y enero de 2022.

¹¹ Para mayor información, ver las secciones 5.1, 7.3 y 7.4 de esta Memoria.



Asimismo, los adjudicatarios con menores precios del Plan Gas.Ar podrían exportar en condición firme durante el período estival, extensivo al periodo invernal cuando haya oferta excedente en una cuenca determinada y aprobación previa de la autoridad aplicable.

Por otro lado, ante el eventual incurrimento de mayores costos a cargo del Estado Nacional por uso de combustibles alternativos para generar electricidad por parte del MEM (GNL importado, carbón, FO o GO), entre el 15 de septiembre de 2020 y 15 de mayo de 2021 los exportadores debían pagar una compensación a CAMMESA (Res. SGE N° 506/19). Se fijó un mínimo de US\$0,1/MBTU y un máximo de US\$0,2/MBTU por el volumen exportado, pudiendo ser compensado con créditos de cada exportador con CAMMESA por la venta de gas en el mercado doméstico. Dicha compensación se incluiría en el costo de la energía en el MEM.

Finalmente, desde septiembre de 2018 rigió un impuesto a la exportación de AR\$4/US\$ exportado, con alícuota máxima del 12% (Decretos PEN N° 793/18 y 865/18). La Ley de Solidaridad estableció que a partir del 23 de diciembre de 2019 dicha alícuota sea menor o igual a 8% del valor imponible o del precio FOB. Sin embargo, hasta su reglamentación, se siguieron aplicando los Decretos PEN N° 793/18 y 865/18. El Decreto PEN N° 488/20 del 19 de mayo de 2020 estableció la exención de derechos de exportación mientras que el precio internacional Brent sea igual o inferior a US\$45/bbl, escalando progresivamente a medida que se incremente el precio de referencia hasta 8%, tope a reconocer cuando el Brent sea igual o superior a US\$60/bbl. A la fecha, dicha alícuota asciende a 8%.

Regulaciones específicas al mercado de petróleo¹²

Comercialización de crudo en el mercado interno

Ante la abrupta caída de los precios de referencia internacionales y la demanda doméstica por ASPO, mediante el Decreto N° 488/20 se estableció el precio de referencia para la comercialización en el mercado local del petróleo crudo tipo Medanita en US\$45/bbl, con vigencia desde el 19 de mayo hasta el 31 de diciembre de 2020. Dicha medida quedó sin efecto el 28 de agosto de 2020, cuando el precio de referencia del Brent fue superior a US\$45/bbl durante 10 días consecutivos.

Derecho a la exportación de hidrocarburos líquidos

Al igual que la exportación de gas natural, desde septiembre de 2018 rigió un impuesto a la exportación de AR\$4/US\$ exportado, con alícuota máxima del 12% (Decretos PEN N° 793/18 y 865/18). La Ley de Solidaridad estableció que dicha alícuota sea menor o igual a 8% del valor imponible o del precio FOB a partir del 23 de diciembre de 2019. Sin embargo, hasta su reglamentación, se siguieron aplicando los Decretos PEN N° 793/18 y 865/18. Mediante el Decreto PEN N° 488/20 del 19 de mayo de 2020 se estableció la exención de derechos de exportación mientras que el precio internacional Brent sea igual o inferior a US\$45/bbl, escalando progresivamente a medida que se incremente el precio de referencia hasta 8%, tope a reconocer cuando el Brent sea igual o superior a US\$60/bbl. A la fecha, dicha alícuota asciende a 8%.

6.2 Midstream¹³

Regulaciones específicas al transporte troncal de gas

Situación tarifaria previa a la RTI

La sanción de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario N° 25.561, promulgada en enero de 2002 y con sucesivas prórrogas hasta el 31 de diciembre de 2017, determinó la pesificación de las tarifas de los servicios públicos y manteniendo invariable la tarifa del transporte desde

¹² Para mayor información, ver las secciones 7.2, 7.4 y 8.3 de esta Memoria.

¹³ Para mayor información, ver las secciones 7.2, 7.6 y 8.5 de esta Memoria.



1999 en AR\$, pese al abrupto incremento en los índices de precios y costos de operaciones ocurridos. Este desfase afectó directamente los costos operativos de este segmento de negocio, deteriorando así su situación económico-financiera. Desde 2002 hasta 2015, TGS solo tuvo dos aumentos tarifarios: 20% desde abril de 2014, como consecuencia de la implementación del acuerdo transitorio suscripto en el año 2008; y en mayo de 2015, del 44,3% sobre la tarifa de transporte de gas natural y del 73,2% en el CAU.

Con el propósito de normalizar el segmento, el 24 de febrero de 2016 TGS suscribió un acuerdo transitorio con el Gobierno Nacional y, en consecuencia, el 29 de marzo de 2016 el MEyM emitió la Res. N° 31/16, instruyendo al ENARGAS a llevar adelante el proceso de RTI y otorgar un incremento tarifario a cuenta de la RTI, entre otros temas. En ese marco, el 31 de marzo de 2016 el ENARGAS dictó la Res. N° 3724/16, que aprobó un incremento del 200,1% a los cuadros tarifarios a partir del 1 de abril de 2016, aplicables al servicio público de transporte de gas natural y al CAU. Sin embargo, el 18 de agosto de 2016, la Corte Suprema de Justicia de la Nación Argentina estableció la obligatoriedad de la audiencia pública para la fijación de tarifas y precios sin la intervención del mercado y la nulidad de las Res. MEyM N° 28/16 y 31/16 respecto a los usuarios residenciales, por lo que los cuadros tarifarios debieron retrotraerse a valores vigentes al 31 de marzo de 2016. La audiencia pública se celebró el 6 de octubre de 2016, y consecuentemente, el ENARGAS aprobó un incremento tarifario transitorio del 200,1% con vigencia a partir del 7 de octubre de 2016, la ejecución del plan de inversiones y restricciones para el pago de dividendos (Res. N° 4054/16).

RTI

En diciembre de 2016 se celebró la audiencia pública requerida por el proceso de RTI. El 30 de marzo de 2017, mediante la Res. ENARGAS N° I-4362/17 se aprobó un cuadro tarifario transitorio, con un incremento del 214,2% y 37% sobre la tarifa del servicio de transporte de gas y el CAU, respectivamente, aplicables a partir del 1 de abril de 2017. La RTI contempla un mecanismo no automático de ajuste semestral de la tarifa sujeta al IPIM publicado por el INDEC. Dicho paso significó que TGS firmase el Acta Acuerdo Integral 2017 y el Acuerdo Transitorio 2017, con el objeto de efectuar la adecuación tarifaria, emitiéndose a tal fin la Res. ENARGAS N° 4362/17, aplicando el incremento tarifario que surge de la RTI en tres etapas, 58% en abril de 2017 y los restantes en diciembre de 2017 y abril de 2018.

La RTI consideró los ingresos necesarios para la ejecución de un Plan de Inversiones Quinquenal comprendido entre abril de 2017 y marzo de 2022 de AR\$6.787 millones, expresado a valores de diciembre de 2016, indispensables para atender la operación y mantenimiento de los gasoductos troncales bajo la concesión de TGS, como también garantizar la seguridad y continuidad del servicio de transporte de gas para dar respuesta a la mayor exigencia esperada del sistema producto del desarrollo de las reservas.

El 14 de noviembre de 2017 se celebró la audiencia pública para exponer la variación de costos, y a partir del 1 de diciembre de 2017 mediante la Res. ENARGAS N° 120/17 se estableció un aumento promedio del 78% en los cuadros tarifarios, el cual incluye un 15% por el ajuste no automático estipulado en la RTI por el período enero – octubre de 2017. Dicho incremento se consideró a cuenta de lo que resulte del Acta Acuerdo de Renegociación Integral de la Licencia suscripta por TGS el 30 de marzo de 2017.

El Acta Acuerdo de Renegociación Integral fue ratificado por el Gobierno Nacional el 28 de marzo de 2018 (Decreto PEN N° 250/18), dando por finalizado el proceso de RTI iniciado en el mes de abril de 2016 y, en consecuencia, el 26 de junio de 2018 TGS desistió del Juicio Arbitral que llevaba a cabo ante el Centro Internacional de Arreglo de Disputas Relativas a Inversiones (CIADI). Asimismo, el ENARGAS dictó la Res. N° 310/18 que aprobó, con vigencia a partir del 1 de abril de 2018, la última cuota del incremento tarifario contemplado en la Res. N° 4362/17 equivalente a un incremento del 50% en los cuadros tarifarios, incluyendo un reconocimiento por variación del IPIM del 13% para el período noviembre 2017 y febrero 2018, y compensación en cuotas por el diferimiento programado del aumento.

Para el cálculo de variación de costos correspondiente al período febrero – agosto 2018 aplicable a partir de octubre de 2018, TGS solicitó en base a la variación del IPIM un incremento tarifario del 30% aproximadamente. Sin embargo, el 27 de septiembre de 2018 el ENARGAS emitió la Res. N° 265/2018 fijando un incremento del 19,7%, en función del promedio simple entre el IPIM, el Índice del Costo de la Construcción y el Índice de Variación Salarial (provisorio a junio 2018), arguyendo que, según la RTI, bajo



ciertas circunstancias y condiciones macroeconómicas y que la actualización semestral es un mecanismo de ajuste no automático, puede utilizar otros índices para la determinación del incremento tarifario.

Mediante la Res. ENARGAS N° 192/19, se determinó un aumento tarifario por variación de costos del 26,0% con vigencia desde abril de 2019. Dicho aumento se calculó en base a la variación semestral del IPIM para el período agosto 2018 – febrero 2019. Posteriormente, se difirió un 22% de las facturas emitidas entre julio y octubre de 2019, a recuperarse en cinco cuotas a partir de diciembre de 2019, mediante la Res. SGE N° 336/19. Los usuarios residenciales podían optar por no acogerse a este beneficio.

La actualización semestral que debió aplicarse desde el 1 de octubre de 2019 fue diferida en sucesivas regulaciones. Con la entrada en vigencia de la Ley de Solidaridad y normativa complementaria, se estableció que las tarifas de gas bajo jurisdicción federal se mantendrían sin cambios por un plazo máximo de 450 días o hasta la entrada en vigencia de nuevos cuadros tarifarios transitorios, y se delegó en el PEN la facultad de iniciar una revisión extraordinaria de la RTI vigente.

Consecuentemente, TGS no ha recibido instrucciones del ENARGAS para la actualización semestral de la remuneración que, de acuerdo a la RTI, debió aplicarse el 1 de octubre de 2019, el 1 de abril y 1 de octubre de 2020. Por otro lado, el 17 de diciembre de 2020 se publicó el DNU N° 1020/20, iniciando la renegociación de la RTI, cuyo plazo no podría exceder los 2 años desde su publicación. Finalmente, el ENARGAS convocó a audiencia pública el 16 de marzo de 2021 para considerar el régimen tarifario de transición.

Licitación pública para el gasoducto troncal litoral

La Res. SGE N° 437/19 emitida el 30 de julio de 2019 convocó a licitación pública nacional e internacional para la adjudicación de una licencia de transporte de gas, que conecte la localidad de Tratayén en la provincia del Neuquén con la localidad de Salliqueló en la provincia de Buenos Aires (fase uno), y de ahí a la ciudad de San Nicolás de los Arroyos en la provincia de Buenos Aires (fase dos).

La nueva licencia preveía un Régimen Especial Temporario para los primeros 17 años de un total de 35 años de concesión para el repago de la construcción, y para el resto del período de la concesión regiría la Ley del Gas N° 24.076. Asimismo, el contrato de licencia cuenta con una oferta irrevocable de transporte por 10 millones de m³ por día a CAMMESA, por el período de 15 años.

La fecha de apertura de los pliegos fue sucesivamente pospuesta y el 30 de diciembre de 2020 se publicó la Res. SE N° 448/20, en la cual deroga dicha licitación e instruye a la Subsecretaría de Hidrocarburos a evaluar otras alternativas para la construcción de un nuevo gasoducto y/o ampliación de las capacidades de transporte.

Regulaciones específicas al negocio de GLP

Plan Hogar y Acuerdo Propano para Redes

Actualmente está en vigencia el programa de abastecimiento de butano para garrafas a precio subsidiado, creado por el Decreto PEN N° 470/15 y englobado bajo el Plan Hogar (Res. SRH N° 56/17 y modificatorias), estableciendo la provisión de un cupo definido de GLP a empresas fraccionadoras, bajo un precio máximo de referencia, a beneficio de usuarios residenciales de bajos recursos. El precio de venta del butano y el propano comercializado bajo el Plan Hogar es determinado por la SRH, fijado en AR\$9.895/ton de butano y AR\$9.656/ton para el propano desde el 1 de julio de 2019 (Disposiciones SHC N° 104/19). Posteriormente, se actualizaron los precios en AR\$10.885/ton para ambos productos desde el 19 de octubre de 2020 (Res. SE N° 30/20). En consecuencia, la participación en este programa obliga a TGS y Refinor a producir y comercializar GLP a precios sensiblemente inferiores a los de mercado, lo cual conlleva a adoptar mecanismos necesarios para poder minimizar su impacto negativo.



Respecto del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido, el 30 de mayo de 2018 TGS celebró la decimosexta prórroga, fijándose una nueva metodología de determinación del precio y los volúmenes de propano a comercializarse bajo este programa para el período 1 de abril de 2018 – 31 de diciembre de 2019. El día 14 de enero de 2020 TGS recibió la instrucción de la SE de proceder con las entregas conforme a dicha prórroga. El 25 de agosto de 2020 TGS celebró la decimoséptima prórroga al Acuerdo Propano para Redes, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2020. A la fecha de emisión de la presente Memoria, no se ha prorrogado dicho programa.

Tanto para el Plan Hogar como para el Acuerdo Propano para Redes, se estableció el pago de una compensación a los participantes a ser abonada por el Estado Argentino, la cual se calcula como la diferencia entre el precio comercializado en el marco de dicho acuerdo y la paridad de exportación publicada mensualmente por la SRH, aunque con importantes atrasos en los plazos de cobranza.

Cargo para la financiación de la importación de gas natural

Con respecto a las Res. I-1.982/11 y I-1.991/11 dictadas por el ENARGAS, las cuales en su momento dispusieron el incremento de aproximadamente 700% al cargo para la financiación de la importación de gas natural (creado por el Decreto PEN N° 2.067/08), el 26 de marzo de 2019 TGS fue notificada de la sentencia en 1° instancia dictada a su favor para que se declare la inconstitucionalidad y nulidad de las normas mencionadas. El Estado Nacional apeló dicha sentencia el 29 de marzo de 2019, habiéndose concedido dicho recurso el 3 de abril de 2019, el que a la fecha no ha sido resuelto.

El 1 de diciembre de 2020, el tribunal interviniente resolvió, considerando lo decidido en la sentencia y atendiendo a las razones invocadas por TGS, prorrogar la vigencia de la medida cautelar dictada por seis meses más de trámite en dicho proceso ordinario y/o hasta que quede firme la sentencia dictada.

Derecho de exportación

Al igual que la exportación de hidrocarburos, desde septiembre de 2018 rigió un impuesto a la exportación de AR\$4/US\$ exportado para propano, butano y GLP, con alícuota máxima del 12% (Decretos PEN N° 793/18 y 865/18). La Ley de Solidaridad estableció que dicha alícuota sea menor o igual a 8% del valor imponible o del precio FOB a partir del 23 de diciembre de 2019. Sin embargo, hasta su reglamentación, se siguieron aplicando los Decretos PEN N° 793/18 y 865/18. Mediante el Decreto PEN N° 488/20 del 19 de mayo de 2020 se estableció la exención de derechos de exportación mientras que el precio internacional Brent sea igual o inferior a US\$45/bbl, escalando progresivamente a medida que se incremente el precio de referencia hasta 8%, tope a reconocer cuando el Brent sea igual o superior a US\$60/bbl. A la fecha, dicha alícuota asciende a 8%¹⁴.

Regulaciones específicas al transporte de petróleo

En junio de 2016, OldelVal solicitó la RTI al MEyM, ya que las tarifas resultaban insuficientes para llevar a cabo un plan de mantenimiento e inversiones que permita asegurar la integridad, eficiencia y confiabilidad de las instalaciones y del servicio de transporte. En consecuencia, con fecha 10 de marzo de 2017 se publicó el nuevo cuadro tarifario en US\$, con un aumento promedio de 34%, vigente por el término de 5 años a partir de marzo de 2017 (Res. MEyM N° 49/17).

En noviembre de 2018 Pampa cerró la venta a ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L. del 21% del capital social de OldelVal, manteniendo aún el 2,1% de participación accionaria en OldelVal.

¹⁴ Para mayor información, ver la sección 7.2 de esta Memoria.



7. Hechos relevantes

7.1 Principales impactos del COVID-19

Industria esencial

Ante la pandemia COVID-19, el Gobierno Nacional estableció mediante el DNU N° 297/20 y modificatorias, el ASPO y DISPO a nivel nacional, con vigencia desde el 20 de marzo y 21 de diciembre de 2020, respectivamente. Inicialmente todos los negocios que forman parte del Grupo fueron declarados esenciales, con excepción del caucho del segmento petroquímica, en parada de planta hasta que fue declarada esencial, retomando su actividad a mediados de mayo de 2020.

Para preservar la integridad de nuestros colaboradores, solo el personal mínimo está trabajando en los activos y hemos implementado estrictos protocolos de higiene y seguridad, configurados por un comité interdisciplinario que reporta al CEO y en línea con los requisitos de las autoridades de aplicación. Asimismo, se dispuso un esquema de trabajo remoto para todas las posiciones que así lo permitan.

A la fecha de esta Memoria, la finalización de las medidas por la pandemia es incierta, ya que depende de la evolución de la misma.

Obras de infraestructura energética

El 7 de abril de 2020 se emitió la Decisión Administrativa N° 468/20, en la cual se incluyeron dentro de las actividades esenciales las obras de infraestructura energética privada, entre ellas las expansiones en CTGEBA y CTEB. No obstante, el ritmo y productividad de los trabajos de expansión se vieron afectados porque ciertas actividades de contratistas y proveedores de las obras no fueron declaradas esenciales, se impidió el ingreso de especialistas por el cierre de fronteras nacionales, y se establecieron protocolos especiales de operación.

En consecuencia, el 10 de junio de 2020 la SE instruyó a CAMMESA mediante la Nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP la suspensión temporal de las intimaciones por incumplimientos de fechas programadas de ciertos PPA suscriptos con CAMMESA, entre ellos la Res. SEE N° 287/17, tanto respecto de la ejecución de garantías como de la imposición de las multas. La suspensión rigió entre el 12 de marzo y 12 de septiembre de 2020.

A pesar de que se vieron afectados tanto los plazos como los costos estimados de las obras de expansión, el 2 de julio de 2020 se habilitó la expansión en CTGEBA¹⁵, lográndose su puesta en marcha en los plazos comprometidos. Asimismo, en el caso de la expansión a CC de CTEB, la mejor estimación para el inicio de la operación comercial es el 1T22.

Incremento de la morosidad y suspensión de cortes al servicio para ciertos usuarios

Mediante el DNU N° 311/20 se estableció que, por un plazo de 180 días desde el 25 de marzo de 2020, los distribuidores de energía eléctrica (entre ellas, Edenor), gas, agua y cloacas, telefonía, internet y cable, no puedan suspender o cortar los servicios a ciertos usuarios en caso de mora o falta de pago de hasta 3 facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020. Posteriormente fue extendido a 7 facturas y prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2020 (DNU N° 756/20).

Cabe aclarar que dicha medida comprende a ciertos usuarios residenciales, tales como los beneficiarios de la asignación universal por hijo, electrodependientes, jubilados, pensionados y trabajadores en relación de dependencia que perciban una remuneración bruta menor o igual dos salarios mínimos vitales

¹⁵ Para mayor información, ver la sección 7.3 de esta Memoria.



y móviles, entre otros. Asimismo, comprende a ciertos usuarios no residenciales, tales como ciertas PyME e instituciones de salud afectadas en la emergencia, entre otros, según lo establezca la reglamentación. En ningún caso previene cortes o suspensiones dispuestos por las prestadoras por razones de seguridad.

Por otro lado, el nivel de cobranzas de Edenor se vio afectado significativamente dado que los principales establecimientos de cobranza en efectivo estuvieron cerrados durante el aislamiento. A pesar de ello, los pagos virtuales y telefónicos estuvieron operativos. Por Decisión Administrativa N° 524/20, desde el 20 de abril de 2020 dichos establecimientos de cobro y la actividad bancaria presencial, entre otros, fueron incluidos en la lista de actividades exceptuadas, recuperando parcialmente el nivel de cobranzas con respecto al inicio del aislamiento.

“Barril Criollo” y otras medidas en el sector de hidrocarburos

Ante la abrupta caída de los precios de referencia internacionales y la demanda doméstica, mediante el Decreto N° 488/20 se estableció el precio de referencia para la comercialización en el mercado local del petróleo crudo tipo Medanita en US\$45/bbl (ajustado por calidad para los otros tipos de crudo y por puerto de carga), con vigencia desde el 19 de mayo hasta el 31 de diciembre de 2020. Dicha medida quedaba sin efecto si el precio de referencia del Brent¹⁶ fuera superior a US\$45/bbl durante 10 días consecutivos, evento que ocurrió el 28 de agosto de 2020, finalizando la vigencia del Barril Criollo.

Asimismo, durante la vigencia del decreto, los productores debían sostener el nivel de actividad registrado en 2019, mantener la planta de trabajadores registrados a fin del 2019, se limitó el acceso al mercado cambiario, se actualizaron los valores de las multas por incumplimiento de obligaciones, y se postergaron incrementos impositivos de ciertos productos refinados.

Por otro lado, se restringió la importación de petróleo siempre y cuando el mercado local esté abastecido, y la exportación (tanto de hidrocarburos como de ciertos productos derivados de hidrocarburos) quedó eximida de derechos de exportación mientras que el precio internacional (Brent publicado al cierre de cada mes por la SE) fuera igual o inferior a US\$45/bbl. La alícuota escala progresivamente a medida que se incrementa el precio de referencia internacional hasta 8%, tope a reconocer cuando este precio es igual o superior a US\$60/bbl.

Cabe destacar que solo el 22% de las ventas del segmento correspondieron a petróleo en 2020, y entre mayo y agosto de 2020 la Compañía logró exportar la mayoría de su producción para mitigar el impacto de la abrupta caída en la demanda doméstica. La alícuota para exportaciones se mantuvo en 0% hasta septiembre de 2020, ascendiendo a 8% en marzo de 2021 producto del alza en el precio de referencia.

7.2 Principales impactos de la Ley de Solidaridad

El 23 de diciembre de 2019 entró en vigencia la Ley de Solidaridad N° 27.541, la cual establece la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y delega en el PEN las facultades comprendidas en dicha ley hasta el 31 de diciembre de 2020.

Congelamiento tarifario

La Ley de Solidaridad dispuso la suspensión de actualizaciones sobre los cuadros tarifarios de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal por un plazo máximo de hasta 180 días, posteriormente prorrogado por un plazo adicional de 180 días (Decreto PEN N° 543/20) y un adicional de 90 días o hasta la entrada en vigencia de nuevos cuadros tarifarios transitorios (DNU N° 1020/20). Asimismo, se delegó en el PEN la facultad de iniciar una revisión extraordinaria de las RTI vigentes.

¹⁶ Promedio de las últimas 5 cotizaciones publicadas por PLATTS Crude Marketwire para futuros.



El 27 de diciembre de 2019 el ENRE instruyó a Edenor a mantener los cuadros tarifarios vigentes desde el 1 de mayo de 2019, lo cual suspendió las actualizaciones semestrales que correspondían aplicar desde febrero y agosto de 2020 para Edenor y Transener, el aumento por CPD diferido en agosto de 2019 para Edenor, así como los incrementos previstos en el precio estacional para GU y usuarios no residenciales. Asimismo, desde febrero de 2020 correspondía aplicar para las licenciatarias de gas los ajustes tarifarios que oportunamente habían sido diferidos en octubre de 2019¹⁷ y las actualizaciones semestrales correspondientes, tanto por variación de costos del negocio regulado de TGS, como también por variación del precio en AR\$ del gas natural como materia prima comercializada por nuestro negocio de E&P.

Por otro lado, mediante la Res. ENARGAS N° 27/20 del 27 de abril de 2020 se derogó la Res. ENARGAS N° 72/19, que establecía la metodología de traslado a tarifas del precio de gas, sin perjuicio de las eventuales consecuencias que pudieran observarse luego de las revisiones pertinentes de la Ley de Solidaridad y normativa complementaria, cuyo tratamiento se hará por vía separada.

Inicio de la renegociación de la RTI

El 17 de diciembre de 2020 se publicó el DNU N° 1020/20, el cual determinó el inicio de la renegociación de la RTI, cuyo plazo no podría exceder los 2 años desde su publicación, suspendiendo hasta entonces los acuerdos correspondientes a las respectivas RTI vigentes con los alcances que en cada caso determinen el ENRE y el ENARGAS. El proceso de renegociación culminará con la suscripción de un Acta Acuerdo Definitiva sobre la RTI.

El 3 de marzo de 2021, el ENRE convocó una audiencia pública para considerar el régimen tarifario de transición de Edenor, a realizarse el 30 de marzo de 2021 (Res. N° 53/21) y de Transener y Transba para el 29 de marzo de 2021 (Res. N° 54 y 55/21, respectivamente).

Con respecto a las licenciatarias de gas, el 22 de febrero de 2021 el ENARGAS convocó el 16 de marzo del 2021 una audiencia pública para considerar el régimen tarifario de transición (Res. N° 47/21).

Programación estacional del MEM

Los valores de referencia de potencia y de energía se mantuvieron sin cambios en las sucesivas programaciones estacionales desde agosto de 2019 bajo la Res. SRRYME N° 14/19 (noviembre 2019 – abril 2020 (Res. SRRYME N° 38/19), mayo – octubre 2020 (Res. SE N° 70/20), y noviembre 2020 – abril 2021 (Res. SE N° 24/21)). Cabe aclarar que a pesar de que dichos precios estacionales aplican para los costos de energía de Edenor, los cuadros tarifarios a usuarios finales reflejan precios estacionales vigentes a mayo de 2019, en particular para GUDI y el resto de los usuarios no residenciales, montos menores a la programación estacional y en perjuicio de Edenor.

A partir de marzo 2021, según Res. SE N° 131/21 el precio de referencia para GUDI aumenta a AR\$5.500/MWh, excepto para los entes u organismos públicos que prestan servicios de salud y educación. El resto de los precios de electricidad aplicables a la demanda final a la fecha no han sido modificados.

Derecho de exportación

La Ley de Solidaridad estableció que la alícuota del derecho de exportación para hidrocarburos no supere el 8% del valor imponible o del precio FOB a partir del 23 de diciembre de 2019, sin que ello implique una disminución del precio en el PIST para el pago de regalías. Sin embargo, hasta su reglamentación, se continuó aplicando el impuesto de AR\$4/US\$ exportado, con alícuota máxima del 12% (Decretos PEN N° 793/18 y 865/18).

¹⁷ Mediante las Res. SGE N° 521/19, 751/19 y 791/19.



Mediante el Decreto PEN N° 488/20 del 19 de mayo de 2020, se estableció la exención de derechos de exportación (tanto de hidrocarburos como de ciertos productos derivados de hidrocarburos) mientras el precio internacional Brent sea igual o inferior a US\$45/bbl, escalando progresivamente a medida que se incrementa el precio de referencia internacional hasta 8%, tope a reconocer cuando este precio es igual o superior a US\$60/bbl. La alícuota para exportaciones se mantuvo en 0% hasta septiembre de 2020, ascendiendo a 8% en marzo de 2021 producto del alza en el precio de referencia.

Dicha medida afectó principalmente al segmento de E&P y petroquímica, y a TGS. Sin embargo, para el segmento de petroquímica se estableció mediante el Decreto PEN N° 1060/20 una alícuota de 4,5% desde 2021 para la mayoría de sus productos (estireno, poliestireno, caucho y tolueno), mientras que otros como *naphthas*, aromáticos y solventes continúan con lo establecido en el Decreto PEN N° 488/20.

Otros aspectos de la Ley de Solidaridad

La Ley de Solidaridad también delega en el PEN la facultad de intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS (efectivizada mediante los Decretos PEN N° 277/20, 278/20 y 963/20) y establece mantener al ENRE como autoridad regulatoria sobre la concesión de Edenor hasta el 31 de diciembre de 2020, prorrogado por 1 año o hasta que finalice la renegociación de la RTI (Decreto PEN N° 1020/20).

Por otro lado, para los ejercicios fiscales 2020 y 2021 inclusive, se suspende la reducción programada en la alícuota del impuesto a las ganancias manteniéndose en 30%, y se posterga la suba de la alícuota del impuesto a los dividendos manteniéndose en 7%. También se dispuso un nuevo mecanismo de imputación para el ajuste por inflación impositivo, correspondiente a los dos próximos ejercicios desde 2019.

7.3 Generación eléctrica¹⁸

Habilitación del cierre a CC en Genelba Plus

A partir de las 0 horas del 2 de julio de 2020, CAMMESA otorgó la habilitación comercial de la segunda TV (GEBATV02) de CTGEBa por una potencia bruta de 199 MW. Dicha habilitación marcó el comienzo de operaciones del segundo CC en CTGEBa, proyecto en el cual Pampa finalmente desembolsó aproximadamente US\$320 millones para sumar 400 MW, un 9% menos que el monto presupuestado, y empleó en promedio 1.500 personas durante los 30,5 meses de obra. Con la culminación del proyecto de expansión, sumada la repotenciación del primer CC en octubre de 2020, la potencia instalada total de CTGEBa asciende a 1.253 MW, siendo la CT de mayor potencia instalada en el país, con una elevada eficiencia promedio del 55% y capacidad para abastecer electricidad a 2,5 millones de hogares en la región metropolitana de Buenos Aires.

Cabe destacar que a pesar del COVID-19, Pampa logró cumplir con los compromisos asumidos con CAMMESA en virtud del PPA celebrado bajo la convocatoria de la Res. SEE N° 287/17¹⁹.

En línea con la estrategia de desarrollo de los negocios centrales de la Compañía, este hito se suma a los esfuerzos realizados por Pampa en los últimos 12 años para aumentar la infraestructura de generación, los cuales demandaron más de US\$1.500 millones de inversiones, convirtiéndonos en el mayor generador privado del país, y alcanzando un total de 4.955 MW de potencia instalada operada, la cual representa el 12% del sistema nacional.

¹⁸ Para mayor información, ver las secciones 5.1 y 8.1 de esta Memoria.

¹⁹ Para mayor información, ver la sección 7.1 de esta Memoria.



Cambios al esquema remunerativo para la capacidad sin contratos

El 27 de febrero del 2020 se publicó en el BO la Res. SE N° 31/20, mediante la cual se modificaron ciertos aspectos del esquema remunerativo establecido en la Res. SRRYME N° 1/19, con vigencia a partir del 1 de febrero de 2020. La nueva Res. convirtió todo el esquema remunerativo a moneda local a una tasa de cambio de AR\$60/US\$, y estableció un factor de actualización a partir del segundo mes de aplicación, con una fórmula compuesta en un 60% por IPC y un 40% por IPIM. Además, se modificó los pagos por potencia y se agregó una remuneración adicional en las HMRT del mes.

Posteriormente, mediante la Nota SE NO-2020-24910606-APN-SE#MDP del 8 de abril de 2020, la SE instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión la aplicación del factor de actualización. Asimismo, se fijó el precio base de la potencia de los motores de combustión interna con una potencia menor o igual a 42 MW en AR\$312.000/MW-mes. A la fecha, la Compañía no ha sido notificada de actualización alguna.

Cesión de contratos de abastecimiento del combustible para las generadoras térmicas

Mediante la Res. MDP N° 12/19, a partir del 30 de diciembre de 2019 se restableció la gestión comercial y el suministro de combustible centralizados bajo CAMMESA, medida que no alcanza a los generadores con contratos en Energía Plus y bajo la Res. SEE N° 287/17.

Posteriormente, en el marco del Plan Gas.Ar, la Res. SE N° 354/20 definió el uso prioritario de volúmenes firmes de gas natural a ser adquiridos por CAMMESA de distintos orígenes (gas de Bolivia, contratos con productores Plan Gas.Ar, etc.). A partir de esa premisa, se fijó un esquema de despacho unificado por CAMMESA y un orden de prioridad de despacho en función de gas natural asignado.

Los generadores bajo Energía Plus y con PPA con CAMMESA tienen la opción de adherir al despacho unificado y que CAMMESA provea el gas natural para la cobertura de sus obligaciones. A tales efectos deben mantener la capacidad de transporte de gas natural necesaria y renuncia a presentar reclamos por la Res. SE N° 354/20. Pampa suscribió los contratos con CAMMESA por los cuales adhirió a dicho despacho unificado y cedió la operación de los contratos de gas y transporte firme suscriptos. A la fecha, no se suscribió la adenda al PPA del CC de CTGEBa que refleje este nuevo esquema de suministro.

Reparaciones en PEPE II y III

Con posterioridad a la habilitación comercial de los parques PEPE II y PEPE III, se evidenciaron ciertos defectos en las palas de algunos aerogeneradores, que derivaron en su salida de servicio para su posterior reparación y/o reemplazo. En consecuencia, la capacidad de generación de los parques se ha visto parcialmente reducida.

Pampa realizó los reclamos correspondientes al proveedor de los aerogeneradores Vestas y a la aseguradora, a fin de avanzar con su reparación y cubrir los daños ocasionados. En este sentido, la Sociedad y el proveedor realizaron tareas para la reparación progresiva. PEPE II recuperó el 100% de la capacidad de generación a fines de julio de 2020, mientras que PEPE III en octubre de 2020.

Cabe mencionar que el impacto económico por la generación reducida fue inmaterial, ya que fue cubierto con las garantías de Vestas y del seguro.



Situación en TMB y TJSM

Los días 6 de enero y 2 de febrero de 2020 finalizaron los PPA suscriptos entre CAMMESA y el BICE, en su carácter de fiduciario y en representación de los Fideicomisos²⁰, para la compraventa de energía producida por TMB y TJSM, respectivamente. En consecuencia, a partir de las fechas indicadas las remuneraciones que perciben dichas centrales es la prevista para la capacidad sin contratos.

En simultáneo, finalizaron los respectivos contratos de Fideicomiso, hito que disparó el proceso de incorporación del Estado como accionista y, una vez perfeccionada, el Fiduciario deberá efectuar el traspaso de dichas centrales al Fideicomisario, las sociedades gerenciadoras, entre ellas Pampa. Hasta el momento no se ha perfeccionado el ingreso del Estado como accionista, a pesar de que el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) ha notificado el cumplimiento de la condición suspensiva.

En las mismas fechas indicadas precedentemente también vencían los contratos de operación y mantenimiento de TMB y TJSM, por lo que se suscribieron sendas adendas el 3 de enero de 2020, extendiendo la vigencia hasta la efectiva transferencia de los activos de cada Fideicomiso, fijando una nueva remuneración por dicha gestión.

7.4 Petróleo y gas²¹

Plan Gas.Ar

Mediante el DNU N° 892/20, el 16 de noviembre del 2020 se creó el programa Plan Gas.Ar, con el objetivo de promover la producción del gas natural argentino, reducir y sustituir las importaciones de GNL y combustibles líquidos, otorgar previsibilidad en el abastecimiento y administrar el impacto del costo del gas en las tarifas de la Demanda Prioritaria. El plazo es de 4 años para la producción *onshore*, con un adicional de 4 años para la producción *offshore*, a contar desde enero de 2021. Los beneficiarios del Plan Gas No Convencional que opten por participar del presente programa deben presentar su renuncia previamente.

Metodología de licitación y condiciones de contratación

Se instrumentó una licitación entre productores como vendedores, y CAMMESA, distribuidores de gas e IEASA (en caso de la Patagonia, Malargüe y la Puna) como compradores, por un volumen base total de 70 millones de m³/día (67% Cuenca Neuquina), ampliable para el período invernal (mayo – septiembre), en condición de DoP del 100% diario y ToP del 75% mensual para CAMMESA y trimestral para distribuidores de gas e IEASA. El precio base máximo a ofertar se fijó en US\$3,7/MBTU para Cuenca Neuquina. Asimismo, al precio de adjudicación se le aplicará un factor de ajuste de 0,82 durante el período no invernal, 1,25 durante el período invernal y 1,30 para el volumen adicional en el invierno.

El productor se compromete a una producción mínima por cuenca y por mes desde enero de 2021 equivalente a la inyección base (promedio realizado entre mayo y julio de 2020), y máxima menor o igual al 70% de la producción comprometida para el período mayo – julio 2021 en caso de producción *onshore*, y mayo – julio 2020 para *offshore*. Adicionalmente, los productores deben presentar un plan de inversiones para mantener la producción comprometida y un compromiso de valor agregado nacional que prevé el desarrollo de proveedores directos locales, regionales y nacionales.

Si la inyección en los meses de junio, julio y/o agosto es inferior a la comprometida, el productor podrá compensar el faltante mediante: **(i)** producción propia proveniente de otra cuenca o adquirida a otro

²⁰ Los contratos de fideicomiso "Central Termoeléctrica Timbúes" y "Central Termoeléctrica Manuel Belgrano", suscriptos el 4 de junio de 2006 entre CAMMESA, en su carácter de Administradora de los Fondos y Cuentas del MEM, como Fiduciante; el BICE, como Fiduciario, y la SE, como autoridad regulatoria de los fondos del MEM.

²¹ Para mayor información, ver las secciones 6.1 y 8.3 de esta Memoria.



productor firmante, en tanto exista capacidad de transporte; **(ii)** importación a su cargo; **(iii)** pago equivalente a 2 veces el volumen faltante valorizado al precio ofertado por un factor ajuste de 1,25.

Asimismo, los productores participantes pueden exportar en condición firme, de orden preferencial para aquellos que licitaron menores precios, hasta un volumen agregado de 11 millones de m³/día (64% Cuenca Neuquina) durante el período no invernal, extensivo al periodo invernal siempre y cuando haya oferta excedente en una cuenca determinada.

En cuanto al precio a abonar, los compradores CAMMESA e IEASA efectuarán el pago valorizado al precio adjudicado en la licitación del Plan Gas.Ar, mientras que los distribuidores de gas abonarán el monto valorizado en el cuadro tarifario vigente, y la diferencia con el precio adjudicado será compensada por el Estado Nacional. Dicha compensación tendrá una retención asimilable a los porcentajes correspondientes a cada provincia y/o el Estado Nacional en concepto de regalías, según la concesión. Siempre que el productor presente la DDJJ de producción dentro de los 30 días desde el cierre del mes de inyección, recibirá un pago provisorio del 75% de la compensación neta de regalías dentro otros 30 días, y un pago ajustado por el remanente dentro de los 60 días desde la presentación de la DDJJ certificada por auditores independientes, considerando el tipo de cambio del BNA vendedor del último día hábil del mes de inyección.

Adicionalmente, de acuerdo lo establece el Plan Gas.Ar, el Estado Nacional creó un sistema de garantía para respaldar el pago de la compensación, sin perjuicio de otros mecanismos, basado en el reconocimiento de créditos fiscales, conforme a la legislación respectiva y reglamentada por la autoridad de aplicación y/o AFIP. Dicho mecanismo fue reglamentado mediante la Res. SE N° 125/21, en la cual se ordenó la instrumentación de certificados de crédito fiscal en garantía electrónicos en moneda extranjera, los cuales podrán ser aplicados a obligaciones tributarias directamente por los productores en caso de falta de pago del Plan Gas.Ar por parte del Estado Nacional. Asimismo, la SE estará facultada en hacer la garantía exigible por parte del adjudicatario ante la AFIP. La instrumentación por parte de la AFIP fue realizada el 4 de marzo de 2021.

Finalmente, el BCRA debe establecer mecanismos idóneos que faciliten el acceso al MLC, siempre que los fondos hayan sido ingresados por el MLC y con posterioridad a la entrada en vigencia del DNU y destinadas a la financiación de proyectos bajo el Plan Gas.Ar.

Adjudicación

El 15 y 29 de diciembre de 2020 la SE emitió las Res. N° 391/20 y 447/20, en las cuales se adjudicaron los volúmenes y precios licitados en el marco del Plan Gas.Ar. De un total de 67,4 millones de m³/día de gas natural ofertados, en términos de volumen ofrecido Pampa figuró quinto a nivel nacional y tercero en la Cuenca Neuquina, habiéndosele adjudicado por un plazo de cuatro años a partir del 1 de enero de 2021 un volumen base de 4,9 millones de m³/día a un precio base medio anual de US\$3,60 por millón de BTU, destacando que el posicionamiento de la oferta de Pampa minimiza los riesgos contractuales de demanda. La oferta de Pampa implica un compromiso de producción de 7 millones de m³/día, de los cuales 2,1 millones de m³/día se valorizarán por fuera del Plan Gas.Ar.

Asimismo, Pampa ha sido uno de los únicos tres productores que ofreció volumen adicional durante el período invernal, habiéndosele adjudicado 1,0 millón de m³/día a un precio de US\$4,68 por millón de BTU. De los 4,9 millones de m³/día de oferta base, 56% se destinará a usinas y el resto a distribuidores de gas o IEASA, mientras que el volumen adicional del invierno será destinado a distribuidores de gas o IEASA.

De esta manera, Pampa fue la empresa con mayor crecimiento de producción ofrecida en la licitación, siendo la inyección invernal un 20% superior a la inyección promedio entre mayo y julio de 2020, con una inversión de aproximadamente US\$250 millones durante los cuatro años del Plan Gas.Ar. Dicho volumen invernal resulta indispensable para acompañar la alta estacionalidad de la demanda de gas, reducir importaciones y uso de combustibles alternativos, y morigerar el uso de reservas.

Finalmente, el 22 de febrero del 2021 mediante la Res. N° 129/2021 y normas complementarias, la SE convocó a una segunda ronda para la adjudicación de volúmenes de gas natural adicionales invernales



en las Cuencas Neuquina y Austral, con DoP diario entre 75% y 100% para el 2021 y 100% para 2022 – 2024, y ToP mensual del 75%. El precio máximo a ofertar era equivalente al precio adjudicado en la primera ronda. Mediante la Res. SE N° 169/21 se adjudicó un total de 3,3 millones de m³/día promedio a US\$4,7/MBTU, con entrega desde junio de 2021. Pampa participó en dicha ronda, habiéndosele adjudicado 0,8 millones de m³/día a US\$4,7/MBTU. Adicionalmente, las empresas adjudicatarias deberán suscribir la contratación con IEASA.

Gas natural para la generación eléctrica²²

CAMMESA realizó sucesivas subastas para cubrir su consumo mensual. El 27 de diciembre de 2019 licitó gas para enero de 2020 en condición interrumpible, a un precio promedio en el PIST de US\$1,73/MBTU en Cuenca Neuquina. Sin embargo, desde febrero a diciembre de 2020 licitó el gas en condición parcialmente firme, con un 30% DoP, resultando el precio promedio en el PIST de US\$2,24/MBTU para la Cuenca Neuquina. Pampa participó en todas las subastas.

Desde el año 2021, la mayoría del gas provisto a CAMMESA por Pampa se realiza mediante el Plan Gas.Ar, por las cantidades comprometidas en dicho programa durante un plazo de 4 años. Mediante la Res. SE N° 354/20 publicada el 2 de diciembre de 2020, se establecieron los nuevos precios de referencia en el PIST para el gas natural que no esté bajo Plan Gas.Ar, siendo de US\$2,30/MBTU en el verano (octubre – abril) y de US\$3,50/MBTU en el invierno (mayo – septiembre) para la Cuenca Neuquina.

Cabe aclarar que el mecanismo de licitación mensual de CAMMESA sigue vigente, en forma complementaria al Plan Gas.Ar. Por ende, el 22 de diciembre de 2020, 27 de enero y 24 de febrero de 2021, CAMMESA licitó gas para consumo en los meses de enero, febrero y marzo de 2021, respectivamente. El precio promedio resultante en boca de pozo fue de US\$2,30/MBTU en los tres meses para la Cuenca Neuquina. Para los adjudicatarios del Plan Gas.Ar, entre ellos Pampa, la licitación fue en condición interrumpible, mientras que para el resto tiene 30% DoP. Pampa participó en dichas subastas.

Gas natural para distribuidores de gas

El 31 de marzo del 2020 vencieron los contratos de suministro suscriptos entre productores de gas (entre ellos, Pampa) y distribuidores de gas bajo las licitaciones efectuadas el 14 y 15 de febrero de 2019 en el MEGSA. Sin embargo, la SE emitió varias Notas instruyendo la prórroga de dichos contratos hasta la entrada en vigencia de los contratos de abastecimiento surgidos en el marco del Plan Gas.Ar (SE NO-2020-25148550, NO-2020-39414272 y NO-2020-85912917).

La Compañía no fue notificada de acto administrativo alguno. No obstante, Pampa decidió comercializar gas a precios *spot* con ciertos distribuidores. Asimismo, a partir de abril de 2020 la Compañía recibió notas de ciertos distribuidores informando el pago parcial de facturación, aduciendo efectos del aislamiento y la imposibilidad de cortar el suministro por falta de pago a ciertos usuarios. Si bien las ventas a distribuidores de gas durante el 2020 representaron menos del 3% del total del segmento, al día de la fecha la Compañía se encuentra analizando cursos de acción y tiene reserva de todos los derechos bajo los contratos.

Desde el año 2021, Pampa fue adjudicada en el Plan Gas.Ar, acordando la provisión de cantidades fijas a distribuidores de gas e IEASA por el plazo de 4 años. Asimismo, los distribuidores deben depositar en una cuenta bancaria las sumas que corresponden al gas en el PIST para garantizar el cumplimiento de pago. Asimismo, mediante la Res. SE N° 117/21 del 18 de febrero de 2021, se convocó a una audiencia pública para el 15 de marzo de 2021, a los efectos del tratamiento de la porción del Plan Gas.Ar en el precio del gas natural en el PIST, a cargo del Estado Nacional.

Por otro lado, en relación a la diferencia de cambio entre el precio de compra de gas por parte de las distribuidores y el reconocido en las tarifas finales, en noviembre de 2018 se emitió el Decreto PEN N°

²² Para mayor información, ver la sección 5.1 de esta Memoria.



1053/18, en el cual de manera excepcional el Estado Nacional asumiría dicha diferencia para el período abril de 2018 – marzo de 2019, pagadero en 30 cuotas mensuales y consecutivas a partir de octubre de 2019. En noviembre de 2019 se emitió la Res. ENARGAS N° 735/19, aprobando el pago a los productores e IEASA mediante distribuidores de gas, por un total de AR\$24.525 millones²³, de los cuales AR\$1.219 millones correspondían a Pampa, que solo cobró la primera cuota de AR\$41 millones a fines de diciembre de 2019, quedando pendientes otras 29 cuotas más actualizaciones. Sin embargo, el 14 de diciembre del 2020 se publicó la Ley N° 27.591, dejando sin efecto el Decreto PEN N° 1053/18. Sin embargo, Pampa se encuentra evaluando los cursos de acción, ya que dicha derogación no afecta los derechos de percibir el monto adeudado que fuera asumido por el Estado Nacional.

Exportación de gas

En septiembre de 2019 Pampa obtuvo el permiso para exportar gas en condición firme a Refinerías ENAP en Chile, por un volumen máximo de 0,6 millones de m³ por día o un total de 137 millones de m³, a un precio de US\$3,1/MBTU neto de derechos de exportación y costos de transporte, hasta el 15 de mayo de 2020.

Ante el eventual incurrimento de mayores costos por uso de combustibles alternativos para usinas (GNL importado, carbón, FO o GO), se determinó que los productores que hayan realizado exportaciones entre el 15 de septiembre de 2020 y 15 de mayo de 2020 debían abonar una compensación a CAMMESA por dichos costos (Res. SGE N° 506/19).

En noviembre de 2020 Pampa obtuvo nuevos permisos para exportar en condición interrumpible a distintos clientes en Chile, por un volumen máximo de 4,4 millones de m³ por día²⁴. Los vencimientos operan entre abril de 2021 y enero de 2022.

Por otro lado, al haber sido adjudicataria del Plan Gas.Ar, Pampa podría exportar en condición firme durante el período estival, extensivo al período invernal cuando haya oferta excedente en una cuenca determinada y aprobación previa de la autoridad aplicable. Cabe aclarar que el gas natural está sujeta a una alícuota de derecho de exportación que a la fecha asciende a 8%²⁵.

Nueva concesión de explotación Los Blancos y reversión del resto del área de Chirete

El 15 de octubre de 2020 se publicó el Decreto N° 662/20 de la provincia de Salta, otorgando a Pampa y High Luck Group Limited la concesión de explotación sobre el lote Los Blancos, por una superficie de 95 km² y por el plazo de 25 años desde su publicación, revirtiendo el permiso de exploración sobre el resto del área de Chirete por una superficie de 801 km². Asimismo, se estableció un plan de inversiones por un total de US\$57 millones para el quinquenio 2020 – 2024.

7.5 Edenor²⁶

Venta de paquete accionario controlante de Edenor

Como parte de nuestro plan estratégico de inversiones, que tiene como objetivo continuar con la expansión de capacidad instalada para la generación eléctrica y el desarrollo de reservas no convencionales de gas natural, el 28 de diciembre de 2020 Pampa celebró un contrato con Empresa de Energía del Cono Sur S.A. e Integra Capital S.A., Daniel Eduardo Vila, Mauricio Filiberti y José Luis Manzano, en virtud del cual Pampa acordó vender el control de Edenor mediante la transferencia de la totalidad de las acciones

²³ Valor original de AR\$19.532 millones actualizado al 30 de septiembre de 2019, de acuerdo a Res. ENARGAS N° 735/19.

²⁴ O hasta completar la cantidad máxima total equivalente.

²⁵ Para mayor información, ver la sección 7.2 de esta Memoria.

²⁶ Para mayor información, ver las secciones 5.3, 7.5 y 8.2 de esta Memoria.



Clase A, representativas del 51% del capital social y votos de dicha sociedad, sujeta al cumplimiento de condiciones precedentes, incluyendo sin limitación, las aprobaciones de la asamblea de accionistas de Pampa —que oportunamente fuera otorgada el 17 de febrero de 2021— y del ENRE.

El precio de compra acordado consiste en **(i)** 21.876.856 acciones Clase B de Edenor, representativas del 2,41% del capital social y los votos de Edenor; **(ii)** US\$95 millones; y **(iii)** un pago contingente en caso de cambio de control del consorcio comprador o de Edenor durante el primer año luego del cierre de la venta o mientras se mantenga adeudado el saldo de precio por el 50% de la ganancia generada.

El precio de compra será abonado en tres cuotas: **(i)** 2,41% de acciones de Edenor y US\$5 millones, pagados el día de la firma del contrato; **(ii)** US\$50 millones cuando se cierre la venta, sujeto al cumplimiento de las condiciones precedentes; y **(iii)** US\$40 millones cuando se cumpla un año desde el cierre de la venta, excepto en los supuestos de compensación o prepago anticipado. Dicho saldo de precio devengará un interés a una tasa fija nominal anual del 10% comenzando en la fecha del cierre de la venta, los que serán pagaderos en forma trimestral.

De acuerdo a las NIIF, Pampa ha reflejado en los EEFF una desvalorización contable de US\$382 millones por los activos relacionados con la tenencia en Edenor, expuesta en la línea de operaciones discontinuadas. Asimismo, dado que aún no ha ocurrido el Cierre, se informará el resultado económico en los EEFF de la Compañía posteriores al cierre de la venta.

Jurisdicción de Edenor

El 19 de enero de 2021 Edenor prestó su conformidad respecto del Acuerdo sobre el Ejercicio Conjunto de la Regulación y Control del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, celebrado entre el Estado Nacional, la provincia de Buenos Aires y la ciudad de Buenos Aires. Dicho acuerdo reconoce que la titularidad y el carácter de Poder Concedente del servicio público de distribución de energía eléctrica en el área de concesión de Edenor permanece en cabeza del Estado Nacional, acordándose dejar sin efecto una serie de instrumentos vinculados a la transferencia del citado servicio a las jurisdicciones locales y el compromiso a la creación de un ente tripartito de regulación y control de la actividad.

Regularización de obligaciones

Para otorgar una solución de sostenibilidad patrimonial y garantizar la calidad del servicio en un contexto de congelamiento tarifario prolongado agudizado por la pandemia, la SE estableció mediante la Res. N° 40/21 del 21 de enero de 2021 un Régimen Especial de Regularización de Obligaciones a la deuda que los distribuidores de energía eléctrica tienen con CAMMESA y/o el MEM, tanto por consumos de energía, potencia, intereses y/o penalidades, acumuladas al 30 de septiembre de 2020.

El régimen puede reconocer créditos para compensar deuda equivalente hasta 5 veces la factura media mensual del último año móvil o hasta el 66% de la deuda existente. Si la deuda supera el crédito reconocido, existe un plan de pagos de hasta 60 cuotas mensuales, con hasta 6 meses de gracia, a una tasa de interés equivalente de hasta el 50% de la tasa vigente en el MEM. Por su lado, los distribuidores deben presentar un plan de trabajo que permita transitar el 2021 sin incurrir en incumplimiento con los pagos mensuales a CAMMESA.

Asimismo, para los distribuidores que no registren deuda (o su valor sea razonable en línea con el nivel de transacciones) con CAMMESA y/o con el MEM, se estableció un Régimen Especial de Créditos, reconociendo el equivalente a 5 veces la factura media mensual del 2020, pudiendo ser destinado a beneficio del usuario, al pago de la factura de CAMMESA y/o a la inversión para mejorar la calidad del servicio.

Para poder acceder a dicho régimen, los distribuidores deben renunciar a todo derecho, acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral contra el Estado Nacional o sus dependencias y/o



CAMMESA, en relación con el congelamiento tarifario del 2020 y las medidas relacionadas a la Ley de Solidaridad. A la fecha, Edenor se encuentra evaluando el alcance e implicancias de dicho régimen.

Nuevo Acuerdo Marco

El 16 de diciembre de 2020, se celebró con el Estado Nacional y la provincia de Buenos Aires el Acuerdo para el Desarrollo del Plan de Trabajo Preventivo y Correctivo de la Red de Distribución Eléctrica del Área Metropolitana de Buenos Aires, para garantizar el suministro eléctrico a los barrios populares del área en cuestión.

Al 31 de diciembre de 2020, la deuda correspondiente al suministro de energía eléctrica brindado durante el período octubre 2017 – julio 2020 a los asentamientos y barrios carenciados en el área de concesión de Edenor ascendía a AR\$2.126 millones. Asimismo, corresponde prever una suma que será equivalente a los consumos totales de los barrios populares entre agosto y diciembre 2020.

Dichos montos serán aplicados al Plan de Obras para la inversión y el mantenimiento preventivo y correctivo en las redes a cargo de los distribuidores y vinculadas a los barrios populares y otras zonas del área de concesión, a los efectos de mejorar el servicio y poder hacer frente a las contingencias y eventuales picos de consumo, especialmente en la temporada estival.

Con respecto a Edenor, el 14 de enero de 2021 se recibió el 1° desembolso por AR\$1.500 millones, mientras que el 2° desembolso por AR\$500 millones está previsto para el primer trimestre de 2021, el 3° desembolso por AR\$500 millones para el segundo trimestre de 2021 y el 4° desembolso, de acuerdo a lo que el ENRE valide y comunique respecto de los consumos totales de los barrios populares entre los meses de agosto y diciembre de 2020. Los desembolsos mencionados están sujetos al cumplimiento del Plan de Obras mencionado anteriormente y a su control por parte del ENRE y el Gobierno Nacional.

7.6 TGS²⁷

Ampliación del proyecto *midstream* en Vaca Muerta

En diciembre de 2019 TGS culminó el proyecto *midstream*, iniciado en abril de 2018, el cual consistió en la construcción de un gasoducto colector de 147 km en la formación Vaca Muerta, con una capacidad total de transporte diario de 60 millones de m³, y una planta en Tratayén, con una capacidad inicial de acondicionamiento a 5 millones de m³ por día y ampliable en módulos hasta 56 millones de m³ por día.

En junio de 2020, TGS firmó acuerdos con Oilstone Energía S.A., en su carácter de operador, para brindar el servicio de compresión y acondicionamiento de gas en la Planta Plaza Huincul para las áreas Cerro Bandera, Puesto Cortadera y Portezuelo Minas, por el plazo de 7 años. Como parte de los acuerdos, TGS realizó la prueba hidráulica y obras de conexión entre un gasoducto del operador y la planta de compresión y acondicionamiento de TGS, dando inicio al servicio en octubre de 2020.

En julio de 2020 se suscribió un acuerdo con Shell Argentina S.A., por el cual TGS prestará el servicio de deshidratación, medición y regulación de gas por un volumen de hasta 1 millón m³ por día en el yacimiento Bajada de Añelo por un plazo de 2 años. TGS asumió la responsabilidad del diseño, construcción y operación de una planta de su propiedad.

Asimismo, en septiembre de 2020 TGS aprobó la ampliación de la planta Tratayén, que demandará una inversión de US\$15 millones y un plazo de ejecución de 10 meses. El mismo consistirá en la instalación de un nuevo *slug catcher* y de una nueva torre de estabilización de condensados, expandiendo la capacidad de tratamiento de la planta en 2,4 millones de m³ por día. Dicho proyecto contribuirá seguridad en la evacuación de gas comprometidos por algunos clientes bajo el Plan Gas.Ar.

²⁷ Para mayor información, ver las secciones 6.2, 7.6 y 8.5 de esta Memoria.



Por otro lado, Telcosur estará a cargo de la transmisión de datos operativos del gas ingresado al gasoducto Vaca Muerta, la subsidiaria de servicios de telecomunicaciones de TGS. Durante el 2020 se instalaron 150 km de red de fibra óptica, que permitió mejorar la conectividad en la zona, y demandó una inversión de US\$3 millones.

Licitación pública para el gasoducto troncal litoral

Con el objetivo de ampliar la evacuación de gas natural producido en la Cuenca Neuquina hacia los centros de consumo en el Área Metropolitana de Buenos Aires y el Litoral, en julio de 2019 mediante la Res. SGE N° 437/19 se convocó a una licitación pública para la adjudicación de una licencia de transporte de gas que conecte desde la localidad de Tratayén en la provincia del Neuquén hasta la ciudad de San Nicolás de los Arroyos en la provincia de Buenos Aires.

El 30 de diciembre de 2020 se publicó la Res. SE N° 448/20, en la cual deroga dicha licitación e instruye a la Subsecretaría de Hidrocarburos a evaluar otras alternativas para la construcción de un nuevo gasoducto y/o ampliación de las capacidades de transporte.

Cargo para procesadoras de gas natural

El 26 de marzo de 2019 TGS había sido notificada de la sentencia en 1° instancia dictada a su favor por el Juzgado en lo Contencioso Administrativo Federal N° 1 en el reclamo para que se declare la inconstitucionalidad y nulidad del Decreto PEN N° 2.067/08, la Res. 1451/08 del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, y las Res. ENARGAS N° I-1.982/11 y I-1.991/11 y de cualquier otra norma o acto emitido o a emitirse, que tenga como causa a las normas citadas. El Estado Nacional apeló dicha sentencia el 29 de marzo de 2019, habiéndose concedido dicho recurso el 3 de abril de 2019, el que no ha sido resuelto a la fecha. El 1 de diciembre de 2020 el Tribunal interviniente resolvió, considerando lo decidido en la sentencia y atendiendo a las razones invocadas por TGS, prorrogar la vigencia de la medida cautelar dictada por seis meses más y/o hasta que quede firme la sentencia dictada.

Cabe recordar que el cargo derivado del Decreto PEN N° 2.067/08 se creó para financiar la importación de gas que realizaba el Gobierno Nacional, y formó parte de los costos variables del procesamiento de gas por cuenta propia de TGS.

7.7 Recompra de instrumentos financieros propios

En consideración de la diferencia entre el valor de los activos del Grupo Pampa y el precio de cotización en el mercado, el cual no refleja el valor ni la realidad económica que tienen los mismos en la actualidad ni su potencial futuro, resultando ello en desmedro de los intereses de los accionistas y bonistas y asimismo, aplicando la liquidez de forma eficiente, en 2020 se continuó con la recompra de acciones y bonos propios.

Los directores, síndicos y gerentes de primera línea no podrán vender acciones de su propiedad o que administren directa o indirectamente durante la vigencia de los programas de recompra.



Pampa Energía

Habiéndose finalizado el 10 de marzo de 2020 el quinto programa, el Directorio de Pampa aprobó cuatro Planes de Recompra de Acciones bajo los siguientes términos y condiciones:

	Plan de recompra V	Plan de recompra VI	Plan de recompra VII	Plan de recompra VIII	Plan de recompra IX
Monto máximo a recomprar	US\$50 millones	US\$27,02 millones	AR\$3.600 millones	US\$30 millones	US\$30 millones
Precios máximos	US\$0,58/acción o US\$14,50/ADR	US\$0,52/acción o US\$13/ADR	AR\$67,34/acción o US\$13/ADR	AR\$85,20/acción o US\$15/ADR	AR\$92,16/acción o US\$16/ADR
Plazo	120 días desde el 11-nov-2019	120 días desde el 11-mar-2020	120 días desde el 1-jul-2020	120 días desde el 3-nov-2020	120 días desde el 3-mar-2021
Estado	Finalizado	Finalizado	Finalizado	Finalizado	En curso

Durante el 2020 la Compañía adquirió, directa e indirectamente, 9,1 millones de ADR y 0,3 millones de acciones, a un precio promedio de US\$11,3/ADR y AR\$47,0/acción, respectivamente. Posteriormente al cierre del ejercicio, la Compañía adquirió indirectamente 1,1 millones de ADR a un precio promedio de US\$13,4/ADR.

Por otro lado, el 7 de mayo de 2020 la IGJ inscribió la reducción del capital social de Pampa, aprobándose la cancelación de 152,0 millones de acciones (o 6,1 millones de ADR), la cual fue previamente aprobada por la asamblea del 1 de octubre de 2019. Asimismo, las respectivas Asambleas de Accionistas de Pampa del 7 de abril y 10 de diciembre de 2020 aprobaron la reducción del capital social mediante la cancelación de 151,6 millones y 140,8 millones de acciones en cartera (o 6,1 millones y 5,6 millones de ADR), respectivamente, adquiridas por Pampa y sus subsidiarias. Dichas reducciones se encuentran en proceso de inscripción ante la IGJ. A fines de febrero de 2021, el capital social en circulación de Pampa ascendía a 1.426,2 millones de acciones (equivalentes a 57,0 millones de ADR).

Con respecto a los instrumentos de deuda, durante el 2020 Pampa adquirió:

- i. US\$96,9 millones de VN de sus ON con vencimiento en 2023 a un precio promedio *clean* de US\$75,5 por cada US\$100 de VN, que sumadas a las que ya la Sociedad mantenía en cartera, ascienden a un total de US\$110,4 millones de VN;
- ii. US\$51,0 millones de VN de sus ON 2027 a un precio promedio *clean* de US\$66,8 por cada US\$100 de VN, que sumadas a las que ya la Sociedad mantenía en cartera, ascienden a un total de US\$114,0 millones de VN; y
- iii. US\$0,2 millones de VN de sus ON 2029 a un precio promedio *clean* de US\$59,0 por cada US\$100 de VN, que sumadas a las que ya la Sociedad mantenía en cartera, ascienden a un total de US\$7,5 millones de VN.

A fines de febrero de 2021, las ON 2023, 2027 y 2029 en circulación ascendían a US\$389,6 millones, US\$636,0 millones y US\$292,5 millones, respectivamente.

Edenor²⁸

Durante el 2020 Edenor recompró US\$38,8 millones de VN de sus ON 2022 a un precio promedio *clean* de US\$84,6 por cada US\$100 de VN, que sumadas a las que ya mantenía en cartera, ascendían a un total de US\$78,1 millones de VN, posteriormente canceladas en su totalidad con fecha el 28 de septiembre de 2020. Asimismo, en enero de 2021 Edenor recibió y canceló US\$0,1 millones de VN de sus ON 2022 en

²⁸ Para mayor información, ver la sección 7.5 de esta Memoria.



concepto de la cuota del seguro de caución por el reclamo contra Rivera Desarrollos S.A. De esta manera, a fines de febrero de 2021, las ON 2022 en circulación ascendían a US\$98,2 millones.

Por otro lado, durante el 2020 Pampa adquirió 0,4 millones de ADR de Edenor a un costo promedio de US\$3,7/ADR. Al cierre de febrero de 2021, la tenencia accionaria de la Sociedad asciende al 55,1% sobre el capital social emitido de Edenor. Cabe aclarar que la Sociedad se encuentra en proceso de desinversión de las acciones clase A representativas del 51% de Edenor.

Transener

Posterior al cierre del ejercicio 2020, Transba, la subsidiaria de Transener, recompró US\$5,5 millones de VN de ON 2021 de Transener a un precio promedio *clean* de US\$93,5 por cada US\$100 de VN. De esta manera, a fines de febrero de 2021, las ON 2021 en circulación ascendían a US\$86,0 millones.

Por otro lado, durante el 2020, Pampa adquirió US\$1,3 millones de VN de las ON 2021 de Transener a un precio promedio *clean* de AR\$91,2 por cada US\$1 de VN.

TGS

Habiéndose finalizado el 9 de marzo de 2020 el quinto programa, el Directorio de TGS aprobó dos Planes de Recompra de Acciones bajo los siguientes términos y condiciones:

	Plan de recompra V	Plan de recompra VI	Plan de recompra VII
Monto máximo a recomprar	AR\$4.000 millones	AR\$2.500 millones	AR\$3.000 millones
Precios máximos	AR\$130/acción o US\$10,5/ADR	AR\$140/acción o US\$8,5/ADR	AR\$250/acción o US\$8,5/ADR
Plazo	120 días desde el 20 de noviembre de 2019	180 días desde el 10 de marzo de 2020	210 días desde el 25 de agosto de 2020
Estado	Finalizado	Finalizado	En curso

Durante el 2020, TGS adquirió 6,2 millones de ADR y 0,6 millones de acciones, a un precio promedio de US\$5,24/ADR y AR\$128,78/acción, respectivamente. A fines de febrero de 2021, el capital social en circulación de TGS asciende a 752,8 millones de acciones (equivalentes a 150,0 millones de ADR).

Con respecto a los instrumentos de deuda, durante el 2020 TGS recompró US\$17,6 millones de VN de sus ON 2025 a un precio promedio *clean* de US\$71,5 por cada US\$100 de VN. De esta manera, a fines de febrero de 2021, las ON 2025 en circulación ascendían a US\$482,4 millones.

Por otro lado, durante el 2020 Pampa adquirió, directa e indirectamente, 0,9 millones de ADR de TGS a un costo promedio de adquisición de US\$4,9/ADR. Posteriormente al cierre del ejercicio, Pampa adquirió, directa e indirectamente, 0,9 millones de ADR y 0,1 millones de acciones de TGS a un costo promedio de US\$5,2/ADR y AR\$160,0/acción, respectivamente. A fines de febrero de 2021, la tenencia accionaria directa e indirecta de la Sociedad asciende al 28,3% sobre el capital social emitido de TGS.

7.8 Operaciones de deuda

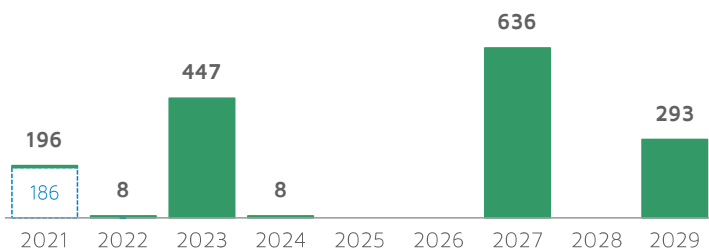
Al 31 de diciembre de 2020, el endeudamiento financiero a nivel consolidado bajo NIIF de Pampa ascendió a US\$1.614 millones²⁹. El promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ era de 7,5%, moneda en la que está denominada el 88% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija; la tasa promedio en

²⁹ No considera Edenor, clasificada como operación discontinuada en los EEFF.



AR\$ ascendió a 37,7%. La vida de la deuda financiera consolidada de Pampa promedió en 4,8 años, aproximadamente. A continuación, se expone el perfil de vencimientos de capital del Grupo Restringido, neto de recompras, en US\$ millones al cierre del ejercicio 2020:

■ AR\$ ■ US\$



Nota: Sólo considera Pampa individual y subsidiarias del Grupo Restringido al 100%, no incluye afiliadas TGS, OldelVal, Transener, Greenwind, CTBSA y Refinor.

A lo largo del 2020, a fin de disminuir el endeudamiento en moneda extranjera y acceder a tasas atractivas en AR\$, la Compañía canceló y pre-canceló financiamientos mayoritariamente en US\$, compró en el mercado ON propias denominadas en US\$, emitió las ON Clase IV, V y VI en AR\$ por un total de AR\$8.158 millones, y tomó deudas bancarias mayoritariamente en AR\$ a corto plazo. Asimismo, durante el 2020 se pagaron las ON Clase E, IV y V por un total de AR\$2.378 millones. Al 31 de diciembre de 2020, los vencimientos de capital de corto plazo de Pampa individual ascendían a aproximadamente US\$196 millones, 95% denominados en AR\$. Luego del cierre del ejercicio 2020, Pampa pagó al vencimiento financiamientos en AR\$ por un total de AR\$3.000 millones.

ON en AR\$	Fecha de emisión	VN en millones de AR\$	Margen	Plazo
Clase IV	30-abr-20	1.238	Badlar Privada +3%	3 meses
Clase V	30-abr-20	565	Badlar Privada +5%	6 meses
Clase VI	29-jul-20	6.355	Badlar Privada +2,5%	13 meses

Con respecto a las afiliadas, durante el 2020 TGS precanceló una facilidad a las exportaciones por US\$17 millones, Greenwind pagó las dos primeras amortizaciones de la facilidad de crédito suscripta con la Corporación Interamericana de Inversiones ('IIC') por un total de US\$3,4 millones, y CTBSA realizó el rescate parcial de US\$130 millones de VRD más intereses devengados, acordando modificar el cronograma de pagos de los VRD remanentes, cuyo capital asciende a US\$94 millones. Asimismo, Pampa adquirió US\$1,3 millones de VN de las ON 2021 de Transener.

En relación a operaciones discontinuadas, durante el 2020 Edenor pagó a vencimiento las últimas dos de las cuatro amortizaciones del préstamo con el ICBC por un total de US\$25 millones. Desde el 2020 a la fecha, Edenor canceló el 100% de sus ON 2022 en cartera por un total de US\$78,2 millones.

A la fecha, Pampa mantiene en cartera US\$110,4 millones de VN de sus ON 2023, US\$114,0 millones de VN de sus ON 2027 y US\$7,5 millones de VN de sus ON 2029. TGS mantiene en cartera US\$17,6 millones de VN de sus ON 2025, y Transener, a través de su subsidiaria Transba, mantiene en cartera US\$8,3 millones de VN de sus ON 2021³⁰.

Finalmente, a la fecha de emisión de la presente Memoria, la Sociedad y sus subsidiarias se encuentran en cumplimiento con los *covenants* establecidos en sus endeudamientos.

³⁰ Para mayor información, ver la sección 7.7 de esta Memoria.



Diferimiento del pago de intereses

A raíz de las modificaciones en el régimen cambiario vigente, las cuales implicaron la extensión del plazo de limitación para acceso al MLC tanto de 30 a 90 días previos como posteriores a cualquier operación de transferencia de títulos a entidades depositarias en el exterior, el 21 y 24 de julio de 2020 la Compañía informó que efectuaría el pago del octavo y séptimo período de intereses a los tenedores de las ON 2023 y ON 2027 por US\$18,4 millones y US\$28,1 millones dentro del período de gracia de 30 días, respectivamente, previsto en los términos y condiciones de los Contratos de Fideicomiso que regulan dichas ON. Consecuentemente, el 10 de agosto de 2020 se realizaron los respectivos servicios de deuda y, por ende, no implicó un evento de incumplimiento bajo los términos y condiciones de las ON 2023 y 2027.

Calificación crediticia³¹

Tras la promulgación de la Ley de Solidaridad, en enero de 2020 S&P bajó las calificaciones de las ON de Edenor de "B-" a "CCC+" a escala global y de "raBBB" a "raBB-", manteniendo la tendencia negativa. Asimismo, en abril de 2020 modificó la calificación de las ON de Transener, en escala global de "B-" a "CCC+" y en escala nacional de "raBBB+" a "raBB", ambos con perspectiva negativa. En mayo de 2020 también modificó las calificaciones de las ON de Pampa y TGS en escala global de "B-" a "CCC+" con perspectiva negativa. Como consecuencia de la incertidumbre regulatoria debido a la extensión del congelamiento tarifario, en julio de 2020 modificó las calificaciones de las ON de Edenor en escala global a "CCC" y en escala local a "raB", nuevamente modificados en septiembre de 2020 a "CCC-" y "raCCC+", respectivamente.

En abril de 2020, en línea con el cambio de perspectivas de riesgo crediticio del soberano, Moody's resolvió modificar la calificación de las ON de Pampa, Edenor y TGS en escala global de "Caa1" a "Caa3" y de las ON de Edenor en escala nacional de "Baa3" a "Caa1", en todos los casos con perspectiva negativa. Asimismo, en septiembre de 2020 Moody's modificó su metodología de calificación crediticia en escala local, actualizando las calificaciones asignadas a las ON de Edenor de "Caa1.ar" a "A-.ar".

En junio de 2020, en línea con el cambio de perspectivas de riesgo crediticio del soberano, FitchRatings modificó la calificación de las ON de Pampa en escala global de "CCC+" a "CCC". Asimismo, en escala local mantuvo la calificación de "AA-" para el largo plazo y asignó la calificación de "A1+" para el corto plazo.

Finalmente, en marzo de 2021 S&P modificó la calificación asignada a las ON de Transener en escala global de "CCC+" a "CCC-" y en escala local de "raBB" a "raCCC" debido a las restricciones de acceso al MULC y la incertidumbre regulatoria.

Empresa	Agencia	Calificación	
		Escala global	Escala nacional
Pampa	S&P	CCC+	na
	Moody's	Caa3	na
	FitchRatings	CCC	AA- (largo plazo) A1+ (corto plazo)
Edenor	S&P	CCC-	raCCC+
	Moody's	Caa3	A-.ar
TGS	S&P	CCC+	na
	Moody's	Caa3	na
Transener	S&P	CCC-	raCCC

³¹ Incluye Edenor, clasificada como operación discontinuada en los EEFF.



7.9 Otros hechos relevantes

Reorganización societaria

Con el objetivo de continuar simplificando la estructura societaria del Grupo, los Directorios de Pampa y CPB aprobaron el 9 de marzo de 2020 el proceso de fusión entre la Sociedad, como sociedad absorbente, y CPB como sociedad absorbida, estableciendo como fecha efectiva de fusión el 1 de enero de 2020. El 11 de mayo de 2020 las respectivas Asambleas aprobaron dicha fusión.

Asimismo, el 19 de junio de 2020, los Directorios de Pampa, PACOGEN y PHA aprobaron el proceso de fusión entre la Sociedad, como sociedad absorbente, y PACOGEN y PHA como sociedades absorbidas, fijando como fecha efectiva de fusión el 1 de abril de 2020. El 7 de agosto de 2020, las respectivas Asambleas aprobaron el proceso de fusión. En consecuencia, la Sociedad se convirtió simultáneamente en el beneficiario, fideicomisario y fiduciario del Fideicomiso CIESA. El 24 de marzo de 2020, el Fiduciario transfirió a favor de PHA la totalidad de las acciones emitidas por CIESA que eran de titularidad del Fideicomiso CIESA, todas ellas representativas del 40% del capital social y votos de CIESA. Hasta tanto no sean cancelados todos los gastos e impuestos vinculados con la transferencia de los bienes fideicomitidos, el Fideicomiso CIESA seguirá vigente, conservando el Fiduciario su calidad como tal. La Compañía asumirá la obligación de pago de gastos e impuestos que correspondan por la transferencia de los bienes fideicomitidos.

Finalmente, los Directorios de Pampa, Pampa Participaciones, Transelec y otras sociedades de total tenencia de Pampa, resolvieron el 28 de diciembre de 2020 aprobar la fusión entre la Sociedad, como sociedad absorbente, y Pampa Participaciones, Transelec y otras sociedades relacionadas como sociedades absorbidas, con fecha efectiva el 1 de octubre de 2020. Las respectivas Asambleas aprobaron el proceso de fusión el 17 de febrero de 2021.

Plan de compensación para el personal clave

Durante el 2020 se otorgaron un total de 705.282 acciones ordinarias en el marco del plan de compensación en acciones para el personal clave de la Compañía, cuyo programa fuera aprobado por el Directorio el 10 de febrero de 2017. La Compañía actualmente tiene en cartera 4,3 millones de acciones ordinarias destinadas para dicho plan.



8. Descripción de nuestros activos

Pampa es la empresa independiente integrada de energía más grande de Argentina, participando tanto en la cadena de valor de electricidad como del gas:

Pampa es la empresa independiente integrada de energía más grande de Argentina	Generación de electricidad 		Distribución de electricidad ³ 		
	Hidroeléctrico	938 MW	Edenor	3,2 millones	
	Térmico + Expansiones ¹	3.797 MW 295 MW			
	Co-generación	14 MW			
	Eólico ²	206 MW			
Capacidad total		5.250 MW	Participación de mercado	20%	
Petróleo y gas ⁴ 		Petroquímica 	Otros negocios  		
Bloques	13 de producción + 5 de exploración	Capacidad de:	TGS	9.231 km de gasoductos Capacidad LGN de 1 millón ton/año	
Gas	6,9 millones m³/d de producción	Estireno	160 mil ton/año		
		Caucho sintético	55 mil ton/año	Transener	21.092 km de líneas de alta tensión
Petróleo	4,4 miles bbl/d de producción	Poliestireno	65 mil ton/año	Refinor	Capacidad refinería de 25,8 miles bbl/d 91 estaciones
Producción total 45,0 miles boe/d		Participación de mercado 85-98%			

Nota: Al 31 de diciembre de 2020. Los segmentos corresponden a la clasificación de los negocios según los EEFF. Las afiliadas Greenwind, CTEB, Oldelval, Transener, TGS y Refinor son compañías co-controladas, las cuales bajo NIIF no se consolidan con los EEFF. ¹ Incluye 280 MW en CTEB y 15 MW en CTLL. ² Incluye PEMC. ³ Operación discontinuada. ⁴ Producción promedio del 2020 de bloques en Argentina.

En generación somos la mayor operadora privada del país, con una capacidad instalada de 4.955 MW, lo que equivale al 12% del parque argentino. Sumado a las próximas expansiones de 295 MW, nuestra capacidad instalada total ascendería a 5.250 MW.

En distribución está Edenor, la mayor distribuidora eléctrica del país. El 28 de diciembre de 2020 se anunció la venta de nuestra participación de control, por lo que fue discontinuada de los EEFF.

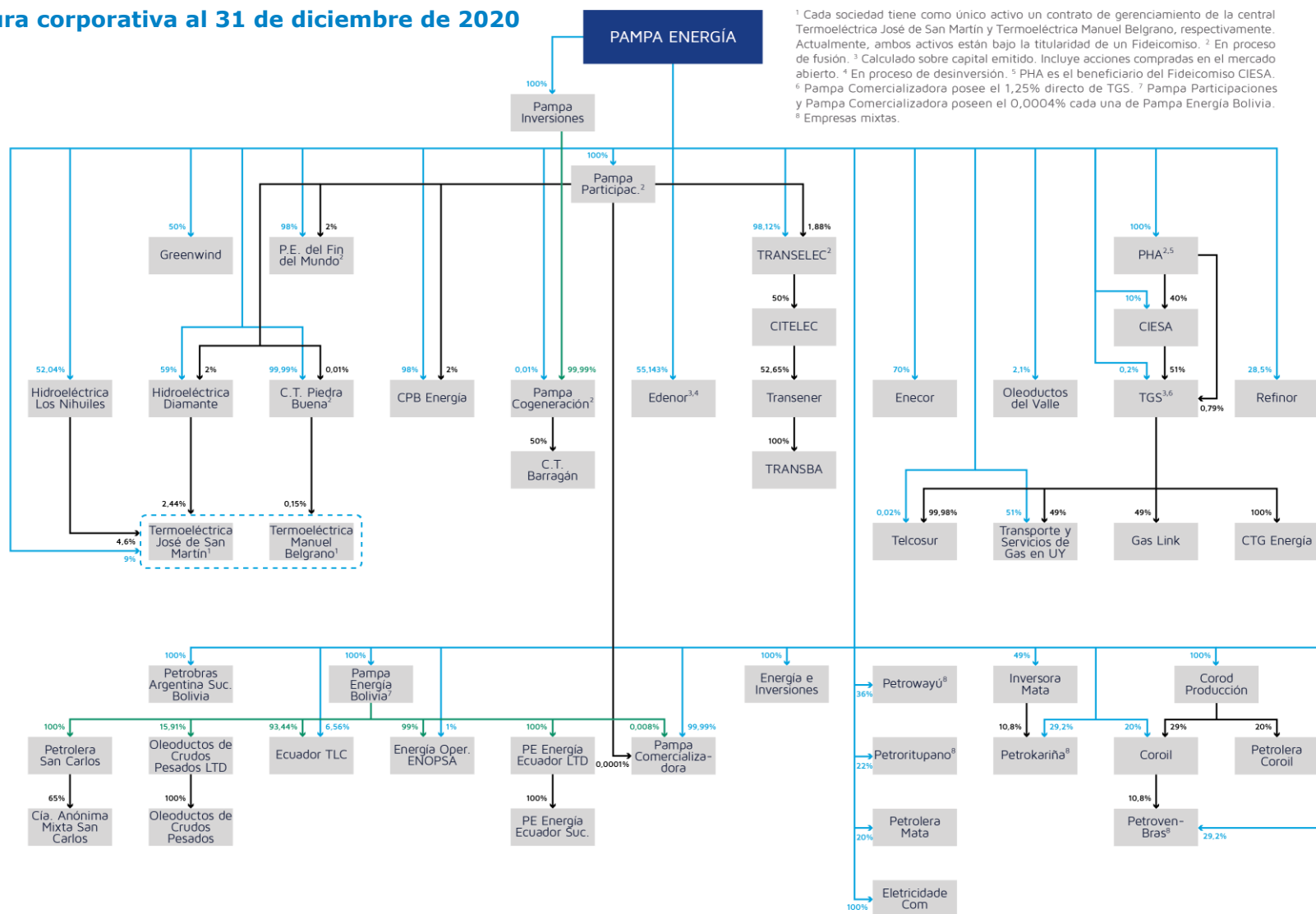
Nuestro segmento de petróleo y gas comprende las áreas operadas y no operadas con tenencia accionaria de Pampa Energía. En 2020, el nivel de producción promedio en Argentina alcanzó 45,0 kboe por día, 90% gas, constituyendo el tercer mayor productor gasífero en la Cuenca Neuquina.

En petroquímica, Pampa posee tres plantas de alta complejidad, liderando la producción de estireno, caucho sintético y poliestireno, con una participación de mercado local entre 85% y 98%.

Finalmente, el segmento de holding y otros negocios está principalmente compuesto por nuestra participación del 27,7% en TGS, la mayor transportadora de gas del país, la cual cuenta con 9.231 km de gasoductos y una planta de LGN General Cerri, con una capacidad de producción de 1 millón de ton año. Asimismo, se encuentra Transener, con una participación indirecta del 26,3%, que opera y mantiene el 85% de la red de transmisión en alta tensión de Argentina, a través de 21 mil km de líneas. Además, poseemos una participación directa del 28,5% en Refinor, la cual cuenta con una refinería con capacidad instalada de 25,8 kb de petróleo por día y 91 EESS en el noroeste del país.



Estructura corporativa al 31 de diciembre de 2020





8.1 Generación de electricidad³²

Los siguientes cuadros resumen los 15 activos de generación eléctrica que opera Pampa:

Principales indicadores operativos del segmento de generación eléctrica	Hidroeléctricas			Eólicas			Subtotal hidro + eólicas
	HINISA	HIDISA	HPPL	PEMC ¹	PEPE2 ²	PEPE3 ²	
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	100	53	53	1.144
Capacidad nueva (MW)	-	-	-	100	53	53	206
Participación de mercado	0,6%	0,9%	0,7%	0,2%	0,1%	0,1%	2,7%
Período anual							
Generación neta 2020 (GWh)	481	323	742	409	207	243	2.404
Participación de mercado	0,4%	0,2%	0,6%	0,3%	0,2%	0,2%	1,8%
Ventas 2020 (GWh)	482	323	737	409	207	246	2.404
Generación neta 2019 (GWh)	499	334	823	383	122	148	2.309
Variación 2020 vs. 2019	-4%	-3%	-10%	+7%	+70%	+64%	+4%
Ventas 2019 (GWh)	500	334	822	383	130	159	2.328
Precio prom. 2020 (US\$/MWh)	21	37	16	70	76	68	39
Precio prom. 2019 (US\$/MWh)	38	58	23	69	61	71	44
Margen bruto prom. 2020 (US\$/MWh)	8	20	7	62	65	65	29
Margen bruto prom. 2019 (US\$/MWh)	23	42	15	59	52	62	33

Principales indicadores operativos del segmento de generación eléctrica	Térmicas									Subtotal	Total
	CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEBA ³	Eco-Energía	CTEB ⁴		
Capacidad instalada (MW)	765	361	30	620	100	100	1.253	14	567	3.811	4.955
Capacidad nueva (MW)	364	100	30	-	100	100	565	14	567	1.841	2.048
Participación de mercado	1,8%	0,9%	0,1%	1,5%	0,2%	0,2%	3,0%	0,03%	1,4%	9,1%	11,8%
Período anual											
Generación neta 2020 (GWh)	4.406	368	55	576	193	229	7.912	72	255	14.065	16.470
Participación de mercado	3,3%	0,3%	0,0%	0,4%	0,1%	0,2%	5,9%	0,1%	0,2%	10,5%	12,3%
Ventas 2020 (GWh)	4.399	418	55	575	193	229	7.946	89	255	14.159	16.563
Generación neta 2019 (GWh)	5.096	755	53	1.106	168	312	5.550	105	128	13.273	15.582
Variación 2020 vs. 2019	-14%	-51%	+4%	-48%	+15%	-27%	+43%	-32%	+98%	+6%	+6%
Ventas 2019 (GWh)	5.307	893	53	1.107	168	312	5.891	83	125	13.938	16.266
Precio prom. 2020 (US\$/MWh)	36	42	123	43	na	125	27	58	na	47	46
Precio prom. 2019 (US\$/MWh)	53	45	113	62	na	107	46	63	na	60	58
Margen bruto prom. 2020 (US\$/MWh)	33	13	90	12	na	100	17	19	na	36	35
Margen bruto prom. 2019 (US\$/MWh)	30	26	75	23	na	80	17	10	na	32	32

Nota: Todos los valores están ajustados por redondeo, por lo que el total puede no igualar su suma. Margen bruto antes de amortización y depreciación. **1** Operada por Pampa (participación accionaria del 50%). **2** Habilitados el 10 de mayo de 2019. **3** Repotenciación de TG03 y habilitación de TG04 en junio de 2019. Habilitación de TV02 y repotenciación de CC01 desde el 2 de julio y 8 de octubre de 2020. **4** Pampa es la operadora y posee una participación del 50% desde el 26 de junio de 2019.

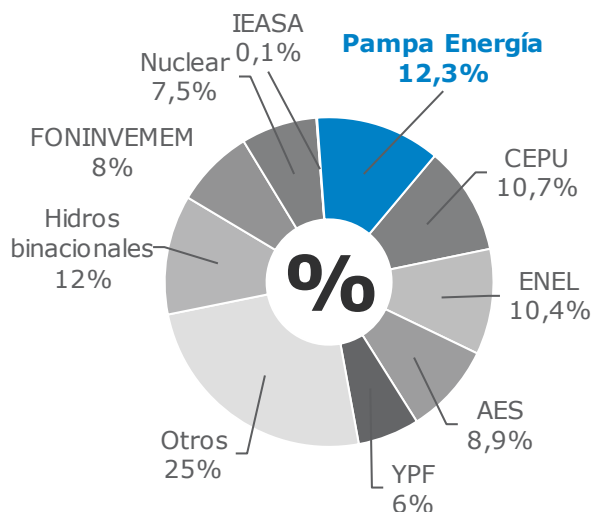
³² Para mayor información, ver las secciones 5.1, 7.1 y 7.3 de esta Memoria.



El siguiente cuadro muestra la participación de mercado de Pampa en generación eléctrica:

Generación eléctrica neta 2020

100% = 133.584 GWh



Nota: Generación hidroeléctrica neta de bombeo. **Fuente:** CAMMESA.

Generación hidroeléctrica

Situada sobre el río Atuel, en la provincia de Mendoza, desde junio de 1994 **HINISA** tiene una concesión por 30 años para la generación, venta y comercialización de electricidad del sistema hidroeléctrico Los Nihuales. HINISA cuenta con una capacidad instalada de 265 MW, que representa el 0,6% de Argentina, y está conformado por tres represas y tres plantas generadoras de energía hidroeléctrica (Nihuil I, Nihuil II y Nihuil III), así como por un dique compensador. El Sistema Los Nihuales cubre una longitud total de cerca de 40 km y una diferencia de altura de entre 440 m y 480 m. Desde 1990 a 2020, la generación anual promedio fue de 807 GWh, con un máximo de 1.250 GWh registrado en 2006 y un mínimo de 481 GWh registrado en 2020. Pampa tiene una participación directa e indirecta del 52% sobre el capital accionario de HINISA.

También en la provincia de Mendoza, pero situada sobre el río Diamante se encuentra **HIDISA**, que tiene una concesión por 30 años desde octubre de 1994 para la generación, venta y comercialización de electricidad del sistema hidroeléctrico Diamante. Con 388 MW, representa el 0,9% de la capacidad instalada de Argentina, y está conformado por tres represas y tres plantas generadoras de energía hidroeléctrica (Agua del Toro, Los Reyunos y El Tigre). El Sistema Diamante cubre una longitud total de aproximadamente 55 km y una diferencia de altura de entre 873 m y 1.338 m. Desde 1990 a 2020, la generación anual promedio fue de 545 GWh, con un máximo de generación de 943 GWh alcanzado en 2006 y un mínimo de 322 GWh registrado en 2014. Pampa tiene una participación directa e indirecta del 61% sobre el capital accionario de HIDISA.

La central **HPPL** comenzó su operación en el año 1999 bajo un esquema de concesión por un plazo de 30 años. Ubicada sobre el río Limay, en la provincia del Neuquén, HPPL cuenta con una capacidad instalada de 285 MW distribuidas en 3 turbinas tipo Kaplan, lo que representa el 0,7% de la potencia argentina. La presa está compuesta por materiales sueltos con pantalla impermeable de hormigón y posee una longitud de 1.045 metros. Su punto más alto tiene 54 metros de altura y su nivel de cota máxima extraordinaria es de 480,2 metros sobre el nivel del mar. Desde 2000 a 2020, la generación media anual histórica de HPPL es de 950 GWh, con un máximo de 1.430 GWh alcanzado en 2006 y un mínimo de 494 GWh registrado en 2016. La concesión de HPPL es 100% propiedad de Pampa.



Generación eólica

PEMC está ubicado sobre la ruta provincial N° 51, a 18 km de la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. El parque está constituido por 29 aerogeneradores Vestas V-126, de 3,45 MW de potencia cada una y altura al buje de 87 metros, con un factor de carga neto P50 de aproximadamente 48%. La capacidad instalada total de PEMC es de 100 MW y representa el 0,2% del parque argentino. Fue habilitada en junio de 2018, y vende su energía a CAMMESA bajo el programa RenovAr. La generación media anual histórica desde el 2018 fue de 346 GWh. Si bien Pampa es la operadora, la Compañía tiene una participación directa del 50% sobre el capital accionario de Greenwind, sociedad cuyo único activo es PEMC.

Contiguo a PEMC se encuentra **PEPE II**, constituido por 14 aerogeneradores Vestas V-136, de 3,8 MW de potencia cada una y altura al buje de 120 metros, con un factor de carga neto P50 de aproximadamente 56%. La capacidad instalada total de PEPE II es de 53 MW y comenzó su operación comercial en mayo de 2019, vendiendo su energía en el MAT ER. Durante el 2020 PEPE II generó 207 GWh.

Finalmente, **PEPE III**, parque gemelo a PEPE II, está ubicado en Coronel Rosales, sobre la ruta nacional N°3, a 45 km de la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. También fue habilitado en mayo de 2019, con un factor de carga neto P50 de aproximadamente 63%, y vende su energía en el MAT ER. Durante el año 2020 PEPE III generó 243 GWh. Tanto PEPE II como PEPE III son activos 100% propiedad de Pampa.

Generación térmica

CTG está ubicada en el noroeste de la Argentina, en la ciudad de Gral. Güemes, provincia de Salta. Privatizada en el año 1992, dispone de una planta de generación termoeléctrica de ciclo abierto de 261 MW y la incorporación en septiembre de 2008 de un grupo turbogenerador a gas natural GE de 100 MW, totalizando 361 MW, que representan el 0,9% de la capacidad instalada de Argentina. Desde 1993 a 2020, la generación anual promedio fue de 1.702 GWh, con un máximo de 1.903 GWh registrado en 1996 y un mínimo de 368 GWh registrado en 2020.

También en la provincia de Salta y hacia el norte se encuentra **CTP**, ubicada en el paraje denominado Piquirenda, Municipio de Aguaray, Departamento General San Martín. Iniciada su construcción a principios de 2008 y finalizada en 2010, dispone de 30 MW compuestos por diez motogeneradores GE Jenbacher JGS 620 alimentados a gas natural, que representan el 0,1% de la capacidad instalada de Argentina. Durante el período 2011 a 2020, la generación anual promedio fue de 114 GWh, con un máximo de 156 GWh registrado en 2017 y un mínimo de 53 GWh registrado en 2019.

Hacia el sur en la provincia del Neuquén, se encuentra **CTLL**, ubicada en Loma de la Lata, en las inmediaciones de uno de los yacimientos gasíferos más grandes de Latinoamérica del mismo nombre. La central fue construida en 1994 y está compuesta por tres TG con una capacidad instalada de 375 MW, una TV Siemens de 180 MW instalada en el 2011 para el cierre a CC y repotenciada en enero de 2018, una turbina aeroderivada a gas GE de 105 MW instalada en mayo de 2016, y la incorporación en agosto de 2017 de una TG GE de 105 MW, ascendiendo a una potencia total de 765 MW, 1,8% de la capacidad instalada de Argentina. Durante el período 1997 a 2020, la generación anual promedio fue de 2.093 GWh, con un máximo de 5.096 GWh alcanzado en 2019 y un mínimo de 272 GWh registrado en 2002. Actualmente se encuentra en trabajos para sumar 15 MW de motores a gas MAN, previstos para el 2021.

En la provincia de Buenos Aires, Pampa opera seis CT. En las inmediaciones de la ciudad de Bahía Blanca, se encuentran tres de ellas: **CPB**, ubicada en el puerto de Ingeniero White, compuesta por 2 TV de 310 MW cada una, totalizando 620 MW que representa el 1,5% de la capacidad instalada de Argentina. Las calderas están equipadas para funcionar indistintamente con FO o a gas natural, el cual es abastecido a través de un gasoducto propio de 22 km, operado y mantenido por CPB, que conecta con el sistema de gasoducto troncal de TGS. CPB cuenta además con dos tanques para el almacenamiento de FO de 60.000 m³. Desde 1997 a 2020, la generación anual promedio fue de 1.987 GWh, con un máximo de 3.434 GWh alcanzado en 2011 y un mínimo de 189 GWh registrado en 2002.



En un predio contiguo a CPB se encuentra **CTIW**, conformada por 6 motogeneradores Wärtsilä de combustible dual gas natural o FO, de 100 MW de potencia instalada que representa el 0,2% de la capacidad instalada de Argentina. Los motores son de alta eficiencia, con un rendimiento del 46%. La central se encuentra interconectada a la red de 132 kV a través de una subestación de Transba. La provisión de combustible líquido se realiza utilizando las instalaciones de descarga y almacenamiento de CPB, al igual que el gas natural por medio de instalación interna de la mencionada central. CTIW comenzó su operación comercial el 22 de diciembre de 2017 y la generación anual promedio desde 2018 fue de 272 GWh.

Asimismo, en las afueras de Bahía Blanca se ubica **EcoEnergía**, una central de co-generación ubicada dentro del Complejo General Cerri de TGS. La central consta de una TV de 14 MW y comenzó su operación comercial en el año 2011. La central vende su energía en el mercado de Energía Plus. Desde 2011 a 2020, la generación media anual histórica de EcoEnergía es de 87 GWh, con un máximo de 108 GWh registrado en 2018 y un mínimo de 20 GWh registrado en 2011.

Otras dos CT de la provincia de Buenos Aires se ubican en el Gran Buenos Aires: **CTGEBA** en el partido de Marcos Paz, al oeste del conurbano bonaerense, lugar estratégico pues está a sólo 1 km de distancia de la estación transformadora de Ezeiza, nodo de referencia del MEM para la provisión de energía a la mayor demanda del país. CTGEBA comenzó operaciones en 1999 y consta de dos CC, uno de 684 MW de potencia instalada, compuesto por dos TG de 223 MW cada una y una TV de 239 MW, repotenciadas en octubre de 2020. En segundo CC está compuesto por una TG denominada Genelba Plus de 182 MW de potencia, instalada en 2009 y repotenciada en junio de 2019, otra TG de 188 MW instalada en 2019, y la TV de 199 MW habilitada el 2 de julio de 2020, culminando con el proyecto de expansión iniciado en 2017. CTGEBA es la CT más grande del país, con una potencia total de 1.253 MW, 3,0% del parque argentino. Desde 2000 a 2020, la generación media anual histórica fue de 4.913 GWh, con un máximo de 7.912 GWh registrado en 2020 y un mínimo de 3.438 GWh registrado en 2001.

Asimismo, al norte del Gran Buenos Aires se encuentra **CTPP**, ubicada en el Parque Industrial Pilar, partido de Pilar. La misma está constituida por 6 motogeneradores Wärtsilä con una eficiencia del 43% aproximadamente, tiene una potencia total de 100 MW y puede consumir indistintamente FO almacenado en tanques propios, o gas natural, abastecido a través de un gasoducto dedicado y conectado al troncal de TGN, mientras que la energía es evacuada a través de una línea de 132 kV conectada a la subestación Pilar perteneciente a Edenor. La generación media anual histórica desde 2018 fue de 184 GWh.

Finalmente, **CTEB** es la sexta CT en la provincia de Buenos Aires, ubicada en la localidad de Ensenada, Gran La Plata. Actualmente está compuesta por dos TG Siemens, habilitadas en 2012 de 567 MW, que representan el 1,4% de la capacidad instalada de Argentina. Esta CT tiene la posibilidad de consumir gas natural o GO, por lo que cuenta con dos tanques de almacenamiento con una capacidad combinada de 45.000 m³. Asimismo, está previsto el cierre a CC, con la habilitación de una TV Siemens de 280 MW. Desde 2012 a 2020, la generación media anual histórica de CTEB fue de 1.327 GWh, con un máximo de 2.093 GWh en 2016 y un mínimo de 255 GWh registrado en 2020. Pampa opera CTEB hasta julio de 2023, turnando con YPF la operación cada 4 años, y posee una participación indirecta del 50% sobre el capital accionario de CTBSA, sociedad cuyo único activo es CTEB.

Expansiones en curso

Proyecto	MW	Comercialización	Moneda	Precio de adjudicación			Inversión en US\$ millones ¹	Fecha de habilitación
				Potencia por MW-mes	Variable por MWh	Total por MWh		
CTLL	15	Res. SE N° 31/20	AR\$	162.000-427.500 ²	324	728	20	2T 2021 (est.)
CTEB ³	280	PPA por 10 años	US\$	23.962	10,5	43	200	CC: 1T 2022 (est.)

Nota: 1 Montos sin IVA. 2 Considera el rango del coeficiente de despacho y remuneración adicional HMRT. 3 Pampa posee el 50%.



8.2 Distribución de electricidad³³

El 28 de diciembre de 2020 se acordó la venta de paquete accionario controlante de Edenor. Dicha desinversión forma parte de nuestro plan estratégico de inversiones, que tiene como objetivo continuar con la expansión de capacidad instalada para la generación eléctrica y el desarrollo de reservas no convencionales de gas natural. Consecuentemente, a efectos contables, el segmento de distribución se expone como operaciones discontinuadas tanto en el periodo actual 2020, como en el periodo comparativo 2019.

Edenor es la mayor distribuidora de electricidad del país, tanto en número de clientes como electricidad vendida en GWh o monetariamente. Cuenta con una concesión hasta el 2087 para distribuir electricidad en forma exclusiva en el norte y noroeste del área metropolitana de Buenos Aires, lo que comprende una superficie de 4.637 km² y una población de aproximadamente 9 millones de habitantes.

El siguiente cuadro resume las ventas de electricidad y clientes de Edenor:

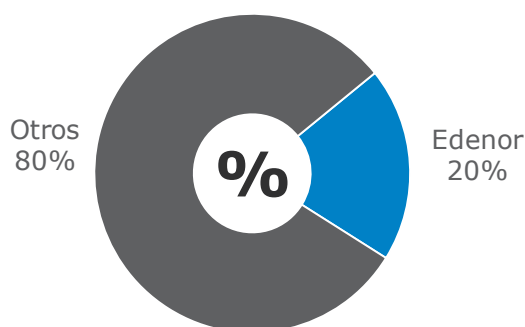
Principales indicadores operativos de Edenor	2020			2019			Variación	
	En GWh	Part. %	Clientes	En GWh	Part. %	Clientes	% GWh	% Clientes
Período anual								
Residencial ¹	9.315	46%	2.786.153	8.372	42%	2.758.162	+11%	+1%
Comercial	2.950	15%	358.140	3.241	16%	353.113	-9%	+1%
Industrias	3.210	16%	6.860	3.503	18%	6.830	-8%	+0%
Sistema de peaje	3.364	17%	687	3.569	18%	684	-6%	+0%
Otros								
Alumbrado público	676	3%	21	713	4%	21	-5%	-
Villas de emergencia y otros	664	3%	482	575	3%	469	+16%	+3%
Total	20.179	100%	3.152.343	19.974	100%	3.119.279	+1%	+1%

Nota: 1 Incluye 558.067 y 561.915 clientes categorizados bajo la Tarifa Social al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.

El siguiente cuadro muestra la participación de mercado de Edenor:

Electricidad demandada en 2020

100% = 127.306 GWh



Fuente: CAMMESA.

³³ Para mayor información, ver las secciones 5.3, 7.2 y 7.5 de esta Memoria.



El siguiente cuadro resume los principales indicadores técnicos y financieros de Edenor:

	2019	2020
Datos técnicos		
Líneas de transmisión y distribución (Km)	40.488	40.861
Número de clientes (millones)	3,1	3,2
Ventas de energía (GWh)	19.974	20.179
Datos financieros, en AR\$ millones*		
Ingresos por servicios	122.437	91.316
Resultado del ejercicio, atribuible a los propietarios de la sociedad	16.518	(17.698)
Activo	162.633	148.796
Pasivo	82.113	85.898
Patrimonio neto	80.520	62.898

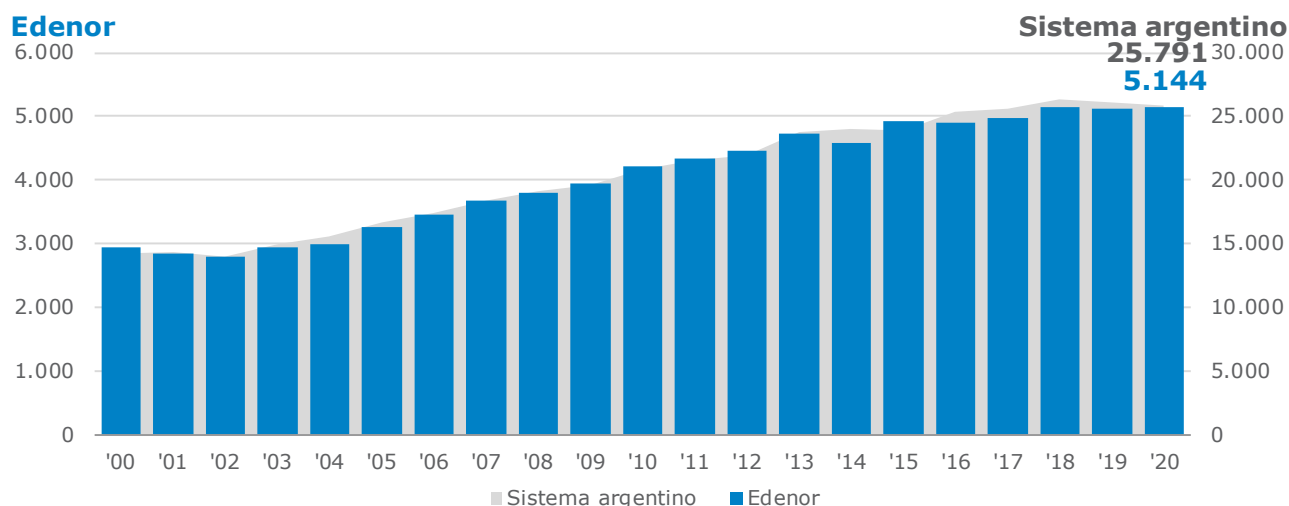
Nota: *Cifras de los EEFf anuales bajo NIIF, en millones de AR\$ ajustado por inflación al 31 de diciembre de 2020.

Demanda de energía

La demanda de Edenor durante el año 2020 fue de 25.124 GWh, lo cual representa un incremento del 1% con respecto al año 2019, a pesar de la caída del 1% de la demanda total del MEM. La potencia máxima demandada por Edenor fue de 5.144 MW, similar al registrado en 2019 de 5.124 MW, mientras que la potencia máxima registrada en el MEM en 2020 fue 1% menor a 2019, de 25.791 MW.

El volumen de la energía distribuida durante el 2020 en el área de Edenor, incluyendo peaje, fue de 20.179 GWh. La compra de energía en el MEM fue de 25.124 GWh, 1% mayor que 2019, a un precio monómico anual promedio de AR\$2.187/MWh o US\$31,0/MWh al tipo de cambio promedio, 29% menor a 2019, debido a la devaluación del AR\$ y el congelamiento del precio estacional desde febrero de 2019 para usuarios residenciales y agosto de 2019 a usuarios no residenciales (este último fue pasado a las tarifas).

Evolución de picos máximos de potencia 2000 – 2020, en MW



Fuente: Edenor.



Gestión comercial

A pesar de la irrupción del COVID-19, el total de las ventas físicas de electricidad aumentó ligeramente en un 1% con respecto al 2019, principalmente explicado por el segmento residencial por las restricciones de actividades y circulación, y en menor medida, por el efecto elasticidad del precio estacional. La demanda residencial, que tiene una alta participación en el volumen vendido (46%), aumentó un 11% con respecto al 2019. Por el contrario, el consumo de las industrias y PyME, que representa el 15% del volumen vendido, disminuyó un 8% con respecto al 2019, afectadas por la caída en la actividad económica y la cuarentena, pero recuperándose gradualmente desde la flexibilización del aislamiento obligatorio.

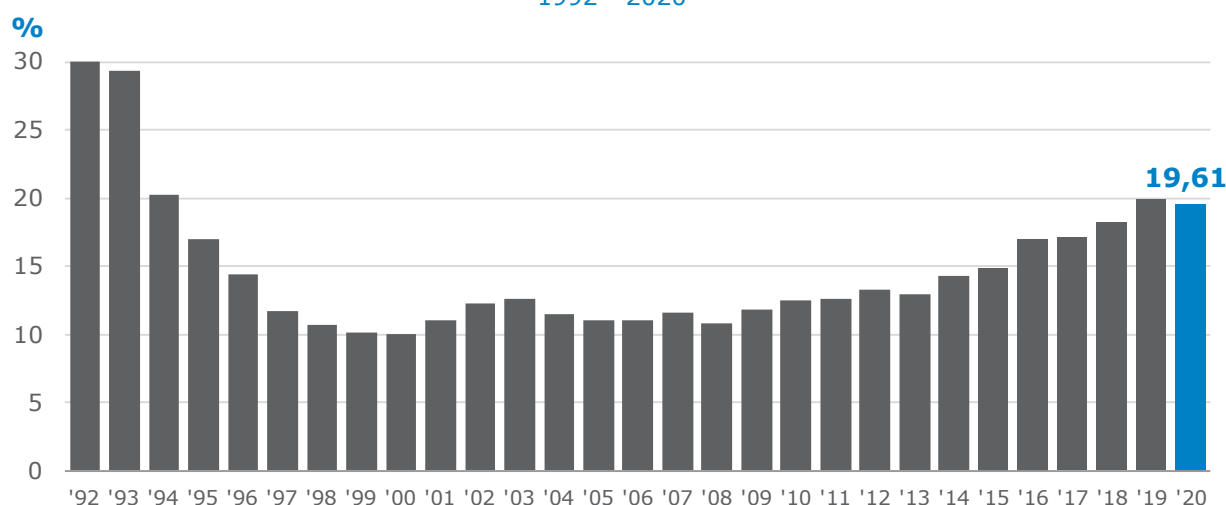
Pérdidas de energía

La tasa anual móvil de pérdidas totales (técnicas y no técnicas) de 2020 alcanzó 19,6%, menor al 19,9% registrado en 2019, principalmente por menores pérdidas no técnicas en términos relativos y absolutos. Las pérdidas técnicas son aquellas que surgen necesariamente de la transmisión y distribución de la energía, mientras que las no técnicas se deben a errores o fallas en la medición del consumo, hurto o mala instalación. El uso de artefactos caseros altamente ineficientes como sustituto del gas, el robo de energía en barrios carenciados alimentan las pérdidas no técnicas, sumado a la crisis socioeconómica.

En 2020 se continuó con el plan de normalizar clientes clandestinos, inactivos y morosos crónicos, incrementando sustancialmente la instalación de medidores autoadministrados MIDE (Medidor Integrado de Energía). Durante el 2020 se instalaron 25.466 MIDE, de los cuales 24.540 se encuentran activados. Es de destacar que a diciembre de 2020 el acumulado asciende a 262.363 MIDE, superando el objetivo inicial de 250.000 medidores instalados para el año 2020. Adicionalmente se continuó instalando el nuevo tipo de red MULCON (Múltiples Concéntricos), que aprovecha las funcionalidades del medidor MIDE, aumentando la invulnerabilidad respecto del hurto de energía en barrios con alto nivel de fraude.

Asimismo, se continuó trabajando en el desarrollo de herramientas analíticas e inteligencia artificial para lograr mejoras en la efectividad del direccionamiento de inspecciones para reducir el hurto de energía. En la misma línea, se efectuaron aproximadamente 518.000 inspecciones de medidores en tarifa 1 con un 54% de efectividad. En cuanto al recupero de energía, además de la normalización de clientes con MIDE se realizó la normalización de clientes clandestinos con medidores convencionales. A continuación, se expone la evolución de la tasa anual de pérdidas de energía desde el inicio de la gestión de Edenor:

Tasa anual móvil de pérdidas de energía
1992 - 2020



Fuente: Edenor.



Gestión de calidad de servicio

En el mes de marzo 2020 se dio comienzo al séptimo semestre del quinquenio RTI, 2017 – 2021, en el que rige el nuevo subanexo IV del Contrato de Concesión, establecido por la RTI. Además de establecer el control de la calidad del servicio por partido y comuna, se implementa un sendero de calidad con exigencias crecientes, tanto para los límites de frecuencia y tiempo admisibles como para el costo de la energía no suministrada. Adicionalmente, se implementó un esquema de multa automática para que las bonificaciones por apartamiento a los límites establecidos sean acreditadas a los clientes dentro de un plazo de 60 días de finalizado el semestre controlado. Los valores de sanciones definitivas requieren que el ENRE se expida respecto a lo informado para cada semestre.

Mediante la Res. N° 198/18, el ENRE dispuso sanciones complementarias de 300 o 600 kWh por usuario en función del Factor de Sendero Semestral del Alimentador (FSSA) y del Factor de Sendero Semestral del Usuario (FSSU) a partir de septiembre de 2018. Las sanciones que eventualmente correspondan se deberán calcular e informar al ENRE en un plazo de 120 días corridos de finalizado el semestre de control y depositadas en una cuenta recaudadora de fondos de terceros.

La frecuencia media y el tiempo total de interrupciones de los últimos cinco años se detallan a continuación:

Vista por el cliente*	2016	2017	2018	2019	2020
SAIFI (frecuencia)	8,67	9,02	6,94	6,15	4,64
SAIDI (horas)	25,84	27,55	22,65	15,94	12,23

Nota: *Tasa anual móvil a diciembre de cada año.

Como puede observarse en la evolución anual de estos indicadores, la notable reducción en la frecuencia SAIFI respecto al año anterior se reflejó en similar proporción en el tiempo total SAIDI. Como ya se ha indicado en otras oportunidades, las acciones de inversión en las redes de distribución y su maduración en el tiempo suelen conducir a la disminución del SAIFI. Asimismo, dicho efecto se traslada al SAIDI aun cuando los tiempos medios de interrupción se mantengan sin variación.

Inversiones

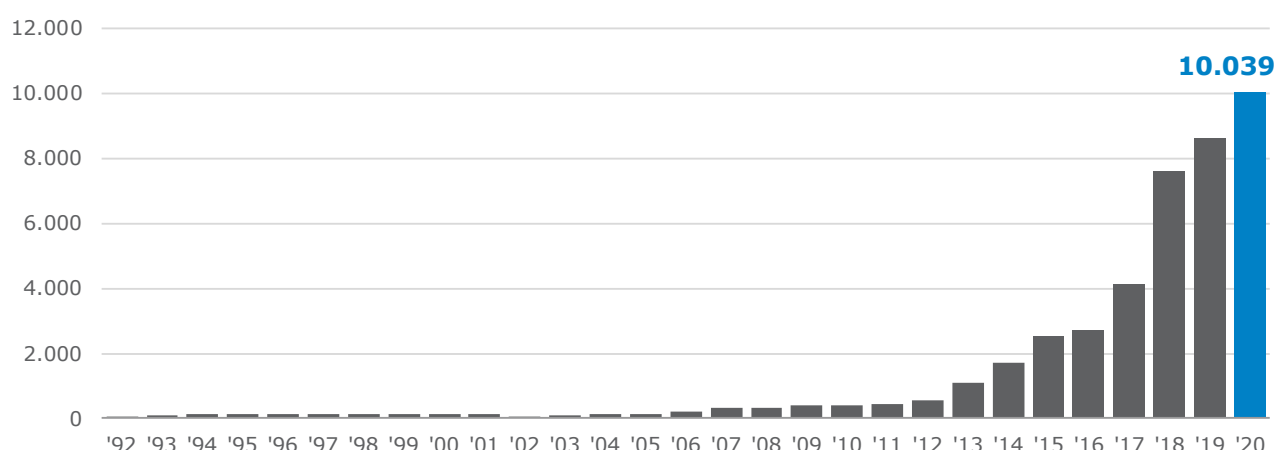
Las inversiones realizadas durante el año 2020 alcanzaron AR\$10.039 millones en moneda nominal y AR\$11.073 millones en moneda homogénea al 31 de diciembre de 2020, siendo prioridad su ejecución por sobre otras erogaciones para mantener la prestación del servicio público concesionado en condiciones seguras. Para satisfacer la demanda, mejorar la calidad del servicio y reducir las pérdidas no técnicas, la mayor parte de las inversiones fue destinada al incremento de la capacidad, la instalación de equipamiento de telecontrol en la red de media tensión, la conexión de los nuevos suministros y la instalación de nuevos medidores de energía aptos para la venta prepaga. Asimismo, Edenor continuó invirtiendo en la protección del medio ambiente y la seguridad en la vía pública.



La distribución anual se puede observar en el siguiente cuadro:

Inversión anual de Edenor 1992 - 2020

AR\$ millones



Nota: Valores en términos nominales. **Fuente:** Edenor.

8.3 Petróleo y gas³⁴

Pampa es una de las compañías líderes de E&P de hidrocarburos en Argentina, presente en las cuencas más importantes del país, de las que obtiene gas natural y petróleo. En 2020 las inversiones en el segmento ascendieron a US\$41 millones, lo cual representa una disminución del 79% respecto del 2019, explicado por la coyuntura incierta en la industria y la reducción de actividades por COVID-19.

El siguiente cuadro resume los principales indicadores técnicos de E&P:

	2019	2020
Datos técnicos		
Cantidad de pozos productivos en Argentina	885	858
Producción promedio de gas en Argentina (dam ³ /día)	7.344	6.902
Producción promedio de petróleo en Argentina (kb/día)	5,0	4,4
Producción promedio total en Argentina (kboe/día)	48,2	45,0

³⁴ Para mayor información, ver las secciones 6.1, 7.2 y 7.4 de esta Memoria.



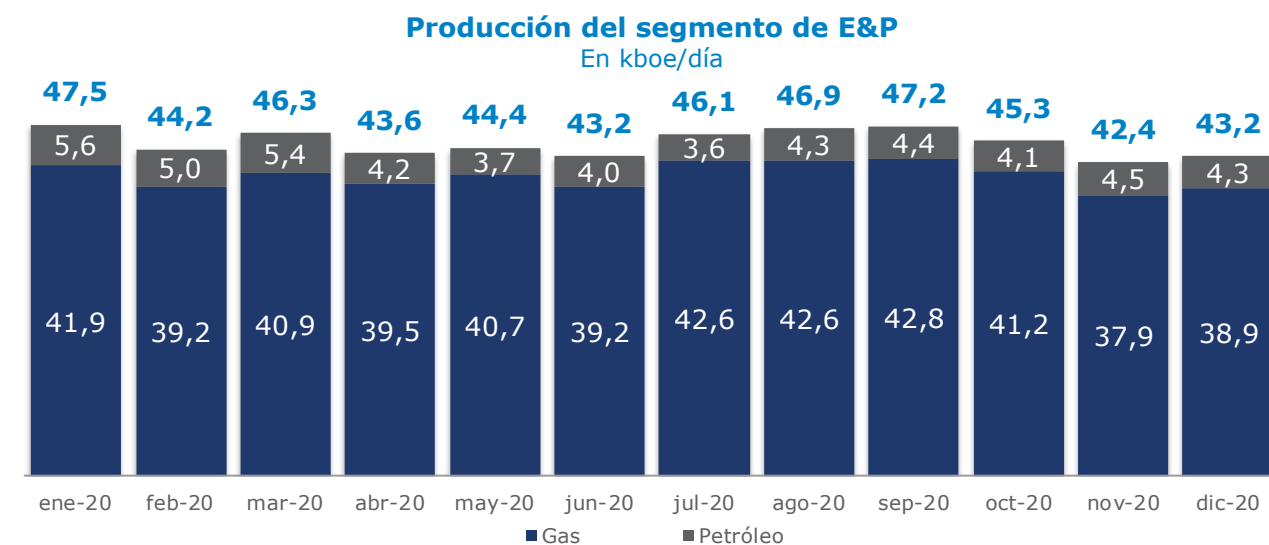
El siguiente cuadro resume las áreas de Pampa:

Área	Producción promedio diaria 2020			% Gas	Cuenca	Participación	Operador	Año expiración de licencia
	Crudo kbbl	Gas dam ³	Total kboe					
1 El Mangrullo	0,0	4.513	26,6	100%	Neuquina	100,00%	Pampa	2053
2 Sierra Chata	0,1	488	3,0	97%	Neuquina	45,55%	Pampa	2053
3 Río Neuquén	0,5	912	5,8	92%	Neuquina	31,42% ¹ 33,07% ²	YPF	2027 2051
4 Rincón del Mangrullo ³	0,1	761	4,5	99%	Neuquina	50,00%	YPF	2052
5 Anticlinal Campamento	-	6	0,0	100%	Neuquina	15% ⁴	Oilstone Energía	2026
6 Estación Fernández Oro	0,0	13	0,1	92%	Neuquina	15% ⁵	YPF	2026
7 Río Limay Este (ex Senillosa)	-	-	-	na	Neuquina	85,00%	Pampa	2040
8 Veta Escondida - Rincón de Aranda	0,1	-	0,1	0%	Neuquina	55,00%	Pampa	2027
9 Gobernador Ayala	0,8	-	0,8	0%	Neuquina	22,51%	Pluspetrol	2036
10 Aguara ⁶	0,2	177	1,3	81%	Noroeste	15,00%	Tecpetrol	2023/2027
11 Los Blancos (ex Chirete) ⁷	0,2	-	0,2	0%	Noroeste	50,00%	High Luck Group	2045
12 La Taper - Puesto Quiroga	0,1	-	0,1	0%	Golfo San Jorge	35,67%	Tecpetrol	2027
13 El Tordillo	2,4	23	2,5	5%	Golfo San Jorge	35,67%	Tecpetrol	2027
Total áreas productivas	4,4	6.895	45,0	90%				
1 Parva Negra Este ⁸	-	7	0,0	100%	Neuquina	42,50%	Pampa	2019
2 Las Tacanas Norte	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	Neuquina	90,00%	Pampa	2023
3 Río Atuel ⁸	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	Neuquina	33,33%	Petrolera El Trebol	2020
4 Borde del Limay ⁹	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	Neuquina	85,00%	Pampa	2015
5 Los Vértices ⁹	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	Neuquina	85,00%	Pampa	2015
Total áreas exploratorias	-	7	0,0	100%				
Total producción en Argentina	4,4	6.902	45,0	90%				

Nota: Producción a nuestra tenencia. **1** Provincia de Río Negro. **2** Provincia del Neuquén. **3** No incluye la formación Vaca Muerta. **4** Sobre 9 pozos. **5** Sobre 13 pozos. **6** Incluye San Antonio Sur que expira en 2023 y Aguara⁶ que expira en 2027. **7** Concesión de explotación desde el 15 de octubre de 2020. **8** En proceso de extensión. **9** En proceso de transferencia a GyP (permisionario de exploración).

Producción

En 2020 nuestra producción del segmento de E&P en Argentina alcanzó en promedio 45,0 kboe por día, siendo 90% gas y 10% petróleo. A continuación, se detalla la evolución mensual:



Fuente: Pampa.



Durante el 2020, la industria de E&P se vio afectada por la coyuntura incierta en la industria y la reducción de actividades por COVID-19. A pesar de la baja en la actividad, se logró la perforación de 19 pozos (1 gasífero y 18 petrolíferos) y la completación de 16 pozos (1 gasífero y 15 petrolíferos). Sin embargo, a fines del 2020 Pampa fue adjudicada en el Plan Gas.Ar, siendo la empresa con mayor crecimiento de producción ofrecida en la licitación, con una inversión de aproximadamente US\$250 millones durante los próximos cuatro años del programa.

La producción de gas a nuestra tenencia resultó un 6% inferior al 2019, mientras que a nivel nacional la caída fue del 9%, alcanzando los 6,9 millones de m³/día, principalmente debido a la menor demanda agregada por la cuarentena y también por el colapso en los precios, que ajustaron a la baja para morigerar los cierres de pozos. Esto repercutió en las áreas con costos de extracción menos competitivos: Rincón del Mangrullo, Río Neuquén y Sierra Chata (-749 mil m³/día de variación interanual), que representan el 31% de la producción total.

Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el incremento en el área El Mangrullo, el cual representa el 65% de la producción total y alcanzó en 2020 un nivel de producción promedio de 4,5 millones de m³/día (+353 mil m³/día de variación interanual). Asimismo, en septiembre de 2020 se registró el pico máximo de 5,0 millones de m³/día en El Mangrullo, gracias a la expansión de la infraestructura de evacuación. Cabe destacar que en el 2020 el 6% de la producción de gas de Pampa provino de la formación Vaca Muerta, producto de los dos pozos horizontales completados en El Mangrullo en agosto de 2019.

Como se mencionó anteriormente, Pampa fue adjudicado en la licitación del Plan Gas.Ar para el período 2021 – 2024, un volumen base de 4,9 millones de m³/día a US\$3,6 por millón de BTU y un volumen adicional de 1,0 millón de m³/día durante el período invernal a US\$4,7 por millón de BTU. Asimismo, en la segunda ronda del Plan Gas.Ar para el período invernal, Pampa fue adjudicado 0,8 millones de m³/día a US\$4,7/MBTU. La participación en el Plan Gas.Ar asegura un nivel de actividad para el período 2021 – 2024, principalmente enfocado en las áreas de El Mangrullo, Río Neuquén y Sierra Chata, con una inversión agregada superior a los US\$250 millones a lo largo de los 4 años del programa.

La producción de petróleo a nuestra tenencia alcanzó los 4,4 kb/día, 11% inferior al 2019, debido a la caída de la demanda desde el aislamiento obligatorio y la escasez de capacidad de almacenamiento y por ende, menores precios en el mercado, afectando la producción en el área El Tordillo (-0,5 kbbl/día), además de una leve disminución en el crudo asociado en Río Neuquén y Rincón del Mangrullo (-0,2 kbbl/día), parcialmente compensadas por la contribución de producción convencional en Chirete (+0,1 kbbl/día), área convertida en concesión de explotación en octubre de 2020 sobre el lote Los Blancos por el plazo de 25 años.

Un hito importante en 2020 fue que Pampa logró por primera vez exportar crudo Medanita, siendo uno de los primeros exportadores del crudo de esa calidad en el país. Asimismo, la exportación del petróleo en 2020 representó el 33% de la producción (mientras que en 2019 fue solo del 4%), logrando morigerar el impacto de la abrupta caída en la demanda local desde el inicio de la cuarentena. Desde mediados de septiembre de 2020, la demanda local comenzó a recuperarse, por lo que hacia fines del año el 100% de la producción volvió a destinarse al mercado local. Durante el 2020 se exportaron 7 barcos entre crudo Medanita y Escalante, totalizando más de medio millón de barriles de petróleo.

Nueva concesión de explotación Los Blancos y reversión del resto del área de Chirete

Considerando el descubrimiento de petróleo tras 34 años sin nuevos hallazgos de crudo en la Cuenca Noroeste, el 15 de octubre de 2020 la provincia de Salta le otorgó a Pampa y High Luck Group Limited la concesión de explotación sobre el lote Los Blancos por el plazo de 25 años, revirtiendo el permiso de exploración sobre el resto del área de Chirete. Asimismo, se estableció un plan de inversiones por un total de US\$57 millones para el quinquenio 2020 – 2024.



Autorización para exportación de gas

En septiembre de 2019 y noviembre de 2020, Pampa obtuvo permisos para exportar gas a Chile en condición firme por un volumen máximo de 0,6 millones de m³ por día y en condición interrumpible por un volumen máximo de 4,4 millones de m³ por día, respectivamente.

Actividades de exploración

Para Pampa la exploración es un vehículo prioritario en la reposición de reservas. Sin embargo, durante el 2020, la Compañía debió postergar ciertas actividades exploratorias debido a la falta de previsibilidad en los precios del gas, principalmente explicada por la demora en el lanzamiento del Plan Gas.Ar, cuya licitación tuvo lugar a fines del 2020. Asimismo, en menor medida, los precios de referencia de crudo fueron significativamente afectados por la pandemia.

En febrero 2020 se finalizó la perforación del pozo *shale oil* en el área Rincón de Aranda, con objetivo a la formación Vaca Muerta. Sin embargo, la completación del pozo fue pospuesta debido a las restricciones aplicadas por la cuarentena y la abrupta caída en el precio del crudo.

Adicionalmente, se encuentran en proceso de extensión de permisos exploratorios en las áreas Parva Negra Este y Río Atuel, y la reversión definitiva de las áreas Enarsa 1 y 3.

Reservas

Pampa estima sus reservas al menos una vez al año. Las reservas probadas son estimadas por geólogos e ingenieros de reservorio de la Sociedad. La ingeniería de reservas es un proceso subjetivo de estimación de acumulación de hidrocarburos que no pueden ser medidos de una manera exacta y que depende de la calidad de la información disponible y de la interpretación y juicio de los ingenieros y geólogos. Por lo tanto, las estimaciones de reservas, así como los perfiles de producción futuros, son a menudo diferentes de las cantidades de hidrocarburos que finalmente se recuperan. La validez de tales estimaciones depende en gran medida de los supuestos sobre las cuales se basan. Dichas estimaciones de reservas fueron preparadas de acuerdo con las normas de Modernización de Presentación de Informes sobre Petróleo y Gas de la SEC.

Gaffney Cline & Associates, consultores técnicos internacionales, han llevado a cabo una evaluación independiente de nuestras reservas, auditando el 98% de las reservas probadas (P1) estimadas de Pampa. Dichos consultores concluyeron que los volúmenes de reservas de petróleo y gas natural sujetos a su evaluación técnica independiente son razonables.

Al 31 de diciembre de 2020, las reservas P1 de Pampa ascendieron a 142 millones de boe, 5% superior a lo registrado al 31 de diciembre de 2019. Teniendo en cuenta los niveles de producción y las adiciones del 2020, el índice de reposición de reservas ascendió a 1,4 y la vida promedio a 8,6 años aproximadamente. Asimismo, las reservas P1 al cierre del ejercicio 2020 eran 90% gas natural. Cabe aclarar que el 7% de las reservas P1 corresponden a *shale*, principalmente de El Mangrullo, área 100% de Pampa, mientras que en 2019 solo el 3% de las reservas P1 fueron *shale*.

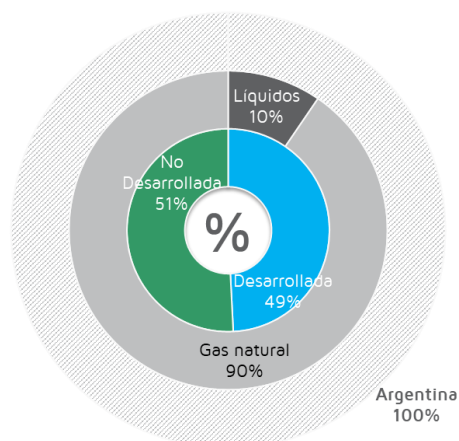
Reservas probadas (P1) en Argentina	Petróleo crudo, condensado y LGN, en kb	Gas natural, en millones de m ³	Total, en millones de boe	% Gas
Probadas desarrolladas (P1-D)	7.761	10.534	70	89%
Probadas no desarrolladas (P1-ND)	5.765	11.257	72	92%
Total al 31 de diciembre de 2020	13.526	21.790	142	90%
<i>Total al 31 de diciembre de 2019</i>	<i>13.551</i>	<i>20.702</i>	<i>135</i>	<i>90%</i>



Las reservas estimadas en la República Argentina se muestran antes del pago de regalías, debido a que éstas poseen atributos similares a los de un impuesto a la producción y, por lo tanto, se tratan como costos operativos. A continuación, se expone la composición y evolución de las reservas probadas de Pampa, desarrolladas y no desarrolladas, al 31 de diciembre de 2020.

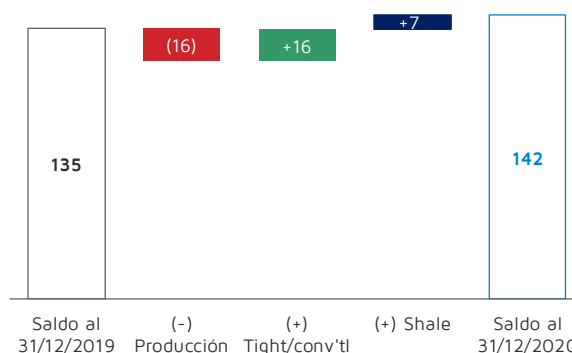
Total de reservas probadas de Pampa

Al 31 de diciembre de 2020
100% = 142 millones de boe



Evolución de las reservas probadas certificadas de Pampa

En millones de boe



Transporte de hidrocarburos³⁵

OldelVal

Al 31 de diciembre de 2020, Pampa mantiene una participación directa de 2,1% en OldelVal. El mismo lleva a cabo tareas de explotación de oleoductos troncales de acceso a Allen, en el área del Comahue, y el oleoducto Allen – Puerto Rosales, que posibilitan la evacuación del petróleo producido en la Cuenca Neuquina hasta Puerto Rosales (puerto de la Ciudad de Bahía Blanca), aprovisionando asimismo a las destilerías Plaza Huincul y Luján de Cuyo, que se encuentran en la zona de influencia de su recorrido.

Durante el 2020, el transporte de petróleo desde Allen a Puerto Rosales alcanzó los 26.817 m³ por día promedio y el realizado a las refinerías ubicadas en las provincias de Neuquén y Mendoza totalizó 1.702 m³ y 571 m³ por día promedio, respectivamente. El volumen total transportado fue de 29.090 m³ por día, equivalente a un volumen de 66,4 millones de bbl transportados en el 2020, 3,7% superior al transportado durante el año 2019.

Asimismo, debido a los efectos del COVID-19, durante el 2020 se evidenció una disminución temporalmente significativa en la demanda de combustibles derivados del petróleo. La baja en el consumo y la falta de capacidad de almacenamiento generó una reducción en la producción de crudo en la Cuenca Neuquina, especialmente en los meses de abril y mayo, por lo que disminuyó también el volumen transportado. Sin embargo, a partir del mes de junio, con las medidas de flexibilización de actividades del Gobierno Nacional, se pudo volver a los valores previstos del volumen transportado.

De este modo, OldelVal ha logrado mantener el servicio de transporte, garantizando la continuidad operativa y la confiabilidad del sistema de bombeo. Asimismo, se alcanzaron los objetivos proyectados en materia de seguridad e inversiones de sostenimiento.

³⁵ Para mayor información, ver la sección 6.2 de esta Memoria.



8.4 Petroquímica

El segmento de petroquímica forma parte de la integración vertical con nuestras operaciones de gas. El objetivo es mantener su posición en el mercado de estirénicos mediante la capitalización de las condiciones actuales y maximizar el uso de sus propias materias primas petroquímicas. La producción de nuestros activos abarca una amplia gama tales como bases octánicas para naftas, benceno, solventes aromáticos, hexano y otros solventes parafínicos hidrogenados, propelente para industria cosmética, estireno monómero, caucho y poliestireno para el mercado local y exterior.

El mercado petroquímico en donde compete Pampa está influenciado por la oferta y demanda a nivel mundial, lo cual tiene un fuerte impacto sobre nuestros resultados. Pampa es la única productora argentina de estireno monómero, poliestireno y elastómeros y el único productor integrado de productos que van del petróleo y el gas natural a los plásticos. Como parte del esfuerzo para integrar sus operaciones, utiliza un volumen importante de benceno de propia producción para obtener estireno y a su vez cantidad sustancial de estireno para la producción de poliestireno y caucho sintético.

La división de petroquímica dispone del complejo petroquímico integrado Puerto General San Martín (PGSM), en la provincia de Santa Fe, con una capacidad de producción anual de 50 kton de gases (GLP que utiliza como materia prima y propelente), 155 kton de aromáticos, 290 kton de gasolina y refinado, 160 kton de estireno, 55 kton de caucho sintético, 180 kton de etilbenceno y 31 kton de etileno. Asimismo, el segmento cuenta con una planta de poliestireno, ubicada en Zárate, provincia de Buenos Aires, con una capacidad de producción de 65 kton. Al 31 de diciembre de 2020, la participación estimada de Pampa en el mercado argentino de estireno, poliestireno y de caucho ascendía a 98%, 93% y 85%, respectivamente.

El siguiente cuadro presenta los principales indicadores de petroquímica correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2020:

	2019	2020
Datos técnicos		
Ventas (en kton):		
<i>Estireno (incl. propileno y etileno)</i>	55	47
<i>Caucho sintético</i>	27	37
<i>Poliestireno</i>	44	47
<i>Otros</i>	217	205
Destino de ventas*		
<i>Argentina</i>	71%	66%
<i>Exterior</i>	29%	34%

Nota: *Porcentaje que surge del cálculo sobre ventas de los EEFF.

División estirénicos

Durante el 2020, el volumen de ventas de estireno monómero fue de 39 kton, 13% inferior al 2019, con un incremento del 3% en las ventas locales y una disminución del 61% en las exportaciones, asociado a menores ventas a Brasil. El volumen de ventas de propileno fue de 8 kton, 19% inferior al 2019, debido principalmente a la menor carga de la planta de estireno. El volumen de ventas de poliestireno fue de 47 kton, 6% superior al 2019, reflejándose un aumento del 11% en las ventas locales, parcialmente compensado por una disminución del 12% en las exportaciones, principalmente con destino a Chile y Brasil. Las ventas locales de poliestireno fueron las menos afectadas por el aislamiento, ya que gran parte del volumen se destina a envases para la industria alimenticia. Asimismo, durante el 2020 Pampa vendió un total de 37 kton de caucho, un 39% superior al 2019, debido a mayores exportaciones con destino a Brasil.



División reforming de naftas

Las ventas de la Reforma disminuyeron un 7% con respecto al 2019. El volumen de ventas de bases octánicas y naftas durante el 2020 fue de 140 kton, 11% inferior al 2019, con una disminución del 29% en las ventas locales asociada a la caída en el consumo de combustibles que provocó el aislamiento. El volumen de ventas de hexano, solventes parafínicos y aromáticos durante el 2020 fue de 52 kton, 6% superior al 2019, compensando parcialmente el menor volumen despachado de bases octánicas. Durante el 2020, las ventas de propelente totalizaron 9 kton, con una disminución del 7% con respecto al 2019.

8.5 Otros negocios

Transener³⁶

Transener es la empresa líder en el servicio público de transmisión de energía eléctrica en alta tensión en la Argentina. Es concesionaria de 14.488 km de líneas de transmisión y 58 estaciones transformadoras, operando en forma directa el 85% de las líneas de alta tensión del país. A su vez, su controlada Transba tiene la concesión de 6.604 km de líneas de transmisión y 107 estaciones transformadoras, que conforman el Sistema de Transporte por Distribución Troncal de la provincia de Buenos Aires. El siguiente cuadro resume los principales indicadores técnicos y financieros de Transener:

	2019	2020
Datos técnicos		
Líneas de transmisión de Transener (Km)	14.489	14.488
Líneas de transmisión de Transba (Km)	6.492	6.604
Datos financieros, en AR\$ millones*		
Ingresos por ventas	19.712	16.289
Resultado del ejercicio, atribuible a los propietarios de la sociedad	5.425	4.164
Activo	41.245	45.581
Pasivo	18.075	18.257
Patrimonio neto	23.170	27.324

Nota: *Cifras de los EEEF anuales bajo NIIF, en millones de AR\$ ajustado por inflación al 31 de diciembre de 2020.

Operación y mantenimiento

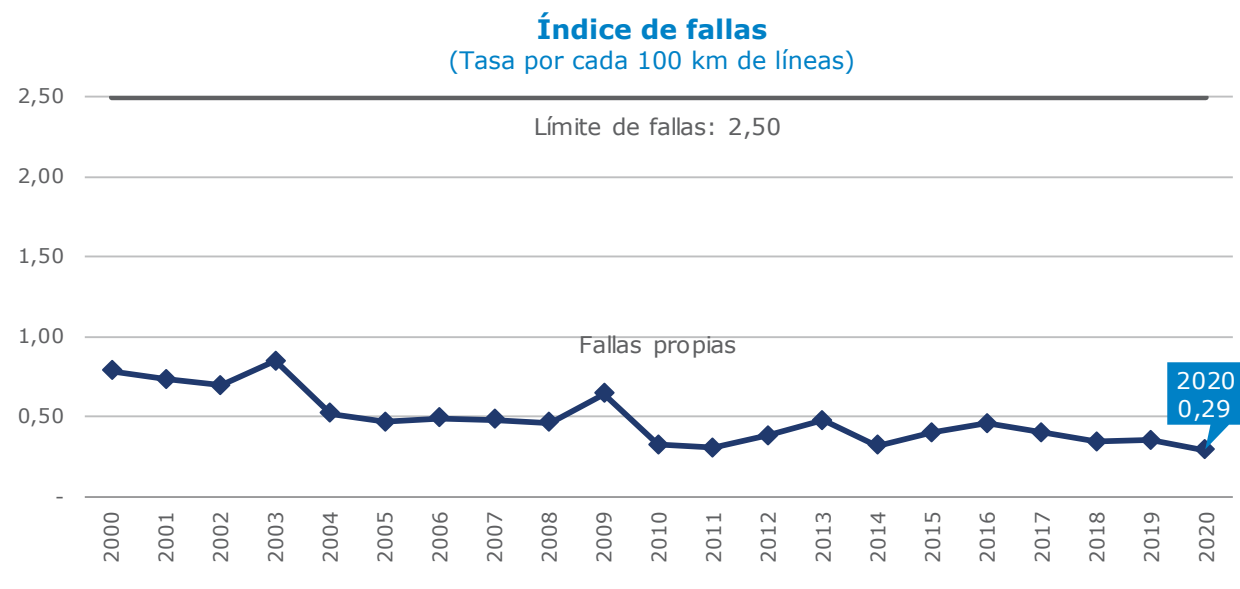
El sistema de transporte de energía eléctrica en extra alta tensión, operado y mantenido por Transener, se ve sometido año tras año a importantes solicitaciones. Durante el año 2020 no se ha superado el récord histórico de potencia demandada de 26.320 MW, registrado el 8 de febrero de 2018. Sin embargo, el 25 de enero del 2021 se registró el récord histórico de potencia demandada por 26.450 MW, superando en un 0,5% el pico máximo del 2018.

A pesar de las altas solicitaciones que ha tenido el sistema, la calidad de servicio durante el 2020 ha sido totalmente aceptable para los valores exigibles a una empresa como Transener, finalizando el año con 0,29 fallas por cada 100 km de línea, compatible con parámetros internacionales aceptados para

³⁶ Para mayor información, ver las secciones 5.2 y 7.2 de esta Memoria.



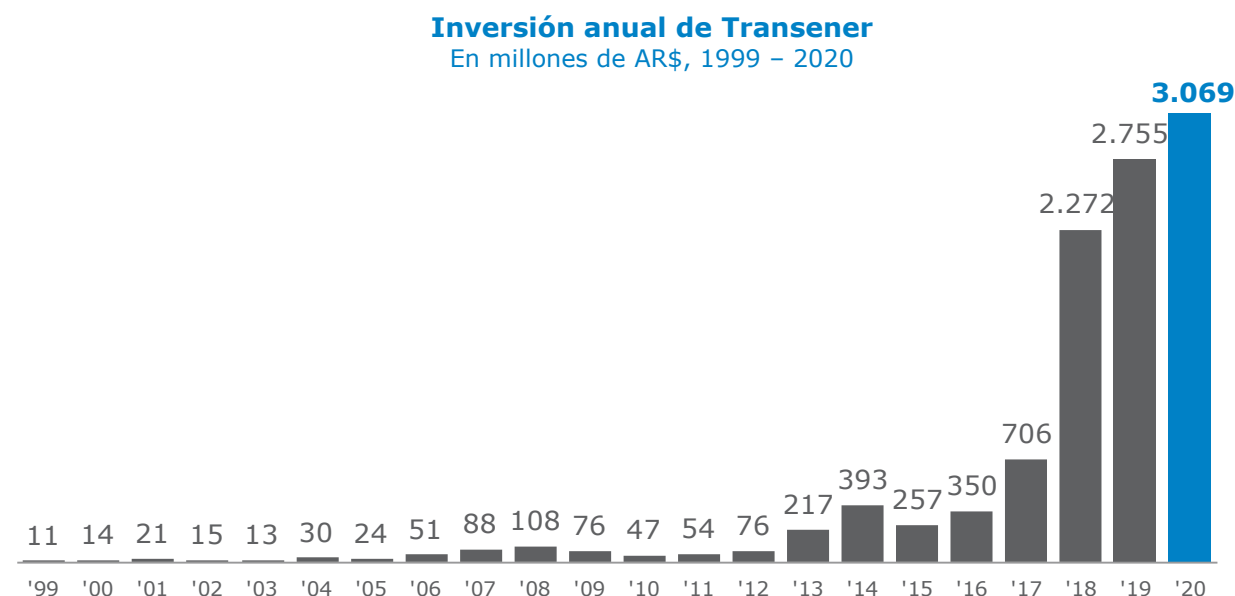
empresas que operan y mantienen sistemas de transporte de extra alta tensión. El siguiente gráfico muestra la evolución del índice de fallas del servicio brindado:



Fuente: Transener.

Inversiones

En el 2020, Transener realizó inversiones por AR\$3.069 millones en moneda nominal y AR\$3.529 millones en moneda homogénea. La distribución anual se puede observar en el siguiente cuadro:



Nota: Valores en términos nominales. **Fuente:** Transener.



Desarrollo de negocios

Servicios de ingeniería – obras

En cuanto a las obras de ampliación del sistema eléctrico, Transener ha concentrado su actividad en aquellas obras para las cuales cuenta con ventajas competitivas, dándose prioridad a las obras a realizar sobre el sistema de 500 kV y 132 kV.

El desarrollo de un importante programa de obras de generación de energías renovables ha traído aparejado el requerimiento de otros servicios, tales como elaboración de pliegos, estudios eléctricos, implementación de sistemas de control de la generación y la demanda (sistemas de Desconexión Automática de Demanda de Exportación y de Generación), ensayos y puesta en servicio de estaciones transformadoras. La experiencia de Transener ha sido un factor decisivo para los clientes de delegar en ella la realización de tareas críticas. Entre los trabajos más importantes, se encuentran las obras de ampliación de 132 kV para ingreso de parques eólicos.

Servicios relacionados con la transmisión de energía eléctrica

Las actividades de operación, mantenimiento y otros servicios, tales como ensayos puntuales contratados por clientes privados propietarios de instalaciones de transmisión, tanto de uso privado como afectadas al servicio público (transportistas independientes y transportistas internacionales) son servicios que se vienen realizando desde el inicio de Transener.

Asimismo, entre los trabajos que realiza Transener se encuentran tareas como reemplazo de *bushings*, análisis de aceite, ensayos de diagnóstico, reparación de fibra óptica, fusonado de FO en cajas de empalme repetidoras, limpieza de aisladores, mediciones de campo eléctrico y magnético, implementación de automatismos, mantenimiento de líneas y de equipamiento de estaciones transformadoras, entre otros.

En todos los contratos de servicio se mantuvieron los valores reales de la remuneración de Transener; y en su mayoría han sido renovados en forma ininterrumpida desde su inicio, lo cual confirma la calidad del servicio y el grado de satisfacción de sus clientes.

Comunicaciones

Durante el 2020 se continuó prestando servicios de infraestructura a diversas empresas de comunicaciones, servicios que comprenden tanto la cesión de fibras ópticas oscuras sobre el sistema de su propiedad (IV Línea), como el alquiler de espacios en las estaciones de microondas y en sus estructuras de soporte de antenas. La creciente demanda de las empresas de telefonía celular ha permitido un sensible incremento en estos ingresos, tanto por volumen como por los mejores precios obtenidos, ofreciéndose además servicios de internet a parques eólicos. Por otra parte, Transener continuó prestando servicios de apoyo de comunicaciones operativas y para transmisión de datos a los agentes del MEM.

TGS³⁷

TGS es la transportadora de gas más importante del país, operando el sistema de gasoductos más extenso de América Latina. A su vez, es líder en producción y comercialización de LGN tanto para el mercado local como para su exportación, realizando esta actividad desde el Complejo General Cerri, ubicado en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Asimismo, brinda soluciones integrales en materia de

³⁷ Para mayor información, ver las secciones 6.2, 7.2 y 7.6 de esta Memoria.



gas natural, y desde 1998 TGS incursionó en el área de las telecomunicaciones, a través de su sociedad controlada Telcosur. Al 31 de diciembre de 2020, Pampa posee una participación del 27,7% en TGS.

El siguiente cuadro resume los principales indicadores técnicos y financieros de TGS:

	2019	2020
Datos técnicos		
Transporte de gas		
Capacidad en firme contratada promedio (en millones de m ³ por día)	82,6	82,5
Entregas promedio (en millones de m ³ por día)	66,9	64,2
Producción y comercialización de LGN		
Producción total de LGN (en kton)	1.022,9	1.167,6
Capacidad de procesamiento de gas (en millones de m ³ por día)	47,0	47,0
Capacidad de almacenamiento (en kton)	54,0	54,0
Datos financieros, en AR\$ millones*		
Ingresos	66.112	55.871
Resultado del ejercicio, atribuible a los propietarios de la sociedad	17.433	3.286
Activo	130.152	128.594
Pasivo	64.691	62.568
Patrimonio Neto	65.461	66.026

Nota: *Cifras de los EEFf anuales bajo NIIF, en millones de AR\$ ajustado por inflación al 31 de diciembre de 2020.

Descripción de los negocios

Segmento regulado: transporte de gas

Los ingresos derivados de este segmento provienen principalmente de contratos de transporte de gas natural en firme, en virtud de los cuales la capacidad del gasoducto se reserva y se paga sin tener en cuenta el uso real del mismo. Además, TGS presta un servicio interrumpible el cual prevé el transporte de gas natural sujeto a la capacidad disponible del gasoducto. Asimismo, TGS presta el servicio de operación y mantenimiento de los activos afectados al servicio de transporte de gas natural en las ampliaciones impulsadas por el Gobierno Nacional y cuya propiedad corresponde a los fideicomisos constituidos a tales efectos. Por este servicio, TGS recibe de aquellos clientes que suscribieron las capacidades de transporte de gas natural incrementales el CAU, fijado por el ENARGAS, el que se mantuvo invariable desde su creación en 2005 hasta su primera actualización en mayo de 2015.

En términos homogéneos al 31 de diciembre de 2020, los ingresos anuales generados por este segmento de negocio ascendieron a AR\$23.502 millones en 2020, representando el 42% de los ingresos totales de TGS y reflejando una disminución del 24% comparado con los AR\$30.796 millones obtenidos en el año 2019. La disminución se debe principalmente a la falta de actualización semestral de la remuneración que correspondía aplicar en octubre de 2019 y en abril y octubre de 2020, en comparación con la evolución de la inflación. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores entregas de gas natural bajo la modalidad interrumpible e intercambio y desplazamiento.

Cabe recordar que el 81% de los ingresos por ventas del 2020 de este segmento corresponden a contratos de transporte en condición firme, mientras que en el 2019 fue del 83%. Al 31 de diciembre de 2020, la capacidad total contratada con modalidad firme fue de 82,4 millones de m³/día con un promedio



de vida ponderado de aproximadamente 11,5 años. La inyección promedio diaria de gas natural durante el 2020 al sistema operado por TGS ascendió a los 68,2 millones de m³/día, un 8% inferior respecto del 2019, producto de las declinaciones en los yacimientos en todas las cuencas por menor actividad, debido a la continua caída en los precios del gas natural y la contracción en la demanda por el impacto del COVID-19. En este escenario, el sistema de gasoductos de TGS respondió adecuadamente a las exigencias del abastecimiento.

Segmento no regulado: producción y comercialización de líquidos de gas natural

A diferencia de la actividad de transporte de gas, la actividad de producción y comercialización de líquidos no está sujeta a regulación por parte del ENARGAS. En 2020 los ingresos asociados a este segmento representaron el 49% de los ingresos totales de TGS y ascendieron a AR\$27.597 millones, 12% inferior en términos reales a los registrados en 2019. La principal causa de la disminución corresponde a la caída en los precios internacionales de referencia producto de la pandemia COVID-19 y el desfase entre la inflación reflejada en la información financiera re-expresada y la devaluación del período sobre las ventas denominadas en US\$. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores volúmenes de etano, propano y butano comercializados.

Las actividades de producción y comercialización de líquidos se desarrollan en el Complejo Cerri, ubicado en las cercanías de la ciudad de Bahía Blanca y abastecido por todos los gasoductos principales de TGS. En dicho complejo se recuperan etano, propano, butano y gasolina natural. La venta de dichos líquidos por parte de TGS se realiza a los mercados local y externo. Las ventas de propano y butano al mercado local se efectúan a compañías fraccionadoras. Las ventas de estos productos y de la gasolina natural al mercado externo se efectúan a precios de referencia internacional. Por su parte, la comercialización de etano se efectúa a Polisor a precios acordados entre las partes.

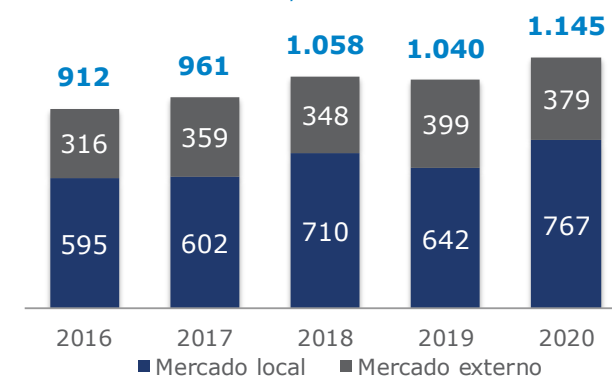
En 2020 el volumen vendido total alcanzó 1.145.375 ton, un 10% superior al 2019, siendo 33% con destino a exportación. Del total destinado al mercado local, el 77% fue efectuado a precios denominados en US\$ o con cláusula de ajuste en base al US\$.

En cuanto al mercado externo, los precios promedio de venta de gasolina natural, butano y propano en 2020 registraron disminuciones del 31%, 16% y 15%, respectivamente, principalmente por caídas abruptas en los precios internacionales de referencia desde el inicio de la pandemia COVID-19, recuperándose gradualmente en los últimos meses del año. Con respecto al butano, si bien sufrió una caída en los precios a principio de año, durante los últimos días del 2020 tuvo un incremento importante debido a la disminución en los niveles de stock a nivel global.

Por su parte, mediante los Decretos PEN N° 793/18, 865/18 y 488/20, rigió un impuesto a la exportación de líquidos, entre otros productos. Durante el 2020, las entregas de propano y butano con destino al mercado externo se operaron en el mercado *spot*, captando oportunidades asociadas a diferentes nichos de mercado, permitiendo incrementar en forma considerable los premios fijos individuales de cada operación. Asimismo, TGS realiza exportaciones vía terrestre a Chile, Paraguay y Brasil, aunque con volúmenes inferiores a los exportados por vía marítima, permiten a TGS capitalizar un mayor margen operativo. En 2020 se renovaron los acuerdos para la exportación de gasolina natural.

En cuanto al mercado interno, durante 2020 TGS continuó participando en Plan Hogar y Acuerdo de Propano para Redes, cuyos precios están regulados mediante un conjunto de Res., disposiciones y

Ventas de líquidos por mercado de destino
En kton, 2016-2020



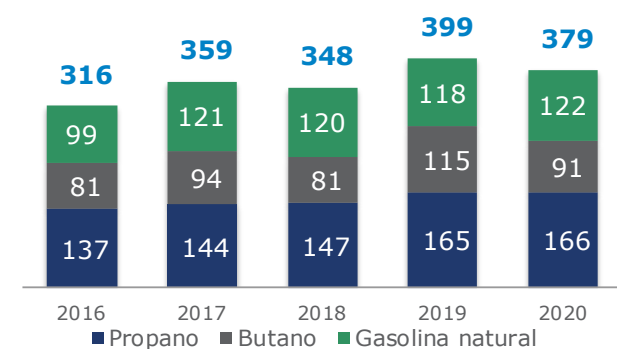
Fuente: TGS.



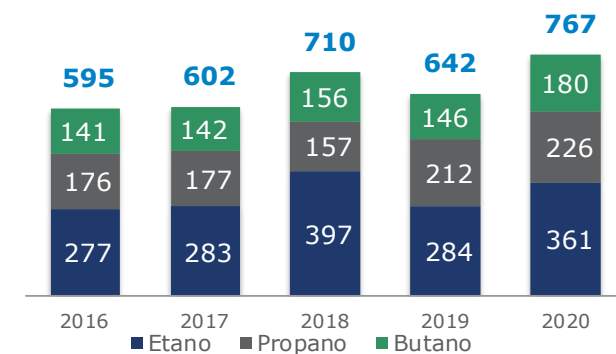
acuerdos. La participación en los mismos obliga a TGS comercializar a precios sensiblemente inferiores a los de mercado lo cual, bajo determinadas condiciones, se obtienen márgenes operativos negativos. Asimismo, la participación en dichos programas implica que el Estado Nacional deba reintegrar a TGS una compensación económica que se encuentra denominada en AR\$, actualmente con demoras en su cobro. Por fuera de dichos programas, TGS vendió 198.127 ton de propano y 34.504 ton de butano, principalmente volcados al mercado de fraccionados, y en menor medida al mercado industrial, propelente y automotor.

Asimismo, en 2020 TGS continuó comercializando el etano en el marco del acuerdo a largo plazo celebrado con Polisur en septiembre de 2018. Dicho acuerdo posee pautas comerciales con mejoras en la cláusula de ToP, la cual asegura a TGS un incremento en su volumen de venta en forma gradual durante los primeros 5 años de contrato. En el ejercicio 2020 se verificó un importante incremento del volumen de etano vendido a Polisur, ascendiendo a 360.870 ton en el marco del acuerdo vigente, un 27% superior al 2019 debido al siniestro ocurrido en junio de 2019, normalizándose en octubre de 2019, por lo que el cliente no pudo procesar el producto en su planta durante este período.

Ventas mercado externo de LGN
Por producto, en kton, 2016-2020



Ventas mercado local de LGN
Por producto, en kton, 2016-2020



Fuente: TGS.

Asimismo, durante el 2020 se continuaron prestando servicios logísticos en las instalaciones de Puerto Galván de manera exitosa, TGS continuó comercializando GLP mediante la modalidad terrestre, despachándose aproximadamente 16.543 camiones (379.635 toneladas) de producto propio, mientras que en el 2019 fueron aproximadamente 13.781 camiones (311.385 toneladas).

Respecto de los precios del gas natural denominados en US\$, que se adquiere como RTP (reducción térmica de planta) para el procesamiento en el Complejo Cerri, se registró una disminución del 39% respecto del 2019, en congruencia con la tendencia del mercado.

Por último, cabe mencionar el potencial impacto del Plan Gas.Ar en el negocio de líquidos. Desde su adjudicación en diciembre de 2020, se verificó un incremento en la inyección de gas natural en el PIST para usinas y distribuidoras de gas, por lo que podría impactar en los costos del gas natural procesado en el Complejo Cerri. Sin embargo, el Plan Gas.Ar permitiría revertir la caída de la producción del gas natural de los últimos años, contribuyendo también para el sostenimiento del negocio de líquidos.

Segmento no regulado: otros servicios

El segmento otros servicios no está sujeto a la regulación por parte del ENARGAS. TGS presta servicios denominados de *midstream*, los cuales consisten principalmente en el tratamiento, separación de impurezas y compresión de gas, pudiendo abarcar también la captación y el transporte de gas en yacimientos, servicios de construcción, inspección y mantenimiento de plantas compresoras y gasoductos, y servicios de generación de vapor para la producción de electricidad. Asimismo, este segmento incluye los ingresos generados por los servicios de telecomunicaciones prestados a través de la subsidiaria Telcosur.



En el 2020, este segmento representó el 9% de los ingresos totales de TGS y aumentaron 25% en términos reales del 2019, principalmente debido a mayores servicios de transporte y acondicionamiento de gas natural en Vaca Muerta y por el efecto de la devaluación del AR\$ sobre las ventas en US\$, parcialmente compensados por menores servicios de construcción, compresión y tratamiento.

En diciembre de 2019 TGS culminó la construcción de un gasoducto colector de 147 km en la formación Vaca Muerta, con una capacidad de transporte diario de 60 millones de m³, y una planta en Tratayén, con capacidad inicial de acondicionamiento a 5 millones de m³ por día. En junio de 2020, TGS firmó acuerdos con Oilstone Energía S.A. para brindar servicio de compresión y acondicionamiento de gas, y en julio de 2020 se suscribió un acuerdo con Shell Argentina S.A. para brindar servicio de deshidratación, medición y regulación de gas. Por otro lado, en septiembre de 2020 TGS aprobó la ampliación de la capacidad de tratamiento de la planta en Tratayén en 2,4 millones de m³ por día. Dicho proyecto contribuirá seguridad en la evacuación de gas comprometidos por algunos clientes bajo el Plan Gas.Ar.

Finalmente, con respecto al servicio de telecomunicaciones, durante el año 2020 Telcosur, empresa controlada por TGS, finalizó la obra iniciada en 2019, instalando 150 km de fibra óptica de alta capacidad para brindar servicio de telecomunicación en Vaca Muerta, mejorando la conectividad en la zona.

Refinor

Pampa tiene una participación del 28,5% en Refinor, compañía que posee la única refinería en el norte de Argentina, ubicada en Campo Durán, provincia de Salta. La capacidad nominal de procesamiento en la unidad de *topping* es de 25,8 kbbl por día mientras que en las dos plantas turboexpansoras la capacidad nominal de procesamiento es de 20,3 millones de m³ de gas por día. Asimismo, Refinor opera un poliducto de 1.108 km de longitud, desde la RCD (Salta) hasta Montecristo, Córdoba.

La RCD recibe petróleo crudo y condensado de la Cuenca Noroeste argentina y gas natural proveniente de la Cuenca Noroeste argentina y de Bolivia. Estas operaciones se realizan a través de dos oleoductos y tres gasoductos. En 2020, el promedio diario de crudo procesado fue de 4.085 bbl. Por su parte, el procesamiento de gas alcanzó un promedio diario de 1,8 millones de m³.

En el 2012 se firmó con ENARSA un contrato a través del cual Refinor suministrará el servicio de compresión de gas que esta última importa desde Bolivia. Este contrato fue ampliado en capacidad de compresión (hasta un volumen de 26 millones de m³ de gas por día) y plazo, manteniéndose vigente el mismo hasta abril de 2019. Este contrato se renovó en 2019 y tendrá vigencia hasta abril del 2021, fijándose la capacidad de compresión en 21 millones de m³ de gas por día.

Al 31 de diciembre de 2020, Refinor contaba con una red comercial de 91 EESS ubicadas en las provincias de Tucumán, Salta, Santiago del Estero, La Rioja, Jujuy, Catamarca y Chaco. En las mismas, dispone de una línea de combustibles de alta performance: Premium Max (97 octanos), Súper Max (95 octanos), Eco Diésel Max y Eco Diésel Premium Max.

La comercialización de naftas, GO, nafta virgen y otros líquidos durante el año 2020 fue de 363 dam³, lo que representa una disminución del 24% respecto al año anterior. Las ventas de GLP ascendieron a aproximadamente 47 kton durante el año 2020, con una disminución del 37% respecto al año anterior.

Enecor

Pampa posee el 70% de Enecor, compañía que actúa bajo la modalidad de transportista independiente, con una concesión por 95 años que expira en 2088. Enecor subcontrata a Transener, que opera y mantiene las instalaciones en 132 kV de 21 km de línea en doble terna, desde la estación transformadora Paso de la Patria, en la provincia de Corrientes.



9. Recursos humanos

En Pampa trabajamos día a día con profesionalismo y pasión para mantener relaciones laborales basadas en el respeto por las personas, las normas y el buen clima de trabajo. Guiados por nuestros valores, buscamos la excelencia y la mejora continua para atender las demandas del mercado y continuar creciendo. La Compañía sostiene diversas prácticas tendientes a la formación, el desarrollo, la atracción, la fidelización y administración de su capital humano, generando así un contexto favorable para el cumplimiento de los resultados organizacionales.

Durante el 2020, la estrategia de la Dirección de Recursos Humanos estuvo orientada al desarrollo de nuestro talento, gestión del conocimiento y bienestar de todos nuestros colaboradores frente al contexto de pandemia mundial. Nuestra planificación estuvo enfocada en tres ejes principales: cercanía, contención y seguridad. También adaptamos nuestros programas de formación a formatos virtuales, lo que permitió a nuestros colaboradores seguir capacitándose.

9.1 Reclutamiento y selección de personal

Para cubrir posiciones vacantes de nuestros activos y áreas corporativas, reclutamos perfiles dinámicos que representen nuestra cultura de trabajo en equipo, búsqueda de la excelencia y pensamiento sistémico.

Culminamos la 2º edición del programa “Talento Joven”, iniciada en agosto de 2019, con la incorporación de 13 jóvenes profesionales con alto potencial en los negocios principales y áreas corporativas. También lanzamos nuestro programa “Talento en Movimiento”, con el que hacemos visibles y transparentes a todos los colaboradores las oportunidades de búsquedas internas para la cobertura de vacantes.

9.2 Prácticas profesionales / pasantías

Durante el 2020, continuamos realizando las prácticas profesionales en articulación con colegios técnicos para favorecer el acercamiento de los alumnos a la realidad profesional y laboral. Esta práctica permitió a estudiantes participar en los procesos de selección para posiciones afines a las desarrolladas durante la experiencia profesional, y derivó en la incorporación efectiva y eventual de algunos de ellos.

Además, iniciamos un programa de pasantías que permite a estudiantes universitarios aplicar los conocimientos adquiridos en sus carreras dentro de una organización. El programa incluye un tutor, una agenda de inducción para los primeros 90 días y un plan de acompañamiento para adaptarse a la cultura Pampa. En 2020 se realizaron pasantías en sectores tales como: Contabilidad, Marcas, Finanzas, Recursos Humanos, Relación con Inversores, entre otros.

9.3 Planeamiento de capital humano

Nuestros procesos, políticas y prácticas de gestión del capital humano se orientan hacia el desarrollo del talento y las capacidades organizacionales, el fortalecimiento de nuestro liderazgo y la promoción de una cultura de alto desempeño, para alcanzar los objetivos del negocio.

9.4 Remuneraciones y beneficios

Nuestra política en materia de remuneraciones se basa en asegurar la competitividad externa y mantener la equidad interna, trabajando con encuestas que nos permiten ajustar nuestra canasta de



beneficios y estructura salarial a lo ofrecido en el mercado. En 2020 se otorgaron incrementos alineados a los concedidos por el mercado laboral para el personal que se encuentra fuera de convenio colectivo y se ajustaron salarios acordes a las paritarias sindicales para empleados dentro de convenio colectivo.

En materia de beneficios, continuamos reforzando la identidad del programa SUMA para mejorar la experiencia de cada colaborador, en 5 ejes: familia, finanzas, tiempo, experiencias y salud. Mejoramos la accesibilidad y la comunicación, personalizando cada una de las propuestas. El desafío para el 2021 es mejorar o ampliar la propuesta actual acorde a las necesidades de nuestros colaboradores.

9.5 Relaciones sindicales

En Pampa mantenemos un efectivo nivel de relacionamiento con las diferentes organizaciones gremiales y sindicales en cada una de las industrias donde nos desarrollamos. Basados en el diálogo, la negociación constructiva y el respeto mutuo, consolidamos relaciones duraderas en busca de intereses comunes, desarrollo de actividades en contextos cambiantes, tanto en lo social como en lo económico.

Frente a la pandemia, se trabajó arduamente y en forma coordinada con diferentes organizaciones gremiales y sindicales, para garantizar tanto la seguridad de las personas, como el desarrollo de nuestras operaciones. Asimismo, continuamos participando activamente en las cámaras empresariales que llevan adelante negociaciones paritarias y convencionales, tanto a nivel nacional como regional, formando parte de las comisiones que las representan y tienen la responsabilidad de la negociación. Los procesos de negociación llevados adelante por nuestras subsidiarias han sido monitoreados a lo largo de su desarrollo.

9.6 Administración del personal

En el marco del proceso de incorporación de más herramientas tecnológicas a nuestros procesos, digitalizamos los recibos de haberes, la información del impuesto a las ganancias y otros documentos que requieren la firma electrónica. A su vez, con el fin de facilitar el acceso en forma directa a la herramienta con una única clave, se incorporó el procedimiento de autenticación única (Single Sign-On).

Por otro lado, se concretó la implementación del sistema LENEL para control de tiempos en CTG y CPB, lo cual trajo mayor exactitud y automatización de las novedades de liquidación y control de los ingresos y egresos del personal.

Asimismo, se continuó actualizando los formularios de seguro de vida de personal del Edificio Pampa, HINISA e HIDISA, unificando las coberturas con una mejora sustancial en términos de capital, primas y riesgos cubiertos. En cuanto a la cobertura médica, se implementó la atención virtual de Swiss Medical a los colaboradores del Edificio Pampa y CTA Neuquén, mediante una casilla corporativa exclusiva.

Con relación a documentación corporativa, el 21 de septiembre de 2020 se aprobó la Política de Anticipos de haberes y la Política de Préstamos.

9.7 Formación y desarrollo

Para acompañar en el desarrollo de nuestros colaboradores, en 2020 realizamos una inversión en capacitación, principalmente en la formación técnica, en negocios, competencias y liderazgo. Debido al contexto, se adaptaron los programas tradicionales al formato virtual, entre los cuales se destacaron:

- Programa de Formación en Competencias: talleres virtuales y material complementario orientado a colaboradores sin personal a cargo para desarrollar competencias alineadas a la cultura Pampa. Participaron más de 340 colaboradores con una inversión de cerca de 1.000 horas;
- Programa de Desarrollo de Liderazgo para la formación de los líderes de Pampa: directores y gerentes, jefes, y supervisores. Participaron alrededor de 400 líderes, invertimos más de 4.282



horas, participaron 3 consultoras y se realizaron 3 procesos de *coaching* grupal. También acompañamos la formación de nuestros líderes con un ciclo de conferencias con invitados especiales que los ayudaron a entender e inspirarse en diferentes temáticas durante el contexto;

- Segunda edición del Programa de Introducción al Liderazgo, dirigido a profesionales de alto nivel, para fortalecer sus habilidades en la gestión de equipos y personas;
- Acompañamos la formación académica de 10 colaboradores en Maestrías y Especializaciones, realizamos capacitaciones técnicas y participamos en congresos dentro y fuera del país. Además, continuamos con la formación en el idioma inglés, acompañando a más de 95 colaboradores, y seguimos nutriendo la plataforma de formación virtual con acceso para todos los colaboradores;
- En Pampa promovemos el desarrollo interno. Durante el 2020 tuvimos 63 movimientos internos de personal, incluyendo promociones, movimientos laterales, cambios de áreas, entre otros; y
- Diseñamos e instalamos un proceso de gestión del conocimiento en el negocio de generación, a través de la metodología de mapeo de competencias técnicas específicas. El proceso permitió definir los perfiles de conocimiento esperables en posiciones críticas del negocio, para luego realizar un análisis de las brechas existentes de formación técnica, y así diseñar planes de capacitación a la medida e interés de nuestros colaboradores. Participaron 6 de nuestras centrales durante el 2020 y fueron evaluados más de 230 colaboradores.

9.8 Comunicación interna, clima y cultura

La cultura Pampa representa un modelo de trabajo integrado, profesional y ágil, que articula la diversidad e integra nuestros valores, prácticas y objetivos. En un contexto de pandemia, se llevó a cabo un plan de comunicación basado en cercanía, contención y seguridad para todos los colaboradores. Las principales iniciativas que llevamos adelante fueron:

- Campañas de concientización con foco en medidas para prevenir contagios de COVID-19 y los protocolos de Pampa. Asimismo, implementamos EAP, un servicio de contención psicológica y legal las 24 horas para colaboradores y sus familiares directos, además de boletín semanal sobre pausas activas, clases de yoga, charlas sobre la nutrición, padres con hijos, entre otros;
- 2º edición de Pampa Inspira, un evento en el que los colaboradores comparten sus historias de transformación, resiliencia y superación a través de charlas inspiradoras de 8 minutos. Los 12 oradores fueron seleccionados a través de una convocatoria abierta;
- 2º edición de ¡Un Aplauso!, un programa de reconocimiento para los colaboradores que representan día a día los valores de Pampa. Desde su creación fueron reconocidos más de 230 colaboradores;
- Conociendo nuestros negocios, charlas abiertas con referentes de cada negocio y contenidos virtuales para que todos nuestros colaboradores conozcan cómo operan los negocios de Pampa;
- Pampa en Familia, edición virtual, evento anual donde más de 300 colaboradores y sus familias participaron desde sus hogares en un encuentro con actividades y *shows* para todas las edades;
- Desayuno con el CEO, edición virtual, encuentro de colaboradores de distintas áreas y jerarquías con Gustavo Mariani para conversar sobre la actualidad de Pampa y sus principales desafíos; y
- 2º Encuesta de Clima, con un 83% de participación (más de 1.600 colaboradores). Obtuvimos un 90% de favorabilidad en la dimensión de compromiso y se evidenció un crecimiento en indicadores de orgullo de pertenecer a Pampa. En 2021 continuaremos acompañando a cada dirección con planes de acción y herramientas para trabajar en equipo.



10. Comunidad y Fundación Pampa Energía

Los programas y acciones de inversión social que llevamos adelante desde Pampa están enmarcados en un modelo estratégico de relación con nuestros públicos de interés, conducido en conjunto con la Fundación Pampa Energía. Con un fuerte compromiso con la sociedad, desarrollamos programas que contribuyen a mejorar la calidad de vida de las personas y a fortalecer las capacidades de las instituciones pertenecientes a las comunidades en donde estamos presentes.

Para acompañar el desarrollo de la comunidad y establecer objetivos y modalidades de intervención claras, medibles y evaluables, enmarcamos nuestra estrategia de inversión social en tres ejes:

- **Educación:** elemento clave para el crecimiento y la autonomía de las personas, y condición necesaria para el acceso a la formación profesional y laboral;
- **Empleo:** motor del desarrollo efectivo de las personas en el corto plazo y de las comunidades en el mediano y largo plazo; e
- **Inclusión social:** tendencia que permite acercar oportunidades y recursos para que puedan ser partícipes activos en las actividades sociales, ambientales, culturales y económicas de su entorno.

Como empresa comprometida a gestionar los impactos económicos, sociales y ambientales de nuestro negocio, nos proponemos desde nuestra inversión social y el acompañamiento voluntario de nuestros colaboradores, aportar a los ODS, especialmente: ODS 4 (educación de calidad), ODS 7 (energía asequible y no contaminante), ODS 8 (trabajo decente y crecimiento económico) y ODS 12 (producción y consumo responsables). Confiamos en la trayectoria y la importancia de la labor de las organizaciones sociales y organismos públicos, y por eso desarrollamos las iniciativas de inversión social en articulación con ellos. El ODS 17 (alianzas para lograr los objetivos) es transversal a todas nuestras iniciativas, empleando nuestro conocimiento absoluto hacia una sociedad equitativa y comprometida.

10.1 Educación y formación para la inserción laboral

Creemos que la educación es clave para el desarrollo y la inclusión social y laboral de las personas, fortaleciendo conocimientos para ampliar horizontes. Por ello, buscamos proveer la igualdad de oportunidades de niños, niñas y jóvenes que se encuentran en situación de vulnerabilidad.

Acompañamiento en trayectorias educativas

En Pampa buscamos apoyar la terminalidad educativa en nivel secundario técnico y la inserción a la educación universitaria y terciaria de los adolescentes que viven en las provincias de Neuquén, Salta, Mendoza, Buenos Aires y Santa Fe. Los jóvenes que participan de nuestro programa reciben un aporte económico mensual y acompañamiento personalizado, capacitaciones y salidas educativas. Nuestros becarios también tienen la posibilidad de conocer entornos laborales formales y realizar actividades para que visualicen posibilidades concretas de inserción profesional en el futuro.

Durante el 2020 acompañamos a 1.389 estudiantes, 1.025 cursando los últimos tres años de la escuela secundaria técnica y 364 estudiantes universitarios y terciarios, de los cuales egresaron 261 estudiantes secundarios y 10 estudiantes universitarios de carreras afines a nuestros negocios, principalmente de ingeniería. Además, 4 becarios, hijos de empleados de Pampa, finalizaron su participación en el programa.

Asimismo, en el contexto de pandemia desarrollamos diferentes actividades complementarias a las ofrecidas por el programa. Con el objetivo de conocer cómo estaban atravesando la pandemia y opciones de mejora de nuestro programa, realizamos 23 encuentros donde participaron 117 beneficiarios. Además, lanzamos Construyendo el Mañana, un ciclo de 8 talleres optativos sobre temáticas como educación sexual



integral y planificación familiar, acoso callejero, huella ambiental, mundo digital y educación financiera, que contaron con 220 asistentes. Por último, hicimos 6 visitas virtuales junto a profesionales al Museo del Holocausto, de las que participaron 178 estudiantes de Mendoza, Salta y Buenos Aires, para aprender sobre la historia de la Shoá, sus consecuencias, y la importancia de la memoria y la empatía para combatir los discursos del odio.

En el 2020, en busca de contribuir con la mejora en el aprendizaje de los estudiantes, brindamos 20 talleres a 204 docentes de segundo ciclo de 146 escuelas primarias, alcanzando a instituciones de 44 localidades de Neuquén, Mendoza, Buenos Aires y Santa Fe, en el marco del proyecto Investigadores de la Energía, que aborda temas vinculados a la energía, sus fuentes, su eficiencia y sus beneficios. Las herramientas incorporadas por los docentes fueron implementadas con más de 2.390 niños y niñas.

Además, iniciamos el programa Red de escuelas Fundación Pampa, que acompaña a 18 escuelas técnicas de 11 localidades de Mendoza, Santa Fe, Buenos Aires y Salta, con capacitación docente y provisión de herramientas para una mejor gestión institucional. En 2020, participaron del programa 84 directivos y docentes que implementaron los contenidos aprendidos con 1.882 estudiantes de las escuelas en donde brindamos las becas secundarias.

Como parte de nuestro compromiso con la mejora en instituciones educativas y comunitarias, realizamos refacciones y donación de equipamiento a escuelas, universidades, centros de formación y centros comunitarios de las comunidades en donde operamos. Durante el 2020, invertimos más de AR\$13 millones. Dentro de los aportes realizados, donamos a la Municipalidad de Cutral Có, Neuquén, un simulador P-DS-1 de perforación y control de pozo portátil —el primero de su tipo en el país—, para mejorar la calidad de mano de obra profesional y lograr mayor inserción laboral. El programa de entrenamiento estará a cargo de la facultad Regional de Neuquén de la Universidad Tecnológica Nacional.

Formación para la inserción laboral

En Pampa realizamos prácticas profesionalizantes y talleres de primer empleo para que estudiantes secundarios, terciarios y universitarios consoliden, integren y amplíen las capacidades y saberes del perfil profesional en el que se están formando y aumenten su empleabilidad.

Continuamos impulsando la realización de prácticas profesionales para jóvenes de los últimos años de escuelas técnicas. En 2020 adaptamos el programa a modalidad virtual de 100 horas, lo que nos permitió iniciar el programa con 230 jóvenes. A su vez, desde que iniciamos el programa de Acompañamiento a las Trayectorias Educativas, en el nivel universitario y terciario, 40 becarios realizaron pasantías y prácticas profesionales supervisadas y 23 becarios han sido empleados en diferentes activos del Grupo.

En el marco del programa AcercarRSE, realizamos el Encuentro Anual del Día del Técnico para 200 estudiantes de Zárate, Campana y otras localidades vecinas, en donde se abordaron temáticas vinculadas al primer empleo y emprendedurismo.

10.2 Diagnóstico local y desarrollo de proyectos de impacto comunitario

Alianzas estratégicas para el desarrollo comunitario

Entendemos que la relación entre la Compañía y sus grupos interés es transversal a todo el negocio. En 2020, gracias a más de 40 reuniones con 96 líderes y referentes de distintas áreas de Pampa, realizamos un mapa estratégico para establecer la dirección y las prioridades a abordar con cada grupo de interés. Priorizamos 9 matrices de análisis para definir los públicos con los que desarrollaremos planes de acción a partir del 2021. En todo el país acompañamos a 14 instituciones para el desarrollo sostenible, tanto en mesas de responsabilidad social y grupos de trabajo como con aportes de fondos. Asimismo, diseñamos y ejecutamos proyectos de desarrollo local en articulación con municipios y organizaciones de la sociedad civil. En el 2020 destacamos:



Energía sostenible

Como empresa de energía, desarrollamos proyectos sociales que facilitan el acceso a la misma a través de fuentes renovables y de la mejora en la eficiencia energética.

En la provincia de Salta, trabajamos desde el 2017 con Fundación Solar Inti, acompañando a 30 mujeres y sus familias de la comunidad guaraní de Piquirenda en la autoconstrucción de cocinas y hornos ecológicos, talleres de cocina y emprendedurismo. En 2019 y 2020 cuantificamos el impacto en la vida de 148 personas y su entorno: se evitó la tala de árboles nativos y quema de leña, reduciendo en promedio 1 ton de GEI por año por familia y el consumo de garrafas, mejorando la economía familiar.

En 2020 iniciamos un proyecto para la instalación de termotanques solares en Derqui (Pilar, Buenos Aires), donde los vecinos no cuentan con acceso al gas, por lo que deben usar la electricidad para calentar agua, cocinar y calefaccionar los hogares. El programa, dirigido a 90 familias de bajos recursos, permitirá reducir el consumo de luz en al menos un 30%, contribuir al ahorro y la economía de los vecinos, y colaborar con el cuidado del medioambiente. El proyecto incluye la realización de un taller para maximizar el rendimiento del termotanque y la eficiencia energética en los hogares.

Asimismo, para aumentar el compromiso de las nuevas generaciones con el medio ambiente y reducir costos asociados a la energía, desarrollamos iniciativas de eficiencia energética. En total hubo 180 personas inscriptas en Buenos Aires y Neuquén, donde entregamos 147 *kits* y alrededor del 80% finalizó el primer taller.

En cuanto a la educación ambiental, junto a las empresas que conforman el grupo AcercaRSE y el Comité Interindustrial de Conservación del Ambiente Campana-Zárate, desde el 2009 implementamos el programa La Basura Sirve. Durante el 2020, el programa se desarrolló en formato virtual en 65 escuelas de localidades de Campana, Zárate y Lima, alcanzando a 20.412 estudiantes, adaptando el contenido para concientizar sobre cómo desde cada hogar se puede contribuir a la mejora del ambiente y educación.

Capacitación en oficios y apoyo a emprendimientos productivos

A pesar de la cuarentena, en 2020 continuamos fomentando el desarrollo de actividades productivas y la creación de empleo a través de cursos de oficios para perfiles laborales afines a nuestro negocio o demandados por la comunidad, y el acompañamiento a emprendimientos productivos con beneficio social y/o ambiental.

Durante el 2020, en Buenos Aires acompañamos el programa Buen Trabajo junto al panel comunitario de Ingeniero White, destinado prioritariamente a graduados de años anteriores del programa que se encuentran desempleados. La propuesta incluyó la coordinación de actividades de formación en habilidades blandas y comercio electrónico para 48 inscriptos, derivando en la certificación de 41 estudiantes, ya que algunos lograron insertarse laboralmente y no pudieron finalizarlo. También acompañamos con becas a 3 estudiantes para recibirse de asistentes deportivos junto a la Fundación Baccigalupo, favoreciendo la plena inclusión de las personas con discapacidad y una efectiva igualdad de oportunidades. Desde el año 2016, becamos a más de 20 estudiantes, de los cuales 6 ya se han insertado laboralmente.

Además, en nuestro activo de la Cuenca Neuquina, continuamos apoyando a la Asociación de Fomento Rural Los Chihuidos a través de donaciones para el desarrollo de programas forrajeros que benefician a más de 70 crianceros. Asimismo, en el 2020 avanzamos en el diseño del programa Compras Inclusivas Responsables, a ser incluido en el procedimiento de compras de la Compañía. A su vez, durante diciembre convocamos a 14 emprendedores sociales a ofrecer sus productos a los colaboradores del Edificio Pampa.



Fortalecimiento de las organizaciones locales

Colaboramos con la mejora en la gestión institucional de las organizaciones a partir de la realización de aportes y acompañamiento a proyectos desarrollados por las mismas.

En el 2020, en alianza con Banco de Alimentos, continuamos apoyando al Comedor Carlos Menem Jr. de General Güemes, provincia de Salta, que asiste diariamente a 120 niñas y niños. Asimismo, otorgamos 6 becas de posgrado a líderes y voluntarios en organizaciones sociales en articulación con la Universidad Católica Argentina. Por otro lado, articulamos con el Consejo Federal de Políticas Sociales la perforación del primer pozo que garantizará la provisión permanente de agua potable para la comunidad wichi de Santa Victoria Este, Salta.

En relación con el COVID-19, realizamos aportes por más de AR\$50 millones, destinados a instituciones de salud y contención social de las comunidades en donde operamos. Generamos alianzas con iniciativas nacionales como Seamos Uno y Argentina Nos Necesita, y también entregamos un total de 14.690 kits de insumos médicos en Mendoza, Neuquén, Buenos Aires y Salta, compuestos por más de 1.300 overoles, más de 8.800 barbijos Moldex N95 y 3M, y más de 4.500 guantes de látex.

10.3 Voluntariado Pampa

En Pampa creemos que nuestros colaboradores son nuestro mayor capital, y que tenemos la responsabilidad de crear valor compartido en y con las comunidades donde operamos nuestros activos. A través de los Comités de Voluntariado, buscamos que los colaboradores puedan elaborar propuestas que contribuyan a la solución de las problemáticas sociales identificadas localmente y que permitan, a su vez, reforzar los vínculos de cada activo con la comunidad, aportar a su desarrollo socioeconómico y comunitario, y fortalecer la cultura organizacional y el sentido de pertenencia de los colaboradores.

A través de reuniones periódicas, los miembros de los comités de cada activo definen sus planes de acción para las actividades de voluntariado y la articulación con socios estratégicos a nivel local. Frente a la pandemia, este año realizamos 4 encuentros para capacitarnos en el voluntariado virtual, con 70 miembros de los Comités de Voluntariado, donde participaron 43 colaboradores. De las 8 horas de capacitación surgieron 10 iniciativas concretas y fue posible contactar a 47 organizaciones de nuestras comunidades para continuar trabajando juntos. En el 2020 impulsamos 38 acciones que sumaron 1.159 participaciones de voluntarios, destinando más de 5.000 horas en actividades solidarias. Actualmente contamos con 10 Comités de Voluntariado activos.

Voluntariado profesional

Promovemos el involucramiento y la participación de los colaboradores en actividades que puedan poner en juego sus habilidades y conocimientos específicos para apoyar causas, proyectos y organizaciones que lo necesiten, a través de asesorías, charlas técnicas y conocimiento técnico-profesional.

Con el objetivo de contribuir a la formación de estudiantes de todos los niveles educativos a partir del conocimiento de nuestros procesos productivos, instalaciones y formas de trabajo, hicimos visitas a nuestras plantas como parte del programa Puertas Abiertas. Sin embargo, las mismas fueron suspendidas por la cuarentena.

En el Edificio Pampa realizamos por segunda vez el Centro Educativo Pescar, en articulación con la Fundación Pescar, donde 42 voluntarios de Pampa destinaron más de 245 horas en capacitaciones y mentorías para brindar formación personal y laboral a 20 jóvenes de 18 a 24 años en situación de vulnerabilidad, y así favorecer su inclusión sociolaboral en el área de tecnología informática. Asimismo, participamos del programa ImpulsaRSE junto con la Unión Industrial de Bahía Blanca y la Universidad Salesiana para ofrecer herramientas comunicacionales a 5 organizaciones sociales locales, para crear un mejor plan de comunicación y técnicas de venta electrónica. Los 20 proyectos de mentoría impactaron en



2.000 familias. Fueron 4 los voluntarios de Pampa que acompañaron a 2 organizaciones: Bahía contra la Trata y Asociación Padres Familia y Esperanza.

Campañas anuales

En el 2020 más de 50 voluntarios participaron en la Campaña de Hemodonación en nuestros activos de las provincias de Buenos Aires, Salta, y Neuquén, en alianza con organizaciones locales que fomentan la donación voluntaria de sangre.

Además, durante el invierno desarrollamos nuevamente Juntos Contra el Frío en Buenos Aires, Mendoza, Santa Fe y Neuquén, acompañando a más de 500 personas en situación de vulnerabilidad. En alianza con 13 organizaciones de sociedad civil, las actividades incluyeron colecta de mobiliario, artículos de limpieza, alimentos no perecederos, ropa de invierno, de cama y armado de *kits* por talle y género.

Asimismo, en agosto celebramos el Día de las Infancias junto a organizaciones que acompañamos, donde la entrega de golosinas, alimentos, pinturas, una bicicleta y juegos didácticos alcanzó a más de 750 niños en comunidades de Bahía Blanca, General Güemes, Piquirenda, Gran Buenos Aires y San Lorenzo.

Finalmente, cada 5 de diciembre, Día Internacional de los Voluntarios decretado por la Organización de las Naciones Unidas (ONU), los activos de Pampa se suman a la campaña Nochebuena para Todos. Los voluntarios se organizan para que familias en situación de vulnerabilidad reciban una caja con alimentos y regalos para compartir durante las fiestas de fin de año. Fueron 5.000 las personas que recibieron un bolsón de alimentos completo gracias a esta acción solidaria.

Jornadas y proyectos de impacto socio-comunitario

Gracias a la participación de 50 voluntarios de Pampa y becarios de la Fundación, y a una inversión de más de AR\$1 millón, realizamos 2 acciones que beneficiarán a los estudiantes de Neuquén que asisten al Centro Educativo Nayahue y a 27 familias que luchan contra el cáncer infantil en San Rafael en "La casita de Malen". Por otro lado, durante el 2020, desarrollamos propuestas virtuales y presenciales, entre las cuales se destaca "Plata en el pelo, oro en el corazón", que consistió en acompañar durante la pandemia a través de llamadas y cartas a personas mayores concurrentes del Hogar San José y Club de Día de Flores en Buenos Aires.



11. Sistemas

Frente a la cuarentena debido al COVID-19, durante el 2020 se implementaron diversas medidas para garantizar la continuidad de las operaciones y la comunicación, minimizando las limitaciones del trabajo remoto y haciendo más eficientes los procesos. En este sentido, se implementó la herramienta de comunicación Microsoft Teams, que permitió gestionar equipos y reuniones a distancia, y llevar a cabo eventos corporativos virtuales, como las asambleas de accionistas y la inauguración del nuevo CC en CTGEBa junto al Presidente de la Nación. Asimismo, se continuó con la transformación digital y actualización tecnológica en nuestros activos. Se puso en producción una herramienta que permitió la generación de formularios digitales para dispositivos móviles, agilizando la recolección de datos, y se continuó con el recambio del parque de computadoras portátiles y la infraestructura de resguardo.

En los negocios de E&P y generación, se implementó el *software* PI de Osisoft, una plataforma de almacenamiento de datos de producción en tiempo real para optimizar la toma de decisiones y consolidar los flujos de datos.

En el negocio de generación, se efectuó un modelo de gestión para minimizar el riesgo y las pérdidas operativas, optimizar los recursos asignados y gestionar las oportunidades de mejora. Asimismo, se puso en operación la solución de gestión de gastos operativos, proporcionando la gestión particular del presupuesto y permitiendo estar alineados al proceso de costos operativos de la Compañía. Con el objetivo de maximizar la eficacia, se implementaron herramientas para la estandarización y el registro del cálculo de la eficiencia calórica en las CT, y la realización de simulaciones para optimizar el uso del agua y el control ante posibles inundaciones en las CH. Asimismo, se implementó una solución de control de lazos con tecnología ABB en CTGEBa que permite mejorar la eficiencia de la operación y disminuir las horas de parada, reduciendo costos y mejorando la disponibilidad de los equipos.

En E&P se implementó la solución de gestión de abastecimiento, facilitando el acceso a la información para el control de inventarios, gestión de materiales y seguimiento de reservas. Por otro lado, en el yacimiento El Mangrullo se puso en producción una nueva tecnología de telecomunicaciones para aumentar la calidad, confiabilidad y niveles de servicios disponibles en el yacimiento, acordes a las necesidades del plan de negocio 2021 – 2024 asociado al Plan Gas.Ar.

En áreas corporativas, se acompañó a CSMS tanto en la automatización de formularios COVID-19 para los empleados y contratistas, como también en la configuración de un tablero que permite realizar el seguimiento diario de casos en cada activo. Además, se actualizó el sistema de salud ocupacional con el fin de brindar soporte y seguimiento ante la pandemia. En el área de recursos humanos se amplió el sistema *SuccessFactors*, incorporando competencias técnicas, el formulario de ganancias y documentaciones eventuales a ser firmadas por el empleado. Para el área de abastecimientos, se amplió la funcionalidad de SAP Ariba para agilizar las operaciones de compras y proveedores, y para el área de cuentas a pagar se automatizó el ingreso de facturas y se digitalizaron procesos de pago a proveedores y acreditación a becarios. También se automatizó la integración entre SAP y la aplicación de gestión de seguros, y se implementó el nuevo sitio web institucional.

Finalmente, en cuanto a la seguridad de la información, se continuó con el plan 2019 y, dado el incremento de ciberataques desde la cuarentena, se profundizó y se rediseñó la estrategia de ciberseguridad. En este sentido, se fortaleció la gestión de accesos a las redes corporativas, se implementaron mecanismos de monitoreo remoto y se evaluaron posibles impactos y planes de recuperación ante ciberataques. Además, se continuó trabajando en la concientización de todos los colaboradores sobre los riesgos relacionados con la ciberseguridad, haciendo énfasis en la nueva modalidad de trabajo remoto en las posiciones que así lo permitieron.



12. Calidad, seguridad, medio ambiente y salud ocupacional

En Pampa estamos comprometidos para que el desarrollo de nuestros negocios sea con los más altos estándares de calidad, seguridad, medio ambiente y salud; a favor del bienestar de las personas, el cuidado del medio ambiente y la eficiencia energética. Queremos satisfacer las necesidades del presente sin comprometer a las generaciones futuras.

En consideración del contexto de nuestra industria, la experiencia de Pampa, las mejores prácticas, normas y estándares internacionales, en 2017 se estableció una nueva Política de CSMS con diez directrices que constituyen una guía simple y ágil hacia el desarrollo sostenible de nuestros negocios y su implementación.

En 2020, a pesar del contexto de pandemia que requirió especial atención de toda la Compañía, Pampa continuó avanzando con los programas de gestión en todas sus operaciones, destinando recursos para la capacitación del personal, y bajo una gestión integrada y alineada, fortaleciendo la cultura Pampa en aspectos de CSMS.

12.1 Calidad de gestión

Avanzamos en calidad de gestión tomando como referencia las normas internacionales ISO y el modelo del Premio Nacional de Calidad de Argentina, procurando la mejora continua en todas nuestras actividades. Las principales metodologías de Calidad de Gestión aplicadas son las evaluaciones integradas -de adecuación a las directrices de CSMS, Matriz de Gerenciamiento de Riesgos operativos (MGR) y desempeño en CSMS-, la administración de sistemas de gestión certificados y calidad de gestión diaria.

Con el objetivo de reducir los riesgos inherentes a nuestras operaciones, aplicamos la MGR. Tras su rediseño durante el 2019, en 2020 se realizó el primer ciclo de evaluación en todos los activos, promoviendo planes de mejora para el tratamiento de desvíos y oportunidades.

En Pampa evaluamos el desempeño en CSMS a partir de la medición y el monitoreo sistemático en nuestros activos del tablero de indicadores de CSMS, desarrollado en la plataforma *QlikView*, permitiendo tomar decisiones en tiempo real y conocer su evolución. Asimismo, continuamos incorporando mejoras al tablero de CSMS, incorporando nuevos indicadores de cumplimiento legal.

Durante el 2020 mantuvimos la meta de cero anomalías ambientales mayores y cumplimos la mayoría de las metas estratégicas propuestas para el año, aún más exigentes que en 2019. Asimismo, completamos el programa de mantenimiento y recertificación bajo las normas internacionales ISO, mostrando la eficacia en el alcance de los objetivos y compromiso con nuestros grupos de interés y continuamos con el proceso de certificación bajo la nueva norma ISO 45001:2018, que reemplaza al estándar OHSAS 18001 en la mayoría de nuestros activos, estimando completar en 2021.

Por otro lado, se unificó la gestión de anomalías, auditorías y acciones en la nueva práctica integrada, "gestión de hallazgos y mejoras", elaborando nuevo procedimiento y rediseñando la herramienta informática de apoyo en la plataforma *SharePoint*. Asimismo, se implementó el aplicativo Terv, una herramienta informática que permite gestionar y visualizar efectivamente el cumplimiento legal de los aspectos ambientales, de higiene, salud y seguridad en todos los negocios y en el Edificio Pampa.

Asimismo, desde el 2013 en Pampa se seleccionan las prácticas destacadas en materia de mejoras para participar en el encuentro anual nacional de la Sociedad Argentina Pro-Mejoramiento Continuo y poder compartir nuestras experiencias y conocimientos. En el 25° encuentro anual 2020, con 28.000 visitantes de 31 países, presentamos el trabajo: "Coronavirus: la salud en tiempos de cuarentena" de CPB.



12.2 Pandemia COVID-19

Ante la declaración de la pandemia COVID-19 en marzo de 2020, adoptamos las recomendaciones de la Organización Mundial de la Salud, el Gobierno Nacional Argentino y nuestra Política de CSMS, para reducir el riesgo de transmisión de la enfermedad, su impacto y mantener los planes de continuidad operativa de nuestras actividades esenciales. Para ello, se promovieron medidas de salud y seguridad para sensibilizar a los colaboradores respecto de los síntomas compatibles, y el cumplimiento de protocolos de prevención y actuación ante posibles contagios. De acuerdo con ello realizamos la siguiente planificación estratégica:

- El 27 de febrero de 2020 se conformó un **Comité Preventivo centralizado**, pautando las distintas prácticas internas con la participación de distintas áreas de la Compañía para tener una visión multidisciplinaria y de acuerdo a normativas y recomendaciones de autoridades gubernamentales y sanitarias. A su vez, cada activo conformó un Comité Preventivo Local para implementar las Directivas Pampa, establecer acciones particulares y divulgar a toda la fuerza de trabajo;
- **Comunicación, capacitación y contención** a nuestros colaboradores mediante correo electrónico, Kaizala, carteleros, redes sociales, entre otros. Se organizaron talleres con especialistas para abordar principales temáticas en este contexto y se contrató EAP, un servicio de acompañamiento legal y psicológico;
- **Trabajo remoto**, minimizando la exposición de nuestro personal y garantizando la continuidad operativa, para todos los puestos de trabajo que así lo permitan;
- **Continuidad operativa de nuestros negocios:** encuadrados como esenciales, se modificaron rutinas de trabajo y esquema de turnos para reducir la exposición del personal, sosteniendo un esquema de “burbujas”. Se adecuaron los protocolos de prevención y acceso a activos, reforzando las medidas de higiene, reorganizando el transporte del personal y promoviendo el automonitoreo de síntomas. Se implementó un programa de *tests* rápidos en CTGEBA y CTEB y para los mantenimientos programados de HPPL y CTLL. Se elaboró una ficha de actuación y plan de contingencia ante la detección de un caso sospechoso y confirmado de COVID-19, estableciendo corredores sanitarios en cada activo para dar una rápida respuesta y minimizar la afectación del personal y de nuestras actividades. Realizamos capacitaciones y simulacros de actuación para verificar la efectividad de los protocolos;
- **Medidas de higiene:** acondicionamiento de los sistemas de ventilación, desinfección del aire por radiación UV, distanciamiento en los puestos de trabajo, instalación de expendedores de alcohol, aumento de la frecuencia en la limpieza y desinfección con productos específicos, entrega de *kits* de protección e higiene personal, entre otros; y
- **Plan de inmunización antigripal:** se reforzó el plan adelantando nuestra campaña anual de vacunación antigripal en todos los activos, sumando la vacunación en los domicilios para evitar el desplazamiento del personal de riesgo. Basada en un intenso trabajo de sensibilización, difusión y concientización, la campaña de vacunación, este año superó en un 69% a la del 2019.

Cabe destacar que, a pesar de las restricciones ocasionadas por el ASPO, continuamos con las tareas de mantenimientos mayores y logramos la habilitación del segundo CC en CTGEBA dentro de los plazos comprometidos.

12.3 Seguridad e higiene

Pampa continuó con la definición y el monitoreo periódico de sus objetivos de seguridad a través del tablero de indicadores de CSMS, y con el desarrollo de iniciativas para mejorar la gestión y el desempeño en materia de seguridad en cada activo. Adicionalmente, revisamos el proceso de gestión de cambios y lo implementamos en el negocio de generación.

En lo que se refiere a higiene industrial, continuamos trabajando en la mejora de los mapas de riesgos químicos, físicos y ergonómicos. Implementamos además el Sistema de Vigilancia de Sustancias y Compuestos Cancerígenos establecido por la Superintendencia de Riesgos del Trabajo.



12.4 Medio ambiente

Las operaciones de Pampa son realizadas dentro de un contexto de desarrollo sostenible. Pampa está comprometida con la protección del medio ambiente y en cada proyecto se busca utilizar en forma racional los recursos naturales, aplicando tecnologías adecuadas y económicamente viables.

Durante el 2020 trabajamos para desarrollar los Principios del Ambiente, afianzando la cultura Pampa y asegurando el cumplimiento de los compromisos asumidos a través de nuestra Política de CSMS. Los mismos se encuentran alineados a los ODS.

En línea con la necesidad energética del país y en el marco de nuestros Principios del Ambiente, buscamos reducir las emisiones a la atmósfera y fomentar el consumo responsable de la energía en nuestras actividades. En 2020, a pesar de la pandemia, completamos el cierre a CC en CTGEBA, convirtiéndola en la CT más grande y una de las más eficientes del país. En CTEB se continuó con el proyecto de expansión a CC, estimando su finalización para el año 2022.

12.5 Respuesta ante la emergencia

Pampa actúa en la prevención de eventos indeseables y se prepara para dar respuesta rápida y eficaz a situaciones de emergencia. Continuamos realizando simulacros periódicos, promoviendo el ejercicio de las prácticas establecidas y mejoras puntuales que se incorporan al sistema de gestión integrado.

En 2020 también realizamos capacitaciones y entrenamientos conformes en los Planes de Respuesta a la Emergencia, para desarrollar habilidades y competencias y coordinar las actividades necesarias en caso de ocurrencia de algún evento no deseado. Durante el 2020 avanzamos con el relevamiento y actualización de los escenarios de emergencias críticos para todos los negocios.

Asimismo, continuamos con el relevamiento del estado de los sistemas de protección y abatimiento de incendio, evaluando y garantizando su correcto funcionamiento y capacidad de respuesta. También implementamos el Sistema de Comando de Incidentes, una metodología de atención de emergencias.

12.6 Salud ocupacional

En 2020 se continuó con la aplicación de la política de alcohol, drogas y sustancias psicoactivas. También se mantuvieron los requerimientos de la certificación de Ámbitos Laborales Preventivos para todos los activos operados por Pampa, otorgada por el Secretaría de Programación para la Prevención de la Drogadicción y la Lucha contra el Narcotráfico (SEDRONAR) y el Programa de Cooperación entre América Latina, el Caribe y la Unión Europea en Políticas de Drogas (COPOLAD), con el fin último de reconocer la implementación de programas preventivos en los ámbitos laborales, comprometidos con el bienestar de los trabajadores y la seguridad de las operaciones.

Con el objetivo de promover la salud de todos los integrantes de Pampa, durante el 2020 continuamos con la Gestión de la Salud Ocupacional a través de la vigilancia epidemiológica. La realización de los exámenes médicos ocupacionales para el otorgamiento del Apto de Salud Ocupacional estuvo limitada por el COVID-19, siguiendo las recomendaciones de la Superintendencia de Riesgos del Trabajo.

En cuanto a prevención, se continuó con el plan de actividad física y las campañas de inmunización antigripal y antitetánica. Reforzamos en todos nuestros activos el programa de alimentación saludable con nutricionistas para mejorar el índice de masa corporal, uno de los factores riesgo a la salud por COVID-19.

A pesar de la pandemia, junto con la Fundación se realizó la colecta de hemodonación en los activos a través de campañas de donación voluntaria. Dicha práctica continúa sistematizándose en todos los activos para fortalecer los lazos entre Pampa, su personal y la comunidad.



13. Resultados del ejercicio

Pampa, la empresa privada integrada de energía más grande de Argentina, concentra sus negocios en la cadena de valor de electricidad y gas del país.

A través de sus actividades propias, sociedades subsidiarias y participaciones en negocios conjuntos y asociadas, y sobre la base de la naturaleza, clientes y riesgos involucrados se han identificado los siguientes segmentos de negocio:

- **Generación de energía**, integrado principalmente por las participaciones directas e indirectas en CTBSA, HINISA, HIDISA, Greenwind, TMB, TJSM y por las actividades propias de generación de electricidad a través de las centrales CTG, CPB, CTP, CTLL, CTGEB, CTPP, CTIW, EcoEnergía, y los parques eólicos PEPE II y III y de la represa HPPL;
- **Distribución de energía**, integrado por la participación directa en Edenor. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la Sociedad ha clasificado los resultados correspondientes a la desinversión en dicha sociedad como operaciones discontinuadas³⁸;
- **Petróleo y gas**, integrado principalmente por las participaciones propias en áreas de petróleo y gas y por las participaciones en PACOSA, OldelVal y OCP;
- **Petroquímica**, integrado por las operaciones propias de estirénicos y de la unidad reformadora catalítica desarrolladas en las plantas de Argentina; y
- **Holding y otros**, integrado principalmente por operaciones de inversiones financieras, actividades holding, las participaciones en los negocios conjuntos CITELEC y CIESA y sus respectivas subsidiarias licenciatarias del transporte de electricidad en alta tensión a nivel nacional y de gas en el sur del país, respectivamente, por la participación en la asociada Refinor, y por la participación accionaria en Enecor.

Cabe aclarar que el análisis de los resultados correspondientes a los ejercicios 2020 y 2019 son por las operaciones continuas.

³⁸ Para más información, ver la sección 7.5 de esta Memoria.



13.1 Resultados consolidados por segmento, ejercicio 2020 (US\$ millones)

Información de resultados consolidados (al 31 de diciembre de 2020)	Generación	Distribución de energía	Petróleo y gas	Petroquímica	Holding y otros	Eliminaciones	Consolidado
Ingresos por ventas	559	-	227	265	20	-	1.071
Ventas intersegmentos	-	-	67	-	-	(67)	-
Costo de ventas	(254)	-	(243)	(233)	-	67	(663)
Resultado bruto	305	-	51	32	20	-	408
Gastos de comercialización	(2)	-	(28)	(8)	-	-	(38)
Gastos de administración	(30)	-	(42)	(3)	(18)	-	(93)
Gastos de exploración	-	-	-	-	-	-	-
Otros ingresos operativos	35	-	9	2	10	-	56
Otros egresos operativos	(6)	-	(17)	(6)	(7)	-	(36)
Desvalorización de PPE, activos intangibles e inventarios	(128)	-	-	(11)	-	-	(139)
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	67	-	(5)	-	23	-	85
Resultado operativo	241	-	(32)	6	28	-	243
Ingresos financieros	3	-	7	-	1	(2)	9
Gastos financieros	(73)	-	(100)	(3)	(3)	2	(177)
Otros resultados financieros	1	-	44	5	34	-	84
<i>Resultados financieros, neto</i>	<i>(69)</i>	<i>-</i>	<i>(49)</i>	<i>2</i>	<i>32</i>	<i>-</i>	<i>(84)</i>
Resultado antes de impuestos	172	-	(81)	8	60	-	159
Impuesto a las ganancias	(33)	-	23	(2)	(23)	-	(35)
Ganancia (pérdida) del ejercicio por operaciones continuas	139	-	(58)	6	37	-	124
Pérdida del ejercicio por operaciones discontinuadas	-	(592)	-	-	-	-	(592)
Ganancia (pérdida) del ejercicio	139	(592)	(58)	6	37	-	(468)
Atribuible a:							
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	<i>147</i>	<i>(499)</i>	<i>(58)</i>	<i>6</i>	<i>37</i>	<i>-</i>	<i>(367)</i>
<i>Participación no controladora</i>	<i>(8)</i>	<i>(93)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(101)</i>
Información patrimonial consolidada (al 31 de diciembre de 2020)							
Activos totales	1.595	1.356	1.085	107	832	(85)	4.890
Pasivos totales	707	1.021	1.174	126	178	(85)	3.121



13.2 Resultados consolidados por segmento, ejercicio 2019 (US\$ millones)

Información de resultados consolidados (al 31 de diciembre de 2019)	Generación	Distribución de energía	Petróleo y gas	Petroquímica	Holding y otros	Eliminaciones	Consolidado
Ingresos por ventas	819	-	178	321	20	-	1.338
Ventas intersegmentos	-	-	270	-	-	(270)	-
Costo de ventas	(470)	-	(313)	(298)	-	270	(811)
Resultado bruto	349	-	135	23	20	-	527
Gastos de comercialización	(3)	-	(12)	(9)	(2)	-	(26)
Gastos de administración	(32)	-	(47)	(4)	(22)	-	(105)
Gastos de exploración	-	-	(9)	-	-	-	(9)
Otros ingresos operativos	58	-	5	5	11	-	79
Otros egresos operativos	(11)	-	(11)	(9)	(12)	-	(43)
Desvalorización de PPE, activos intangibles e inventarios	(52)	-	(10)	-	-	-	(62)
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	13	-	21	-	67	-	101
Resultado operativo	322	-	72	6	62	-	462
Ingresos financieros	2	-	17	-	5	(1)	23
Gastos financieros	(82)	-	(94)	(8)	(4)	1	(187)
Otros resultados financieros	86	-	89	18	(18)	-	175
<i>Resultados financieros, neto</i>	<i>6</i>	<i>-</i>	<i>12</i>	<i>10</i>	<i>(17)</i>	<i>-</i>	<i>11</i>
Resultado antes de impuestos	328	-	84	16	45	-	473
Impuesto a las ganancias	(80)	-	(16)	(5)	231	-	130
Ganancia del ejercicio por operaciones continuas	248	-	68	11	276	-	603
Ganancia del período por operaciones discontinuadas	-	197	-	-	-	-	197
Ganancia del ejercicio	248	197	68	11	276	-	800
Atribuible a:							
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	<i>239</i>	<i>98</i>	<i>68</i>	<i>11</i>	<i>276</i>	<i>-</i>	692
<i>Participación no controladora</i>	<i>9</i>	<i>99</i>	<i>0</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	108
Información patrimonial consolidada							
(al 31 de diciembre de 2019)							
Activos totales	1.472	1.480	1.261	136	1.527	(192)	5.684
Pasivos totales	1.226	1.792	465	122	(160)	(170)	3.275



13.3 Análisis de los resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con el finalizado el 31 de diciembre de 2019

Ventas netas consolidadas por US\$1.071 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, un 20% inferior a los US\$1.338 millones del ejercicio 2019. Se registraron disminuciones del 32% (US\$260 millones) en generación de energía, 34% (US\$154 millones) en petróleo y gas, 17% (US\$56 millones) en petroquímica, y sin variaciones en nuestro segmento de holding y otros, parcialmente compensadas por menores eliminaciones intersegmento de US\$203 millones.

Costo de ventas consolidado de US\$663 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, un 18% inferior a los US\$811 millones del ejercicio 2019. Se registraron disminuciones del 46% (US\$216 millones) en generación de energía, 22% (US\$70 millones) en petróleo y gas, 22% (US\$65 millones) en petroquímica, y sin variación en nuestro segmento holding y otros, parcialmente compensados por menores eliminaciones intersegmento de US\$203 millones.

Resultado bruto consolidado de US\$408 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, un 23% inferior a los US\$527 millones registrados en el ejercicio 2019. Se registraron disminuciones de US\$44 millones en generación de energía y US\$84 millones en petróleo y gas, y sin variación tanto en nuestro segmento holding y otros como en eliminaciones intersegmento, parcialmente compensados por un aumento de US\$9 millones en petroquímica.

Resultado operativo consolidado de US\$243 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, un 47% inferior a los US\$462 millones del ejercicio 2019. Se registraron disminuciones de US\$81 millones en generación de energía, US\$104 millones en petróleo y gas, US\$34 millones en holding y otros, y sin variación tanto en petroquímica como en eliminaciones intersegmento.

Resultados financieros, netos, representaron una pérdida de US\$84 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, mientras que en el ejercicio 2019 registró una ganancia de US\$11 millones, principalmente explicado por mayores pérdidas netas de US\$75 millones en generación de energía, US\$61 millones en petróleo y gas, US\$8 millones en petroquímica, y sin variación en eliminaciones intersegmento, parcialmente compensadas por mayores ganancias netas de US\$49 millones en nuestro segmento de holding y otros.

Pérdida consolidada de US\$468 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, de los cuales US\$367 millones³⁹ son atribuibles a los propietarios de la Compañía, en comparación a los US\$692 millones⁴⁰ atribuibles a los propietarios de la Compañía en el ejercicio 2019, explicado por las pérdidas reportadas en los segmentos de generación de energía (US\$92 millones), distribución de energía (US\$597 millones) y petróleo y gas (US\$126 millones), petroquímica (US\$5 millones) y holding y otros (US\$239 millones).

³⁹ Incluye las pérdidas reportadas por las operaciones discontinuadas (US\$570 millones).

⁴⁰ Incluye las ganancias reportadas por las operaciones discontinuadas (US\$197 millones).



Segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	559	819	-32%
Costo de ventas	(254)	(470)	-46%
Resultado bruto	305	349	-13%
Gastos de comercialización	(2)	(3)	-33%
Gastos de administración	(30)	(32)	-6%
Otros ingresos operativos	35	58	-40%
Otros egresos operativos	(6)	(11)	-45%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	67	13	NA
Desvalorización de PPE	(128)	(52)	+146%
Resultado operativo	241	322	-25%
Ingresos financieros	3	2	+50%
Gastos financieros	(73)	(82)	-11%
Otros resultados financieros	1	86	-99%
Resultado antes de impuestos	172	328	-48%
Impuesto a las ganancias	(33)	(80)	-59%
Resultado del período	139	248	-44%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>147</i>	<i>239</i>	<i>-38%</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>(8)</i>	<i>9</i>	<i>NA</i>

Las ventas del segmento de generación de energía disminuyeron un 32% a US\$559 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con US\$819 millones para el mismo ejercicio del año anterior. Dicha variación se explica principalmente por: (i) menores ventas por el fin del autoabastecimiento de combustibles para la generación de energía a partir de diciembre de 2019; y (ii) una disminución de los precios promedios de venta por la entrada en vigencia de la Res. SE N° 31/20 y la suspensión del mecanismo de ajuste por inflación automático, todo ello compensado parcialmente por mayores ingresos por el nuevo PPA en CTGEBa desde julio de 2020.

A su vez, el volumen de energía vendida durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 experimentó un leve incremento que se debió principalmente a la puesta en servicio de nuevos proyectos y adquisiciones, compensado parcialmente por una caída en el despacho de las máquinas térmicas más antiguas y por consiguiente menos eficientes y a una menor generación de las hidroeléctricas por cuestiones climatológicas. El siguiente cuadro muestra la generación neta y el volumen vendido de electricidad para las plantas de generación:



En GWh	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2020		2019	
	Generación neta	Ventas totales	Generación neta	Ventas totales
Hidroeléctricas				
HINISA	481	482	499	500
HIDISA	323	323	334	334
HPPL	742	737	823	822
Eólicas				
PEMC ¹	409	409	383	383
PEPE II ²	207	207	122	130
PEPE III ²	243	246	148	159
Térmicas				
CTLL	4.406	4.399	5.096	5.307
CTG	368	418	755	893
CTP	55	55	53	53
CPB	576	575	1.106	1.107
CTPP	193	193	168	168
CTIW	229	229	312	312
CTGEBA	7.912	7.946	5.550	5.891
EcoEnergía	72	89	105	83
CTEB ³	255	255	128	125
Total	16.470	16.563	15.582	16.266

Nota: **1** Operada por Pampa (participación accionaria del 50%). **2** Habilitados el 10 de mayo de 2019. **3** Operado por Pampa (participación accionaria del 50%) desde el 26 de junio de 2019.

El costo de ventas disminuyó en un 46%, a US\$254 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, comparado con US\$470 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, principalmente debido a menores compras y transporte de gas por el fin del autoabastecimiento de combustibles para la generación (US\$226 millones) y menores compras de energía (US\$11 millones), compensado parcialmente por mayores depreciaciones de propiedades, planta y equipo por la habilitación comercial de los parques eólicos PEPE II y III durante el segundo trimestre de 2019 y de la ampliación de CTGEBA en el tercer trimestre de 2020 (US\$23 millones).

El resultado bruto del segmento de generación de energía disminuyó en US\$44 millones (13%) registrando una ganancia de US\$305 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con una ganancia de US\$349 millones para el mismo ejercicio en 2019. Dicha variación se explica principalmente por una disminución de los precios de venta en el mercado spot y mayores depreciaciones de propiedades, planta y equipos, parcialmente compensados por mayores ingresos a partir de la habilitación comercial de los proyectos mencionados.

Asimismo, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, el margen bruto en relación con las ventas se incrementó a 55%, en comparación con 43% registrado en el ejercicio 2019.

Los gastos de comercialización relacionados con el segmento de generación de energía no sufrieron variaciones significativas, ascendiendo a US\$2 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con US\$3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

Los gastos de administración del segmento de generación de energía disminuyeron en un 6%, a US\$30 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con US\$32 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, debido a menores remuneraciones y cargas sociales.

Otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento de generación de energía para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 disminuyeron a US\$29 millones de ganancia comparado con US\$47 millones para el ejercicio 2019. Dicha variación se debe a una menor ganancia de US\$26 millones por intereses comerciales principalmente como consecuencia del Acuerdo de Regularización y Cancelación de



Acreencias con el MEM en 2019 neto del incremento por mayor mora de CAMMESA, compensada por una ganancia de US\$7 millones por penalidad contractual registrada en 2020 en concepto de compensaciones por daños sufridos en ciertas unidades de generación eólica.

El resultado operativo del segmento de generación de energía disminuyó en US\$81 millones (25%), registrando una ganancia de US\$241 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con una ganancia de US\$322 millones para el ejercicio 2019. Dicha variación se explica principalmente por: (i) una mayor desvalorización de propiedades, planta y equipos que abastecen mayoritariamente al mercado *spot* en US\$76 millones; (ii) menores ingresos por reducción del precio de la energía *spot* (Res. SE N° 31/20 y suspensión del mecanismo de ajuste por inflación automático); y (iii) menor ganancia por intereses comerciales como consecuencia del Acuerdo de Regularización y Cancelación de Acreencias con el MEM en 2019, parcialmente compensados por: (i) el incremento de potencia y energía generada a partir de la habilitación comercial de los proyectos mencionados anteriormente; y (ii) una mayor ganancia por participación en negocios conjuntos por la adquisición de CTEB en junio 2019.

El margen operativo en relación con las ventas para el ejercicio de 2020 aumentó a 43% en comparación con el 39% para el mismo ejercicio de 2019.

Los resultados financieros, netos, relacionados con el segmento de generación de energía representaron una pérdida de US\$69 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con una ganancia de US\$6 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, principalmente debido a: (i) menores ganancias por medición a valor presente (US\$50 millones) principalmente por el Acuerdo de Regulación y Cancelación de Acreencias con el MEM en 2019; (ii) una menor ganancia por tenencia y negociación de instrumentos financieros que se miden a valor de mercado (US\$28 millones); y (iii) una mayor pérdida por diferencia de cambio neta (US\$16 millones). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menores intereses financieros perdidos como consecuencia del Acuerdo de Regularización y Cancelación de Acreencias en 2019 (US\$10 millones) y mayor ganancia por recompra de deuda financiera (US\$10 millones).

El segmento de generación de energía registró un cargo por impuesto a las ganancias de US\$33 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con un cargo de US\$80 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, principalmente como consecuencia de la reducción del resultado antes de impuestos.

El segmento de generación de energía registró una ganancia de US\$139 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, de los cuales US\$147 millones corresponden a los propietarios de la Sociedad, en comparación con una ganancia de US\$248 millones para el ejercicio anterior, de los cuales US\$239 millones son atribuibles a los propietarios de la Sociedad.

Segmento de distribución de energía

Los resultados correspondientes al segmento de distribución de energía han sido clasificados como operaciones discontinuadas debido a la desinversión acordada en Edenor⁴¹.

El segmento distribución de energía registró una pérdida por operaciones discontinuadas de US\$592 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, de los cuales US\$499 millones corresponden a los propietarios de la Sociedad, en comparación con una ganancia por operaciones discontinuadas de US\$197 millones registrada en el ejercicio 2019, de los cuales US\$98 millones corresponden a los propietarios de la Sociedad. Dicha variación se debió principalmente a la desinversión de la participación en Edenor.

⁴¹ Para más información, ver la sección 7.5 de esta Memoria.



Segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	294	448	-34%
Costo de ventas	(243)	(313)	-22%
Resultado bruto	51	135	-62%
Gastos de comercialización	(28)	(12)	+133%
Gastos de administración	(42)	(47)	-11%
Gastos de exploración	-	(9)	-100%
Otros ingresos operativos	9	5	+80%
Otros egresos operativos	(17)	(11)	+55%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	(5)	21	NA
Desvalorización de inventarios	-	(10)	-100%
Resultado operativo	(32)	72	NA
Ingresos financieros	7	17	-59%
Gastos financieros	(100)	(94)	+6%
Otros resultados financieros	44	89	-51%
Resultado antes de impuestos	(81)	84	NA
Impuesto a las ganancias	23	(16)	NA
Resultado del período	(58)	68	NA
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>(58)</i>	<i>68</i>	<i>NA</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>NA</i>

Las ventas netas del segmento de petróleo y gas ascendieron a US\$294 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, 34% inferior a los US\$448 millones para el mismo ejercicio de 2019. Dicha variación se explica principalmente por una caída en los precios promedios de venta del gas debido a los menores precios subastados en las licitaciones mensuales de CAMMESA, menor actividad industrial y el efecto de la devaluación sobre el precio del gas vendido a distribuidoras de gas, además de menores cantidades de gas vendidas al segmento de usinas por el fin del autoabastecimiento del combustible. El sector del petróleo fue afectado principalmente por la caída en los precios internacionales debido al colapso en la demanda por la pandemia COVID-19. La siguiente tabla muestra la producción y volumen vendido para el segmento de petróleo y gas:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2020	2019
Producción		
Petróleo (miles de bbl/día)	4,4	5,0
Gas (miles de m ³ /día)	6.902	7.344
Total (miles de boe/día)	45,0	48,2
Ventas		
Petróleo (miles de bbl/día)	4,6	5,1
Gas (miles de m ³ /día)	7.190	8.367
Total (miles de boe/día)	46,9	54,3

Nota: Producción en Argentina.



El costo de ventas del segmento de petróleo y gas disminuyó un 22%, a US\$243 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con US\$313 millones para el mismo ejercicio de 2019, principalmente debido a: (i) disminuciones en compras de gas para reventa (US\$41 millones); (ii) menores regalías como consecuencia de la disminución registrada en los precios de venta (US\$17 millones); y (iii) menores contrataciones de servicios por disminución en el nivel de actividad (US\$6 millones).

El resultado bruto del segmento de petróleo y gas disminuyó en 62%, registrando una ganancia de US\$51 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con una ganancia de US\$135 millones para el mismo ejercicio de 2019. Dicha variación se explica principalmente por una caída en los precios promedio de venta, compensada parcialmente por: (i) menores compras de gas para reventa; y (ii) menores cargos por regalías como consecuencia de la caída en las ventas.

El margen bruto en relación con las ventas en el ejercicio actual registró un 17%, en comparación con el 30% para el mismo ejercicio de 2019.

Los gastos de comercialización del segmento de petróleo y gas aumentaron a US\$28 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$12 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, principalmente debido a la pérdida de US\$13 millones por deterioro del crédito con distribuidoras de gas, que fuera reconocido en el año 2018 por el Decreto PEN N° 1053/18 (y con posterioridad derogado en el año 2020), en virtud del cual Estado Nacional asumió la diferencia de cambio entre el precio del gas comprado por las distribuidoras de gas y el precio del gas reconocido en las tarifas finales de las distribuidoras de gas, contemplando el período abril de 2018 – marzo de 2019.

Los gastos de administración del segmento de petróleo y gas disminuyeron un 11%, a US\$42 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$47 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, debido principalmente a menores remuneraciones y cargas sociales (US\$2 millones) y menores gastos por honorarios y retribuciones por servicios (US\$2 millones).

Los gastos de exploración del segmento petróleo y gas no registraron cargos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con la pérdida de US\$9 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, como consecuencia de haberse registrado bajas de pozos exploratorios (US\$5 millones) y gastos geológicos y geofísicos (US\$4 millones).

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento petróleo y gas registraron una pérdida neta de US\$8 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con una pérdida de US\$6 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. La variación corresponde principalmente a un mayor cargo por previsión para contingencias (US\$2 millones).

El resultado operativo del segmento de petróleo y gas descendió a una pérdida de US\$32 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, 144% menor a la ganancia de US\$72 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

Los resultados financieros, netos, del segmento de petróleo y gas representaron una pérdida de US\$49 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con una ganancia de US\$12 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, principalmente debido a: (i) menor ganancia por tenencia y negociación de instrumentos financieros que se miden a valor de mercado (US\$34 millones); (ii) mayores pérdidas netas por diferencia de cambio neta (US\$17 millones) y (iii) mayores pérdidas por intereses financieros netos por toma de nuevos préstamos (US\$13 millones). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una ganancia por recompra de deuda financiera (US\$5 millones) y una mayor ganancia por medición a valor actual (US\$5 millones).

El segmento de petróleo y gas registró una ganancia por impuesto a las ganancias por US\$23 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con un cargo de US\$16 millones para el ejercicio 2019, principalmente como consecuencia de la reducción del resultado antes de impuestos.



El segmento de petróleo y gas registró una pérdida de US\$58 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con una ganancia de US\$68 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, ambos atribuibles totalmente a los propietarios de la Sociedad.

Segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	265	321	-17%
Costo de ventas	(233)	(298)	-22%
Resultado bruto	32	23	+39%
Gastos de comercialización	(8)	(9)	-11%
Gastos de administración	(3)	(4)	-25%
Otros ingresos operativos	2	5	-60%
Otros egresos operativos	(6)	(9)	-33%
Desvalorización de inventarios	(11)	-	NA
Resultado operativo	6	6	-
Gastos financieros	(3)	(8)	-63%
Otros resultados financieros	5	18	-72%
Resultado antes de impuestos	8	16	-50%
Impuesto a las ganancias	(2)	(5)	-60%
Resultado del período	6	11	-45%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	<i>6</i>	<i>11</i>	<i>-45%</i>
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>NA</i>

Las ventas del segmento de petroquímica ascendieron a US\$265 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, 17% inferior a US\$321 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Dicha variación se debe principalmente a menores precios de venta, en consonancia con la caída registrada en los precios internacionales de referencia.

La siguiente tabla muestra el volumen vendido en el segmento de petroquímica:

Volumen vendido en miles de ton	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2020	2019
Estireno y poliestireno	94	99
Caucho sintético	37	27
Otros	205	217
Total	337	343

El costo de ventas del segmento de petroquímica disminuyó un 22%, a US\$233 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$298 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, como consecuencia de menores compras de materias primas debido a la disminución de los precios internacionales de referencia (US\$60 millones) y menor cargo por remuneraciones y cargas sociales (US\$5 millones).



El resultado bruto del segmento de petroquímica aumentó un 39%, registrando una ganancia de US\$32 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con una ganancia de US\$23 millones para el mismo ejercicio de 2019.

El margen bruto en relación con las ventas en 2020 ascendió a 12%, superior al 7% registrado en el mismo ejercicio de 2019.

Los gastos de comercialización del segmento petroquímica no sufrieron variaciones significativas, ascendiendo a US\$8 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$9 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

Los gastos de administración del segmento petroquímica no sufrieron variaciones significativas, ascendiendo a US\$3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$4 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento de petroquímica no sufrieron variaciones, manteniendo una pérdida de US\$4 millones para ambos ejercicios.

El resultado operativo del segmento petroquímica mantuvo la ganancia de US\$6 millones registrada en 2019, principalmente debido a: (i) un mayor resultado bruto (US\$9 millones); y (ii) menores gastos de administración y comercialización (US\$2 millones). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una pérdida por desvalorización de inventarios reconocida en 2020 (US\$11 millones).

El segmento de petroquímica registró una ganancia por resultados financieros, netos, de US\$2 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con una ganancia neta de US\$10 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. La variación se debe principalmente a un menor recupero de resultados financieros por provisión para contingencias (US\$8 millones).

El segmento de petroquímica registró un cargo por impuesto a las ganancias de US\$2 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con el cargo de US\$5 millones para el mismo ejercicio de 2019, principalmente como consecuencia de la reducción del resultado antes de impuestos.

El segmento de petroquímica registró una ganancia neta de US\$6 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con una ganancia neta de US\$11 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, en ambos casos totalmente atribuibles a los propietarios de la Sociedad.



Segmento de holding y otros

Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2020	2019	Δ%
Ingresos por ventas	20	20	-
Resultado bruto	20	20	-
Gastos de comercialización	-	(2)	-100%
Gastos de administración	(18)	(22)	-18%
Otros ingresos operativos	10	11	-9%
Otros egresos operativos	(7)	(12)	-42%
Resultado por participaciones en negocios conjuntos	23	67	-66%
Resultado operativo	28	62	-55%
Ingresos financieros	1	5	-80%
Gastos financieros	(3)	(4)	-25%
Otros resultados financieros	34	(18)	NA
Resultado antes de impuestos	60	45	+33%
Impuesto a las ganancias	(23)	231	NA
Ganancia (Pérdida) por operaciones continuas	37	276	-87%
Operaciones discontinuadas	-	-	NA
Resultado del período	37	276	-87%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	37	276	-87%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	-	-	NA

Los ingresos por ventas del segmento holding y otros no sufrieron variaciones, manteniendo una ganancia de US\$20 millones para ambos ejercicios.

El resultado bruto del segmento de holding y otros no sufrió variaciones, manteniendo una ganancia de US\$20 millones para ambos ejercicios.

Los gastos de comercialización del segmento de holding y otros no registraron cargo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$2 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

Los gastos de administración disminuyeron un 18%, a US\$18 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$22 millones para el mismo ejercicio de 2019. Dicha disminución se debió a menores cargos por honorarios (US\$4 millones).

Otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento holding y otros registraron una ganancia de US\$3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con una pérdida de US\$1 millón para el mismo ejercicio de 2019. La variación corresponde principalmente a un recupero de previsión de otros créditos (US\$3 millones).

El resultado operativo del segmento holding y otros ascendió a una ganancia de US\$28 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, 55% inferior a la ganancia de US\$62 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Dicha variación se explica principalmente por una disminución en la ganancia por resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos (US\$44 millones), principalmente en CIESA.



Los resultados financieros, netos, del segmento de holding y otros registraron una ganancia de US\$32 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$17 millones de pérdida para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, principalmente debido a un mayor ingreso por diferencia de cambio por el cambio de la posición financiera neta en AR\$ que pasó a ser pasiva durante el 2020 (US\$62 millones). Dicho efecto fue parcialmente compensado por una mayor pérdida por resultado por medición a valor presente de ciertos créditos fiscales (US\$8 millones) y menores intereses financieros netos (US\$6 millones).

El segmento holding y otros registró un cargo por impuesto a las ganancias de US\$23 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con un beneficio de US\$231 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

El segmento holding y otros registró una ganancia total de US\$37 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con una ganancia total de US\$276 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, en ambos casos totalmente atribuibles a los propietarios de la Sociedad.



14. Política de dividendos

Con el objetivo de establecer una práctica clara, transparente y consistente que permita a los accionistas tomar decisiones informadas, todo ello en concordancia con el Estatuto y el marco legal y regulatorio vigente, desde el año 2018 la Compañía posee una Política de Dividendos, en la cual plasma los lineamientos a seguir para mantener un adecuado equilibrio entre los montos distribuidos y los planes de inversión de Pampa.

Siguiendo los lineamientos de dicha política, año a año el Directorio evalúa prudentemente la posibilidad de pagar dividendos a sus accionistas en cada ejercicio social y analiza con particular atención las circunstancias económicas propias de ese ejercicio social.

Para el año 2020, no prevemos pagar dividendos en efectivo sobre nuestras acciones ordinarias ni ADS, reteniendo todos los fondos disponibles y toda utilidad para aplicarlos a la operación y expansión de nuestro negocio.



15. Propuesta del Directorio

El resultado del ejercicio arrojó una pérdida de AR\$31.447 millones y al 31 de diciembre de 2020 los resultados no asignados totalizan una pérdida de AR\$1.825 millones. En consecuencia, el Directorio por unanimidad resuelve proponer a la Asamblea de Accionistas que:

- La diferencia de conversión imputada a resultados no asignados se destine por la suma de AR\$1.500 millones a la reserva legal y AR\$27.589 millones a la reserva facultativa;
- y el resto, es decir la suma de AR\$30.914 millones, se destine a la reserva facultativa a absorber el saldo negativo de los resultados no asignados.

En este sentido, la Compañía no prevé distribuir dividendos a fin de retener todos los fondos con el objeto de aplicarlos y/o tenerlos disponibles para:

- i. La operación y expansión de nuestro negocio, considerando las inversiones ordinarias y extraordinarias que se proyectan, entre las cuales se encuentran las obras de expansión a cierre de CC en CTEB, las inversiones comprometidas para la producción de gas natural en el marco del Plan Gas.Ar, así como también la continuación de la campaña de exploración en nuestros bloques de gas y crudo con exposición a la formación Vaca Muerta;
- ii. Aprovechar al máximo las posibilidades de inversión que pudieran presentarse y que pudieran ofrecer oportunidades significativas de crecimiento, expansión y sinergia de nuestros negocios;
- iii. Dada la coyuntura financiera, mantener un nivel de liquidez adecuado que nos permita cumplir con nuestras obligaciones actuales y futuras, de ser necesario; y
- iv. Tomar las medidas necesarias para resguardar los intereses y el valor de la inversión de los accionistas de la Compañía ante el escenario de volatilidad actual del mercado.

Todo lo cual se ajusta a lo previsto por la Política de Dividendos de la Sociedad.

Finalmente, no queremos dejar de agradecer a todas las personas que hacen de Pampa Energía la empresa independiente integrada de energía más grande de Argentina. A ellos, a los accionistas que confían en nosotros, a nuestros asesores, a nuestros clientes y proveedores, el más cálido agradecimiento.

Ciudad de Buenos Aires, 10 de marzo de 2021.

EL DIRECTORIO



Anexo I: informe de gobierno societario

El Directorio de Pampa ha elaborado el siguiente reporte correspondiente al grado de aplicación de los principios contenidos en el Código de Gobierno Societario para el ejercicio cerrado al 31 de diciembre de 2020, conforme los términos del Art. 1 de la Sección I del Capítulo I del Título IV de las Normas de la CNV, de acuerdo a N.T. 2013 modificado por la Res. General CNV N° 797/19.

A. La función del Directorio: principios i al v - prácticas 1 al 5

Principios

- i. La Compañía debe ser liderada por un Directorio profesional y capacitado que será el encargado de sentar las bases necesarias para asegurar el éxito sostenible de la Compañía. El Directorio es el guardián de la Compañía y de los derechos de todos sus accionistas.
- ii. El Directorio deberá ser el encargado de determinar y promover la cultura y valores corporativos. En su actuación, el Directorio deberá garantizar la observancia de los más altos estándares de ética e integridad en función del mejor interés de la Compañía.
- iii. El Directorio deberá ser el encargado de asegurar una estrategia inspirada en la visión y misión de la Compañía, que se encuentre alineada a los valores y la cultura de la misma. El Directorio deberá involucrarse constructivamente con la gerencia para asegurar el correcto desarrollo, ejecución, monitoreo y modificación de la estrategia de la Compañía.
- iv. El Directorio ejercerá control y supervisión permanente de la gestión de la Compañía, asegurando que la gerencia tome acciones dirigidas a la implementación de la estrategia y al plan de negocios aprobado por el Directorio.
- v. El Directorio deberá contar con mecanismos y políticas necesarias para ejercer su función y la de cada uno de sus miembros de forma eficiente y efectiva.

1. *El Directorio genera una cultura ética de trabajo y establece la visión, misión y valores de la Compañía.*

En el año 2017 el Directorio de la Sociedad aprobó su [Código de Conducta Empresarial](#), el que establece la visión, misión y valores de Pampa⁴² y la forma en la que deben conducirse los integrantes de la Compañía, tanto en el día a día como en aquellas decisiones con efectos a largo plazo. La Sociedad se encuentra en permanente monitoreo de todas sus políticas y procedimientos, incluyendo el Código de Conducta Empresarial, para mantenerlos actualizados de acuerdo a la evolución de la Compañía, sus negocios, y a las mejores prácticas de gobierno corporativo.

Durante el año 2020, el Directorio de Pampa aprobó una actualización a la política para la prevención del fraude, la corrupción y otras irregularidades, la que reafirma la transparencia y ética como conductas necesarias para conducir los negocios y alcanzar un crecimiento sustentable. En este sentido, esta Política prohíbe el fraude, la corrupción en cualquiera de sus formas o las conductas irregulares dentro de la Sociedad. Asimismo, establece la postura de Pampa en relación con la prevención de la corrupción y otras conductas irregulares, complementando los principios y valores definidos en nuestro Código de Conducta. Finalmente, esta política también incluye cláusulas relativas a la obligación de reportar la existencia o sospecha de violación de leyes y/o normas, como así también la prohibición de aplicar represalias contra cualquier empleado o tercero que hubiera efectuado legítimamente y de buena fe cualquier denuncia o se hubiera negado a participar de actos de corrupción. De acuerdo a lo explicado, la Sociedad aplica la práctica recomendada.

⁴² Para mayor información, ver las Prácticas 22 y 23 en el Anexo I de esta Memoria.



2. El Directorio fija la estrategia general de la Compañía y aprueba el plan estratégico que desarrolla la gerencia. Al hacerlo, el Directorio tiene en consideración factores ambientales, sociales y de gobierno societario. El Directorio supervisa su implementación mediante la utilización de indicadores clave de desempeño y teniendo en consideración el mejor interés de la Compañía y todos sus accionistas.

La Sociedad aplica la práctica en cuanto el Directorio, teniendo en cuenta los distintos índices, factores, riesgos y proyecciones analizados por la gerencia, así como los distintos factores ambientales, sociales, de seguridad y salud, que son informados en el Reporte Anual de Sustentabilidad, aprueba un presupuesto anual que guiará la actuación de todos los sectores durante el ejercicio siguiente, en línea con la estrategia de Pampa. A tal fin, la Dirección Ejecutiva de Finanzas es la encargada de elaborar y seguir el cumplimiento de la estrategia y del presupuesto de la misma.

3. El Directorio supervisa a la gerencia y asegura que esta desarrolle, implemente y mantenga un sistema adecuado de control interno con líneas de reporte claras.

La Sociedad utiliza el Marco Integrado de Control Interno emitido por el *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* ("Informe COSO") para la evaluación de la efectividad de los controles internos que mitigan los riesgos que amenazan la confiabilidad de la información contable y financiera. En tal sentido el Directorio aprobó el organigrama de la Sociedad, dentro del cual se establecen los siguientes reportes:

- Un equipo de control interno, a efectos de diseñar los controles a realizar a las distintas áreas de la organización;
- Un equipo de Auditoría Interna a efectos de evaluar el diseño y ejecución de los controles definidos;
- El establecimiento de dueños de procesos y líderes como responsables por la efectividad y actualización de los controles definidos; y
- La realización de presentaciones periódicas de los avances y de los resultados de las evaluaciones de los procesos ante el Comité de Auditoría, el CEO y el CFO.

Pampa también cuenta con el [Comité de Auditoría](#) (compuesto en su totalidad por directores independientes) que tiene dentro de sus roles supervisar los sistemas de control interno.

Adicionalmente, la Sociedad aplica la práctica recomendada dado que, al menos de forma trimestral, se presenta al Directorio un informe de gestión, donde se describen de forma detallada los acontecimientos relevantes y se analizan los principales indicadores de gestión durante el período, permitiéndole al Directorio tomar conocimiento de los resultados obtenidos y realizar una evaluación del desempeño de la Sociedad.

Asimismo, los directores no solo se encuentran en contacto cotidiano con la gerencia de la Sociedad, sino que además durante las reuniones de Directorio se invita a miembros de diferentes gerencias para que puedan evacuar consultas sobre temas específicos a tratar, a fin de garantizar el monitoreo y seguimiento por parte del Directorio de los objetivos fijados para el ejercicio.

Pampa entiende que la interacción entre el Directorio y la gerencia (incluyendo a los miembros del Directorio que ejercen funciones ejecutivas) enriquece el control sobre la gestión de la Sociedad y el nivel de comprensión sobre su desempeño. La preparación y las credenciales profesionales de todos los miembros del Directorio permiten una discusión abierta y sincera sobre la gestión.

Por último, y tal como se encuentra detallado en las distintas Prácticas del presente Anexo I de la Memoria, Pampa cuenta con distintas iniciativas para garantizar un ambiente de control interno adecuado como por ejemplo la implementación de un Programa de Integridad (Práctica 23), un Código de Conducta Empresarial (Prácticas 1, 22 y 23), una Política para la Prevención del Fraude, la Corrupción y otras



Irregularidades (Prácticas 1 y 23), la implementación de un canal de denuncias para informar presuntas irregularidades (Práctica 23), distintas políticas de Gobierno Corporativo descriptas a lo largo de la Memoria y el presente Anexo , la gestión de riesgos corporativa (Práctica 17), entre otras.

4. *El Directorio diseña las estructuras y prácticas de gobierno societario, designa al responsable de su implementación, monitorea la efectividad de las mismas y sugiere cambios en caso de ser necesarios.*

En línea con las mejores prácticas, el Directorio no solo aprueba las distintas políticas de gobierno societario que son aplicables a toda la Compañía, sino que también supervisa las mismas a fin de adecuarlas a la realidad de la Sociedad, tal como se describió en la Práctica 1 en el Anexo I de esta Memoria. En este sentido, el Directorio ha aprobado las siguientes políticas: para la Prevención del Fraude, la Corrupción y otras Irregularidades, de Mejores Prácticas Bursátiles, de Operaciones con Partes Relacionadas, de Divulgación de Información Relevante, de Remuneraciones, de Nominaciones, de Dividendos y de CSMS. Por otro lado, monitorea de forma periódica el funcionamiento del Programa de Integridad de la Sociedad.

Asimismo, el Directorio analiza en cada caso en particular la necesidad o no de contar con comités específicos para la aplicación de diferentes políticas. De considerarse que no se necesita un comité específico, el Directorio delega su aplicación, control y revisión al área que considere idónea para tal fin. En la forma detallada, la Sociedad aplica la práctica recomendada.

5. *Los miembros del Directorio tienen suficiente tiempo para ejercer sus funciones de forma profesional y eficiente. El Directorio y sus Comités tienen reglas claras y formalizadas para su funcionamiento y organización, las cuales son divulgadas a través de la página web de la Compañía.*

Los miembros del Directorio dedican el tiempo y esfuerzo necesarios para seguir las cuestiones que se presentan para su aprobación, seguimiento y monitoreo. El Directorio y sus Comités reciben información sobre los temas que son sometidos a su consideración de forma previa a fin de realizar un proceso eficiente de toma de decisiones. Asimismo, ciertos Directores ejercen funciones ejecutivas en la Sociedad, lo que les permite tener un contacto diario en su administración. Con respecto a la profesionalidad de los miembros del Directorio, tal como se establece en nuestra Política de Nominaciones, la Sociedad evalúa los candidatos a ser propuestos a la Asamblea de Accionistas teniendo en cuenta, entre otros, su independencia, diversidad, edad, habilidades, experiencia, conocimiento del negocio y la industria de la Compañía y eventuales incompatibilidades, con el fin de garantizar la diversidad en el Directorio.

Asimismo, tanto el Directorio como sus Comités (de Auditoría, de [Remuneraciones](#) y de Nominaciones) cuentan con sus respectivos reglamentos internos que regulan su funcionamiento, disponibles en nuestra [página web](#). Dichos reglamentos describen principalmente cuestiones referidas a facultades y responsabilidades de los directores y la celebración de sus reuniones. En la forma descrita, la Sociedad aplica la práctica recomendada.

B. *La Presidencia en el Directorio y la Secretaría Corporativa: principios vi al viii - prácticas 6 al 10*

Principios

- vi. El Presidente del Directorio es el encargado de velar por el cumplimiento efectivo de las funciones del Directorio y de liderar a sus miembros. Deberá generar una dinámica positiva de trabajo y promover la participación constructiva de sus miembros, así como garantizar que los miembros cuenten con los elementos e información necesaria para la toma de decisiones. Ello también aplica a los Presidentes de cada Comité del Directorio en cuanto a la labor que les corresponde.



- vii. El Presidente del Directorio deberá liderar procesos y establecer estructuras buscando el compromiso, objetividad y competencia de los miembros del Directorio, así como el mejor funcionamiento del órgano en su conjunto y su evolución conforme a las necesidades de la Compañía.
- viii. El Presidente del Directorio deberá velar que el Directorio en su totalidad esté involucrado y sea responsable por la sucesión del Gerente General.

6. El Presidente del Directorio es responsable de la buena organización de las reuniones del Directorio, prepara el orden del día asegurando la colaboración de los demás miembros y asegura que estos reciban los materiales necesarios con tiempo suficiente para participar de manera eficiente e informada en las reuniones. Los Presidentes de los Comités tienen las mismas responsabilidades para sus reuniones.

La Sociedad aplica la práctica recomendada dado que cuenta con una Secretaría del Directorio que, según lo establecido en el [Reglamento del Directorio](#) publicado en la nuestra [página web](#), convoca y coordina la organización de las reuniones del Directorio y de los distintos Comités que se encuentran dentro de su órbita. Dichas reuniones son convocadas de acuerdo a lo establecido en cada uno de los reglamentos pertinentes, adjuntando la documentación necesaria para que los directores puedan analizar con anticipación los temas a tratar y siempre con la correspondiente supervisión del Presidente del Directorio y los respectivos Comités⁴³.

7. El Presidente del Directorio vela por el correcto funcionamiento interno del Directorio mediante la implementación de procesos formales de evaluación anual.

Desde el año 2008, el Directorio de Pampa implementa un cuestionario de autoevaluación que le permite analizar y evaluar de forma anual su propio rendimiento y gestión. Desde dicha fecha, año tras año, cada director realiza dicha autoevaluación, la cual es entregada a la Dirección Ejecutiva de Asuntos Legales, responsable de analizar los resultados para proponer, de ser necesario, medidas tendientes a mejorar el funcionamiento del órgano. Esto permite evaluar el correcto funcionamiento interno del Directorio, aplicando así la práctica recomendada.

8. El Presidente genera un espacio de trabajo positivo y constructivo para todos los miembros del Directorio y asegura que reciban capacitación continua para mantenerse actualizados y poder cumplir correctamente sus funciones.

La Sociedad aplica la presente práctica de la forma descrita a continuación. El Presidente es quien lidera las reuniones de Directorio, a fin de garantizar su orden y facilitar el correcto desempeño de las mismas, y asimismo coordina el correcto funcionamiento del órgano a través de la Secretaría del Directorio. Ante su ausencia, las reuniones las preside el Vicepresidente, y ante la ausencia de ambos, cualquier otro miembro del Directorio. Para garantizar que los miembros del Directorio cuenten con la información y el tiempo suficiente para analizar la misma, las reuniones son convocadas en los plazos establecidos en el reglamento de dicho órgano.

Por otro lado, los directores que ejercen funciones ejecutivas en la Sociedad se encuentran en contacto permanente con las distintas áreas de la misma y su gestión diaria, lo que le permite tener una visión integral del negocio y una actualización permanente sobre las cuestiones que impactan en la misma. Asimismo, los directores no solo se encuentran en contacto cotidiano con la gerencia de la Sociedad, sino que además durante las reuniones de Directorio se invita a miembros de diferentes gerencias para que

⁴³ Para mayor información, ver la Práctica 9 en el Anexo I de esta Memoria.



puedan evacuar consultas sobre temas específicos a tratar, a fin de garantizar el monitoreo y seguimiento por parte del Directorio de los objetivos fijados para el ejercicio. Esta actualización se da, con respecto a aquellos directores independientes miembros del Comité de Auditoría, también en el ámbito de ese órgano.

9. La Secretaría Corporativa apoya al Presidente del Directorio en la administración efectiva del Directorio y colabora en la comunicación entre accionistas, Directorio y gerencia.

Pampa aplica la práctica recomendada dado que cuenta con una Secretaría del Directorio, la cual funciona dentro del ámbito de la Dirección Ejecutiva de Legales, cuyas principales funciones son: **(i)** coordinar las agendas de las reuniones de Directorio junto con el Presidente del Directorio y el resto de sus miembros, así como con los miembros de la gerencia a fin de que el Órgano de Administración pueda tratar aquellos temas que sean necesarios para el correcto desempeño social; **(ii)** coordinar el armado y envío con anticipación de la información necesaria para las reuniones de Directorio; **(iii)** coordinar el armado, circulación y aprobación de las minutas de reuniones; **(iv)** la comunicación entre los miembros del Directorio, la gerencia y sus asesores; **(v)** archivar la documentación correspondiente a las reuniones de Directorio; **(vi)** realizar todas las funciones anteriores para el resto de los Comités de la Sociedad creados en el ámbito del Directorio; **(vii)** coordinar las Asambleas de Accionistas, el registro de los accionistas y la participación de los directores en la misma; y **(viii)** todas las gestiones administrativas relacionadas con el Directorio, los Comités y la Asamblea de Accionistas. De esta forma, si bien el Presidente del Directorio supervisa dichas funciones se evita perder el foco en su rol principal.

10. El Presidente del Directorio asegura la participación de todos sus miembros en el desarrollo y aprobación de un plan de sucesión para el Gerente General de la Compañía.

Si bien no existe un plan específico que regule su línea sucesora, la Sociedad aplica la presente práctica y sus correspondientes principios dado que el Directorio consideró la estructura organizativa de la Sociedad y designó tanto a su CEO como a su CFO. Para ello tiene en cuenta las condiciones personales y profesionales de los eventuales candidatos. Asimismo, el rol de Presidente del Directorio no coincide con el de CEO. En este sentido, el Presidente del Directorio junto con la Dirección de Recursos Humanos, establecen las características y valores, de acuerdo a la misión, visión y valores de la Sociedad, que deberá tener el sucesor del CEO, sin considerar necesario, en la actualidad, un plan de sucesión.

C. Composición, nominación y sucesión del Directorio: principios ix al x - prácticas 11 al 14

Principios

- ix. El Directorio deberá contar con niveles adecuados de independencia y diversidad que le permitan tomar decisiones en pos del mejor interés de la Compañía, evitando el pensamiento de grupo y la toma de decisiones por individuos o grupos dominantes dentro del Directorio.
- x. El Directorio deberá asegurar que la Compañía cuente con procedimientos formales para la propuesta y nominación de candidatos para ocupar cargos en el Directorio en el marco de un plan de sucesión.

11. El Directorio tiene al menos dos miembros que poseen el carácter de independientes de acuerdo con los criterios vigentes establecidos por la CNV.

La Sociedad aplica la práctica recomendada dado que, a la fecha de emisión de la presente, [el Directorio](#) cuenta con 4 directores titulares independientes y 2 directores suplentes independientes.



Asimismo, y tal como se menciona en la Práctica 3 del Anexo I de esta Memoria, el [Comité de Auditoría](#) está compuesto en su totalidad por miembros que revisten la calidad de independientes, composición por encima de lo exigido por las normas locales, las cuales requieren solo mayoría.

12. La Compañía cuenta con un Comité de Nominaciones que está compuesto por al menos tres miembros y es presidido por un director independiente. De presidir el Comité de Nominaciones, el Presidente del Directorio se abstendrá de participar frente al tratamiento de la designación de su propio sucesor.

En el año 2018, el Directorio de Pampa aprobó su [Política de Nominaciones](#), creando en dicho marco un Comité de Nominaciones, el cual asistirá al Directorio y la Asamblea de Accionistas en el proceso de nominación y designación de los miembros del Directorio de Pampa.

El Comité de Nominaciones depende del Directorio de Pampa y se encuentra integrado por tres miembros titulares e igual o menor número de miembros suplentes, siendo su Presidente un director independiente conforme a las normas de la CNV. Por lo mencionado, la Sociedad aplica la práctica recomendada.

13. El Directorio, a través del Comité de Nominaciones, desarrolla un plan de sucesión para sus miembros que guía el proceso de preselección de candidatos para ocupar vacantes y tiene en consideración las recomendaciones no vinculantes realizadas por sus miembros, el Gerente General y los accionistas.

El Directorio de Pampa aprobó la Política de Nominaciones mencionada en la práctica anterior, que fija los lineamientos generales en cuanto a independencia, incompatibilidades y diversidad que deberán tener los miembros del Órgano de Administración. Bajo dicha política, se creó un Comité encargado de describir el proceso de identificación y evaluación de los candidatos a ocupar cargos en el Directorio, y asistir al propio Órgano de Administración como a los accionistas, para que puedan contar con todos los elementos necesarios para elegir los candidatos en la Asamblea de Accionistas, todo ello con lo dispuesto en la normativa vigente y especialmente en el Art. 12 del Estatuto de Pampa que establece el método de selección de los directores, siendo su elección por listas, lo que garantiza una mayor transparencia a dicho proceso de selección.

Asimismo, dicho Comité analiza de forma previa y no vinculante a aquellos candidatos que el Directorio ha considerado idóneos para cubrir las vacantes del órgano de administración, teniendo en cuenta distintos factores como la independencia, diversidad, edad, habilidades, experiencia, entre otros, con el fin de evaluar su idoneidad para el cargo basado en criterios objetivos, dentro de un marco de igualdad de oportunidades. A la fecha, el Directorio de la Sociedad está compuesto por miembros cuyas profesiones son de lo más diversas: licenciados en economía y administración de empresas, asesores financieros, ingenieros, abogados, entre otros. Asimismo, dentro de la nómina se cuenta con 3 Directoras. Finalmente, por las funciones que desempeñan en el Órgano de Administración, todos los directores tienen el mismo honorario. En este sentido, se garantiza la diversidad y una cultura de inclusión, las cuales potencian el análisis, la discusión y procesos de toma de decisiones, y la equidad en la remuneración de sus miembros. De la forma descrita, la Sociedad aplica con la práctica recomendada.

14. El Directorio implementa un programa de orientación para sus nuevos miembros electos.

La Sociedad aplica con la práctica recomendada dado que el Directorio, a través de su Secretaría, hace llegar a los nuevos miembros del Directorio el Código de Conducta Empresarial, las principales políticas de las que deben tener conocimiento y pone la documentación e información necesaria para el desempeño de su cargo. Asimismo, se los incluye en el listado de distribución del Directorio a fin de que cuenten con anterioridad a su primera participación en el Órgano de Administración con la documentación necesaria



para dicha reunión, junto con el resto de los miembros del Directorio. Finalmente, a solicitud de los nuevos miembros, se coordinan reuniones con los diferentes referentes de cada área, con el objetivo de que los mismos evacúen todas sus dudas y se interioricen en el negocio de la Sociedad. Por otro lado, los miembros de la gerencia de Pampa se encuentran a su disposición para responder y complementar toda información que los directores requieran, todo ello en el marco de interacción permanente que fuera mencionado en la Práctica 8 en el Anexo I de esta Memoria.

D. Remuneración: principio xi - prácticas 15 al 16

Principio

- xi. El Directorio deberá generar incentivos a través de la remuneración para alinear a la gerencia — liderada por el Gerente General— y al mismo Directorio con los intereses de largo plazo de la Compañía de manera tal que todos los directores cumplan con sus obligaciones respecto a todos sus accionistas de forma equitativa.

15. La Compañía cuenta con un Comité de Remuneraciones que está compuesto por al menos tres miembros. Los miembros son en su totalidad independientes o no ejecutivos.

El Directorio de la Sociedad, en el marco de su Política de Remuneraciones, constituyó en el año 2018 un Comité de Remuneraciones que asiste al mismo y/o a la Asamblea de Accionistas en materia de remuneraciones del Directorio y en la elaboración y seguimiento de políticas y/o planes de remuneración y/o beneficios para los miembros del Directorio. Asimismo, dicha política establece que la remuneración de los miembros del Directorio será acorde a las remuneraciones percibidas por directores en compañías similares a nivel local.

El [Comité de Remuneraciones](#) depende del Directorio de Pampa y cuenta con tres miembros titulares e igual o menor número de suplentes, los que no podrán ejercer funciones ejecutivas en Pampa. Actualmente, la totalidad de sus miembros son independientes. De esta forma, la sociedad aplica la práctica recomendada.

16. El Directorio, a través del Comité de Remuneraciones, establece una política de remuneración para el Gerente General y miembros del Directorio.

Pampa aplica la práctica dado que cuenta con una Política de Remuneraciones, aprobada en el año 2018, mediante la cual el Comité de Remuneraciones opina de forma previa que la remuneración de los miembros del Directorio sea acorde a las remuneraciones percibidas por directores en compañías similares a nivel local y de acuerdo a las limitaciones establecidas por las leyes aplicables y las normas de la CNV. En el marco de la política aprobada, se debe informar tanto al Directorio como a la Asamblea de Accionistas la opinión formulada por dicho comité.

La política de remuneraciones y beneficios de Pampa busca asegurar la competitividad externa y mantener la equidad interna. En esa línea, se trabaja con diferentes encuestas que permiten ajustar la canasta de beneficios y estructura salarial a lo ofrecido en el mercado.

En este sentido, y con respecto a los principales ejecutivos (dentro de los cuales se encuentra el CEO y personal clave de la Sociedad) con el objetivo de favorecer el alineamiento del desempeño de dichas personas con los planes estratégicos de la Sociedad y, asimismo, generar un vínculo claro y directo entre la creación de valor para el accionista y la compensación de los mismos, en 2017 el Directorio de la Sociedad aprobó sendos planes de compensación variable.



E. Ambiente de control: principios xii al xvi - prácticas 17 al 21

Principios

- xii. El Directorio debe asegurar la existencia de un ambiente de control, compuesto por controles internos desarrollados por la gerencia, la auditoría interna, la gestión de riesgos, el cumplimiento regulatorio y la auditoría externa, que establezca las líneas de defensa necesarias para asegurar la integridad en las operaciones de la Compañía y de sus reportes financieros.
- xiii. El Directorio deberá asegurar la existencia de un sistema de gestión integral de riesgos que permita a la gerencia y al Directorio dirigir eficientemente a la Compañía hacia sus objetivos estratégicos.
- xiv. El Directorio deberá asegurar la existencia de una persona o departamento (según el tamaño y complejidad del negocio, la naturaleza de sus operaciones y los riesgos a los cuales se enfrenta) encargado de la auditoría interna de la Compañía. Esta auditoría, para evaluar y auditar los controles internos, los procesos de gobierno societario y la gestión de riesgo de la Compañía, debe ser independiente y objetiva y tener sus líneas de reporte claramente establecidas.
- xv. El Comité de Auditoría del Directorio estará compuesto por miembros calificados y experimentados, y deberá cumplir con sus funciones de forma transparente e independiente.
- xvi. El Directorio deberá establecer procedimientos adecuados para velar por la actuación independiente y efectiva de los auditores externos.

17. El Directorio determina el apetito de riesgo de la Compañía y además supervisa y garantiza la existencia de un sistema integral de gestión de riesgos que identifique, evalúe, decida el curso de acción y monitoree los riesgos a los que se enfrenta la Compañía, incluyendo —entre otros— los riesgos medioambientales, sociales y aquellos inherentes al negocio en el corto y largo plazo.

Pampa implementó una metodología de gestión de riesgos con el propósito de ser un instrumento de trabajo útil para identificar los principales riesgos que afectan a Pampa. A tales efectos, el Directorio de Pampa aprobó el "Manual de Gestión de Riesgos", el cual fue adecuado y convertido en "Política de Gestión de Riesgos".

El aspecto más relevante de la mencionada política es que establece responsabilidades, funciones y metodologías para la detección y evaluación de riesgos que puedan acontecer en relación con las actividades desarrolladas por la Sociedad y pudieran afectar sus negocios u operaciones.

Basándose en los lineamientos de esta política, la gerencia de administración actualiza el mapa de riesgos de Pampa en función de los negocios que administra.

En la política mencionada se instituyen responsabilidades y metodologías para la determinación de los riesgos de negocio, contando con la asistencia del Comité de Auditoría, quien es responsable de supervisar la aplicación de la misma. Entre los principales factores de riesgos inherentes al negocio que son tenidos en cuenta por Pampa para su análisis, se encuentran:

- Riesgos estratégicos, dentro de los cuales se encuentran riesgos económicos, regulatorios y políticos;
- Riesgos de gobierno corporativo, dentro de los cuales se encuentra el riesgo de fraude;
- Riesgos de procesos, dentro de los cuales se encuentran riesgos vinculados a desastres naturales, problemáticas sociales, de recursos humanos, de tecnología de la información, de operaciones, entre otros; y
- Riesgos de *reporting*.



La Política también contempla que la gerencia de administración será la encargada de **(i)** incluir en sus programas anuales las pruebas necesarias para la detección de indicadores e indicios de riesgos; **(ii)** monitorear la efectividad del proceso en su conjunto y resguardar el cumplimiento y el control de esta política; **(iii)** informar a la Alta Dirección y al Comité de Auditoría sobre el proceso de gestión de riesgos, y **(iv)** efectuar el seguimiento de la implementación de los planes de acción para asegurar que las medidas correctivas se apliquen una vez detectado el riesgo. Asimismo, la gerencia de administración brinda apoyo a la Dirección para mantener actualizada las matrices de riesgo, colaborando con la identificación y evaluación de los mismos y el seguimiento de los planes de acción derivados, manteniendo informados a la gerencia y al Comité de Auditoría sobre este proceso.

La Sociedad expone en sus Estados Financieros la administración del riesgo financiero que realiza, diferenciando por tipo de riesgos y describiendo para cada uno de los mismos los planes o acciones que implementa para mitigarlos. Adicionalmente en oportunidad de confeccionar el 20-F (presentado ante la SEC) se hace una descripción de los factores de riesgo a los cuales la Sociedad se encuentra expuesta. De la forma descrita, Pampa aplica la presente práctica.

18. El Directorio monitorea y revisa la efectividad de la auditoría interna independiente y garantiza los recursos para la implementación de un plan anual de auditoría en base a riesgos y una línea de reporte directa al Comité de Auditoría.

Pampa aplica la práctica recomendada dado que la Dirección de Auditoría Interna reporta funcionalmente al Comité de Auditoría y administrativamente al CEO.

A principios de cada ejercicio, Auditoría Interna presenta su propuesta de plan anual de trabajo al Comité de Auditoría para su evaluación y aprobación, contando con los recursos para su implementación. En forma trimestral, la Dirección de Auditoría interna presenta un informe de avance al Comité para monitorear su seguimiento, el que contiene un resumen de los trabajos efectuados y los principales hallazgos.

Anualmente el Comité de Auditoría evalúa el grado de independencia y el desempeño de Auditoría Interna en los temas de su competencia, dando cuenta de esto en su informe anual.

La Compañía, siendo socia del *Institute of Internal Auditors* utiliza aquellas normas que considera razonables y/o aplicables sin adherir expresamente.

19. El auditor interno o los miembros del departamento de Auditoría Interna son independientes y altamente capacitados.

La Sociedad aplica la práctica recomendada dado que, tal como se mencionó en la Práctica 18 en el Anexo I de esta Memoria, la Dirección de Auditoría Interna reporta de forma directa al [Comité de Auditoría](#), el cual evalúa su independencia de forma anual.

La Dirección de Auditoría Interna está formada por personal altamente entrenado en la materia, no solo por su formación y capacitación sino por su experiencia en el área.

La Dirección de Auditoría Interna de Pampa cuenta con un Estatuto que regula sus actividades y que se encuentra alineado con las mejores prácticas disponibles y los estándares más relevantes sugeridos por *The Institute of Internal Auditors*. La última actualización de este documento ha sido realizada durante el ejercicio 2020 y ha sido aprobada por el Comité de Auditoría.



20. *El Directorio tiene un Comité de Auditoría que actúa en base a un reglamento. El Comité está compuesto en su mayoría y presidido por directores independientes y no incluye al Gerente General. La mayoría de sus miembros tiene experiencia profesional en áreas financieras y contables.*

Pampa aplica la práctica recomendada dado que cuenta con un Comité de Auditoría que actúa en base a su reglamento, el cual establece sus funciones y principales normas de funcionamiento. Tal como fuera mencionado en la Práctica 3 en el Anexo I de esta Memoria, el Comité está compuesto en su totalidad por miembros que revisten la calidad de independientes, estando por encima de lo requerido por las normas locales que requieren que solo la mayoría tenga dicha condición. Entre sus principales funciones podemos destacar las siguientes: **(i)** opinar respecto de la propuesta del Directorio para la designación de los auditores externos y velar por su independencia, revisar los planes de los auditores externos e internos, y evaluar su desempeño y emitir una opinión al respecto en ocasión de la presentación y publicación de los EEFF anuales; **(ii)** supervisar el funcionamiento del sistema de control interno y de gestión de riesgos; **(iii)** opinar sobre operaciones con partes relacionadas por un monto relevante, conforme la normativa vigente, la que es divulgada al mercado; **(iv)** opinar sobre las propuestas de honorarios que formule el Directorio; **(v)** opinar sobre las condiciones de emisión de acciones o valores convertibles en acciones, en caso de aumento de capital; y **(vi)** verificar el cumplimiento de las normas de conducta que resulten aplicables.

El Directorio busca asegurar que la mayoría de los miembros del Comité de Auditoría tengan experiencia profesional en áreas financieras y/o contables. Lo mencionado es una de las cuestiones a evaluar al momento de proponer los nuevos miembros del Directorio y que deben ser tenidas en cuenta por el Comité de Nominaciones al emitir su opinión de forma previa. Asimismo, el Comité de Auditoría debe nombrar a uno de sus miembros como experto financiero, tal como lo establece la sección 407 de la ley Sarbanes-Oxley.

21. *El Directorio, con opinión del Comité de Auditoría, aprueba una política de selección y monitoreo de auditores externos en la que se determinan los indicadores que se deben considerar al realizar la recomendación a la Asamblea de Accionistas sobre la conservación o sustitución del auditor externo.*

El Comité de Auditoría evalúa de forma anual, en ocasión de la presentación y publicación de los EEFF anuales de Pampa, la independencia, el planeamiento y el desempeño del auditor externo teniendo en cuenta distintos indicadores objetivos, y emite una opinión fundada al respecto, en virtud de lo exigido por el Art. 18 Sección V del Capítulo III de las Normas de la CNV (T.O. 2013) y el Reglamento Interno del Comité de Auditoría. Además, a lo largo del ejercicio, mantiene reuniones con los auditores externos al menos en forma trimestral en oportunidad de la revisión de los EEFF trimestrales de la Sociedad y en todas aquellas oportunidades que lo considere necesario.

Asimismo, Pampa cuenta con una política de pre-aprobación de los servicios del auditor externo, política que estandariza un proceso interno que permite al Comité de Auditoría cumplir con su obligación de otorgar la aprobación previa para la contratación de un auditor externo para la prestación de cualquier tipo de servicio autorizado a la Sociedad o a cualquiera de sus subsidiarias.

De la forma descrita, la Sociedad aplica la presente práctica.

F. Ética, integridad y cumplimiento: principios xvii al xviii - prácticas 22 al 24

Principios

- xvii.** El Directorio debe diseñar y establecer estructuras y prácticas apropiadas para promover una cultura de ética, integridad y cumplimiento de normas que prevenga, detecte y aborde faltas corporativas o personales serias.



- xviii. El Directorio asegurará el establecimiento de mecanismos formales para prevenir y en su defecto lidiar con los conflictos de interés que puedan surgir en la administración y dirección de la Compañía. Deberá contar con procedimientos formales que busquen asegurar que las transacciones entre partes relacionadas se realicen en miras del mejor interés de la Compañía y el tratamiento equitativo de todos sus accionistas.

22. El Directorio aprueba un Código de Ética y Conducta que refleja los valores y principios éticos y de integridad, así como también la cultura de la Compañía. El Código de Ética y Conducta es comunicado y aplicable a todos los directores, gerentes y empleados de la Compañía.

Pampa cuenta con un Código de Conducta Empresarial que establece los principios éticos que forman la base de las relaciones entre Pampa, sus empleados y el resto de partes interesadas (clientes, proveedores, gobierno, accionistas, comunidad, etc.), brindando lineamientos y poniendo a disposición instrumentos que garanticen la transparencia de los asuntos y la correcta administración de la Compañía.

El Código de Conducta Empresarial es de público conocimiento al encontrarse disponible en la [página web de la Sociedad](#) y debe ser aceptado de forma expresa por todos los empleados de la Sociedad, los miembros del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora de Pampa.

Por todo ello, la Sociedad aplica la práctica recomendada.

23. El Directorio establece y revisa periódicamente, en base a los riesgos, dimensión y capacidad económica un Programa de Ética e Integridad. El plan es apoyado visible e inequívocamente por la gerencia quien designa un responsable interno para que desarrolle, coordine, supervise y evalúe periódicamente el programa en cuanto a su eficacia. El programa dispone: (i) capacitaciones periódicas a directores, administradores y empleados sobre temas de ética, integridad y cumplimiento; (ii) canales internos de denuncia de irregularidades, abiertos a terceros y adecuadamente difundidos; (iii) una política de protección de denunciantes contra represalias; y un sistema de investigación interna que respete los derechos de los investigados e imponga sanciones efectivas a las violaciones del Código de Ética y Conducta; (iv) políticas de integridad en procedimientos licitatorios; (v) mecanismos para análisis periódico de riesgos, monitoreo y evaluación del Programa; y (vi) procedimientos que comprueben la integridad y trayectoria de terceros o socios de negocios (incluyendo la debida diligencia para la verificación de irregularidades, de hechos ilícitos o de la existencia de vulnerabilidades durante los procesos de transformación societaria y adquisiciones), incluyendo proveedores, distribuidores, prestadores de servicios, agentes e intermediarios.

Pampa aplica la práctica, ya que cuenta con un Programa de Integridad que agrupa y organiza un conjunto de acciones, mecanismos y procedimientos internos de promoción de la integridad, supervisión y control, orientados a prevenir, detectar y corregir irregularidades y actos ilícitos. El diseño del Programa cubre tanto los componentes obligatorios como los optativos prescriptos por los Art. 22 y 23 de la Ley 27401 y demás normativa relacionada. En cuanto a los requisitos obligatorios, es importante destacar que los mismos ya se encontraban implementados en Pampa con anterioridad a la entrada en vigencia de dicha ley. El Directorio ha definido que la Dirección de Auditoría interna de Pampa sea el responsable interno por el programa, teniendo a cargo su desarrollo, coordinación y supervisión. Pampa cuenta asimismo con la Línea Ética, un canal exclusivo para reportar, bajo estricta confidencialidad, cualquier presunta irregularidad o infracción al Código de Conducta Empresarial. Esta herramienta se encuentra disponible a través de distintos canales (telefónico por medio de una línea gratuita, correo electrónico o a través de una página web) y es operada por un proveedor externo, lo que garantiza una mayor transparencia e integridad de la



información. Adicionalmente, la Sociedad cuenta con políticas y procedimientos que prescriben la manera en la que se deben analizar y tratar aquellas denuncias que sean recibidas.

La responsabilidad de este canal recae en el Comité de Auditoría, quien delega su administración en la Dirección de Auditoría Interna. Al menos trimestralmente Auditoría Interna reporta los casos recibidos y las resoluciones adoptadas al Comité de Auditoría. El Comité supervisa la operatoria del canal y la resolución de las denuncias en los temas de su competencia.

Asimismo, y como producto de la revisión y actualización periódica del Programa de Integridad, el Directorio de Pampa aprobó en el año 2020 una nueva Política para la Prevención del Fraude, la Corrupción y otras Irregularidades, la cual reafirma a la transparencia y ética como conductas necesarias para conducir los negocios de la Sociedad y alcanzar un crecimiento sustentable de la misma, complementando lo prescripto por el Código de Conducta de la Sociedad conforme fuera descrito anteriormente. Finalmente, esta política también incluye cláusulas relativas a la obligación de reportar la existencia o sospecha de violación de leyes y/o normas como así también la prohibición de aplicar represalias contra cualquier empleado o tercero que hubiera efectuado legítimamente y de buena fe cualquier denuncia o se hubiera negado a participar de actos de corrupción.

24. *El Directorio asegura la existencia de mecanismos formales para prevenir y tratar conflictos de interés. En el caso de transacciones entre partes relacionadas, el Directorio aprueba una política que establece el rol de cada órgano societario y define cómo se identifican, administran y divulgan aquellas transacciones perjudiciales a la compañía o sólo a ciertos inversores.*

Dentro de los lineamientos del Código de Conducta Empresarial, se establece que todos los sujetos alcanzados por el mismo deberán evitar cualquier situación que cree un conflicto entre sus intereses personales y los de la organización, impidiendo que los intereses personales o familiares influyan en sus decisiones y/o desempeño profesional.

Pampa cuenta asimismo con una Política de Aprobación de Operaciones con Partes Relacionadas en función de la cual, todas las operaciones **(i)** de monto relevante, es decir, aquellas cuyo monto sea igual o superior al 1% del Patrimonio Neto de Pampa; **(ii)** que se realicen con personas físicas y/o jurídicas que, de conformidad con el Art. 72 de la LMC, sean consideradas partes relacionadas, deben someterse a un procedimiento específico de autorización y control previo que se desarrolla bajo la coordinación de la Dirección Ejecutiva de Asuntos Legales de Pampa y que involucra tanto al Directorio como al Comité de Auditoría (según el caso). La referida Política sigue estrictamente los lineamientos prescriptos por la normativa vigente en la materia (Art. 72 de la LMC).

Adicionalmente, Pampa expone el detalle de sus contratos con partes relacionadas en los EEFF tanto trimestrales como anuales y, en cumplimiento con la normativa vigente, todas las operaciones de monto relevante celebradas con partes relacionadas son sometidas a consideración del Comité de Auditoría e informadas de inmediato bajo la modalidad de “hecho relevante” tanto a la CNV como a los mercados donde la Sociedad cotiza sus valores.

Finalmente, el Comité de Auditoría tiene a su cargo, entre otras tareas, proporcionar al mercado información completa respecto de las operaciones que puedan implicar un conflicto de intereses con integrantes de los órganos sociales o accionistas controlantes y de emitir opinión fundada sobre las operaciones con partes relacionadas en los casos establecidos por la legislación; también, se encarga de comunicarla en cumplimiento de la ley, toda vez que en Pampa exista o pueda existir un supuesto conflicto de intereses. Por otra parte, toda vez que el Directorio deba considerar algún asunto en los que algún miembro tenga un interés personal, este director debe abstenerse de votar. De la forma descrita, la Sociedad aplica la presente práctica.



G. Participación de los accionistas y partes interesadas: principios xix al xxii - prácticas 25 al 29

Principios

- xix.** La Compañía deberá tratar a todos los accionistas de forma equitativa. Deberá garantizar el acceso igualitario a la información no confidencial y relevante para la toma de decisiones assemblearias de la Compañía.
- xx.** La Compañía deberá promover la participación activa y con información adecuada de todos los accionistas en especial en la conformación del Directorio.
- xxi.** La Compañía deberá contar con una Política de Distribución de Dividendos transparente que se encuentre alineada a la estrategia.
- xxii.** La Compañía deberá tener en cuenta los intereses de sus partes interesadas.

25. El sitio web de la Compañía divulga información financiera y no financiera, proporcionando acceso oportuno e igual a todos los inversores. El sitio web cuenta con un área especializada para la atención de consultas por los inversores.

Pampa aplica la práctica recomendada dado que cuenta con un sitio web en la que existe una sección especial de "[Inversores](#)", e incluye todo tipo de información relevante (EEFF, presentaciones ante organismos de contralor incluyendo la SEC y el NYSE, hechos relevantes, políticas de gobierno corporativo, entre otros) para los accionistas y público inversor en general, la que es actualizada de forma permanente por la gerencia de Relación con inversores y sustentabilidad.

A su vez, esta sección especial del sitio web funciona como un canal para direccionar consultas, las que son recibidas y gestionadas por el área especializada a cargo de la relación con accionistas e inversores.

Adicionalmente, la Sociedad cuenta con redes sociales ([Facebook](#), [Instagram](#), [Twitter](#) y [LinkedIn](#)) a través de las que no solo publica información relevante sobre la organización, sino que también mantiene interacción con sus seguidores.

26. El Directorio debe asegurar que exista un procedimiento de identificación y clasificación de sus partes interesadas y un canal de comunicación para las mismas.

En Pampa Energía creemos que la cercanía, la transparencia y la cooperación son pilares fundamentales para construir y fortalecer a largo plazo la relación con nuestros grupos de interés, ya sean externos o internos. A partir de los lineamientos que ofrece la guía AA1000SES de *Accountability* y el análisis de materialidad para la industria donde opera nuestra Compañía de SASB, identificamos a los principales grupos de interés por responsabilidad, influencia, cercanía, dependencia y representación. La Sociedad enumera sus principales grupos de interés en el [Reporte de Sustentabilidad](#) que emite anualmente y se encuentra publicado en nuestra página web, como también los canales de comunicación donde mantiene el diálogo:

- **Colaboradores:** reuniones de intercambio de líderes con los socios fundadores, sitio web interno – intranet, Nexo – canal de Recursos Humanos, línea ética, Reporte de Sustentabilidad, red de mensajería interna Kaizala y redes sociales.
- **Gobierno:** rendiciones de cuentas según normativa vigente, Memoria y Estados Financieros, reuniones con funcionarios, línea ética, Reporte de Sustentabilidad y redes sociales.



- **Comunidad:** Comité de Responsabilidad Social, línea ética, Reporte de Sustentabilidad, reuniones por programas de inversión social y redes sociales.
- **Inversores:** Memoria y Estados Financieros, Formulario 20-F, informes solicitados por CNV y SEC, Informes de Resultados Trimestrales, teleconferencias de resultados, línea ética, Reporte de Sustentabilidad, sitio web para inversores ri.pampaenergia.com y redes sociales.
- **Proveedores:** reuniones con proveedores, línea ética, Reporte de Sustentabilidad, plataforma SAP ARIBA y redes sociales.
- **Clientes:** sitio web institucional www.pampaenergia.com, canal de atención a clientes, línea ética, Reporte de Sustentabilidad y redes sociales.
- **Asociaciones Empresariales:** línea ética, reuniones del sector y redes sociales.
- **Medios de Comunicación:** sitio web institucional www.pampaenergia.com, Memoria y Estados Financieros, línea ética y redes sociales.
- **Sindicatos:** reuniones con delegados gremiales, línea ética, Reporte de Sustentabilidad y redes sociales.

No obstante, dado que nuestras operaciones son de gran alcance geográfico y complejidad, la descentralización es también una característica de nuestro proceso de identificación y diálogo con actores clave. En este sentido, para alcanzar el máximo impacto social positivo en las comunidades locales, en 2019 la Dirección de Producción e Ingeniería comenzó un proceso de relevamiento local en cada activo de generación.

Bajo la metodología del Mapa Estratégico y *el Balanced Scorecard*, se desarrolló un proceso con el fin de definir los grupos de interés prioritarios para las operaciones; mapear los temas relevantes; fijar objetivos del relacionamiento y prioridades de intervención; e implementar planes de acción concretos sobre las partes interesadas. El proyecto alcanzó todos los activos del negocio de generación en Buenos Aires, Bahía Blanca, Mendoza, Neuquén y Salta. Actualmente participan de esta iniciativa 84 gerentes de planta y referentes de las principales áreas de cada activo. De esta forma, profundizamos nuestro modelo de gestión sustentable al involucrar a colaboradores de los activos que toman decisiones a nivel local, logrando una implementación de acciones más eficiente para que tengan un mayor impacto en el negocio y en la comunidad. En 2021 se planea extender a activos en otros segmentos de negocio de la Compañía y realizar una consulta a grupos de interés para armar una matriz de materialidad.

De la forma descrita, la Sociedad aplica la práctica.

- 27. *El Directorio remite a los accionistas, previo a la celebración de la Asamblea, un "paquete de información provisorio" que permite a los accionistas —a través de un canal de comunicación formal- realizar comentarios no vinculantes y compartir opiniones discrepantes con las recomendaciones realizadas por el Directorio, teniendo este último que, al enviar el paquete definitivo de información, expedirse expresamente sobre los comentarios recibidos que crea necesario.***

El Directorio de la Sociedad, al momento de convocar a una Asamblea de Accionistas, formula las propuestas a la misma por cada punto del orden del día, salvo en aquellos casos donde pudieran existir eventuales conflictos de interés, en los que se abstiene de hacer propuesta alguna. Toda la información respaldatoria de los puntos a ser tratados en la Asamblea, se ponen a disposición de todos los accionistas con suficiente antelación para que los mismos puedan realizar su análisis y luego votar en consecuencia.

Tanto los accionistas como el público inversor en general pueden realizar las consultas que consideren necesarias mediante el canal formal mencionado en la Práctica 25 en el Anexo I de esta Memoria. Esto permite a todos los accionistas asistir a la Asamblea con información concreta respecto de los puntos que sean considerados con suficiente antelación.



Cabe destacar que Pampa facilita los medios para mantener un diálogo permanente y fluido con sus accionistas, y no solo al momento de convocar a una Asamblea. En este sentido, los accionistas tienen a su alcance: **(i)** el canal de comunicación explicado en la Práctica 25 en el Anexo I de esta Memoria; **(ii)** la gerencia de relación con inversores, que recibe y gestiona las inquietudes de los accionistas; **(iii)** durante el transcurso del ejercicio, se realizan teleconferencias al finalizar cada trimestre a fin de exponer los resultados trimestrales e interactuar con la gerencia; y **(iv)** presencia de miembros del Directorio y gerencia en la Asamblea de Accionistas, y apertura a preguntas no solo sobre cada punto del orden del día, sino también preguntas generales sobre la gestión una vez finalizado el tratamiento de los puntos formales. De la forma descrita, la Sociedad aplica la práctica.

28. El Estatuto de la Compañía considera que los accionistas puedan recibir los paquetes de información para la Asamblea de Accionistas a través de medios virtuales y participar en las Asambleas a través del uso de medios electrónicos de comunicación que permitan la transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras, asegurando el principio de igualdad de trato de los participantes.

Si bien no se encuentra contenido en el Estatuto Social de la Compañía, ello no obsta a la aplicación de los principios por parte de Pampa dado que se ponen a disposición de los accionistas e inversores las propuestas mencionadas en el punto anterior no sólo por los medios de comunicación previstos por los órganos regulatorios (BYMA, CNV, SEC) sino también en la página web de la Sociedad, ri.pampaenergia.com. Asimismo, tal como fuera mencionado, los accionistas cuentan con medios para mantener un diálogo permanente y fluido con la Sociedad durante todo el año.

Por otro lado, en su Asamblea General de Accionistas del 17 de febrero de 2021, la Sociedad aprobó la reforma del Artículo 30 de su Estatuto Social, a fin de permitir la realización de Asambleas de manera electrónica con transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras. Dicha modificación se ha introducido luego de la experiencia positiva de la celebración de Asambleas a distancia durante la vigencia de la Res. General CNV N° 830/20 durante el año 2020.

29. La Política de Distribución de Dividendos está alineada a la estrategia y establece claramente los criterios, frecuencia y condiciones bajo las cuales se realizará la distribución de dividendos.

La Sociedad aplica la práctica recomendada dado que el Directorio de Pampa, en el año 2018, aprobó su Política de Dividendos, la cual plasma los lineamientos para mantener un adecuado equilibrio entre los montos distribuidos y los planes de inversión de Pampa, con el objetivo de establecer una práctica clara, transparente y consistente que permita a los accionistas tomar decisiones informadas, todo ello en concordancia con el Estatuto y el marco legal y regulatorio vigente. En función de la misma, el Directorio evalúa prudentemente la posibilidad de pagar dividendos a sus accionistas en cada ejercicio y analiza con particular atención las circunstancias económicas propias de ese ejercicio.



02 Estados financieros consolidados

Estados financieros consolidados

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Las siguientes no son definiciones técnicas, pero ayudan al lector a comprender algunos términos empleados en la redacción de las notas a los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad.

<u>Términos</u>	<u>Definiciones</u>
ADR	American Depositary Receipt
AFIP	Administración Federal de Ingresos Públicos
BCBA	Bolsa de Comercio de Buenos Aires
BCRA	Banco Central de la República Argentina
BNA	Banco de la Nación Argentina
BO	Boletín Oficial
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.
CAU	Cargo de Acceso y Uso
CC	Ciclo Combinado
CIESA	Compañía de Inversiones de Energía S.A.
Citelec	Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica Citelec S.A.
CNV	Comisión Nacional de Valores
Corod	Corod Producción S.A.
CPB	Central Térmica Piedra Buena S.A.
CSJN	Corte Suprema de Justicia de la Nación
CTB	CT Barragán S.A.
CTEB	Central Térmica Ensenada Barragán
CTG	Central Térmica Güemes S.A.
CTGEBA	Central Térmica Genelba
CTLL	Central Térmica Loma La Lata S.A.
CTP	Central Térmica Piquirenda
EcuadorTLC	EcuadorTLC S.A.
Edenor	Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.
EISA	Energía Inversora S.A.
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
ENARSA / IEASA	Integración Energética Argentina S.A. (ex Energía Argentina S.A.)
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
FACPCE	Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas
GLP	Gas licuado de petróleo
GNL	Gas Natural Licuado
Greenwind	Greenwind S.A.
GUMA, GUME, GUDI	Gran Usuario Mayor, Gran Usuario Menor, Gran Usuario del Distribuidor
GyP	Gas y Petróleo del Neuquén S.A.P.E.M.

GLOSARIO DE TÉRMINOS: (Continuación)

<u>Términos</u>	<u>Definiciones</u>
HI	Hidroeléctricas
HIDISA	Hidroeléctrica Diamante S.A.
HINISA	Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.
IASB	Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad, por sus siglas en inglés
IGJ	Inspección General de Justicia
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
La Sociedad / Pampa	Pampa Energía S.A.
El Grupo	Pampa Energía S.A. junto con sus subsidiarias
MAT	Mercado a Término
MATER	Mercado a Término de Energía Renovable
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MEyM	Ministerio de Energía y Minería
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
MLC	Mercado Libre de Cambios
NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
NYSE	New York Stock Exchange
OCP	Oleoducto de Crudos Pesados
Oldelval	Oleoductos del Valle S.A.
ONs	Obligaciones Negociables
PACOSA	Pampa Comercializadora S.A.
Pampa FPK	Pampa FPK S.A.U.
Pampa Holding	Pampa Holding MMM S.A.U.
Pampa QRP	Pampa QRP S.A.U.
Pampa Ventures	Pampa DM Ventures S.A.U.
PACOGEN	Pampa Cogeneración S.A.
PEA	Parques Eólicos Argentino S.A.
PEB	Pampa Energía Bolivia S.A. (Antes “PBI” - Petrobras Bolivia Internacional S.A.)
PELSA	Petrolera Entre Lomas S.A.
PEN	Poder Ejecutivo Nacional

GLOSARIO DE TÉRMINOS: (Continuación)

<u>Términos</u>	<u>Definiciones</u>
PEPASA	Petrolera Pampa S.A.
PEPE II	Parque Eólico Pampa Energía II
PEPE III	Parque Eólico Pampa Energía III
Petrobras	Petrobras Argentina S.A.
PHA	PHA S.A.U.
PISA	Pampa Inversiones S.A.
PIST	Punto de Ingreso al Sistema de Transporte
PP	Pampa Participaciones S.A.U.
RECPAM	Resultado por Exposición a los Cambios en el Poder Adquisitivo de la Moneda
Refinor	Refinería del Norte S.A.
RT	Resolución Técnica
RTI	Revisión Tarifaria Integral
SACDE	Sociedad Argentina de Construcción y Desarrollo Estratégico S.A.
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SE	Secretaría de Energía
SEC	Security and Exchange Comission
SEE	Secretaría de Energía Eléctrica
SGE	Secretaría de Gobierno de Energía
SRyME	Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico
SSERYEE	Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética
SSHC	Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles
TG	Turbina a gas
TGS	Transportadora de Gas del Sur S.A.
TJSM	Termoeléctrica José de San Martín S.A.
TMB	Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.
Transba	Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires Transba S.A.
Transelec	Transelec Argentina S.A.
Transener	Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A.
TV	Turbina a vapor
US\$	Dólares estadounidenses
UGE	Unidad Generadora de Efectivo
UTE Senillosa	Petrolera Pampa S.A. – Rovella Carranza – Gas y Petróleo del Neuquén, Unión Transitoria de Empresas Senillosa
WACC	Costo promedio ponderado del capital
YPF	YPF S.A.

Estados Financieros Consolidados

Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020,
presentados en forma comparativa
Expresados en millones de pesos

Razón social:	Pampa Energía S.A.
Domicilio legal:	Maipú 1, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Actividad principal de la Sociedad:	Estudio, exploración y explotación de pozos hidrocarburíferos, desarrollo de actividades mineras, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos y sus derivados; y la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Inversión en emprendimientos y en sociedades de cualquier naturaleza por cuenta propia o en representación de terceros o asociados a terceros en la República Argentina o en el exterior.
Fecha de inscripción en la IGJ:	
– Del estatuto:	21 de febrero de 1945
– De la última modificación:	2 de agosto de 2018 ⁽¹⁾
Fecha de vencimiento del estatuto o contrato social:	30 de junio de 2044
Capital social:	1.451.170.791 acciones ⁽²⁾

⁽¹⁾ A la fecha de publicación de los presentes Estados Financieros Consolidados, se encuentran pendientes de inscripción en el Registro Público las modificaciones a los artículos 4 y 30 del estatuto social aprobados por las Asambleas de Accionistas del 11 de mayo de 2020 y del 17 de febrero de 2021, respectivamente.

⁽²⁾ No incluye el equivalente a 4.330.464 acciones propias que la Sociedad tiene en cartera al 31 de diciembre de 2020 (Nota 13).

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. R. Sergio Cravero
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 265 F° 92

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Estado de Resultado Integral Consolidado
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020,
presentado en forma comparativa (ver Nota 5.3)
Expresado en millones de pesos

	Nota	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Ingresos por ventas	8	76.639	64.699	54.126
Costo de ventas	9	(46.850)	(39.169)	(31.323)
Resultado bruto		29.789	25.530	22.803
Gastos de comercialización	10.1	(2.680)	(1.294)	(1.418)
Gastos de administración	10.2	(6.588)	(5.342)	(4.879)
Gastos de exploración	10.3	(29)	(463)	(45)
Otros ingresos operativos	10.4	4.056	3.749	8.477
Otros egresos operativos	10.4	(2.550)	(2.060)	(5.878)
Deterioro de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios	1.2 y 11.1	(10.351)	(3.713)	(1.195)
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	5.4.2	6.551	5.854	4.463
Resultado por venta de participaciones en asociadas	5.2.1	-	-	1.052
Resultado operativo		18.198	22.261	23.380
RECPAM	10.5	-	-	15.193
Ingresos financieros	10.5	686	1.027	1.122
Gastos financieros	10.5	(12.528)	(9.005)	(6.967)
Otros resultados financieros	10.5	6.131	8.680	(30.486)
Resultados financieros, neto		(5.711)	702	(21.138)
Resultado antes de impuestos		12.487	22.963	2.242
Impuesto a las ganancias	10.6	(3.122)	4.531	1.207
Ganancia del ejercicio por operaciones continuas		9.365	27.494	3.449
(Pérdida) Ganancia por operaciones discontinuadas	5.3	(49.333)	11.813	7.359
(Pérdida) Ganancia del ejercicio		(39.968)	39.307	10.808
Otro resultado integral				
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultados</i>				
Resultados relacionados a planes de beneficios definidos		117	110	(154)
Impuesto a las ganancias		(29)	(28)	39
Resultado por participaciones en negocios conjuntos		-	-	(19)
Diferencias de conversión		33.461	27.672	-
<i>Conceptos que serán reclasificados a resultados</i>				
Diferencias de conversión		(719)	(498)	19
Otro resultado integral del ejercicio por operaciones continuas		32.830	27.256	(115)
Otro resultado integral por operaciones discontinuadas	5.3	20.866	18.046	308
Ganancia de otro resultado integral del ejercicio		53.696	45.302	193
Ganancia integral del ejercicio		13.728	84.609	11.001

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. R. Sergio Cravero
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 265 F° 92

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Estado de Resultado Integral Consolidado (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020,
presentado en forma comparativa (ver Nota 5.3)
Expresado en millones de pesos

	Nota	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
(Pérdida) Ganancia del ejercicio atribuible a:				
Propietarios de la Sociedad		(31.447)	33.012	8.435
Participación no controladora		(8.521)	6.295	2.373
		<u>(39.968)</u>	<u>39.307</u>	<u>10.808</u>
(Pérdida) Ganancia del ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad:				
Operaciones continuas		9.952	27.057	3.234
Operaciones discontinuadas		(41.399)	5.955	5.201
		<u>(31.447)</u>	<u>33.012</u>	<u>8.435</u>
Ganancia integral del ejercicio atribuible a:				
Propietarios de la Sociedad		11.937	69.616	8.474
Participación no controladora		1.791	14.993	2.527
		<u>13.728</u>	<u>84.609</u>	<u>11.001</u>
Ganancia integral del ejercicio atribuible a los propietarios de la Sociedad:				
Operaciones continuas		42.118	53.515	3.027
Operaciones discontinuadas		(30.181)	16.101	5.447
		<u>11.937</u>	<u>69.616</u>	<u>8.474</u>
(Pérdida) Ganancia por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad:				
Ganancia por acción básica y diluida por operaciones continuas	13.2	6,33	15,04	1,65
(Pérdida) Ganancia por acción básica y diluida por operaciones discontinuadas	13.2	(26,34)	3,31	2,65
(Pérdida) Ganancia por acción básica y diluida	13.2	(20,00)	18,35	4,31

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes Estados Financieros Consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. R. Sergio Cravero
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 265 F° 92

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Estado de Situación Financiera Consolidado

Al 31 de diciembre de 2020,
presentado en forma comparativa
Expresado en millones de pesos

	<u>Nota</u>	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedades, planta y equipo	11.1	135.445	210.056
Activos intangibles	11.2	3.455	9.068
Derechos de uso	18.1.1	867	930
Activos por impuesto diferido	11.3	9.082	1.702
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	5.3.2	46.229	30.638
Inversiones a costo amortizado	12.1	8.428	1.048
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	12.2	942	671
Otros activos		57	45
Créditos por ventas y otros créditos	12.3	3.631	4.711
Total del activo no corriente		<u>208.136</u>	<u>258.869</u>
ACTIVO CORRIENTE			
Inventarios	11.4	9.766	9.175
Inversiones a costo amortizado	12.1	2.062	3.224
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	12.2	27.382	21.867
Instrumentos financieros derivados		1	214
Créditos por ventas y otros créditos	12.3	28.678	33.583
Efectivo y equivalentes de efectivo	12.4	11.900	13.496
Total del activo corriente		<u>79.789</u>	<u>81.559</u>
Activos clasificados como mantenidos para la venta	5.3	123.603	-
Total del activo		<u>411.528</u>	<u>340.428</u>

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. R. Sergio Cravero
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 265 F° 92

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Estado de Situación Financiera Consolidado (Continuación)

Al 31 de diciembre de 2020,
presentado en forma comparativa
Expresado en millones de pesos

	Nota	31.12.2020	31.12.2019
PATRIMONIO			
Capital social	13	1.451	1.677
Ajuste de capital		7.605	9.826
Prima de emisión		19.950	19.570
Acciones propias en cartera		4	71
Ajuste de capital de acciones en cartera		24	27
Costo de acciones propias en cartera		(235)	(2.527)
Reserva legal		3.703	1.753
Reserva facultativa		60.899	17.727
Otras reservas		(759)	(771)
Resultados no asignados		(1.825)	51.844
Otro resultado integral		29.430	15.668
Patrimonio atribuible a los propietarios		120.247	114.865
Participación no controladora		28.631	29.397
Total del patrimonio		148.878	144.262
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	5.3.2	161	265
Provisiones	11.5	9.326	8.703
Pasivo por impuesto a las ganancias	11.6	11.004	590
Ingresos diferidos		-	270
Cargas fiscales	11.7	128	263
Pasivos por impuesto diferido	11.3	93	22.068
Planes de beneficios definidos	11.8	1.460	1.606
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	11.9	-	241
Préstamos	12.5	115.428	105.629
Deudas comerciales y otras deudas	12.6	1.418	5.419
Total del pasivo no corriente		139.018	145.054
PASIVO CORRIENTE			
Provisiones	11.5	1.379	1.206
Ingresos diferidos		-	5
Pasivo por impuesto a las ganancias	11.6	897	3.154
Cargas fiscales	11.7	3.030	4.316
Planes de beneficios definidos	11.8	298	230
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	11.9	1.935	3.834
Instrumentos financieros derivados		40	204
Préstamos	12.5	20.377	10.974
Deudas comerciales y otras deudas	12.6	9.778	27.189
Total del pasivo corriente		37.734	51.112
Pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	5.3	85.898	-
Total del pasivo		262.650	196.166
Total del pasivo y del patrimonio		411.528	340.428

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes Estados Financieros Consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. R. Sergio Cravero
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 265 F° 92

Gustavo Mariani
Vicepresidente



Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020,
presentado en forma comparativa
Expresado en millones de pesos

Atribuible a los propietarios

	Aporte de los propietarios						Resultados acumulados							
	Capital social	Ajuste de capital	Prima de emisión	Acciones propias en cartera	Ajuste de capital de acciones propias en cartera	Costo de acciones propias en cartera	Reserva legal	Reserva facultativa	Otras reservas	Otro resultado integral	Resultados no asignados	Subtotal	Participación no controladora	Total del patrimonio
Saldos al 31 de diciembre de 2017	2.080	10.906	18.496	2	13	(126)	733	12.554	367	(353)	11.806	56.478	17.792	74.270
Cambio de políticas contables ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(55)	(55)	(25)	(80)
Saldos al 1° de enero de 2018	2.080	10.906	18.496	2	13	(126)	733	12.554	367	(353)	11.751	56.423	17.767	74.190
Constitución de reserva legal y facultativa	-	-	-	-	-	-	171	4.822	-	-	(4.993)	-	-	-
Reducción de capital	-	-	-	(183)	(958)	11.162	-	(10.021)	-	-	-	-	-	-
Planes de compensación en acciones	-	-	3	-	(1)	9	-	-	14	-	-	25	-	25
Adquisición de acciones propias	(206)	(1.080)	-	206	1.080	(12.535)	-	-	(864)	-	-	(13.399)	(534)	(13.933)
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(82)	(82)
Venta de participación en subsidiarias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.518)	(3.518)
Ganancia del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.435	8.435	2.373	10.808
Otro resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39	-	39	154	193
Saldos al 31 de diciembre de 2018	1.874	9.826	18.499	25	134	(1.490)	904	7.355	(483)	(314)	15.193	51.523	16.160	67.683
Constitución de reserva legal y facultativa	-	-	-	-	-	-	849	16.134	-	-	(16.983)	-	-	-
Reducción de capital	-	-	-	(152)	(105)	6.019	-	(5.762)	-	-	-	-	-	-
Planes de compensación en acciones	1	-	2	-	(2)	14	-	-	23	-	-	38	-	38
Adquisición de acciones de propias	(198)	-	1.069	198	-	(7.070)	-	-	(311)	-	-	(6.312)	(1.699)	(8.011)
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(57)	(57)
Ganancia del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.012	33.012	6.295	39.307
Otro resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.982	20.622	36.604	8.698	45.302
Saldos al 31 de diciembre de 2019	1.677	9.826	19.570	71	27	(2.527)	1.753	17.727	(771)	15.668	51.844	114.865	29.397	144.262

⁽¹⁾ Ajuste al saldo de apertura del patrimonio por adopción de NIIF 9 modificada a partir del 1 de enero de 2018. Ver Nota 6.2.1.2

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. R. Sergio Cravero
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 265 F° 92

Gustavo Mariani
Vicepresidente



Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020,
presentado en forma comparativa
Expresado en millones de pesos

	Atribuible a los propietarios											Participación no controladora	Total del patrimonio	
	Aporte de los propietarios					Resultados acumulados								
	Capital social	Ajuste de capital	Prima de emisión	Acciones propias en cartera	Ajuste de capital de acciones propias en cartera	Costo de acciones propias en cartera	Reserva legal	Reserva facultativa	Otras reservas	Otro resultado integral	Resultados no asignados			Subtotal
Saldos al 31 de diciembre de 2019	1.677	9.826	19.570	71	27	(2.527)	1.753	17.727	(771)	15.668	51.844	114.865	29.397	144.262
Constitución de Reserva legal y facultativa	-	-	-	-	-	-	1.950	49.894	-	-	(51.844)	-	-	-
Reducción de capital	-	-	-	(293)	(2.224)	9.239	-	(6.722)	-	-	-	-	(1.546)	(1.546)
Planes de compensación en acciones	1	3	(12)	(1)	(3)	45	-	-	12	-	-	45	-	45
Adquisición de acciones propias	(227)	(2.224)	392	227	2.224	(6.992)	-	-	-	-	-	(6.600)	(492)	(7.092)
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(519)	(519)
Pérdida del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(31.447)	(31.447)	(8.521)	(39.968)
Otro resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.762	29.622	43.384	10.312	53.696
Saldos al 31 de diciembre de 2020	1.451	7.605	19.950	4	24	(235)	3.703	60.899	(759)	29.430	(1.825)	120.247	28.631	148.878

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes Estados Financieros Consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. R. Sergio Cravero
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 265 F° 92

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Estado de Flujos de Efectivo Consolidado
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020,
presentado en forma comparativa (ver Nota 5.3)
Expresado en millones de pesos

	Nota	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Flujos de efectivo de las actividades operativas:				
Ganancia del ejercicio por operaciones continuas		9.365	27.494	3.449
Ajustes para arribar a los flujos netos de efectivo provenientes de las actividades operativas	14.1	27.230	667	19.473
Cambios en activos y pasivos operativos	14.2	(2.679)	(606)	(8.454)
Flujos netos de efectivo generados por las actividades operativas de las operaciones discontinuadas	5.3	17.716	10.156	8.462
Flujos netos de efectivo generados por las actividades operativas		51.632	37.711	22.930
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:				
Pagos por adquisiciones de propiedades, planta y equipo		(8.402)	(19.443)	(17.139)
Pagos por adquisiciones de activos intangibles		-	-	(6)
(Pagos por compras) Cobros por venta de títulos de deuda y acciones, netos		(4.393)	9.691	1.168
Pagos por integración de capital en sociedades		-	(4.794)	-
Pagos por adquisición de asociada		(190)	-	-
Cobros por ventas de activos intangibles		-	-	87
Cobros por ventas de participaciones en sociedades, propiedades, planta y equipos e inventarios		38	2.177	17.240
Cobros de dividendos		195	3.798	735
Préstamos cobrados (otorgados), netos		437	170	(141)
Cobro anticipado por venta de subsidiaria		424	-	-
Rescate (Suscripción) de fondos comunes de inversión, neto		3.579	(3.635)	7.124
Flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de inversión de las operaciones discontinuadas		(7.219)	(5.156)	(8.328)
Flujos netos de efectivo (aplicados en) generados por las actividades de inversión		(15.531)	(17.192)	740
Flujos de efectivo de las actividades de financiación:				
Toma de préstamos		25.253	25.808	9.250
Pago de préstamos		(20.514)	(25.276)	(9.057)
Pago de intereses de préstamos		(12.435)	(5.516)	(4.351)
Pagos por adquisición de acciones propias		(7.092)	(7.412)	(12.864)
Pagos de dividendos de subsidiarias a terceros		(586)	(57)	(82)
Pago por recompra y rescate obligaciones negociables		(6.747)	(3.576)	(73)
Pagos por arrendamientos		(149)	(72)	-
Pagos por reducción de capital de subsidiarias a terceros		(1.575)	-	-
Flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de financiación por operaciones discontinuadas	5.3	(6.152)	(5.071)	(532)
Flujos netos de efectivo aplicados en las actividades de financiación		(29.997)	(21.172)	(17.709)
Aumento (Disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo		6.104	(653)	5.961
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	12.4	13.496	9.097	1.179
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio reclasificados a activos disponibles para la venta		-	-	238
Diferencia de conversión y de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo		(3.338)	5.067	2.011
Resultados por exposición a la inflación efectivo y equivalentes de efectivo		-	(15)	(292)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre reclasificados a activos mantenidos para la venta		(4.362)	-	-
Aumento (Disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo		6.104	(653)	5.961
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	12.4	11.900	13.496	9.097

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes Estados Financieros Consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. R. Sergio Cravero
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 265 F° 92

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.

Expresadas en millones de pesos

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL

1.1 Información General de la Sociedad

La Sociedad es una empresa argentina integrada de energía, que de manera directa y a través de sus subsidiarias participa principalmente en las cadenas de valor de energía eléctrica y de gas.

En el segmento de generación, la Sociedad, de manera directa y a través de sus subsidiarias y negocios conjuntos, opera una capacidad instalada de 4.955 MW, que equivale a aproximadamente el 12% de la capacidad instalada en Argentina, siendo una de las cuatro generadoras independientes más grandes del país. Adicionalmente, la Sociedad se encuentra en proceso de expansión por 295 MW.

En el segmento de distribución de energía, la Sociedad es controlante de Edenor, la mayor distribuidora de electricidad de la Argentina, con 3,2 millones de clientes y cuya área de concesión abarca el norte y noroeste del área metropolitana de Buenos Aires. Con motivo de la desinversión mencionada en Nota 5.1, todos los activos y pasivos de Edenor han sido clasificados como mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2020 y los resultados y flujos de efectivo relacionados para cada uno de los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, se exponen dentro de operaciones discontinuadas.

En el segmento de petróleo y gas, la Sociedad desarrolla una importante actividad en exploración y producción de gas y petróleo en 13 áreas productivas y en 5 áreas exploratorias, alcanzando un nivel de producción en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, de 6,9 millones de m³/d de gas natural y 4,4 mil boe/d de petróleo en Argentina. Los principales bloques productores de gas natural están ubicados en las provincias de Neuquén y Río Negro. Los resultados y flujos de efectivo del ejercicio 2018 relacionados con la desinversión mencionada en la Nota 5.3.2 se exponen dentro de operaciones discontinuadas.

En el segmento petroquímico las operaciones están radicadas en la República Argentina, donde la Sociedad opera tres plantas de alta complejidad que producen estireno, caucho sintético y poliestireno, con una participación de mercado local entre el 85% y 98%.

Finalmente, a través del segmento Holding y otros negocios, la Sociedad principalmente participa en los negocios de transmisión de energía y transporte de gas. En el negocio de transmisión de energía, la Sociedad co-controla a Citelec, sociedad controladora de Transener, empresa dedicada a la operación y mantenimiento de la red de transmisión en alta tensión de 21.090 km, con una participación de mercado del 85% de la electricidad transportada en Argentina. En el negocio de transporte de gas, la Sociedad co-controla a CIESA, sociedad controladora de TGS, empresa licenciataria del transporte de gas natural, con 9.231 km de gasoductos en el centro, oeste y sur de Argentina, y dedicada adicionalmente al procesamiento y comercialización de líquidos de gas natural a través del Complejo Cerri, ubicado en Bahía Blanca, en la Provincia de Buenos Aires. Por otro lado, la Sociedad posee una participación directa del 28,5% en Refinor, la cual cuenta con una refinería con capacidad instalada de 25,8 kb de petróleo por día y 91 estaciones de servicio. Adicionalmente el segmento incluye servicios de asesoramiento brindados a sociedades relacionadas.

Los resultados y flujos de efectivo del ejercicio 2018, relacionados con la desinversión de los principales activos del segmento de refinación y distribución, mencionada en la Nota 5.3.3, se exponen dentro de operaciones discontinuadas del segmento Holding y otros negocios.

Véase nuestro informe de fecha

10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 1: (Continuación)

1.2 Contexto económico en el que opera la Sociedad

La Sociedad opera en un contexto económico complejo, cuyas variables principales han tenido una fuerte volatilidad, tanto en el ámbito nacional como internacional.

La irrupción de la pandemia COVID-19 en marzo de 2020 originada por el "Coronavirus" ha generado diversas consecuencias a nivel global.

La mayoría de los gobiernos en todo el mundo, incluyendo el Gobierno Argentino, implementaron medidas drásticas para contener la propagación del virus, incluyendo, entre otros, el cierre de fronteras y el aislamiento obligatorio de la población, paralizando la actividad económica no esencial y provocando una marcada disminución en los niveles de producción y actividad económica. Como resultado, la mayoría de los gobiernos implementaron una serie de medidas de ayuda fiscal para sostener el ingreso de parte de la población afectada, atenuar el riesgo de ruptura en las cadenas de pago y evitar crisis financieras.

A nivel mundial, a partir del mes de mayo, se inició un proceso gradual de desconfiamiento, sin embargo, algunos países experimentaron un nuevo incremento en el nivel de contagios lo que generó la reimplementación temporal de algunas medidas.

En Argentina, las medidas de aislamiento social preventivo y obligatorio decretadas por el Gobierno Nacional a partir del 20 de marzo de 2020 han afectado la industria energética, principalmente durante el segundo y tercer trimestre de 2020, tal como se detalla a continuación:

- En relación al mercado de generación eléctrica, durante el segundo y tercer trimestre de 2020 la demanda eléctrica neta del SADI ha disminuido un 5,7% y 2,0% comparado con los mismos períodos de 2019, principalmente debido a la menor actividad industrial y comercial durante el aislamiento social. Asimismo, el congelamiento tarifario y el aislamiento social produjeron demoras en la cadena de pagos de las distribuidoras eléctricas, sumado a retrasos en las contribuciones del Tesoro Nacional, por lo que CAMMESA ha registrado un creciente atraso en los plazos de pago a las generadoras y productoras de hidrocarburos, alcanzando un máximo de 45 días en el mes de julio 2020. Adicionalmente, la SE instruyó a CAMMESA a suspender el mecanismo de ajuste automático para la remuneración spot establecido mediante la Resolución SE N° 31/20, el cual no ha sido restablecido a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados.
- En cuanto al sector del gas, durante el segundo y tercer trimestre de 2020 la producción de gas registró una caída interanual del 9,0% y 10,2%, respectivamente, debido a los efectos limitantes del aislamiento social preventivo y obligatorio sobre la actividad, combinado con una mayor eficiencia en el parque generador principalmente producto de la energía renovable y térmica instalada en los últimos tres años. El promedio de precio del gas en boca de pozo durante el segundo y tercer trimestre de 2020 ascendió a US\$ 2,2 y US\$ 2,4 por MMBTU, respectivamente, aproximadamente 35% menos que los precios de los mismos períodos de 2019. Esta reducción responde principalmente a los menores precios subastados en las licitaciones mensuales de CAMMESA, menor actividad industrial y a la dilución por devaluación sobre el precio del gas vendido a distribuidoras.

Véase nuestro informe de fecha

10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 1: (Continuación)

- La recesión económica ocasionada por la propagación del COVID-19, la significativa reducción de la demanda de combustibles y el desacuerdo entre los productores miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (“OPEP”) y los productores no miembros de la OPEP (“OPEP+”) derivaron en una crisis de oferta y almacenamiento tal que el mercado del petróleo se vio profundamente golpeado. El WTI, evidenció una caída histórica, llegando a -37,63 US\$/bbl, mientras que el precio del Brent se desplomó por debajo de los 20 US\$/bbl. Luego de las medidas de recorte en la oferta implementadas por la OPEP y OPEP+ y el mayor nivel de apertura en las medidas de aislamiento que ensayaron distintos países, se evidenció un sendero de recuperación en las cotizaciones de crudo y derivados, mostrando el crudo Brent una cotización sostenida por encima de los 40 US\$/bbl desde mediados de junio. Si bien los precios locales de petróleo utilizan como referencia los valores internacionales, los mismos han registrado una fuerte caída como consecuencia del colapso en la demanda. En ese sentido, con fecha 18 de mayo de 2020 el Gobierno Nacional estableció un precio sostén de US\$ 45 para el barril de producción local. Sin embargo, dicho precio sostén quedó suspendido a raíz del aumento de la referencia Brent (ver Nota 2.4).
- En cuanto al mercado petroquímico, se evidenció, durante el segundo trimestre de 2020, una notable disminución en la demanda de algunos productos que comercializa la Sociedad, como estireno, bases octánicas y en menor medida poliestireno. En función de estas caídas, las plantas de estireno y reforma pararon 40 y 60 días, respectivamente entre mayo y junio, y la de poliestireno 30 días en junio. Asimismo, la producción de caucho debió ser suspendida durante los meses de abril y mayo por no ser considerada actividad esencial y en consonancia con la parada de los principales clientes domésticos, lo cual impactó en la recuperabilidad de las existencias de varias materias primas y productos destinados a la venta generando la registración de una previsión por desvalorización de inventarios de \$ 706 millones (US\$ 11 millones). El volumen comercializado se recuperó sustancialmente a partir del tercer trimestre de 2020, producto de la recuperación de la actividad industrial y del contexto internacional.

La economía argentina se encontraba en un proceso recesivo que se vio profundizado con la irrupción de la pandemia COVID-19, verificándose en el ámbito local una caída acumulada del 11,8% del Producto Bruto Interno en términos interanuales al tercer trimestre de 2020, una inflación acumulada del 36,1% (IPC) para el 2020 y una depreciación del peso del 40,5% del peso frente al dólar estadounidense, de acuerdo con el tipo de cambio del BNA. Asimismo, se impusieron mayores restricciones cambiarias (ver Nota 2.7), las cuales afectan el valor de la moneda extranjera en mercados alternativos existentes para ciertas transacciones cambiarias restringidas en el mercado oficial.

El contexto de volatilidad e incertidumbre continúa a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados.

La Dirección de la Sociedad monitorea permanentemente la evolución de las variables que afectan su negocio, para definir su curso de acción e identificar los potenciales impactos sobre su situación patrimonial y financiera. Los estados financieros de la Sociedad deben ser leídos a la luz de estas circunstancias.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: MARCO REGULATORIO

2.1 Generación

2.1.1 Unidades de generación

Los ingresos de la Sociedad vinculados a la actividad de este segmento provienen de: i) contratos de ventas con grandes usuarios en el MAT (Resoluciones N° 1.281/06 y N° 281/17); ii) contratos de abastecimiento con CAMMESA (Resoluciones N° 220/07, N° 21/16, N° 287/17 y Programas Renovar) y iii) ventas al mercado spot conforme a la normativa vigente en el MEM administrada por CAMMESA (Resolución SEE N° 19/17 a partir de febrero 2017, Resolución SRRYME N° 1/19 a partir de marzo 2019 y Resolución SE N° 31/20 a partir de febrero 2020).. A continuación, se detallan las unidades generadoras de la Sociedad, manera directa y a través de sus subsidiarias y negocios conjuntos:

En operación:

Generador	Unidad generadora	Tecnología	Escala	Régimen aplicable ⁽¹⁾
CTG	GUEMTG01	TG	100 MW	Energía Plus Res. N° 1281/06
CTG	GUEMTV11	TV	≤100 MW	Resolución N° 31/20
CTG	GUEMTV12	TV	≤100 MW	Resolución N° 31/20
CTG	GUEMTV13	TV	>100 MW	Resolución N° 31/20
Piquirenda	PIQIDI 01-10	MG	30 MW	Resolución N° 220/07
CPB	BBLATV29	TV	>100 MW	Resolución N° 31/20
CPB	BBLATV30	TV	>100 MW	Resolución N° 31/20
CT Ing. White	BBLMD01-06	MG	100 MW	Resolución N° 21/16
CTLL	LDLATG01	TG	>50 MW	Resolución N° 31/20
CTLL	LDLATG02	TG	>50 MW	Resolución N° 31/20
CTLL	LDLATG03	TG	>50 MW	Resolución N° 31/20
CTLL	LDLATV01	TV	180 MW	Resolución N° 220/07
CTLL	LDLATG04	TG	105 MW	Res. 220/07 (75%)
CTLL	LDLATG05	TG	105 MW	Resolución N° 21/16
CTGEBA	GEBATG01/TG02/TV01	CC	>150 MW	Resolución N° 31/20
CTGEBA	GEBATG03	TG	169 MW	Energía Plus Res. N° 1281/06
CTGEBA	GEBATG03/TG04/TV02	CC	400 MW	Resolución N° 287/17
Ecoenergía	CERITV01	TV	14 MW	Energía Plus Res. N° 1281/06
CT Parque Pilar	PILBD01-06	MG	100 MW	Resolución N° 21/16
CTB	EBARTG01 - TG02	TG	567 MW	Resolución N° 220/07
HIDISA	AGUA DEL TORO	HI	HI – Media 120<P≤300	Resolución N° 31/20
HIDISA	EL TIGRE	HI	Renovable ≤ 50	Resolución N° 31/20
HIDISA	LOS REYUNOS	HB	HB – Media 120<P≤300	Resolución N° 31/20
HINISA	NIHUIL I - II - III	HI	HI – Chica 50<P≤120	Resolución N° 31/20
HPPL	PPLEHI	HI	HI – Media 120<P≤300	Resolución N° 31/20
P.E. M. Cebreiro	CORTEO	Eólica	100 MW	Renovar
PEPE II	PAMEEO	Eólica	53 MW	MAT Renovable Res. N° 281/17
PEPE III	BAHIEO	Eólica	53 MW	MAT Renovable Res. N° 281/17

⁽¹⁾ La potencia y energía no comprometida bajo los contratos de ventas son remunerados según Resolución N° 31/20.

En construcción:

Generador	Tecnología	Capacidad	Régimen aplicable
CTLL	MG	15 MW	Resolución N° 31/20
CTB	CC	280 MW	Resolución N° 220/07

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

2.1.2 Remuneración por ventas al mercado spot

Las Resoluciones SEE N° 19/17 y SRRYME N° 1/19, aplicables a partir de febrero 2017 y marzo de 2019, respectivamente, establecieron conceptos remunerativos, por tecnología y escala, con precios en dólares estadounidenses abonados en pesos, conforme al tipo de cambio del BCRA.

Con fecha 27 de febrero de 2020, se publicó en el BO la Resolución SE N° 31/20, que modificó el esquema remunerativo establecido en la Resolución SRRYME N° 1/19, en los siguientes aspectos: i) redujo los valores en dólares de la remuneración por disponibilidad de potencia, manteniendo los valores de la remuneración por energía generada y operada; ii) trasladó los valores de las remuneraciones a pesos argentinos a una tasa de cambio de 60 \$/US\$; y iii) fijó una remuneración adicional, en pesos, para la potencia generada en aquellas horas de máximo requerimiento térmico del mes, considerando la potencia generada media en generadores térmicos, y la potencia operada media en generadores hidroeléctricos.

Por último, estableció que los nuevos valores fijados se actualizarían mensualmente a partir del segundo mes de aplicación, con un factor que contempla un ajuste del 60% por IPC y del 40% por IPIM. Sin embargo, con fecha 8 de abril de 2020, a través de la Nota N° 2020-24910606-APN-SE#MDP, la SE instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión la aplicación del mecanismo de ajuste automático citado, el cual no ha sido restablecido a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados.

2.1.2.1. Remuneración por Disponibilidad de la Potencia

2.1.2.1.1 Generadores Térmicos

La Resolución SEE N° 19/17 estableció una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala y habilitó a los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores titulares de centrales térmicas convencionales a ofrecer compromisos de disponibilidad garantizada por la potencia y energía de sus unidades no comprometidas bajo los contratos de ventas con grandes usuarios en el MAT y contratos de abastecimiento con CAMMESA. Dicho esquema sigue vigente hasta la resolución actual.

En la Resolución SEE N° 19/17, los compromisos de disponibilidad se declaraban por cada unidad por el lapso de tres años, conjuntamente con la información para la programación estacional verano, pudiendo contemplar valores de disponibilidad distintos en los períodos estacionales semestrales de verano e invierno. En las resoluciones SRRYME N° 1/19 y SE N° 31/20, se estableció un esquema de ofertas por períodos trimestrales: a) verano (diciembre a febrero); b) invierno (junio a agosto) y c) “resto”, conformado por dos trimestres (marzo a mayo y septiembre a noviembre).

La remuneración de la potencia para generadores térmicos con compromisos es proporcional a su cumplimiento.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

Los valores de la remuneración mínima para los generadores bajo cada una de las resoluciones mencionadas son:

Tecnología / Escala	SEE N° 19/17 (US\$ / MW-mes)	SRRYME N° 1/19 (US\$ / MW-mes)	SE N° 31/20 (\$ / MW-mes)
CC Grande Capacidad > 150 MW	3.050	3.050	100.650
TV Grande Capacidad > 100 MW	4.350	4.350	143.550
TV Chica Capacidad ≤ 100 MW	5.700	5.200	171.600
TG Grande Capacidad > 50 MW	3.550	3.550	117.150

La remuneración de la potencia garantizada para los generadores con compromisos de disponibilidad es:

Período	SEE N° 19/17 (US\$ / MW-mes)	SRRYME N° 1/19 (US\$ / MW-mes)	SE N° 31/20 (\$ / MW-mes)
Verano – Invierno	7.000	7.000	360.000
Otoño - Primavera	7.000	5.500	270.000

Bajo la Resolución SRRYME N° 1/19, se aplicó sobre la remuneración de la potencia, un coeficiente derivado del factor de utilización promedio de los últimos doce meses de la unidad: con un mínimo del 70% del factor de utilización, se percibía el 100% del pago por potencia; entre un 30% y 70% de utilización, se percibía entre el 70% y el 100% del pago por potencia; y si el factor de uso era menor al 30%, se percibía el 70% del pago por potencia. La Resolución SE N° 31/20 mantiene la misma fórmula del régimen anterior, pero en caso de que el factor de uso sea menor al 30%, establece la percepción del 60% del pago por potencia.

Por último, la Resolución SEE N° 19/17 estableció una remuneración adicional de 2.000 US\$/MW-mes, tendiente a incentivar los compromisos de disponibilidad en los períodos de mayor requerimiento del sistema que fue eliminada por la Resolución SRRYME N° 1/19. No obstante, la Resolución SE N° 31/20 vigente estableció una remuneración adicional para las horas de máximo requerimiento térmico del mes (hmrt), que corresponde a las 50 horas en las que se registre el mayor despacho de generación térmica de cada mes dividido en dos bloques de 25 horas cada uno, aplicándose a la potencia generada media los siguientes precios:

Período	Primeras 25 horas (\$ / MW-hmrt)	Segundas 25 horas (\$ / MW-hmrt)
Verano – Invierno	45.000	22.500
Otoño - Primavera	7.500	-

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

2.1.2.1.2 Generadores Hidroeléctricos

Las Resoluciones SEE N° 19/17 y SRRYME N° 1/19 establecieron una remuneración base y una remuneración adicional de potencia.

La disponibilidad de potencia se determinaba independientemente del nivel del embalse o de los aportes y erogaciones. Asimismo, en el caso de las centrales de bombeo, para calcular la disponibilidad se considera la operación como turbina y la disponibilidad como bomba.

La remuneración base y adicional incluía las siguientes escalas y precios:

Tecnología / Escala	Base (US\$ / MW-mes)	Adicional (US\$ / MW-mes)
HI Medias Capacidad > 120 ≤ 300 MW	3.000	1.000
HI Chicas Capacidad > 50 ≤ 120 MW	4.500	1.000
Bombeo HI Medias Capacidad > 120 ≤ 300 MW	2.000	500
HI Renovable Capacidad ≤ 50 MW	8.000	1.000

Bajo la Resolución SEE N° 19/17, el pago de potencia se determinaba por la potencia real más aquella en mantenimiento programado y/o acordado, mientras que bajo las Resolución SRRYME N° 1/19, las horas de indisponibilidad por mantenimiento programado y/o acordado, no fueron computadas para el cálculo de la remuneración de la potencia. Sin embargo, a los efectos de contemplar la incidencia de los mantenimientos programados de las centrales, a partir de mayo de 2019 mediante la Nota SME N° 46631495/19 se estableció aplicar un factor del 1,05 al pago de la potencia.

A las centrales que tenían a su cargo el mantenimiento de estructuras de control en el curso del río y que no tenían una central asociada se le aplicaba a la central de cabecera un coeficiente de 1,20.

La asignación y cobro del 50% de la remuneración adicional estaba condicionada a que el generador disponga de un seguro para la cobertura de incidentes mayores sobre el equipamiento crítico a satisfacción de CAMMESA; y a la actualización progresiva de los sistemas de control de la central de acuerdo a un plan de inversiones a presentar, en base a criterios definidos por la SEE.

A continuación, se detallan los valores de potencia por tecnología y escala establecidos bajo la Resolución SE N° 31/20:

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

Tecnología / Escala	SE N° 31/20 (\$ / MW-mes)
HI Medias Capacidad > 120 ≤ 300 MW	132.000
HI Chicas Capacidad > 50 ≤ 120 MW	181.500
Bombeo HI Medias Capacidad > 120 ≤ 300 MW	132.000
HI Renovable Capacidad ≤ 50 MW	297.000

Período	Primeras 25 horas (\$ / MW-hmrt)	Segundas 25 horas (\$ / MW-hmrt)
Verano – Invierno	39.000	19.500
Otoño - Primavera	6.500	-

Asimismo, la Resolución SE N° 31/20, mantiene el factor de 1,05 sobre la potencia para compensar la incidencia de los mantenimientos programados, y el factor de 1,20 para aquellas unidades que tengan a su cargo el mantenimiento de estructuras de control en el curso del río y que no tengan una central asociada.

2.1.2.1.3 Generadores Eólicos

La Resolución SEE N° 19/17 estableció una remuneración vinculada a la disponibilidad del equipamiento instalado con un precio base de 7,5 US\$/MW y un precio adicional de 17,5 US\$/MW que fue eliminada por Resolución SRRYME N° 1/19.

2.1.2.2 Remuneración por Energía Generada y Operada

Las resoluciones SEE N° 19/17 y SRRYME N° 1/19 establecieron una remuneración por energía generada con precios entre 5 y 10 US\$/MWh y entre 4 US\$/MWh y 7 US\$/MWh, respectivamente, dependiendo de la tecnología y tipo de combustible.

La remuneración por energía operada aplicable sobre la integración de las potencias horarias del período fue valorizada en 2,0 US\$/MWh y 1,4 US\$/MWh para cualquier tipo de combustible, bajo las resoluciones SEE N° 19/17 y SRRYME N° 1/19, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

La Resolución SE N° 31/20 estableció una remuneración por energía generada con precios entre 240 y 420 \$/MWh, dependiendo del tipo de combustible y una remuneración por energía operada, con un precio de 84 \$/MWh para cualquier tipo de combustible.

Cabe destacar que, en caso de que la unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo, se reconocerá como remuneración por energía generada al 60% de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad.

En el caso de las hidroeléctricas, los precios por energía generada y operada bajo las resoluciones SEE N° 19/17 y SRRYME N° 1/19 remuneraban 3,5 y 1,4 US\$/MWh, respectivamente, independientemente de la escala. Bajo la Resolución SE N° 31/20 remuneran 210 \$/MWh y 84 \$/MWh, respectivamente. La remuneración por energía operada se deberá corresponder con el despacho óptimo del sistema, sin embargo, la resolución vigente no indica cuál sería la consecuencia en caso contrario.

En el caso de las centrales hidroeléctricas de bombeo se considera tanto la energía generada como la consumida para el bombeo. Además, en caso de que funcione como compensador sincrónico se reconocerá 60 \$/MVar por los megavoltiamperios intercambiados con la red cuando sea requerido y 84 \$/MWh por la energía operada.

Para la energía generada de fuente no convencional, la Resolución SRRYME N° 1/19 establecía un único valor de remuneración de 28 US\$/MWh, cualquiera fuera la fuente. La Resolución SE N° 31/20 establece un valor de 1.680 \$/MWh. La remuneración por energía generada con anterioridad a la habilitación comercial por parte del Organismo Encargado del Despacho será equivalente al 50% de la remuneración antes descripta.

2.1.2.3 Remuneración Adicional por Eficiencia y para Generadores Térmicos de Bajo Uso

La Resolución SEE N° 19/17 establecía un incentivo por eficiencia que consistía en el reconocimiento de una remuneración adicional equivalente a la remuneración de energía generada por la diferencia porcentual entre el consumo real y el consumo de referencia fijado para cada tipo de unidad y combustible, y una remuneración adicional para generadores térmicos de bajo uso y con arranques frecuentes en función de la energía mensual generada por un precio de 2,6 US\$/MWh por el factor de uso/arranque, que fueron eliminados bajo el esquema de la Resolución SRRYME N° 1/19.

2.1.2.4 Suspensión de contratos en el MAT

Se mantiene vigente la suspensión de los contratos en el MAT (excluidos los que se deriven de un régimen de remuneración diferencial) dispuesta por la Resolución SE N° 95/13.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

2.1.3 Contratos de ventas con grandes usuarios en el MAT

2.1.3.1 Energía Plus

Con el fin de incentivar obras de nueva generación, en 2006, la SE aprobó la Resolución N° 1.281/06 en la cual se estableció un régimen específico que remunerara la nueva generación que se instale y que se comercialice a determinada categoría de Grandes Usuarios, a precios mayores.

El servicio de Energía Plus consiste en la oferta de disponibilidad de generación adicional por parte de los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores que a la fecha de publicación de la Resolución SE N° 1.281/06 no fuesen agentes del MEM o no cuenten con instalación o interconexión al MEM. Considerando que:

- Dichas centrales deben contar con abastecimiento y transporte de combustible;
- La energía consumida por GU300 por encima de la demanda base (consumo eléctrico del año 2005) califica para contratar Energía Plus en el MAT a un precio negociado entre las partes; y
- En el caso de los nuevos GU300 que ingresen al sistema, su demanda base es igual a cero.

En caso de no poder satisfacer la demanda de energía correspondiente a un cliente de Energía Plus, el generador tiene la obligación de comprar esa energía en el mercado al costo marginal operado, o en su defecto, respaldar la demanda comprometida ante una indisponibilidad, a través de contratos con otros generadores de Energía Plus.

En la actualidad, la Sociedad tiene contratos de disponibilidad de potencia con otros generadores, a través de los cuales, ante una indisponibilidad, compra o vende la energía para respaldar los contratos mutuamente.

Por otro lado, la SE a través de la Nota N° 567/07 y sus modificatorias, estableció que los GU300 que no compren su demanda excedente en el MAT deben abonar el Cargo Medio Incremental de la Demanda Excedente ("CMIDE"). A partir del mes de junio de 2018, a través de la Nota SE N° 28663845/18, el CMIDE pasó a ser el máximo entre \$ 1.200/MWh y el sobre costo transitorio de despacho.

Debido a la caída de demanda excedente producto de la disminución de la actividad económica, existen GU300 que deciden no realizar contratos de Energía Plus (con precios más altos), y los generadores deben vender su energía en el mercado spot con menores márgenes de rentabilidad. Adicionalmente, el mercado de los contratos de Energía Plus continúa siendo afectado por la migración de la demanda hacia contratos de energía renovable en el MAT ER.

En el marco de esta normativa, la Sociedad, a través de sus centrales Güemes, EcoEnergía y Genelba, comercializa su potencia y energía por hasta un máximo de 283 MW. Los valores de los contratos de Energía Plus están mayormente denominados en dólares.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

2.1.3.2 Mercado a Término de Fuente Renovable (el régimen “MAT ER”)

A través de la Resolución N° 281/17, el MEyM reglamentó el régimen MAT ER, el cual tiene por objeto establecer las condiciones para que los grandes usuarios del MEM y las grandes demandas de los agentes distribuidores del MEM comprendidos en el artículo 9 de la Ley N° 27.191, cumplan con su obligación de abastecimiento de su demanda a través de fuentes renovables mediante la contratación individual en el MAT ER proveniente de fuentes renovables o por autogeneración de fuentes renovables.

Asimismo, regula las condiciones que deben reunir los proyectos de generación, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables y crea el Registro Nacional de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable para la inscripción de tales proyectos.

Los proyectos destinados al suministro de energía de fuente renovable bajo el MAT ER no podrán estar comprometidos bajo otros mecanismos de remuneración, por ejemplo, bajo los contratos derivados de las rondas Renovar. La energía excedente será comercializada en el mercado spot.

Por último, los contratos celebrados bajo el Régimen de MAT ER, se administrarán y gestionarán de acuerdo con lo establecido en los procedimientos del MEM. Las condiciones contractuales -duración, prioridades de asignación, precios y demás condiciones, sin perjuicio del precio máximo establecido en el artículo 9° de la Ley N° 27.191- podrán ser pactadas libremente entre las partes, pero los volúmenes de energía comprometidos estarán limitados por la energía eléctrica de fuentes renovables producida por el generador o aportada por otros generadores o comercializadores con los cuales aquél posea acuerdos de comercialización.

En el marco de esta normativa, la Sociedad, a través de sus parques PEPE II y III, comercializa energía por hasta un máximo de 106 MW, y adicionalmente, emprendió la comercialización de energía renovable de terceros generadores por un volumen aproximado de 2 MW.

2.1.4 Contratos de abastecimiento con CAMMESA

2.1.4.1 Resolución SE N° 220/07 (“Contrato Res. 220”)

Con el fin de incentivar nuevas inversiones para aumentar la oferta de generación, la SE dictó la Resolución N° 220/07, en la cual faculta a CAMMESA a suscribir Contratos 220 con los Agentes Generadores del MEM por la energía producida con nuevo equipamiento de generación. La modalidad de contratación es a largo plazo y el precio a pagar por CAMMESA deberá remunerar la inversión realizada por el agente con una tasa de retorno aceptada por la SE.

En el marco de esta normativa, la Sociedad, a través de sus centrales Piquirenda, Loma de la Lata y Barragán, posee contratos con CAMMESA, para comercializar potencia y energía generada por un total de 856 MW.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

Cabe mencionar que en julio y noviembre de 2021 opera el vencimiento de los contratos de Piquirenda y Loma de la Lata (210 MW), respectivamente. Por otro lado, Barragán posee un proyecto de expansión para adicionar 280 MW bajo este esquema, cuya habilitación está estimada en el primer trimestre del 2022.

Para mayor información respecto del proyecto de CC de CTB (ver Nota 16.1.3).

2.1.4.2 Resolución SEE N° 21/16

En el marco de la emergencia del sector eléctrico nacional, el 22 de marzo de 2016 la SEE a través de la Resolución N° 21/16 convocó a una licitación para nueva capacidad de generación térmica con compromiso de estar disponible en el MEM para el verano 2016/2017, el invierno 2017 y el verano 2017/2018.

Los proyectos adjudicados celebraron contratos de demanda mayorista con CAMMESA con una vigencia de 10 años, con una remuneración compuesta por el precio de la potencia disponible, más el costo variable no combustible por la energía suministrada y el costo del combustible (si se oferta), menos las penalidades y el excedente de combustible. Los excedentes de potencia se comercializan en el mercado spot.

En el marco de esta normativa, la Sociedad, a través de sus centrales térmicas Loma de la Lata, Ingeniero White y Pilar, posee contratos con CAMMESA, para comercializar potencia y energía generada por un total de 305 MW.

2.1.4.3 Resolución SEE N° 287/17

Con fecha 10 de mayo de 2017, la SEE dictó la Resolución N° 287/17, mediante la cual se abrió la licitación para proyectos de cogeneración y cierre de CC sobre equipamiento ya existente. Los proyectos debían ser de bajo consumo específico (inferior a 1.680 kCal/kWh con gas natural y 1.820 kCal/kWh con líquidos alternativos) y la nueva capacidad no debía incrementar las necesidades del transporte eléctrico más allá de las capacidades existentes o caso contrario debía incluir a costo del oferente las ampliaciones necesarias.

Los proyectos adjudicados celebraron contratos de demanda mayorista, con una vigencia de 15 años y una remuneración compuesta por el precio de la potencia disponible, más el costo variable no combustible por la energía suministrada y el costo del combustible (si se oferta), menos las penalidades y el excedente de combustible. Los excedentes de potencia se comercializan en el mercado spot.

En el marco de esta normativa, la Sociedad, a través de su central térmica Genelba, posee un contrato con CAMMESA, para comercializar potencia y energía generada por un total de 400 MW (Ver Nota 16.1.2).

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

2.1.4.4 Programas Renovar

A fin de cumplir los objetivos fijados en la Leyes N° 26.190 y N° 27.191 de fomento de uso de fuentes renovables de energía, el MEyM convocó a rondas abiertas para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación (Programas RenovAr Rondas 1, 1,5 y 2). Las convocatorias tuvieron por objeto asignar contratos de potencia en distintas tecnologías (eólica, solar, biomasa, biogás y pequeños aprovechamientos hidráulicos de hasta 50 MW de potencia).

Los proyectos que adjudicatarios celebraron contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovables para la comercialización de un bloque anual de energía eléctrica comprometida por un plazo de 20 años.

Adicionalmente se establecen diversas medidas de incentivo para la construcción de proyectos de generación de energía de fuentes renovables entre los que se incluyen beneficios fiscales (devolución anticipada de IVA, amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, exenciones de derechos de importación, etc.) y la constitución del fondo para el desarrollo de energía renovables destinado, entre otros objetivos, al otorgamiento de préstamos y aportes de capital que contribuyan a la financiación de tales proyectos.

En el marco de esta normativa, la Sociedad, a través de Greenwind, posee un contrato de abastecimiento con CAMMESA por un total de 100 MW.

2.1.5 Abastecimiento del combustible por las generadoras térmicas

Con fecha 6 de noviembre de 2018 se publicó en el BO la Resolución SGE N° 70/18, la cual facultó a los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM a adquirir los combustibles necesarios para su generación, en reemplazo de la Resolución SE N° 95/13 que disponía la centralización del suministro de combustibles para la generación eléctrica por parte de CAMMESA (con excepción de la generación bajo el régimen de Energía Plus). Bajo el esquema establecido en la Resolución SGE N° 70/18, el costo de generación con combustible propio se valorizó de acuerdo al mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables de Producción reconocidos por CAMMESA. Durante su vigencia, CAMMESA continuó con la gestión comercial y el despacho de combustibles para aquellos que no hagan o no puedan hacer uso de dicha facultad.

En la programación estacional realizada el 12 de noviembre de 2018, la Sociedad optó por utilizar la facultad de autoabastecimiento, destinando una significativa porción de su producción propia de gas natural como insumo para el despacho de sus unidades térmicas.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

El 27 de diciembre de 2019, el Ministerio de Desarrollo Productivo dictó la Resolución N° 12/19 por la cual derogó, con efectos a partir del 30 de diciembre de 2019, la Resolución SGE N° 70/18 y restableció la vigencia de lo dispuesto en el art. 8 y en el art. 4 de las Resoluciones SE N° 95/13 y N° 529/14, respectivamente, volviendo al esquema de centralización por parte de CAMMESA de la provisión de combustibles para la generación (excepto para los generadores bajo el esquema de Energía Plus) y con Contratos de Demanda Mayorista bajo la Resolución N° 287/17).

En diciembre de 2020, a raíz de la implementación del Plan GasAr (ver Nota 2.3.2.1.2), se dictó la Resolución SE N° 354/20, a través de la cual se fijó un nuevo orden de despacho de las unidades de generación en función del combustible suministrado para su operación de acuerdo con un esquema de despacho centralizado.

La Resolución SE N° 354/20 estableció los volúmenes de gas que CAMMESA debe priorizar en el despacho eléctrico. En este sentido se definieron los volúmenes en condición firme a utilizar por CAMMESA, incluyendo: i) los volúmenes correspondientes a los contratos suscriptos por CAMMESA con los productores adherentes al Plan GasAr; ii) los volúmenes correspondientes a los de contratos firmados por productores adherentes con Generadores, que adhieran al despacho centralizado (dichos volúmenes serán descontados por los productores adherentes del cupo correspondiente que deben contractualizar con CAMMESA en el marco del Plan GasAr) y; iii) los volúmenes para cumplir las obligaciones de tomar o pagar ("TOP") del contrato de abastecimiento entre IEASA y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos ("YPFB").

Por otra parte, se fijó un esquema de prioridad de despacho eléctrico en función de la asignación del cupo de gas natural teniendo en cuenta las obligaciones de TOP. Al efecto se fijaron las siguientes prioridades (dentro de cada nivel de prioridad el orden de los agentes se fija en función del costo de producción del generador):

- (i) Prioridad de Despacho 1: Generadores, Autogeneradores y/o Cogeneradores abastecidos con cupo de gas natural en condición de TOP Bolivia asignado por IEASA. Si algún generador con obligación de abastecerse de combustible opcionalmente adquiere a IEASA gas natural proveniente de Bolivia dicho volumen se incluirá dentro de este cupo.
- (ii) Prioridad Despacho 2: Generadores, Autogeneradores y/o Cogeneradores abastecidos por CAMMESA con cupo de gas natural de la lista centralizada de los volúmenes hasta el TOP de cada contrato.
- (iii) Prioridad Despacho 3: Generadores, Autogeneradores y/o Cogeneradores abastecidos por CAMMESA con cupo de gas natural de la lista centralizada de los volúmenes por Cantidad Máxima Diaria menos los correspondientes al TOP de cada contrato.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

- (iv) Prioridad Despacho 4: Generadores, Autogeneradores y/o Cogeneradores abastecidos por CAMMESA con gas natural o GNL provenientes de otros compromisos firmes asumidos por CAMMESA.
- (v) Prioridad Despacho 5: Generadores, Autogeneradores y/o Cogeneradores abastecidos con cupo de gas de los contratos de gas natural no cedidos, spot de cualquier origen, adquirido por CAMMESA y/o Generador, de acuerdo a la fuente de abastecimiento. En el caso de un generador con combustible propio el costo máximo a reconocer se corresponde con los precios de referencia correspondientes.

En cuanto a los costos relacionados con el suministro de dichos combustibles, se estableció que la demanda eléctrica deberá afrontar, entre otros, los costos de transporte regulado, el costo del gas natural y de las obligaciones de tomar o pagar correspondientes.

Los agentes generadores que mantenían la posibilidad de contratar su suministro de combustible (agentes bajo el Programa de Energía Plus o con Contratos de Demanda Mayorista bajo la Resolución N° 287/17) podían optar por adherirse o no al despacho unificado de CAMMESA. La adhesión al despacho unificado implica la cesión operativa de los volúmenes de gas y transporte firme contratados. En función de su opción se modificaba el orden de prioridad tal como surge de la descripción anterior.

En el caso particular de los generadores con contratos de demanda mayorista bajo la Resolución N° SEE 287/17, se estableció que tendrán la opción de dejar sin efecto la obligación de suministro propio y el consecuente reconocimiento de sus costos asociados, debiendo conservar el mantenimiento de la capacidad de transporte respectiva a los efectos de su gestión en el despacho centralizado.

La Sociedad procedió a realizar la cesión de los volúmenes de gas y transporte firme suscriptos para el abastecimiento del CC Genelba Plus y contratos de energía Plus. En el caso del abastecimiento del CC Genelba Plus, la cesión se mantendrá mientras esté en vigencia el Plan GasAr y podrá ser revocada por el generador previa notificación con una antelación no menor a 30 días hábiles. En dicho marco se acordó celebrar una adenda al Contrato de Demanda Mayorista a fin de establecer las modificaciones correspondientes a este nuevo esquema de suministro, la cual se encuentra pendiente a la fecha de emisión de los presentes estados financieros.

2.1.6 Acuerdo Regularización y Cancelación de Acreencias con el MEM

Con fecha 5 de agosto de 2019, en el marco de la convocatoria a los Generadores, la Sociedad y ciertas subsidiarias suscribieron con CAMMESA un Acuerdo de Regularización y Cancelación de Acreencias con el MEM (“el Acuerdo”), conforme lo instruido por la SGE mediante Nota NO-2019-66843995-APN-SGE#MHA.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

En virtud del Acuerdo, CAMMESA se comprometió a abonar las Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimientos a Definir ("LVFVD") pendientes de pago, previo descuento de las deudas contraídas con el MEM en virtud de los Convenios de financiamiento, Contratos de mutuo y Cesión de créditos suscriptos por las generadoras, y aplicando al saldo remanente una quita del 18%. En este sentido, las partes acordaron un importe neto por todo concepto correspondiente a las LVFVD pendientes, considerando la actualización de los intereses correspondientes al 31 de julio de 2019 así como los efectos de la quita mencionada, que asciende a \$ 2.122,7 millones, antes de aplicar las retenciones impositivas por un total de \$ 392,9 millones. Finalmente, el 7 de agosto de 2019, se perfeccionó la cobranza del monto total acordado.

En cumplimiento de los compromisos asumidos, la Sociedad y ciertas subsidiarias desistieron de todos los reclamos iniciados y renunciaron en forma irrevocable a efectuar cualquier tipo de reclamo (administrativo y/o judicial) contra el Estado Nacional, SGE y/o CAMMESA en relación a las LVFVD pendientes.

Como consecuencia del Acuerdo la Sociedad reconoció ingresos por venta por \$ 260 millones y ganancias financieras netas por \$ 3.119,3 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

2.1.7 Flexibilización de cargos e intereses por mora en el pago de la transacción económica

A través de las resoluciones SRRYME N° 29/2019 y SE N° 148/20, se flexibilizó la aplicación de cargos e intereses punitivos en caso de atrasos en pago de las transacciones económicas en el MEM.

- (i) *Reducción recargos:* se prorroga hasta el 31 de diciembre del 2020 la reducción del 50% de los recargos para agentes que registren deudas vencidas e impagas. Esta medida no altera en modo alguno el Mecanismo Extraordinario de Pagos para los Grandes Usuarios detallado en la nota siguiente
- (ii) *Intereses compensatorios y punitivos:* se aplicará solamente un interés compensatorio, equivalente a la tasa fijada por el BNA para sus operaciones de descuento a 30 días, a los agentes que registren un atraso en el pago pero que hayan pagado en término los últimos tres vencimientos inmediatos anteriores, siempre y cuando realicen el pago dentro de los 15 días posteriores a la fecha de vencimiento de la factura y se aplicará adicionalmente un interés punitivo del 1% por cada día de atraso, calculado sobre el monto de la deuda vencida e impaga, teniendo como tope los recargos previstos en los procedimientos de CAMMESA cuando realicen el pago con posterioridad a dicho plazo. Cabe destacar que el esquema anterior establecía intereses punitivos crecientes en función del tiempo transcurrido.
- (iii) *Compensaciones:* se habilita la compensación, sin aplicación de intereses compensatorios, en caso de atrasos de hasta 5 días en un mes determinado, a través del adelantamiento en el pago de la factura siguiente 2 días por cada día de atraso ocurrido.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

2.1.8 Proyectos de generación

A través de la nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP la SE instruyó, como consecuencia de la pandemia COVID-19 (ver Nota 1.2), la suspensión temporal del cómputo de plazos en el marco de la ejecución de los contratos de los Programas RenovAr (Rondas 1, 1.5, 2 y 3), Resolución ex SE N° 712/09, Resoluciones ex MEyM N° 202/16 y de la Resolución Ex SEE N° 287/17, y de los proyectos en el marco de la Resolución ex MEyM N° 281/17. La instrucción es aplicable a los proyectos que no hubieran sido habilitados comercialmente desde el 12 de marzo de 2020 hasta el 12 de septiembre de 2020 ambos inclusive. Consecuentemente, se instruyó la suspensión temporal de las intimaciones por incumplimientos de las fechas programadas de avance de obras, tanto respecto del incremento de la garantía de cumplimiento de contrato como de la imposición de las multas previstas, según corresponda en todos los contratos celebrados en el marco de las resoluciones citadas.

Asimismo, se instruyó la suspensión temporal de las notificaciones referidas al incumplimiento de la fecha prevista de habilitación comercial de los proyectos con prioridad de despacho asignada en los términos de la Resolución ex MEyM N° 281/17 y del cobro de los montos previstos por incumplimiento, manteniendo en todos los casos las prioridades de despacho oportunamente otorgadas.

2.2 Transmisión

2.2.1 Situación tarifaria

Con la entrada en vigencia de la Ley de Solidaridad, desde el 23 de diciembre de 2019 se estableció que las tarifas de electricidad bajo jurisdicción federal se mantendrían sin cambios y se contempla la posibilidad de iniciar una revisión extraordinaria de la RTI vigente, por un plazo máximo de hasta 180 días.

Durante el año 2020, el ENRE no aplicó el mecanismo de actualización tarifaria de Transener en forma semestral conforme lo establecido en la RTI, estando vigente el mismo cuadro tarifario que resultara de la actualización realizada en el mes de agosto 2019.

En tal sentido, el 16 de diciembre de 2020, mediante el Decreto N° 1020/20, el Estado Nacional determinó el inicio de la renegociación de la RTI vigente de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural bajo jurisdicción federal, cuyo proceso no podrá exceder 2 años. Hasta que culmine cada renegociación deberán suspenderse los Acuerdos correspondientes a las respectivas RTI vigentes con los alcances que en cada caso determinen los Entes Reguladores, atento existir razones de interés público. Los acuerdos transitorios y definitivos los celebrarán el ENRE o el ENARGAS, y el Ministro de Economía serán “ad referéndum” del PEN. Asimismo, se prorrogó por 90 días corridos el plazo de mantenimiento de las tarifas de energía eléctrica establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes del Régimen Tarifario de Transición.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

El 19 de enero de 2021, mediante Resolución N° 17/21, el ENRE dio inicio al procedimiento de adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de transporte con el objetivo de establecer un Régimen Tarifario de Transición, hasta tanto se arribe a un Acuerdo Definitivo de Renegociación, convocando a las Transportistas. En tal sentido, se ha recibido un requerimiento de información para dar inicio a dicho proceso.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, Transener ha dado cumplimiento al mencionado requerimiento, priorizando los costos operativos y las inversiones de capital requeridos para mantener la calidad de servicio.

El 3 de marzo de 2021, mediante Resoluciones N° 54/21 y 55/21, el ENRE convocó a Audiencia Pública para el 29 de marzo de 2021, con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto del Régimen Tarifario de Transición de Transener y Transba, respectivamente, dentro del Proceso de RTI y con carácter previo a la definición de las tarifas.

Por otra parte, el 3 de Julio de 2018 el ENRE comunicó que ha dado inicio al procedimiento de determinación de la remuneración de los Transportistas Independientes en etapa de explotación: TIBA (Transba), Cuarta Línea (Transener), YACYLEC y LITSA. Al respecto, el 8 de octubre de 2018, fueron presentados ante el ENRE los costos, inversiones y pretensión tarifaria correspondientes a Cuarta Línea y TIBA. A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, el ENRE no ha emitido la resolución con los resultados del análisis de la información solicitada.

2.2.2 Interrupción del servicio en el SADI

El 16 de junio de 2019, a las 7:07 hs se produjo la interrupción total del servicio en el SADI. La interrupción completa del servicio fue consecuencia de la concurrencia de múltiples inconvenientes dentro del SADI, algunos de ellos ajenos al Sistema de Transporte bajo operación y mantenimiento de Transener.

En lo que se refiere al Sistema de Transporte bajo responsabilidad de Transener, la falla se debió a un problema técnico puntual, y no a la falta de inversión y mantenimiento. Dado el cambio de la configuración del corredor Litoral, a raíz del bypass entre las líneas de 500kV Colonia Elía – Campana y Colonia Elía – Manuel Belgrano, el mecanismo de Desconexión Automático de Generación (“DAG”) no se adecuó correctamente y no reconoció las señales emitidas por el sistema de protección. Dicho bypass se realizó por el traslado de la torre 412 y con el objetivo de mantener la mayor capacidad de transporte de energía posible del corredor Litoral.

A raíz del gran volumen de energía despachado desde ese corredor y la falla del DAG, se generó un desequilibrio entre la oferta y la demanda, que no pudo ser contenido por las restantes barreras de contención del sistema, ajenas al transporte eléctrico, provocando así la interrupción total del servicio.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

El Sistema de Transporte en 500 kV estuvo disponible de manera inmediata a la perturbación, quedando el 100 % de las líneas de transmisión disponibles para entrar en servicio y permitir la restitución del sistema. La reposición del servicio en general fue rápida (en 8:30hs se había repuesto el 75% de la demanda del país).

Transener estima que por el evento antes detallado, será pasible de una penalidad de aproximadamente \$ 6,6 millones más intereses, monto que se encuentra provisionado al 31 de diciembre de 2020. La mencionada estimación está basada en la aplicación del Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones del Sistema de Transporte en Alta Tensión que como Subanexo II -B forma parte del Contrato de Concesión de Transener, con sus modificaciones y complementos.

A la fecha de los presentes Estados Financieros Consolidados, el ENRE no ha aplicado la multa a Transener, la cual podrá diferir de la estimación realizada por la misma.

La ocurrencia de este evento tuvo impacto en el año 2020 sobre los montos de penalidades, las cuales se vieron incrementadas, y los premios, los cuales se vieron reducidos, debido al Régimen Adicional de Calidad de Servicio y Sanciones establecido mediante Resoluciones N° 552/16 y N° 580/16.

2.3 Petróleo y gas

2.3.1 Ley de Hidrocarburos Argentina

El 29 de octubre de 2014, el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 27.007, que modifica la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 (promulgada en 1967), y faculta al gobierno a otorgar permisos de exploración y concesiones al sector privado. Adicionalmente:

- (i) Establece los plazos para los permisos de exploración:
 - *Exploración convencional:* se divide el plazo básico en dos períodos de hasta 3 años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta cinco años;
 - *Exploración no convencional:* se divide el plazo básico en dos períodos de 4 años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta 5 años; y
 - *Exploración en la plataforma continental y en el mar territorial:* se divide el plazo básico en dos períodos de 3 años cada uno con posibilidad de incrementarse en un año cada uno.
- (ii) Establece los plazos para las concesiones de explotación, los cuales son prorrogables por plazos de 10 años:
 - *Concesión de explotación convencional:* 25 años;
 - *Concesión de explotación no convencional:* 35 años; y
 - *Concesión de explotación en la plataforma continental y en el mar territorial:* 30 años.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

- (iii) Establece que las concesiones de transporte serán otorgadas por el mismo plazo de vigencia que la concesión de explotación en la que se origina.
- (iv) Establece los valores relativos a los cánones de exploración y explotación y faculta a la autoridad de aplicación a establecer el pago de bonos de prórroga y explotación.
- (v) Establece regalías de un 12% que el concesionario de explotación pagará mensualmente al concedente, sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo y sobre la producción de gas natural. En caso de prórroga, corresponderá el pago de una regalía adicional de hasta 3% respecto de la regalía aplicable al momento de la primera prórroga y hasta un máximo total de 18% de regalía para las siguientes prórrogas.
- (vi) Establece dos compromisos no vinculantes entre el Estado Nacional y las Provincias tendientes al establecimiento de una legislación ambiental uniforme y la adopción de un tratamiento fiscal uniforme que promueva las actividades hidrocarburíferas.
- (vii) Establece restricción para el Estado Nacional y las Provincias de reservar en el futuro nuevas áreas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal, cualquiera fuera su forma jurídica.

2.3.2 Mercado de gas

2.3.2.1 Programas de Promoción o Estímulo a la Producción de Gas Natural

2.3.2.1.1 Plan Gas II

En noviembre de 2013, mediante la Resolución N° 60/13, la Comisión creó el Plan Gas II, destinado a empresas sin producción previa, o con producción tope de 3,5 MMm3/día, con incentivos de precios ante aumentos de producción, y penalidades de importación de GNL ante incumplimiento de volúmenes comprometidos. La Resolución N° 60/13 y sus modificatorias (Resoluciones N° 22/14 y N° 139/14), estableció un precio que varía entre 4 US\$/MBTU y 7,5 US\$/MBTU, según la curva de mayor producción alcanzada.

Con fecha 6 de marzo de 2014 y 30 de enero de 2015, las ex subsidiarias PELSA y Petrobras resultaron inscriptas al mencionado programa mediante las resoluciones N° 20/14 y N° 13/15, de la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, respectivamente.

Sin embargo, los créditos registrados por la Sociedad durante 2017, en el marco del programa mencionado, no fueron cobrados oportunamente.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

A tal efecto, con fecha 3 de abril de 2018, la Resolución MINEM N° 97/18 estableció un procedimiento de cancelación de las compensaciones pendientes de liquidación y/o pago del año 2017, en treinta cuotas iguales, mensuales y consecutivas a partir del 1 de enero de 2019. Las empresas beneficiarias que optaren por la aplicación del procedimiento mencionado debían manifestar su adhesión al mismo, renunciando a todo derecho, acción, recurso y reclamo, presente o futuro, tanto en sede administrativa como judicial, con relación al pago de tales obligaciones.

Con fecha 2 de mayo de 2018, el Grupo presentó ante el Ministerio de Energía el formulario de adhesión al procedimiento de pago establecido en la Resolución MINEM N° 97/18, manifestando el consentimiento y aceptación de sus términos y alcances, siendo el monto estimado de compensación establecido por dicha resolución para el Grupo de US\$ 148 millones.

Con fecha 21 de febrero de 2019, la Resolución SGE N° 54/19 modificó el mecanismo de cancelación detallado y estableció cancelaciones a ser instrumentadas a través de la entrega de títulos de deuda pública.

Con fechas 17 de abril de 2019 y 16 de julio de 2019, la Sociedad recibió la acreditación de bonos por un valor nominal de US\$ 89 millones y US\$ 54 millones, respectivamente. Dichos bonos no devengan interés y amortizan en 29 cuotas mensuales y consecutivas siendo la primera de ellas del 6,66%, las siguientes dieciocho cuotas del 3,33% y las restantes diez cuotas del 3,34% del valor nominal original.

Al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad cobró en concepto de amortizaciones la suma de US\$ 71 millones y US\$ 43 millones, respectivamente, quedando pendiente el cobro de 6 cuotas, que se exponen en “Títulos de deuda pública” dentro del rubro “Inversiones a costo amortizado”.

2.3.2.1.2 Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino (“Plan GasAr”)

El 16 de noviembre del 2020, se publicó en el BO el Decreto N° 892/20, mediante el cual se aprobó el Plan GasAr a los fines de promover el desarrollo de la industria gasífera argentina sobre la base de un mecanismo licitatorio y se instruyó a la SE a instrumentar dicho plan como así también dictar las normas complementarias y aclaratorias que fueran pertinentes. Entre los aspectos más relevantes del mencionado decreto se pueden enumerar los siguientes:

- (i) Se licitan 70 millones de m3/d diarios de gas que entran en el bloque base de 4 años, que no pueden representar más del 70% de la producción de las empresas.
- (ii) Cada productor firmante se compromete por el plazo de vigencia, desde mayo 2021, a una inyección igual o superior a su inyección promedio del trimestre mayo-julio 2020 por cuenca.
- (iii) Para la producción off shore se establece un plazo de 4 años adicional (total 8 años), debiéndose compensar el diferencial entre la producción base y la producción real con gas importado o inyecciones superiores a las comprometidas durante los meses de junio, julio y agosto de los primeros 4 años del Plan GasAr.
- (iv) Los beneficiarios de otros planes que deseen participar en la subasta deberán presentar la renuncia establecida en la reglamentación que oportunamente apruebe la autoridad de aplicación.
- (v) Se define un precio máximo de adjudicación de 3,21 US\$/MMBTU (precio a valor presente).

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

- (vi) La SE determinará, con la asistencia del ENARGAS, mediante un proceso que incluya instancias de efectiva participación ciudadana, el precio por el cual las prestatarias del servicio de gas natural podrán solicitar que se efectúe el ajuste tarifario por variación en el precio del gas natural comprado, el cual podrá ser igual o inferior al precio de mercado. El diferencial entre el precio determinado por la autoridad de aplicación y el precio ofertado estará a cargo del Estado Nacional en concepto de compensación.
- (vii) El Estado Nacional se compromete a constituir un fondo de garantía.
- (viii) Reconocimiento de créditos fiscales sujetos a reglamentación.
- (ix) El BCRA deberá establecer mecanismos idóneos a fin de facilitar el acceso al MLC, siempre que: los fondos hayan sido ingresados por el MLC; y sean “operaciones genuinas” realizadas con posterioridad a la entrada en vigencia del decreto y destinadas a la financiación de proyectos bajo el Plan GasAr.

El 23 de noviembre del 2020, la SE mediante Resolución N° 317/20, lanzó el “Concurso Público Nacional del Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – esquema de oferta y demanda 2020-2024” para la adjudicación de un volumen de 70 millones de m³ de gas natural por año calendario (CAMMESA más distribuidoras), que podría ser modificado por la SE a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento interno.

El pliego de bases y condiciones incluyó los modelos de contrato que los productores debían suscribir con CAMMESA y las distribuidoras de gas. En dichos modelos se establecieron Deliver or Pay (“DOP”) del 100% diario y un TOP del 75% mensual para CAMMESA y trimestral para las distribuidoras.

Respecto al pago de los contratos con las distribuidoras, el Estado Nacional toma a su cargo el pago mensual de la diferencia entre el precio ofertado y el que surja de los cuadros tarifarios, a través de un subsidio a pagar directamente a los productores. De acuerdo con lo previsto en la Ley N° 27.591, el pago de dicho subsidio estará garantizado por un procedimiento, pendiente de reglamentación por la AFIP y la SE.

Adicionalmente, para poder acceder al Plan GasAr los productores presentaron el plan de inversiones necesario para mantener la producción comprometida y un compromiso de valor agregado nacional que prevé al desarrollo de los proveedores directos locales, regionales y nacionales.

Con fecha 15 de diciembre de 2020, se publicó en el BO la Resolución N° 391/20 mediante la cual se adjudicaron los volúmenes de gas natural ofertados en el marco del Plan GasAr.

En este sentido, de un total de 67,42 millones de m³/día de base de gas natural a contratar, en términos de volumen ofrecido, la Sociedad quedó tercera en la Cuenca Neuquina, con un volumen base adjudicado de 4,9 millones de m³/día a un precio medio anual de US\$ 3,60 por millón de BTU por un plazo de cuatro años a partir del 1 de enero de 2021.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

Adicionalmente, la Sociedad ha sido uno de los tres productores que ofrecieron un volumen adicional durante el período invernal, habiéndosele adjudicado 1 millón de m³/día a un precio de US\$ 4,68 por millón de BTU. Dicho volumen resulta indispensable para acompañar la alta estacionalidad de la demanda argentina, reduciendo importaciones de gas externo, uso de combustibles alternativos y morigerando el uso de reservas en moneda extranjera.

Asimismo, en el concurso, la Sociedad fue la empresa con mayor crecimiento de producción ofrecida (20% entre inyección base y período invernal).

La adjudicación otorgada a la Sociedad representa un compromiso de 7 millones de m³/día y en base a la curva de gas proyectada por la SE, la Sociedad ha suscripto contratos con CAMMESA, IEASA y el resto de las distribuidoras que se encuentran operativos a partir de enero del 2021.

Cabe destacar que el posicionamiento minimiza los riesgos contractuales de demanda y viabiliza el fuerte compromiso inversor de la Sociedad, que alcanzará aproximadamente US\$ 250 millones durante los cuatro años del Plan GasAr.

2.3.2.2 Gas Natural para el Segmento Residencial y GNC

Precio del Gas Natural en el PIST

En virtud de la devaluación en gran magnitud que sufrió el peso argentino y la imposibilidad de traspasar su impacto a los cuadros tarifarios de los usuarios finales, a principios de octubre de 2018 la concertación de precios con las distribuidoras se comenzó a realizar en el spot de forma diaria.

El 15 de noviembre de 2018 se emitió el Decreto PEN N° 1.053/18, que estableció, con carácter excepcional, que el Estado Nacional asuma la diferencia de cambio entre el precio del gas comprado por las distribuidoras de gas y el precio del gas reconocido en las tarifas finales de las distribuidoras de gas, contemplando el período abril de 2018 – marzo de 2019.

La Resolución ENARGAS N° 466/19, junto a sus modificatorias (Resoluciones N° 554/19, N° 624/19 y N° 636/19), establecieron la metodología para la determinación del monto a ser pagado por el Estado Nacional según lo dispuesto en el Decreto PEN N° 1.053/18.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

Con fecha 25 de octubre de 2019 la Sociedad adhirió al procedimiento de cobro establecido por el Decreto PEN N° 1.053/18 reglamentado por la Resolución ENARGAS N° 466/19, siendo \$ 1.219 millones el monto neto del crédito pendiente de cobro por parte de la Sociedad determinado mediante Resolución ENARGAS N° 735/19 de fecha 14 de noviembre de 2019, a ser transferido en 30 cuotas mensuales y consecutivas actualizado con la tasa de interés BNA a 30 días. En diciembre de 2019, la Sociedad cobró la primera cuota de \$ 41 millones, pero no ha cobrado, durante 2020, ninguna de las cuotas adicionales vencidas.

Con fecha 14 de diciembre de 2020, la Ley N° 27.591 de Presupuesto Nacional dejó sin efecto el Decreto PEN 1.053/18, cuya derogación no afecta los derechos adquiridos por la Sociedad a percibir el monto adeudado que fuera asumido por el Estado Nacional durante su vigencia. Sin embargo, no se han verificado a la fecha las transferencias correspondientes a las cuotas vencidas afectando significativamente la recuperabilidad del crédito y en consecuencia, durante el ejercicio 2020, la Sociedad ha registrado una pérdida por deterioro por \$ 888 millones (US\$ 13 millones).

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, la Sociedad se encuentra evaluando iniciar las acciones pertinentes para el cobro de las cuotas vencidas.

2.3.2.3 Adquisición de Gas Natural para la Generación

Desde noviembre de 2018, la Sociedad optó por utilizar la facultad de autoabastecimiento, durante la vigencia de la Resolución SGE N° 70/18, destinando una significativa porción de su producción propia de gas natural para el despacho de sus unidades térmicas (ver Nota 2.1.5).

Por otro lado, el 27 de diciembre de 2018 tuvo lugar una subasta de CAMMESA para el año 2019 y se recibieron ofertas por un total de 222 millones de m3 de gas por día en condición interrumpible, a precios en el PIST estacional con máximo de US\$ 5,2/MBTU y mínimo de US\$ 3,2/MBTU para el período junio-agosto de 2019, y con máximo de US\$ 3,7/MBTU y mínimo de US\$ 2,2/MBTU para el resto del año. Para la instrumentación de dicha subasta, se consideraron los precios máximos estacionales PIST de referencia, según cuenca de origen, según la Nota SGE N° 66680075/18, con vigencia desde enero de 2019. Pampa participó de la subasta.

A partir de la derogación de la Resolución SGE N° 70/18, restableciendo el esquema de centralización de la provisión de combustibles para la generación en CAMMESA, desde diciembre de 2019, se realizaron sucesivas subastas mensuales sin compromiso de compra (el volumen comprado depende diariamente del despacho de las unidades térmicas).

El 29 de enero de 2020, CAMMESA licitó la compra de los volúmenes de gas requeridos para abastecer la demanda de generación del mes de febrero de 2020, con un 30% de compromiso de entrega sobre el pedido diario, a un precio promedio de US\$ 2,67 para la Cuenca Neuquina. A partir de entonces, CAMMESA replicó esta metodología para todas las licitaciones del año 2020, de las cuales participó la Sociedad. Los precios obtenidos en las subastas realizadas por CAMMESA han mostrado una sostenida tendencia a la baja, con respecto a los precios del año 2019.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

A raíz de la implementación del Plan GasAr, y teniendo en consideración que el volumen adjudicado no cubrió la demanda total, en los últimos días del mes de diciembre de 2020, se realizó una nueva subasta para enero de 2021, con un precio de US\$ 2,30, que para los adjudicatarios del Plan GasAr, como la Sociedad, no tienen condiciones ni DOP.

2.3.2.4 Exportaciones de Gas Natural

Mediante las resoluciones MEyM N° 104/18 y SGE N° 9/18, posteriormente sustituidas en julio 2019 por la Resolución SGE N° 417/19, se estableció el Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural. Las autorizaciones podrían ser exportaciones de corto o largo plazo (hasta 1 año o 10 años, respectivamente) bajo condición interrumpible, o firmes en período estival (octubre–abril por un plazo de hasta 5 años), o intercambios operativos debido a situaciones de emergencia, siendo condición en todo caso la seguridad de abastecimiento del mercado interno argentino. Asimismo, mediante la Disposición SHC N° 168/19 de agosto de 2019, se aprobaron los términos y condiciones para exportar gas en condición firme a Chile hasta el 15 de mayo de 2020.

En los meses de diciembre de 2018 y enero 2019, la Sociedad fue autorizada mediante las resoluciones SGE N° 252/18 y N° 12/19 para exportar gas natural, de carácter interrumpible, a Chile y Uruguay, respectivamente. Asimismo, en septiembre de 2019 Pampa obtuvo el permiso para exportar gas natural en condición firme a Refinerías ENAP en Chile.

En el día 31 de octubre de 2019 se publicó en el BO la Resolución SSHC N° 284/19 a través de la cual se aprueba el procedimiento operativo de exportaciones de gas natural, con vigencia hasta el 30 de septiembre de 2021 y con el objetivo de:

- velar por la seguridad del abastecimiento del mercado interno;
- determinar el alcance de toda necesidad de restricción de exportación de gas que sea operativamente útil ante una falta de abastecimiento en el mercado interno (el “Corte Útil”);
- ordenar, documentar y dar previsibilidad a los procedimientos de restricción o interrupción a la exportación de gas; y
- coordinar acciones a implementar para asegurar el abastecimiento del mercado interno.

De acuerdo a este procedimiento, la SSHC, ENARGAS, Licenciataria de Transporte y los Exportadores deberán tener reuniones semanales/quincenales a fin de analizar el estado de situación del abastecimiento interno, y su implicancia en las exportaciones de gas, teniendo en cuenta la proyección del estado operativo del sistema de transporte de gas y de los subsistemas, la demanda del mercado interno y todo evento que implique potenciales inconvenientes.

El procedimiento establece que en caso de estar en riesgo la seguridad del abastecimiento interno, los productores deberán ajustar sus exportaciones a lo que se resuelva en el marco del mismo, y la sola notificación fehaciente de Corte Útil implicará la obligación de acatamiento del mismo por parte de los productores.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Sindico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

Ante el eventual incurrimento de mayores costos por uso de combustibles alternativos para generar electricidad por parte del MEM (GNL importado, carbón, FO o GO), cuyo costo estuviera a cargo del Estado Nacional, los exportadores deben pagar una compensación a CAMMESA. Mediante la Resolución SGE N° 506/19 emitida el 29 de agosto de 2019, se fijó un mínimo de US\$ 0,1/MBTU y un máximo de US\$ 0,2/MBTU por el volumen exportado, pudiendo ser compensado con créditos de cada exportador con CAMMESA por la venta de gas en el mercado doméstico. Dicha compensación se incluiría en el costo de la energía en el MEM.

Cabe mencionar que, a partir del 4 de septiembre de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2020, el Decreto N°793/18 reglamentó la aplicación de una alícuota del 12% como impuesto a la exportación y, en caso del gas natural, con un tope de \$ 4 por cada US\$ exportado. El 14 de diciembre de 2019, el Decreto N° 37/19 dejó sin efecto el tope de \$ 4 por cada US\$ exportado, establecido en el artículo 2° del Decreto N° 793/18 y sus modificaciones.

La Ley N° 27.541 facultó al PEN a modificar los Derechos de Exportación correspondientes a los hidrocarburos que se comercializan en el mercado externo y ratificó la validez de los Decretos N° 793/18 y N° 37/19.

A partir de la entrada en vigencia del Plan GasAr, los adjudicatarios tendrán condiciones preferenciales de exportación en firme por hasta un volumen total de 11 millones de m3 por día, exclusivamente durante el periodo no invernal, que podrán ser utilizadas tanto para la exportación de gas natural por ductos como para su licuefacción en el país y posterior exportación como GNL. Se podrán obtener permisos firmes por 4 millones de m3/d en la cuenca Neuquina y 2 millones de m3/d en la cuenca Austral (con prioridad de acuerdo al posicionamiento, según competencia de precios, del Plan GasAr).

2.4 Mercado de petróleo

Con fecha 18 de mayo de 2020, fue publicado el Decreto N° 488/20, que establece una serie de medidas para preservar la actividad de exploración y producción de crudo en el ámbito local, teniendo como puntos destacados:

- Fija un precio de facturación de 45 US\$/bbl para el crudo tipo Medanita, ajustando dicho valor para el resto de los tipos de crudo según su calidad y puerto de carga, para su comercialización en el mercado local, vigente desde la fecha de publicación del decreto, hasta el 31 de diciembre de 2020.
- Establece que el precio del comúnmente denominado “barril criollo” será revisado trimestralmente y además quedará sin efecto en caso de que la cotización del crudo Brent supere los 45 US\$/bbl durante 10 días consecutivos.
- Obliga a las empresas productoras y refinadoras a mantener niveles de actividad similares al año 2019, aunque tomando en consideración la situación de contracción de la demanda producto de la pandemia de COVID-19, y en el caso de las refinadoras también las obliga a adquirir el total de su demanda de petróleo crudo a productores de origen local.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Sindico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

- Restringe durante la vigencia del precio sostén a las empresas productoras a acceder al MLC para la formación de activos externos y/o adquirir títulos valores en pesos para su posterior venta en moneda extranjera o transferencia de custodia al exterior.
- Establece un valor de alícuota de 0% del derecho de exportación de crudo que considere un valor base menor a 45 US\$/bbl. La alícuota escalará progresivamente a medida que se incremente el precio de referencia hasta 8%, tope a reconocer cuando este precio sea igual o superior a 60 US\$/bbl.

Respecto al mercado de crudo, a partir de medidas de recorte en la oferta implementadas por la OPEP y OPEP+ y mayor nivel de apertura en las medidas de aislamiento que ensayaron distintos países, se evidenció un sendero de recuperación en las cotizaciones de crudo y derivados, mostrando el crudo Brent una cotización sostenida por encima de los 40 US\$/bbl desde mediados de junio, luego de alcanzar un mínimo por debajo de 20 US\$/bbl en el mes de abril de 2020. El 31 de agosto de 2020 finalizó la vigencia del precio sostén para la comercialización de crudo en el ámbito local que fuera establecido por el Decreto N° 488/20, por cumplirse 10 días consecutivos con la cotización internacional del crudo Brent por encima de 45 US\$/bbl.

2.4.1 Canon de exploración y explotación de hidrocarburos

El 26 de septiembre de 2019, la Provincia de Neuquén publicó el Decreto N° 2.032/19, mediante el cual estableció los valores del canon de exploración y explotación vigentes a partir del 2020. Se establece un canon de exploración de \$ 1.245, \$ 4.980, \$ 7.470 y \$ 87.150 por cada km² o fracción para el primer, segundo, tercer período y prórroga, respectivamente y un canon de explotación por \$ 22.410 por cada km² o fracción.

Asimismo, a nivel nacional se publicó el Decreto N° 771/20, el cual actualiza el valor de los cánones de exploración y explotación hidrocarburíferos a partir del ejercicio 2021 a ser abonados anualmente al Estado Nacional o Jurisdicción Provincial, según corresponda. Se establece un canon de exploración por el monto equivalente en pesos de 0,46, 1,84 y 32,22 barriles de petróleo por km² para el primer período, segundo período y prórroga, respectivamente y un canon de explotación por un valor máximo al equivalente en pesos de 8,28 barriles de petróleo por km² o fracción.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

NOTA 2: (Continuación)

2.5. Transporte de gas

2.5.1 Aspectos generales

La Licencia de TGS ha sido otorgada por un período original de 35 años comenzando el 28 de diciembre de 1992. No obstante, a su vencimiento TGS puede solicitar al ENARGAS una prórroga de su Licencia por un período adicional de diez años. Al finalizar el período de vigencia de la Licencia, 35 o 45 años, según sea el caso, la Ley de Gas Natural y el Decreto N° 2.458/92 exigen la convocatoria a una nueva licitación para el otorgamiento de una nueva licencia, en la que TGS, siempre que hubiera cumplido sustancialmente con las obligaciones a su cargo resultantes de la Licencia, tendrá la opción de igualar la mejor oferta que se reciba el Gobierno Nacional en dicho proceso licitatorio.

2.5.2. Situación tarifaria de TGS

2.5.2.1. Acuerdo Integral

El 30 de marzo de 2017, en el marco del proceso de renegociación tarifaria, TGS firmó el Acuerdo Integral 2017 que luego de ser aprobado por los distintos organismos gubernamentales intervinientes y el Congreso Nacional, fue ratificado el 27 de marzo de 2018, a través del Decreto PEN N° 250/18. Dicho decreto concluye el proceso de RTI y da por terminado todos los acuerdos transitorios oportunamente firmados por TGS, representando la conclusión de la renegociación de la Licencia luego de 17 años de gestiones.

El Acuerdo Integral 2017 fija las pautas para la prestación del servicio de transporte de gas natural hasta el final de la Licencia. Entre estas pautas:

- Se aprueban los estudios técnico-económicos de la RTI de los cuales surge un nuevo cuadro tarifario aplicable a TGS que determinó un incremento tarifario total del 214,2% y 37%, en el caso que el mismo se hubiese otorgado en una única cuota a partir del 1 de abril de 2017, sobre la tarifa del servicio de transporte de gas natural y el CAU, respectivamente.
- Se aprueba un plan de obras obligatorio (el “Plan de Inversiones Quinquenal”) que TGS deberá ejecutar, el cual requiere un elevado nivel de inversiones indispensables para prestar un servicio de calidad, seguro y confiable. Dicho plan ascendía para el quinquenio comprendido entre el 1 de abril de 2017 y el 31 de marzo de 2022 a \$ 6.786 millones (a valor del 31 de diciembre de 2016).
- Se aprueba un mecanismo no automático de ajuste semestral de la tarifa de transporte de gas natural y de los compromisos de inversión. Dicho ajuste deberá de ser revisado y aprobado por el ENARGAS y para su cálculo se considerará la evolución del IPIM publicado por el INDEC.
- TGS y sus accionistas debieron renunciar a todas las acciones legales y administrativas iniciadas en contra del Estado Nacional, entre ellos el Juicio Arbitral ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversores, hecho que fue concretado el 26 de junio de 2018.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

El incremento tarifario que surge del proceso de RTI fue otorgado a TGS en 3 etapas de acuerdo a las siguientes resoluciones:

- Con vigencia a partir del 1 de abril de 2017, un incremento del 64,2% sobre la tarifa del servicio de transporte de gas natural, no ajustándose el CAU, ello de acuerdo a lo dispuesto por la Resolución N° 4.362/17
- Con vigencia a partir del 1 de diciembre de 2017, luego de la emisión de la Resolución N° 120/17, un 81,1% sobre la tarifa del servicio de transporte de gas natural y un 29,7% sobre el CAU, los cuales incluyen el primer ajuste por IPIM.
- Con vigencia a partir del 1 de abril de 2018, un incremento del 50% sobre la tarifa del servicio de transporte de gas natural y el Cargo de Acceso y Uso en el marco de lo dispuesto por la Resolución N° 310/18 emitida por el ENARGAS.

2.5.2.2 Incremento tarifario semestral

A partir de la culminación del proceso de RTI se otorga a TGS el derecho a recibir un ajuste tarifario semestral que se encuentra sujeto a la autorización del ENARGAS.

En el marco de la audiencia pública celebrada el 4 de septiembre de 2018 en la cual TGS solicitó, en base a la variación del IPIM registrada para el período febrero – agosto 2018, un incremento tarifario de aproximadamente el 30%, el 27 de septiembre de 2018 el ENARGAS emitió la Resolución N° 265/18 por la cual se determinó un incremento tarifario del 19,7% con vigencia a partir del 1 de octubre de 2018.

Dicho incremento fue determinado por el ENARGAS en función del promedio simple del IPIM y el Índice del Costo de la Construcción entre los meses de febrero y agosto de 2018 y el Índice de variación salarial entre los meses de diciembre de 2017 y junio de 2018.

Es de destacar que el ENARGAS sustentó la determinación del mencionado incremento tarifario en lo dispuesto por la Resolución N° 4.362/17 la cual, entre otras cuestiones, dispone que, bajo ciertas circunstancias y condiciones macroeconómicas, como ser la significativa devaluación ocurrida en abril de 2018, dicho organismo puede utilizar otros índices, distintos al IPIM para la determinación del mismo. A tal efecto, la Sociedad notificó al ENARGAS acerca de su disconformidad respecto de la metodología de cálculo del ajuste semestral.

El 29 de marzo de 2019, el ENARGAS dictó la Resolución N° 192/19 que aprobó, con vigencia a partir del 1 de abril de 2019, un incremento de un 26% en los cuadros tarifarios aplicables al servicio público de transporte de gas natural a cargo de TGS vigentes al 31 de marzo de 2019.

De acuerdo con la regulación vigente, el ENARGAS ha considerado la evolución del índice de actualización del IPIM entre los meses de agosto de 2018 y febrero de 2019, a los efectos de definir los ajustes semestrales aplicables a las tarifas de TGS.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

Respecto del ajuste tarifario semestral que debía entrar en rigor a partir del 1 de octubre de 2019, el 3 de septiembre de 2019, la ex SGE emitió la Resolución N° 521/19, posteriormente modificada por la Resolución N° 751/19, por la cual postergó el mismo para el 1 de febrero de 2020. Dicho diferimiento también significará que TGS deba revisar y adecuar, en igual proporción a los ingresos que se dejan de percibir, la ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones.

No obstante, la Ley de Solidaridad estableció que las tarifas de transporte y distribución de gas natural se mantendrían sin ajustes por el plazo máximo de 180 días contados desde el 23 de diciembre de 2019. En este sentido se faculta al PEN para renegociar las mismas, ya sea en el marco de la RTI vigente o mediante una revisión extraordinaria de acuerdo a lo dispuesto en la Ley de Gas Natural.

El 9 de junio de 2020, mediante la Resolución N° 80/2020, el ENARGAS creó la Comisión de Coordinación y Centralización - Ley N° 27.541 y Decreto N° 278/20, la cual tendrá por objeto coordinar el proceso de revisión tarifaria integral dispuesto en el artículo 5° de la Ley Solidaridad.

El 19 de junio de 2020, el PEN emitió el Decreto N° 543/2020 por el cual se prorrogó la vigencia que las tarifas de transporte y distribución de gas natural se mantendrían sin ajustes por un plazo adicional de 180 días corridos, es decir, hasta el 16 de diciembre de 2020.

Mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 1.020/2020, el PEN inició la renegociación de la RTI concluida en 2018 la cual no podrá exceder los 2 años. Hasta entonces, los acuerdos de renegociación vigentes quedan suspendidos. Dicha renegociación queda en potestad del ENARGAS ad referendum del PEN.

Asimismo, el Decreto N° 1.020/2020 prorroga el congelamiento tarifario por un plazo adicional de 90 días corridos o hasta que se aprueben tarifas transitorias. Es de destacar que todos los acuerdos, ya sean transitorios o generales, que se celebren con el Gobierno Nacional deberán, no solo contar con los procedimientos de audiencia pública dispuesto por la normativa vigente, sino también con la autorización de los distintos organismos gubernamentales.

Adicionalmente, la Ley de Solidaridad dispone la intervención administrativa del ENARGAS, recientemente prorrogada a través del Decreto N° 1.020.

El 22 de febrero de 2021 el ENARGAS emitió la Resolución N° 47/2021 por medio de la cual se convoca a una audiencia pública para el 16 de marzo de 2021 con el objeto de considerar el incremento tarifario de transición de acuerdo al Decreto N° 1.020.

2.5.2.3 Diferimiento en las cobranzas

El 21 de junio de 2019, la SGE emitió la Resolución N° 336/19 por la cual dispuso el diferimiento del pago del 22% en las facturas emitidas a las distribuidoras de gas natural a partir del 1 de julio de 2019 y hasta el 31 de octubre de 2019 por los servicios prestados a los usuarios residenciales de gas natural.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

Los diferimientos descriptos, serán recuperados a partir de las facturas emitidas desde el 1 de diciembre de 2019 en cinco cuotas mensuales, iguales y consecutivas.

Al 31 de diciembre de 2019, TGS posee créditos por ventas con las empresas distribuidoras de gas natural por \$ 1.206 millones en virtud de tales conceptos.

2.5.2.4 Actividad no regulada

2.5.2.4.1 Mercado interno

Las actividades de Producción y Comercialización de Líquidos y otros servicios no se encuentran sujetas a regulación del ENARGAS. Sin embargo, el gobierno argentino ha emitido en los últimos años una serie de regulaciones que tienen impacto significativo sobre tales actividades.

Los precios de venta del GLP para el mercado local son alcanzados por las disposiciones de la Ley N° 26.020 “Régimen regulatorio de la industria y comercialización de gas licuado de petróleo” y por el Gobierno Argentino a través de la oficina gubernamental encargada, que determina el volumen mínimo de producto que cada productor debe destinar para su comercialización a fin de garantizar el abastecimiento interno.

En este marco, TGS vende la producción de propano y butano a fraccionadores a precios determinados semestralmente por la SRH. El 30 de marzo de 2015, el PEN emitió el Decreto N° 470/15, reglamentado por la Resolución N° 49/15 emitida por la ex Secretaría de Energía. En este contexto se creó el Programa Hogares con Garrafa (“Plan Hogar”) estableciéndose un precio máximo de referencia a los integrantes de la cadena de comercialización con el objeto de garantizar el abastecimiento a usuarios residenciales de bajos recursos, obligando a los productores a abastecer con GLP a un precio determinado y en un cupo definido para cada uno de ellos. Adicionalmente, se estableció el pago de una compensación a los productores participantes del Plan Hogar.

Durante 2020, de acuerdo al Decreto N° 311, los precios máximos de referencia para la comercialización de GLP, que TGS comercializa en el mercado interno, se mantuvieron sin variación por un plazo de 180 días corridos contados a partir de su emisión. El 19 de octubre de 2020, la SE emitió la Resolución N° 30/2020 por la cual incrementó el precio de dichos productos a \$ 10.885.

En este contexto, TGS ha presentado diversos reclamos administrativos y judiciales impugnando la normativa general del Plan Hogar, como así también los actos administrativos que determinan los volúmenes de butano que deben comercializarse en el mercado local, con el fin de salvaguardar su situación económico-financiera y a fin que dicha situación no se prolongue en el tiempo.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

Adicionalmente, TGS es parte del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido (“Acuerdo Propano para Redes”) celebrado con el Gobierno Argentino y empresas productoras de propano por el cual se compromete a abastecer de propano a distribuidoras y subdistribuidoras de gas propano indiluido por redes a un precio inferior al de mercado, recibiendo una compensación económica por los menores ingresos derivados de la participación en este programa la cual se calcula como la diferencia entre el precio de venta acordado y el precio de paridad de exportación de referencia determinado por la SE.

En el marco del sendero de reducción gradual de subsidios dispuesto por el ex MINEM, el 31 de marzo de 2017 el MINEM emitió las Resoluciones N° 74/17 y N° 474/17 por las cuales se dispone a partir del 1 de abril y diciembre de 2017, respectivamente, un incremento en el precio del gas propano indiluido destinado al Acuerdo Propano para Redes. A partir de dichas fechas el precio que abonó el cliente se estableció en \$ 1.267/tn y \$ 2.832/tn y \$ 1.941,20/tn y \$ 3.964/tn, respectivamente, dependiendo del cliente a quien se destina el producto.

Finalmente, en mayo de 2018 TGS suscribió la décimo sexta prórroga al Acuerdo Propano para Redes que sirvió como marco para la comercialización de los productos en ella estipulados para el período 1° de abril de 2018 – 31 de diciembre de 2019. Adicionalmente, esta última prórroga fijó el precio por el cual se comercializó al cliente el propano destinado a este programa. Sin perjuicio de ello, el día 14 de enero de 2020 TGS recibió la instrucción emitida por parte de la SE de proceder con las entregas de propano conforme las condiciones de la decimosexta prórroga del Acuerdo Propano para Redes. Luego, TGS celebró la decimoséptima prórroga al Acuerdo Propano para Redes, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2020. A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados dicho acuerdo no se ha prorrogado.

Durante los ejercicios 2020 y 2019, TGS recibió la suma de \$ 150 millones y \$ 638 millones, respectivamente por subsidios por los Programas mencionados anteriormente.

Como se mencionó anteriormente, la participación en el Plan Hogar implica perjuicios económico-financieros para TGS, debido a que bajo ciertas circunstancias la venta de los productos se efectuaría a precios que se encuentran por debajo de los costos de producción.

Al 31 de diciembre de 2010, el Estado Argentino adeuda a TGS por estos conceptos \$ 303 millones.

2.5.2.4.2 Mercado externo

Con fecha 3 de septiembre de 2018, el PEN emitió el Decreto N° 793/18 el cual entre el 4 de septiembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2020 fija un derecho de exportación del 12% sobre el monto exportado de propano, butano y gasolina natural. Dicha retención posee un tope de \$4 por cada dólar de base imponible o del precio oficial FOB.

Posteriormente, con motivo de la sanción de la Ley N° 27.541, se dispuso un tope del 8% para la alícuota aplicable a los hidrocarburos a partir del 23 de diciembre de 2019.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Sindico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

Mediante el Decreto N° 488/2020 se reglamentó que la alícuota aplicable a los derechos de exportación, de ciertos productos derivados del gas y del petróleo, entre los que se incluyen los productos que TGS produce y exporta, se encontrará entre el 0% y el 8% dependiendo de la cotización del barril “ICE Brent primera línea”. Si el mencionado precio se encuentra por debajo de los US\$ 45 la alícuota será cero. En cambio, si el precio fuera igual o superior a US\$ 60 se pagará un 8% de alícuota, siendo variable la misma si el precio se encuentra entre US\$45 y US\$ 60.

2.6 Regulaciones tributarias - Principales reformas fiscales

Por medio de la Ley N° 27.430 y la Ley N° 27.541, se introdujeron varios cambios en el tratamiento de impuestos, cuyos componentes clave son los siguientes:

2.6.1 Impuesto a las ganancias

2.6.1.1 *Alícuota de Impuesto a las ganancias*

De acuerdo con lo dispuesto por la Ley N° 27.430, la alícuota del Impuesto a las Ganancias para las sociedades argentinas se reducirá gradualmente desde el 35% al 30% para los ejercicios fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019 y al 25% para los ejercicios fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020, inclusive.

Sin embargo, por medio de la Ley N° 27.541, se suspende la reducción de la tasa prevista hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021 inclusive, estableciendo que para el período de la suspensión la alícuota del impuesto se mantendrá en el 30%.

El efecto de aplicar a los activos y pasivos por impuesto diferido los cambios en las alícuotas del impuesto a las ganancias de acuerdo con la reforma tributaria detallada en función al año esperado de realización de los mismos fue reconocido en la línea “Efecto por cambio de tasa en impuesto diferido” dentro del rubro “Impuesto a las ganancias”, del Estado de Resultados Integral Consolidado (Nota 10.6).

2.6.1.2 *Impuesto a los dividendos*

De acuerdo con lo dispuesto por la Ley N° 27.430, se introduce un impuesto sobre los dividendos o utilidades distribuidas, entre otros, por sociedades argentinas o establecimientos permanentes a: personas humanas, sucesiones indivisas o beneficiarios del exterior, con las siguientes consideraciones: (i) los dividendos derivados de las utilidades generadas durante los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, estarán sujetos a una retención del 7%; y (ii) los dividendos originados por las ganancias obtenidas por ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2020 en adelante, estarán sujetos a retención del 13%.

En virtud de la suspensión de la alícuota del Impuesto a las Ganancias prevista en la Ley N° 27.541, se mantiene la retención del 7% hasta los ejercicios fiscales que se inicien hasta el 1 de enero de 2021 inclusive.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

Los dividendos originados por beneficios obtenidos hasta el ejercicio anterior al iniciado a partir del 1 de enero de 2018 seguirán sujetos, para todos los beneficiarios de los mismos, a la retención del 35% sobre el monto que exceda las ganancias acumuladas distribuibles libres de impuestos (período de transición del impuesto de igualación).

2.6.1.3 Revalúo impositivo opcional

La normativa establece que, a opción de las sociedades, se podría realizar el revalúo impositivo de los bienes existentes al 31 de diciembre de 2017, 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, y del 10 % para bienes muebles y el resto de los bienes. Una vez que se ejerce la opción por determinado bien, todos los demás bienes de la misma categoría deben ser revaluados.

El resultado impositivo que origine el revalúo no está sujeto al impuesto a las ganancias y el impuesto especial sobre el importe del revalúo no será deducible de dicho impuesto.

Por medio de reglamentos (Decretos N° 353/18, N° 613/18 y N° 143/19, y Resolución General AFIP N° 4.287), el PEN ha ido prorrogando la fecha para el ejercicio de la opción, con fundamento en el contexto internacional y la mayor volatilidad que se observa en las variables financieras que afectan la toma de decisión respecto al ejercicio de la opción.

Con fecha 27 de marzo de 2019, Pampa y CPB, basándose en su evaluación del contexto local y la evolución de las variables financieras (incluida la tasa de inflación), han ejercido la opción de adhesión al régimen de revalúo impositivo sobre los bienes de uso existentes al 31 de diciembre de 2017, conforme lo dispuesto por el Título X de la Ley N° 27.430, incrementando el costo impositivo de los bienes en \$ 15.311 millones.

Con motivo del ejercicio de la opción, Pampa y CPB abonaron el impuesto especial por un monto de capital de \$ 1.495 millones más intereses de \$ 45 millones.

Adicionalmente, Pampa y CPB debieron desistir de las acciones y derechos invocados, en aquellos procesos judiciales o administrativos, promovidos con anterioridad, en los que se reclamaba la aplicación de los mecanismos de actualización en el impuesto a las ganancias (ver Notas 11.6.1 y 15.2). Asimismo, Pampa y CPB han debido renunciar a promover cualquier proceso judicial o administrativo por el cual se reclame la aplicación de dicho mecanismo de actualización en relación a los períodos fiscales cerrados con anterioridad al 31 de diciembre de 2017.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

2.6.1.4 Ajuste por inflación fiscal

La Ley N° 27.430 establece las siguientes reglas para la aplicación del mecanismo del ajuste por inflación en el impuesto a las ganancias:

- (i) la actualización del costo para bienes adquiridos o inversiones efectuadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018, considerando las variaciones porcentuales del IPC que suministre el INDEC; y
- (ii) la aplicación del ajuste dispuesto en el Título VI de la Ley del Impuesto a las Ganancias cuando se verifique un porcentaje de variación -del índice de precios mencionado- acumulado en los treinta y seis (36) meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida, superior al cien por ciento (100%), o bien, respecto del primer, segundo y tercer ejercicio a partir de su vigencia, ese procedimiento será aplicable en caso que la variación acumulada de ese índice de precios, calculada desde el inicio del primero de ellos y hasta el cierre de cada ejercicio, supere un cincuenta y cinco por ciento (55%), un treinta por ciento (30%) y en un quince por ciento (15%) para los ejercicios 2018, 2019 y 2020, respectivamente.

La Ley N° 27.541 dispone que el ajuste por inflación positivo o negativo que se determine como consecuencia de la aplicación del ajuste dispuesto en el Título VI de la Ley del Impuesto a las Ganancias, correspondiente al primer y segundo ejercicio iniciado a partir del 1 de enero de 2019, deberá imputarse un sexto (1/6) en ese período fiscal y los cinco sextos (5/6) restantes, en partes iguales, en los cinco períodos fiscales inmediatos siguientes.

Al cierre del ejercicio 2018, no se evidenció una variación acumulada en el índice de precios que supere la condición prevista del 55% para la aplicación del ajuste en dicho primer ejercicio. No obstante, se ha procedido a la actualización del costo de los bienes adquiridos durante el ejercicio 2018, de acuerdo a los mencionado en el apartado (i).

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la variación acumulada del IPC ha superado la condición del 15% y 30% prevista para el tercer y segundo año de transición conforme la Ley N° 27.430, motivo por el cual se ha devengado el efecto del ajuste por inflación fiscal en el cálculo de la provisión de impuesto a las ganancias corriente y diferido, excepto en aquellos casos que, por tratarse de ejercicios fiscales irregulares, no se haya superado el parámetro legal mencionado para cada uno de los períodos anuales.

La Sociedad y sus subsidiarias determinan y registran el impacto del ajuste por inflación fiscal para cada uno de los ejercicios fiscales en los que resulte de aplicación el mismo, considerando la pauta anual prevista por la Ley N° 27.430.

2.6.2 Impuesto al valor agregado

Se establece un procedimiento para la devolución de los créditos fiscales originados en inversiones en bienes de uso, que luego de transcurridos 6 meses desde su cómputo, no hubieran sido absorbidos por débitos fiscales generados por la actividad.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

2.7 Regulaciones de acceso mercado libre de cambios (“MLC”)

A continuación se resumen las principales medidas dispuestas por el BCRA, con el objetivo de regular los ingresos y egresos en el MLC a efectos de mantener la estabilidad cambiaria y proteger las reservas internacionales ante el alto grado de incertidumbre y volatilidad del tipo de cambio, profundizando los controles de cambios y las restricciones al ingreso y egreso de divisas. Al respecto, durante el 2020 el BCRA emitió una serie de comunicaciones (incluyendo, entre otras, la Comunicación “A” 7001, 7030, 7042, 7052, 7068, 7106, 7142 y 7152), en la cual incluyó restricciones relacionadas, entre otros factores, con la operatoria de activos bursátiles por parte de las sociedades y la disposición de activos líquidos exterior, estableciendo así mayores restricciones para el acceso al MLC.

Principalmente, se dispuso la obligación de presentación de una declaración jurada para poder acceder al MLC, sin la conformidad previa del BCRA, dejando constancia que la totalidad de las tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras locales y que no se poseen activos externos líquidos disponibles por un monto superior a US\$ 100.000. En caso que dichos activos externos líquidos disponibles superen los US\$ 100.000 pero incluyen fondos de reserva o garantía constituidos en virtud de contratos de endeudamiento u operaciones con derivados concertadas en el exterior, que no puedan ser utilizados se deberá presentar una declaración jurada adicional. A estos fines serán considerados activos externos líquidos, entre otros: las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera (por ejemplo, inversiones en títulos públicos externos, fondos en cuentas de inversión en administradores de inversiones radicados en el exterior, criptoactivos, fondos en cuentas de proveedores de servicios de pago, etc.). Mientras que no serán considerados activos externos líquidos disponibles aquellos fondos depositados en el exterior que no pudiesen ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos de reserva o de garantía constituidos en virtud de las exigencias previstas en contratos de endeudamiento con el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior.

Asimismo, estableció la obligación de ingresar y liquidar en el MLC, en caso de haber solicitado acceso al mismo, y dentro de los cinco días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que se reciban en el exterior originados en el cobro de préstamos otorgados a terceros, el cobro de depósitos a plazo o de la venta de cualquier tipo de activo, cuando el activo hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

En cuanto a la operatoria de activos bursátiles, estableció (i) la restricción, a partir del momento que se requiere acceso al MLC, para realizar operaciones en el país de ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior por el plazo de 90 días previos y posteriores al requerimiento y la presentación de una declaración jurada al respecto; y (ii) que las transacciones de títulos valores concertadas en el exterior y los títulos valores adquiridos en el exterior no podrán liquidarse en pesos en el país.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 2: (Continuación)

En lo que respecta a importaciones, se requiere la conformidad previa del BCRA para acceder al MLC para la realización de pagos de importaciones de ciertos bienes o cancelación del capital de deudas originadas en la importación de bienes por parte de las empresas. Adicionalmente y previo a dar curso a pagos de importaciones de bienes, las entidades financieras deberán constatar que la declaración jurada solicitada al cliente resulte compatible con los datos existentes en el BCRA. Además, se encuentra vigente hasta el 31 de marzo de 2021 inclusive, la necesidad de conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC en caso de cancelación del capital de endeudamientos financieros con partes vinculadas en el exterior.

Por otro lado, el BCRA estableció la obligación de presentar un plan de refinanciación para ciertos endeudamientos y vencimientos de capital programados entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021, en función de los siguientes criterios: (i) el acceso al MLC por hasta el 40% del monto de capital, en el plazo original; y (ii) la refinanciación del capital restante, con nuevo endeudamiento externo con una vida promedio de 2 años. En el marco de dicho proceso de refinanciación, se admite el acceso al MLC para precancelación de capital, intereses o canje de deuda, con una antelación de hasta 45 días corridos a la fecha de vencimiento, siempre y cuando se verifique la totalidad de las condiciones requeridas por la norma.

Respecto de operaciones que hayan sido ingresadas y liquidadas por el MLC, a partir del 16 de noviembre de 2020, destinadas a la financiación de proyectos en el marco del Plan GasAr (ver Nota 2.3.2.1.2), el BCRA emitió la Comunicación “A” 7168 disponiendo el acceso al MLC para (i) girar divisas al exterior en concepto de utilidades y dividendos a accionistas no residentes, a partir del segundo año de la inversión; (ii) cancelación de capital e intereses de endeudamientos con el exterior con vida promedio no inferior a 2 años; (iii) repatriación de inversiones directas de no residentes a partir del segundo año y hasta el monto de los aportes de inversión directa liquidados en el MLC en caso de reducción de capital y/o devolución de aportes irrevocables realizadas por la empresa local, entre otros requisitos previstos en la norma.

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2020, la Comunicación BCRA “A” 7196, entre otras modificaciones, dispuso una serie de medidas tendientes a flexibilizar las normas de manera tal de favorecer el canje o la financiación de pasivos del sector privado con el exterior que hayan sido ingresados y liquidados por el MLC y concertados a partir del 7 de enero de 2021, tales como: (i) la extensión del plazo de antelación a la fecha de vencimiento para acceder al MLC para cancelar capital e intereses de deudas financieras con el exterior o títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera; y (ii) se admitió que fondos originados en el cobro de exportaciones de bienes y servicios sean acumulados en cuentas del exterior y/o el país destinadas a garantizar la cancelación de los vencimientos de la deuda concertada a partir de enero de 2021; entre otras.

Para obtener más información sobre las políticas cambiarias de Argentina puede visitar el sitio web del Banco Central: www.bcra.gov.ar.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 3: BASES DE PREPARACIÓN

Los presentes Estados Financieros Consolidados han sido preparados de acuerdo con las NIIF, emitidas por el IASB y han sido aprobados para su emisión por el Directorio de la Sociedad con fecha 10 de marzo de 2021. En la Nota 4 se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de los presentes Estados Financieros Consolidados, las cuales se han aplicado de manera uniforme.

Las políticas contables han sido aplicadas consistentemente para las entidades del Grupo.

Con motivo de la celebración del contrato para la venta del 51% de participación en Edenor (ver detalle en Nota 5.3.1), los resultados comparativos correspondientes al segmento distribución de energía han sido expuestos en la línea "Operaciones discontinuadas" del estado de resultado integral.

Las cifras correspondientes a los intereses comerciales presentados en forma comparativa fueron reclasificadas del rubro ingresos financieros al rubro otros ingresos operativos, a efectos de mantener la consistencia con las cifras del presente ejercicio, conforme el cambio de política detallado en Nota 4.

La Sociedad adoptó el dólar estadounidense como moneda funcional a partir del 1 de enero de 2019, por consiguiente, las cifras comparativas previas, fueron expresadas en términos de la unidad de medida corriente al 31 de diciembre de 2018 de acuerdo con NIC 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias", por tener, la Sociedad, moneda funcional Peso hasta esa fecha.

Adicionalmente, otras reclasificaciones no significativas han sido efectuadas sobre las cifras correspondientes a los Estados Financieros Consolidados presentados en forma comparativa a efectos de mantener la consistencia en la exposición con las cifras del presente ejercicio.

NOTA 4: POLÍTICAS CONTABLES

Las principales políticas contables utilizadas en la preparación de los presentes Estados Financieros Consolidados se explicitan a continuación.

La Sociedad ha modificado la política de clasificación de intereses comerciales en el estado de resultado integral, dado que entiende que los conceptos correspondientes a recargos por mora en la cancelación de créditos por venta suministran información relevante sobre la operación y flujos operativos del negocio, en lugar de ser representativas del rendimiento financiero de la Sociedad, por tal motivo, a partir del presente ejercicio, se exponen dentro del rubro otros ingresos operativos. La Gerencia considera que esta presentación refleja mejor los impactos del ciclo operativo, permitiendo la presentación unificada junto con otros gastos que ya se incluyen dentro de los resultados operativos (entre ellos, el deterioro de créditos), particularmente considerando el contexto detallado en Nota 1.2, que profundizó el atraso en los plazos de pago a generadoras y productoras de hidrocarburos.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

4.1 Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB que son de aplicación efectiva al 31 de diciembre de 2020 y han sido adoptadas por la Sociedad

La Sociedad ha aplicado las siguientes normas y/o modificaciones por primera vez a partir del 1 de enero de 2020:

- Marco Conceptual (emitido en el mes de marzo de 2018).
- NIIF 3 “Combinaciones de negocios” (modificada en octubre de 2018).
- NIC 1 “Presentación de estados financieros” y NIC 8 “Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores” (modificadas en octubre de 2018).
- NIIF 9 “Instrumentos financieros”, NIC 39 “Instrumentos financieros: Presentación” y NIIF 7 “Instrumentos financieros: Información a revelar” (modificadas en septiembre de 2019).
- NIIF 16 “Arrendamientos” (modificada en mayo de 2020)

La aplicación de las normas y/o modificaciones detalladas no generó ningún impacto en los resultados de las operaciones o la situación financiera de la Sociedad.

4.2 Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB no efectivas y no adoptadas anticipadamente por la Sociedad

- NIIF 17 “Contratos de seguros”: emitida en mayo de 2017 y modificada en junio de 2020. Reemplaza a la NIIF 4 introducida como norma provisional en 2004 con la dispensa de llevar a cabo la contabilidad de los contratos de seguros utilizando las normas de contabilidad nacionales, resultando en múltiples enfoques de aplicación. La NIIF 17 establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación e información a revelar relacionada con contratos de seguros y es aplicable a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2023, permitiendo la adopción anticipada para entidades que aplican NIIF 9 y NIIF 15. La Sociedad estima que la aplicación de la misma no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.
- NIC 1 “Presentación de estados financieros”: modificada en enero y julio de 2020. Incorpora modificaciones relativas a la clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes. Las modificaciones son aplicables a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2023, permitiendo la adopción anticipada. La aplicación de la misma no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.
- NIIF 3 “Combinaciones de negocios”: modificada en mayo de 2020. Incorpora referencias a las definiciones de activos y pasivos del nuevo Marco Conceptual y aclaraciones relacionadas con activos y pasivos contingentes en los que se incurra por separado de los asumidos en una combinación de negocios. Aplica a las combinaciones de negocios a partir del 1 de enero de 2022 y admite adopción anticipada.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

- Mejoras anuales a las NIIF – Ciclo 2018-2020: las modificaciones fueron emitidas en mayo de 2020 y resultan aplicables para los periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2022. La Sociedad estima que la aplicación de las mismas no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.
- NIC 16 “Propiedades, planta y equipos”: modificada en mayo de 2020. Incorpora modificaciones respecto al reconocimiento de inventarios, ventas y costos de elementos producidos mientras se lleva un elemento de propiedades, planta y equipo al lugar y condiciones necesarias para que pueda operar en la forma prevista. Las modificaciones son aplicables a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2022, permitiendo la adopción anticipada. La Sociedad se encuentra analizando el impacto de la aplicación de las modificaciones en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.
- NIC 37 “Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes”: modificada en mayo de 2020. Clarifica el alcance del concepto de costo de cumplimiento de un contrato oneroso. Las modificaciones son aplicables a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2022, permitiendo la adopción anticipada. La Sociedad estima que la aplicación de las mismas no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.
- Modificaciones a la NIIF 9 “Instrumentos financieros”, NIC 39 “Instrumentos financieros: Presentación”, NIIF 7 “Instrumentos Financieros: Información a Revelar”, NIIF 4 “Contratos de seguros” y NIIF 16 “Arrendamientos”: modificadas en agosto de 2020. Incorpora guías para la medición de activos y pasivo financieros a costo amortizado afectados por la reforma de la tasa de interés de referencia. Las modificaciones son aplicables a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2021. La Sociedad se encuentra analizando el impacto de la aplicación de las modificaciones en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

4.3 Efectos de las variaciones de las tasas de cambio de la moneda extranjera

4.3.1 Moneda funcional y de presentación

La información incluida en los Estados Financieros Consolidados se registra en Dólares estadounidenses que es la moneda funcional de Sociedad, es decir, la moneda del entorno económico principal en el que opera la entidad y, conforme los requerimientos de CNV, se presenta en pesos, moneda de curso legal en Argentina.

4.3.2 Transacciones y saldos en moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son convertidas a la moneda funcional usando el tipo de cambio vigente en la fecha de cada transacción o valuación, cuando los conceptos de las mismas son remediados. Las ganancias y pérdidas generadas por las diferencias en el tipo de cambio de las monedas extranjeras resultantes de la liquidación de partidas monetarias y de la conversión de partidas monetarias al cierre del ejercicio utilizando la tasa de cambio de cierre, son reconocidas dentro de los resultados financieros en el estado de resultado integral, a excepción de los montos que son capitalizados.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

4.3.3 Conversión a moneda de presentación de compañías del Grupo

La Sociedad aplica el método de consolidación por etapas, en consecuencia, los estados financieros de las entidades con moneda funcional distinta del dólar se convierten, en primer lugar, a la moneda funcional de la Sociedad y, seguidamente, se convierten a la moneda de presentación.

Los resultados y la posición financiera de la Sociedad, subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas con moneda funcional dólar, se convierten a moneda de presentación de la siguiente manera al cierre de cada ejercicio:

- los activos y pasivos son trasladados a los tipos de cambio de cierre;
- los resultados son trasladados a los tipos de cambio transaccionales;
- los resultados por conversión de moneda funcional a moneda de presentación son reconocidos en “Otros resultados integrales”.

Los resultados y la posición financiera de subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas con moneda funcional peso, correspondiente a una economía hiperinflacionaria, se convierten a moneda de presentación utilizando el tipo de cambio de cierre. Los resultados por la aplicación de mecanismo de ajuste de NIC 29 correspondiente a economías hiperinflacionarias sobre el patrimonio inicial medido en moneda funcional son reconocidos en “Otros resultados integrales”.

4.3.4 Clasificación de Otros resultados integrales dentro del patrimonio de la Sociedad

La Sociedad clasifica y acumula directamente en la cuenta de resultados acumulados, dentro del patrimonio, los otros resultados integrales generados por las diferencias de conversión de los resultados (acumulados al inicio y del ejercicio) de la Sociedad y de las subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas con moneda funcional dólar.

La Sociedad clasifica y acumula directamente en la cuenta de resultados acumulados los resultados por la aplicación del mecanismo de ajuste de NIC 29, sobre el resultado acumulado inicial medido en moneda funcional, mientras que el resto se presentan en un componente separado del patrimonio y se acumulan hasta la disposición del negocio en el extranjero en “Otros resultados integrales”, conforme NIC 21.

Como consecuencia de la aplicación de la política descripta, la conversión de moneda funcional a una moneda distinta de presentación no modifica la forma en que se miden los elementos subyacentes, preservando los montos, tanto resultados como capital a mantener, medidos en la moneda funcional en la que se generan.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

NOTA 4: (Continuación)

4.4 Principios de consolidación y contabilidad de participación en sociedades

4.4.1 Subsidiarias

Las subsidiarias son todas las entidades sobre las cuales el Grupo tiene control. El Grupo controla una entidad cuando está expuesto, o tiene derecho, a rendimientos variables por su participación en la entidad y tiene la capacidad de influir en esos rendimientos a través de su poder para dirigir las actividades relevantes de la entidad. Las subsidiarias se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control al Grupo. Se desconsolidan a partir de la fecha en que cesa el control.

Las combinaciones de negocios por parte del Grupo se contabilizan mediante la aplicación del método de adquisición (ver Nota 4.4.5 a continuación).

Las operaciones entre empresas, los saldos y las ganancias no realizadas entre compañías del Grupo, se eliminan en la consolidación. Las pérdidas no realizadas también se eliminan excepto que la transacción proporcione evidencia del deterioro del activo transferido. Las políticas contables de las subsidiarias se han modificado, en caso de corresponder, para asegurar la consistencia con las políticas contables adoptadas por el Grupo.

La participación no controlante en los resultados y el patrimonio de las subsidiarias se muestra por separado en el Estado de Resultado Integral Consolidado, el Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado y el Estado de Situación Financiera Consolidado, respectivamente.

4.4.2 Asociadas

Las asociadas son todas las entidades sobre las cuales el Grupo tiene influencia significativa pero no control o control conjunto. En general, este es el caso cuando el Grupo posee entre el 20% y el 50% de los derechos de voto. Las inversiones en asociadas se contabilizan usando el método de la participación (ver Nota 4.4.4 a continuación), luego del reconocimiento inicial al costo.

4.4.3 Acuerdos conjuntos

Las inversiones en acuerdos conjuntos se clasifican como operaciones conjuntas o negocios conjuntos conforme NIIF 11 "Acuerdos conjuntos". La clasificación depende de los derechos y obligaciones contractuales de cada inversor, más que de la estructura legal del acuerdo conjunto. La Compañía tiene operaciones conjuntas y negocios conjuntos.

4.4.3.1 Operaciones conjuntas

La Compañía, en relación con su participación en una operación conjunta, reconoce sus activos, ingresos, pasivos y gastos, incluyendo su participación en los activos mantenidos conjuntamente, ingresos de la operación conjunta, pasivos y gastos incurridos conjuntamente. Estos han sido incorporados en los Estados Financieros Consolidados bajo las líneas apropiadas.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

4.4.3.2 Negocios conjuntos

Las participaciones en negocios conjuntos se contabilizan utilizando el método de la participación (ver Nota 4.4.4 a continuación), luego del reconocimiento inicial al costo.

4.4.4. Método de la participación

Bajo el método de la participación, las inversiones se reconocen inicialmente al costo y se ajustan posteriormente por los cambios posteriores a la adquisición para reconocer la participación del Grupo en el resultado del período de la participada y la participación del Grupo en el otro resultado integral de la participada. Los dividendos recibidos o por recibir de asociadas y negocios conjuntos se reconocen como una reducción en el valor en libros de la inversión.

Cuando la participación del Grupo en las pérdidas en una inversión iguala o excede su participación en la entidad, junto con cualquier participación a largo plazo que forme parte de la inversión neta, el Grupo no reconoce más pérdidas, a menos haya incurrido en obligaciones legales o implícitas, o haya efectuado pagos en nombre de la entidad.

Las ganancias no realizadas por transacciones entre el Grupo y sus asociadas y negocios conjuntos se eliminan en la medida de la participación del Grupo en estas entidades. Las pérdidas no realizadas también se eliminan a menos que la transacción proporcione evidencia del deterioro del valor del activo transferido. Las políticas contables de las participadas han sido modificadas en caso de ser necesario para asegurar la consistencia con las políticas contables adoptadas por el Grupo.

El valor en libros de las inversiones se revisa por deterioro de acuerdo con la política descripta debajo en Nota 4.9.

4.4.5 Combinaciones de negocios

El método de adquisición se aplica para la registración de todas las combinaciones negocios, tanto en la adquisición de instrumentos de patrimonio u otros activos. La contraprestación transferida por la adquisición comprende:

- (i) el valor razonable de los activos transferidos,
- (ii) los pasivos incurridos con los anteriores propietarios de la adquirida,
- (iii) los instrumentos de patrimonio emitidos por el Grupo,
- (iv) el valor razonable de cualquier activo o pasivo que proceda de un acuerdo de contraprestación contingente, y
- (v) el valor razonable de la participación previamente mantenida en el patrimonio de la adquirida.

Los activos identificables adquiridos y los pasivos y pasivos contingentes asumidos en la combinación de negocios son reconocidos inicialmente a su valor razonable a la fecha de adquisición. El Grupo reconoce cualquier participación no controladora en la entidad adquirida a la participación proporcional de la participación no controladora en los importes reconocidos de los activos netos identificables de la adquirida.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

Los costos relacionados con la adquisición son imputados a resultados al momento de ser incurridos. El exceso de: i) la contraprestación transferida, ii) el monto de cualquier participación no controladora en la adquirida, y iii) el valor razonable, medido en la fecha de adquisición, de cualquier participación previa en el patrimonio de la sociedad adquirida, sobre el valor razonable de los activos identificables netos adquiridos se registra como llave de negocio. Si el valor razonable de los activos identificables netos del negocio adquirido excede esos montos, la ganancia por compra en condiciones muy ventajosas se reconoce directamente en resultados.

Cuando se difiere la liquidación de cualquier parte de la contraprestación en efectivo, los importes pagaderos en el futuro se descuentan a su valor actual en la fecha de intercambio. La tasa de descuento utilizada es la tasa de endeudamiento incremental de la entidad, que es la tasa a la que se puede obtener un préstamo similar de una entidad financiera independiente en términos y condiciones comparables.

La contraprestación contingente se clasifica como patrimonio o pasivo financiero. Los montos clasificados como pasivo financiero se valúan posteriormente a su valor razonable con cambios en resultados.

Si la combinación de negocios se realiza por etapas, el valor en libros de la participación previa en la adquirida se mide al valor razonable en la fecha de adquisición. Cualquier ganancia o pérdida que surja de tal medición se reconoce en resultados.

El Grupo cuenta con hasta 12 meses a partir de la fecha de adquisición para finalizar la contabilización de las combinaciones de negocios. En el caso en que la contabilización de la combinación de negocios no esté completa al cierre del ejercicio, el Grupo revela este hecho e informa los montos provisionales.

4.4.6. Cambios en la participación

El Grupo registra las transacciones con participaciones no controladoras que no resultan en una pérdida de control como transacciones con los propietarios del Grupo. Un cambio en la participación genera un ajuste entre los valores en libros de las participación controladora y no controladora para reflejar sus intereses relativos en la subsidiaria. Cualquier diferencia entre el ajuste a los intereses minoritarios y la contraprestación pagada o recibida se reconoce en "Otras reservas" dentro del patrimonio atribuible a los propietarios de la Compañía.

Cuando el Grupo deja de consolidar o de aplicar el método de la participación en una inversión debido a una pérdida de control, control conjunto o influencia significativa, cualquier interés retenido en la entidad se mide a su valor razonable con cambios en resultados. Este valor razonable se convierte en el valor inicial a los efectos de la contabilización posterior de la participación retenida como asociada, negocio conjunto o activo financiero. Adicionalmente, cualquier monto previamente reconocido en otro resultado integral con respecto a esa inversión se contabiliza como si el Grupo hubiera dispuesto los activos o pasivos relacionados. Lo cual puede implicar que los importes previamente reconocidos en otro resultado integral se reclasifiquen a resultados.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

Si se reduce la participación en un negocio conjunto o una asociada, pero se conserva el control conjunto o la influencia significativa, sólo la parte proporcional de los importes previamente reconocidos en otro resultado integral se reclasifica a resultados.

4.5 Información por segmentos

Los segmentos de operación son reportados en dólares estadounidenses de una manera consistente con los informes internos revisados por el Comité Ejecutivo.

El Comité Ejecutivo es la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación, es el responsable de asignar recursos y establecer el rendimiento de los segmentos de operación de la entidad y ha sido identificado como la persona/órgano que ejecuta las decisiones estratégicas de la Sociedad.

En la segmentación, la Sociedad considera las transacciones realizadas con terceros y las operaciones intersegmentos, las cuales son valuadas según precios internos de transferencia definidos entre los segmentos, con metodologías de verificación basadas en parámetros de mercado.

4.6 Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo, se valúan siguiendo el modelo del costo. Se registran a costo de adquisición menos la depreciación y cualquier pérdida por deterioro acumuladas.

Los costos posteriores se incluyen en el valor en libros del activo o se reconocen como un activo separado, según corresponda, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados fluyan al Grupo y el costo se puede medir con fiabilidad. El valor en libros de cualquier componente contabilizado como un activo separado se da de baja cuando se reemplaza. El resto de las reparaciones y mantenimiento se registran en resultados cuando se incurren.

El costo de las obras en curso cuya construcción se prolonga en el tiempo incluye, de corresponder, los costos financieros devengados por la financiación con capital de terceros y los costos asociados al proceso de puesta en marcha, de los cuales se ha deducido cualquier ganancia que se obtuviera en el transcurso de dicho proceso por la venta de producciones que tuvieran valor comercial.

Las obras en curso son valuadas en función del grado de avance. Las obras en curso se registran al costo menos cualquier pérdida por deterioro, en caso de corresponder.

El valor residual y las vidas útiles remanentes de los activos son revisados, y ajustados en caso de corresponder a cada cierre de ejercicio. Cuando el importe en libros de un activo es superior a su importe recuperable estimado, el importe en libros se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

Las ganancias y pérdidas por ventas de propiedades, planta y equipo se calculan a partir de la comparación del precio de venta con el importe en libros del bien.

4.6.1 Depreciaciones y vidas útiles

El Grupo deprecia los pozos productores, las maquinarias y los campamentos correspondientes a las áreas de producción de petróleo y gas, utilizando el método de 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 estimadas. El costo de adquisición de propiedades con reservas probadas se deprecia mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas estimadas. La propiedad minera vinculada a reservas no probadas ha sido valuada al costo, examinándose periódicamente su recuperabilidad en base a las estimaciones geológicas y de ingeniería de las reservas posibles y probables que se espera probar en el plazo de cada concesión.

Las maquinarias, turbinas y equipos de generación de electricidad (incluyendo cualquier componente significativo identificable) son depreciadas según el método de unidades producidas.

Para la depreciación del resto de la propiedad, planta y equipos (incluyendo cualquier componente significativo identificable) se utiliza el método de la línea recta, en función de la vida útil estimada del mismo, según el siguiente detalle:

Edificios:	50 años
Rodados:	5 años
Muebles y útiles y equipos de comunicación:	entre 5 y 20 años
Equipos de computación y software:	3 años
Herramientas:	10 años
Planta de gas y gasoducto:	20 años

En caso de corresponder, el método de depreciación es revisado y ajustado a cada cierre de ejercicio.

4.6.2 Costos por abandono de pozos y desmantelamiento de aerogeneradores

Los costos futuros estimados de abandono de pozos en las áreas de hidrocarburos y de desmantelamiento de aerogeneradores en parques eólicos, descontados a una tasa ajustada al riesgo, son capitalizados junto a los activos que le dieron origen, y son depreciados utilizando el método de unidades de producción. Adicionalmente, un pasivo es reconocido por dicho concepto al valor estimado de las sumas a pagar descontadas. Los cambios en la medición del pasivo existente que se deriven de cambios en el calendario estimado o importe de las salidas de recursos requeridas para cancelar la obligación, o en la tasa de descuento, se añaden o deducen del costo del activo correspondiente. Si la disminución en el pasivo excediera el importe en libros del activo, el exceso se reconoce inmediatamente en el resultado del período.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

4.7 Activos intangibles

4.7.1 Llaves de negocio

Las llaves de negocio se generan en la adquisición de subsidiarias. La llave de negocio representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables de la adquirida a la fecha de la adquisición.

Para comprobar el deterioro del valor, la llave de negocio adquirida en una combinación de negocios se distribuye desde la fecha de adquisición entre cada una de las UGEs, o grupos de UGEs, de la entidad adquirente que se espere se beneficiarán de las sinergias de la combinación de negocios. Cada unidad o grupo de unidades entre las que se distribuye la llave de negocio representará el nivel más bajo, dentro de la entidad, al que se controla la llave de negocio a efectos de gestión interna.

4.7.2 Acuerdos de concesión

Los acuerdos de concesión correspondientes a las Hidroeléctricas Diamante y Nihules no están alcanzados por los lineamientos de la Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información (“CINIIF”) 12 “Acuerdos de Concesión de Servicios”.

Estos acuerdos de concesión cumplen con los criterios establecidos en las NIIF para su capitalización, menos la amortización y cualquier pérdida por deterioro acumuladas. La amortización es calculada por el método de la línea recta según el período de vida útil de cada activo, que corresponde al plazo de vigencia de cada acuerdo de concesión.

4.7.3 Otros activos intangibles identificados en inversiones adquiridas

Corresponde a los activos intangibles identificados en el momento de adquisición de sociedades. Los activos identificados cumplen con los criterios establecidos en las NIIF para su capitalización, menos la amortización y cualquier pérdida por deterioro acumuladas. La amortización es calculada por el método de la línea recta según el período de vida útil de cada activo considerando la forma en que se estima que se consumirán los beneficios por ellos producidos.

4.8 Activos para la exploración de petróleo y gas

La Sociedad utiliza el método del esfuerzo exitoso para contabilizar las operaciones relacionadas con las actividades de exploración y producción de petróleo y gas. Bajo este método, son activados: i) los costos de adquisición de propiedades en áreas de producción y exploración de petróleo y gas; ii) los costos de perforación y equipamiento de pozos exploratorios que resultan descubridores de reservas económicamente explotables; iii) los costos de perforación y equipamiento de pozos de desarrollo y; iv) los costos futuros estimados de abandono y taponamiento de pozos (ver Nota 4.6.2).

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

De acuerdo con el método del esfuerzo exitoso, los costos de exploración, excluidos los costos de los pozos exploratorios, se imputan a resultados durante el período en que se realizan los mismos. Los costos de perforación de los pozos exploratorios son activados hasta que se determine si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se encuentran tales reservas, los mencionados costos de perforación se imputan a resultados. Ocasionalmente, un pozo exploratorio puede determinar la existencia de reservas, pero las mismas pueden no ser clasificadas como probadas cuando la perforación es completada. En esos casos dichos costos continúan activados en la medida en que el pozo hubiera encontrado suficiente cantidad de reservas para justificar su completamiento como pozo productor y que la compañía estuviera haciendo progresos suficientes en la evaluación económica y operativa de la viabilidad del proyecto.

4.9 Deterioro del valor de los activos no financieros

Los activos intangibles que tienen una vida útil indefinida y las llaves de negocio, no están sujetos a amortización y son evaluados anualmente por deterioro, o con mayor frecuencia si los eventos o cambios en las circunstancias indican que pueden estar deteriorados.

El resto de los activos no financieros se someten a revisiones para pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros podría no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el importe que el valor en libros del activo excede su importe recuperable. El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos para la venta y el valor en uso de un activo. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro de valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que se generan flujos de efectivo identificables por separado que son independientes de los flujos de otros activos o grupo de activos (UGEs).

La posible reversión de pérdidas por deterioro de valor de activos no financieros (distintos de la llave de negocio) que sufren una pérdida por deterioro se revisa en todas las fechas a las que se presenta información financiera.

4.10 Activos financieros

4.10.1 Clasificación

El Grupo clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:

- (i) aquellos que se miden posteriormente a valor razonable (ya sea con cambios en otro resultado integral o con cambios en resultados), y
- (ii) aquellos que se miden posteriormente a costo amortizado.

La clasificación depende del modelo de negocio de la entidad para administrar los activos financieros y los términos contractuales de los flujos de efectivo.

Para los activos medidos a valor razonable, las ganancias y pérdidas se registrarán en el Estado de Resultados Integral o en Otro Resultado Integral.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

Todas las inversiones en instrumentos de patrimonio son medidas a valor razonable. Para aquellas que no son mantenidas para negociar, la Sociedad puede elegir de forma irrevocable al momento de su reconocimiento inicial presentar en Otro resultado integral los cambios en el valor razonable. La decisión de la Sociedad fue reconocer los cambios en el valor razonable en resultados.

La sociedad reclasifica los activos financieros cuando y sólo cuando cambia su modelo de negocio para gestionar esos activos.

4.10.2 Reconocimiento y baja

Las compras y ventas convencionales de activos financieros se registran en la fecha de contratación, es decir, la fecha en que la Sociedad se compromete a comprar o vender el activo, o en la fecha de liquidación. Los activos financieros se dan de baja cuando los derechos contractuales a recibir flujos de efectivo de los activos financieros han expirado o se han transferido y la Sociedad ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad.

4.10.3 Medición

Los activos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable más, en el caso de activos financieros que no se miden a valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición de los activos financieros.

Las ganancias o pérdidas generadas por inversiones en instrumentos de deuda que se miden posteriormente a valor razonable y que no forman parte de una transacción de cobertura se reconocen en resultados y se presentan dentro del concepto “Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros” en la línea Otros resultados financieros, en el estado de resultado integral. Aquellas generadas por inversiones en instrumentos de deuda que se miden posteriormente a costo amortizado y que no forman parte de una transacción de cobertura se reconocen en resultados cuando el activo financiero es dado de baja o se deteriora y mediante el proceso de amortización utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

La Sociedad mide posteriormente todas las inversiones en instrumentos de patrimonio a valor razonable. Los dividendos procedentes de estas inversiones se reconocen en resultados en la medida que representen un retorno sobre la inversión.

4.10.4 Deterioro del valor de los activos financieros

La Sociedad evalúa las pérdidas crediticias esperadas asociadas con sus instrumentos financieros contabilizados a costo amortizado e instrumentos financieros a valor razonable con cambios en Otros Resultados Integrales, de corresponder.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

La Sociedad aplica el enfoque simplificado permitido por NIIF 9 para medir las pérdidas crediticias esperadas sobre los créditos por ventas y otros créditos con características de riesgo similar. A tal efecto, los créditos se agrupan por segmento y en función de las características de riesgo de crédito compartidas y las pérdidas crediticias esperadas se determinan en base a coeficientes calculados para distintos rangos de días de mora a partir del vencimiento.

Los coeficientes de pérdidas esperadas se basan en los perfiles de cobro de las ventas durante el período de 24 meses previo al cierre de cada ejercicio, considerando las pérdidas crediticias históricas experimentadas dentro de este período que se ajustan, de corresponder, para reflejar información prospectiva que pudiera afectar la capacidad de los clientes para cancelar sus obligaciones.

4.10.5 Compensación de instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros se compensan y el valor neto se informa en el estado de situación financiera cuando existe un derecho exigible legalmente de compensar los valores reconocidos y existe una intención de pagar en forma neta, o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

4.11 Créditos por ventas y otros créditos

Los créditos por ventas y otros créditos, son reconocidos inicialmente a su valor razonable y posteriormente medidos a costo amortizado, usando el método del interés efectivo neto de la previsión por deterioro, en caso de corresponder.

La Sociedad registra provisiones por deterioro de créditos en base al modelo de pérdidas crediticias esperadas descripto en Nota 4.10.4. Los créditos por ventas se dan de baja cuando no existe expectativa razonable de recupero. La Sociedad entiende que los siguientes son indicios de incumplimiento: i) concurso, quiebra o inicio de gestión judicial; ii) estado de insolvencia que implique un alto grado de imposibilidad de cobro y iii) saldos vencidos mayores a 90 días.

En caso de corresponder, se han constituido provisiones por irrecuperabilidad de créditos fiscales en base a la estimación de su no recuperabilidad dentro de los plazos legales de prescripción, y considerando los actuales planes de negocio de la Sociedad.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

NOTA 4: (Continuación)

4.12 Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

Los instrumentos financieros derivados son contabilizados a su valor razonable, determinado sobre la base del valor en efectivo a cobrar o pagar necesario para cancelar el instrumento a la fecha de medición, neto de los anticipos cobrados o pagados. Los valores razonables de los instrumentos que son negociados en mercados activos son registrados en función de los precios de mercado y los correspondientes a instrumentos que no son negociados en mercados activos son determinados usando técnicas de valuación. La contabilización de los cambios posteriores en el valor razonable depende de si el derivado se designa como un instrumento de cobertura y, de ser así, la naturaleza del elemento que se está cubriendo.

La Sociedad puede designar sus instrumentos financieros derivados en las siguientes categorías:

- (i) coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos o un compromiso firme (cobertura de valor razonable);
- (ii) coberturas de un riesgo particular asociado con los flujos de efectivo de activos y pasivos reconocidos y transacciones futuras altamente probables (coberturas de flujos de efectivo), o
- (iii) coberturas de una inversión neta en una operación en el extranjero (coberturas de inversiones netas).

Al inicio de la relación de cobertura, la Sociedad documenta la relación económica entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, incluso si se espera que los cambios en los flujos de efectivo de los instrumentos de cobertura compensen los cambios en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas. La Sociedad documenta su objetivo y estrategia de gestión de riesgos para llevar a cabo sus operaciones de cobertura.

Los cambios en la medición contable de los instrumentos financieros derivados designados como cobertura de riesgos de flujos de efectivo que se hayan determinado como una cobertura eficaz, se reconocen en el patrimonio. La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en resultados. Los cambios en la medición contable de los instrumentos derivados que no califican para la contabilidad de cobertura se reconocen en resultados.

La Sociedad no ha designado formalmente instrumentos financieros como instrumentos de cobertura.

4.13 Inventarios

Este rubro incluye el stock de petróleo crudo, materias primas y materiales y productos en proceso y terminados correspondientes a los segmentos Petroquímica y Petróleo y gas, así como también materiales y repuestos del segmento Generación.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

Los inventarios se valúan a costo de adquisición o valor neto realizable, el que resulte menor. El costo se determina por el método del precio promedio ponderado (PPP). El costo de los inventarios incluye los gastos incurridos en su adquisición y producción, y otros costos necesarios para llevarlos a su condición y locación actual. En el caso de los productos manufacturados y la producción en proceso, el costo incluye una porción de los costos indirectos de producción, excluyendo cualquier capacidad ociosa.

El valor neto realizable es el precio de venta estimado en el giro normal de los negocios, menos los costos estimados de finalización y los costos estimados para efectuar la venta.

La evaluación del valor recuperable se realiza al final del ejercicio, registrando con cargo a resultados la oportuna corrección de valor cuando los mismos se encuentran sobrevaluados.

La Sociedad clasificó a los inventarios en corrientes y no corrientes dependiendo del plazo en que se espera que sean utilizados. La porción de materiales y repuestos destinada para reemplazos o mejoras sobre bienes existentes se expone en el rubro “Propiedades, planta y equipo”.

4.14 Activos no corrientes (o grupo de activos) mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas

Los activos no corrientes se clasifican como mantenidos para la venta si su importe en libros se recuperará principalmente a través de una transacción de venta en lugar de mediante el uso continuo y su venta se considera altamente probable. Se miden al menor entre su valor en libros y su valor razonable menos los costos de venta, excepto activos por impuestos diferidos, activos procedentes de beneficios a los empleados, activos financieros y propiedades de inversión que se contabilizan a valor razonable y derechos contractuales procedentes de contratos de seguro, que están específicamente exentos de este requisito.

Se reconoce una pérdida por deterioro por cualquier reducción inicial o posterior del activo hasta su valor razonable menos los costos de venta. Se reconoce una ganancia por cualquier aumento subsiguiente en el valor razonable menos los costos de venta de un activo, pero que no excede cualquier pérdida acumulada por deterioro previamente reconocida. La ganancia o pérdida no reconocida previamente en la fecha de la venta del activo no corriente se reconoce en la fecha de baja.

Los activos no corrientes no se deprecian ni amortizan mientras estén clasificados como mantenidos para la venta. Los intereses y otros gastos atribuibles a los pasivos de un grupo de activos para su disposición clasificado como mantenido para la venta continúan siendo reconocidos.

Los activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta se presentan por separado de los otros activos en el estado de situación financiera. Los pasivos de un grupo de activos para su disposición clasificado como mantenido para la venta se presentan por separado de otros pasivos en el estado de situación financiera. Estos activos y pasivos no se compensan.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

Si se trata de una operación discontinuada, es decir, un componente que ha sido dispuesto o clasificado como mantenido para la venta, y: (i) representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto; (ii) es parte de un único plan coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o (iii) es una entidad subsidiaria adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla; se presenta un importe único en el estado de resultado integral que comprende el resultado después de impuestos de las operaciones discontinuadas, incluyendo el resultado por valuación a valor razonable menos costos de venta o por la disposición de los activos, de corresponder.

4.15 Efectivo y equivalentes de efectivo

A efectos de la presentación en el Estado de Flujos de Efectivo Consolidado, el efectivo y equivalentes de efectivo incluye el efectivo en caja, los depósitos a la vista en entidades bancarias y otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos, que son fácilmente convertibles en cantidades conocidas de efectivo y que están sujetas a un riesgo poco significativo de cambio de valor. En caso de existir, los adelantos en cuenta corriente se exponen dentro de los préstamos de corto plazo en el Estado de Situación Financiera Consolidado y no se exponen dentro del efectivo y equivalente de efectivo en el Estado de Flujos de Efectivo Consolidado, por no ser parte integrante de la gestión de efectivo de la Sociedad.

4.16 Patrimonio

La contabilización de los movimientos del patrimonio se ha efectuado de acuerdo con las respectivas decisiones de asambleas, normas legales o reglamentarias.

Todas las cuentas del Patrimonio se reexpresaron en términos de la unidad de medida corriente hasta el 31 de diciembre de 2018, excepto las cuentas Capital social y Acciones propias en Cartera, las cuales representan el capital suscrito e integrado, en circulación y en cartera, respectivamente. El ajuste derivado de su reexpresión, hasta el 31 de diciembre de 2018, se expone en las cuentas Ajuste integral del capital social y Ajuste integral de acciones propias en cartera, respectivamente.

A partir del cambio de moneda funcional con fecha 1 de enero de 2019, la Sociedad cesó la preparación y presentación de estados financieros de acuerdo con NIC 29 y ha considerado las cifras del Patrimonio expresadas en la unidad de medida corriente al 31 de diciembre de 2018, como base para los importes de los estados financieros subsiguientes.

4.16.1 Capital social

El capital social representa el capital emitido, el cual está formado por los aportes comprometidos y/o efectuados por los accionistas, representados por acciones, comprendiendo las acciones en circulación a su valor nominal.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

4.16.2 Prima de emisión

Incluye:

- (i) diferencia del precio cobrado por sobre el valor nominal de las acciones emitidas por la Sociedad, neto de pérdidas acumuladas absorbidas;
- (ii) diferencia entre el valor razonable de la consideración pagada/cobrada y el valor contable de la participación en una subsidiaria adquirida/vendida/diluida sin representar una pérdida de control ni influencia significativa; y
- (iii) diferencia entre el valor patrimonial proporcional registrado anterior a la fusión por absorción de una subsidiaria y el valor que surge de aplicar al patrimonio fusionado de la subsidiaria el nuevo porcentaje de participación resultante de la relación canje.

4.16.3 Reserva Legal

De acuerdo con las disposiciones de la LGS, el 5% de la utilidad neta que surja del estado de resultado del ejercicio, los ajustes a ejercicios anteriores, las diferencias de conversión que se acumulan directamente en resultados no asignados (ver Nota 4.3.4), las transferencias de Otro resultado integral a resultados no asignados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, deberá destinarse a la reserva legal, hasta que la misma, alcance el 20% del capital social, su correspondiente ajuste integral del capital social y las diferencias de conversión atribuibles al capital. Cuando por cualquier circunstancia el monto de esta reserva se vea reducido, no podrán distribuirse dividendos, hasta tanto dicho monto sea integrado.

4.16.4 Reserva Facultativa

Corresponde a la asignación hecha por la Asamblea de Accionistas, en la cual se destina un monto específico para cubrir necesidades de fondos que requieran los proyectos y situaciones que pudieran acaecer en relación con la política de la Sociedad.

4.16.5 Otras reservas

Corresponde al resultado de operaciones con participación no controlante que no resultan en una pérdida de control y las reservas por planes de compensación en acciones.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

4.16.6 Resultados no asignados

Los resultados no asignados comprenden las ganancias o pérdidas acumuladas sin asignación específica, que siendo positivas pueden ser distribuibles mediante la decisión de la Asamblea de Accionistas, en tanto no estén sujetas a restricciones legales y/o contractuales. Estos resultados comprenden los resultados de ejercicios anteriores que no fueron distribuidos, las diferencias de conversión que se acumulan directamente en esta cuenta conforme la política descrita en Nota 4.3.4, los importes transferidos del Otro resultado integral y los ajustes de ejercicios anteriores por aplicación de las NIIF.

La Resolución General CNV N° 593/11 estableció que las Asambleas de Accionistas que consideren estados contables cuya cuenta Resultados no asignados arroje resultados positivos, deberán adoptar una resolución expresa en cuanto a su destino, ya sea como distribución en forma de dividendos, capitalización, constitución de reservas o una eventual combinación de tales medidas. Las Asambleas de Accionistas de la Sociedad dieron cumplimiento a lo indicado precedentemente.

4.16.7 Otro resultado integral

Se incluyen los resultados generados por la conversión de las operaciones en moneda extranjera y las diferencias de conversión que no son clasificadas y acumuladas directamente en resultados no asignados conforme política descrita en Nota 4.3.4, y las ganancias y pérdidas actuariales correspondientes a los planes de beneficios definidos y sus correspondientes efectos impositivos.

4.16.8 Distribución de dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas de la Sociedad es reconocida como un pasivo en los estados financieros en el ejercicio en el cual los dividendos son aprobados por la Asamblea de Accionistas. La distribución de dividendos se establece en función a los Estados Financieros Individuales de la Sociedad.

4.17 Planes de compensación

Se han considerado los lineamientos de NIIF 2 para la registración de las compensaciones basadas en acciones que se detallan a continuación:

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

4.17.1 Compensaciones cancelables en efectivo:

- (i) Acuerdos de compensación que otorgan a los principales ejecutivos el derecho a una compensación fija y una compensación anual, variable y contingente a largo plazo que se establece en base a la apreciación anual del valor de mercado de la Sociedad, con un tope en su pago sobre el resultado operativo ajustado de la Sociedad. Cualquier compensación análoga que los ejecutivos hubieran percibido de subsidiarias de la Sociedad, se deducirán del monto de la compensación, en este último caso en proporción a la participación de la Sociedad en dichas subsidiarias.

El valor razonable de los servicios recibidos se mide a través de la estimación de apreciación de la acción utilizando el modelo de valuación financiero Black-Scholes-Merton. El valor razonable del monto a pagar es devengado y reconocido como un gasto, con el correspondiente aumento en pasivo. El pasivo es revalorizado en cada fecha de balance. Cualquier cambio en el valor razonable del pasivo es reconocido en resultados.

- (ii) Retribución anual variable otorgada a ciertos ejecutivos por funciones técnico administrativas, equivalente al 7% y 4% del EBDA devengado hasta noviembre 2020 y a partir de diciembre 2020, respectivamente (EBITDA menos Impuesto a las ganancias pagado, menos costo financiero neto total, menos intereses sobre capital propio considerando una tasa del 10% anual en dólares estadounidenses) correspondiente al negocio continuador en Pampa proveniente de PEPASA. La Sociedad reconoce un pasivo (provisión) y un gasto por la Compensación EBDA en base a la fórmula mencionada anteriormente.

4.17.2 Compensaciones cancelables en acciones:

Plan de compensación en acciones por el cual ciertos empleados ejecutivos y otro personal clave, reciben determinada cantidad de acciones de la Sociedad. El Directorio de la Sociedad aprobó la adquisición de acciones propias en el mercado como medio para implementar el plan (ver Nota 13.1.1).

La cantidad de acciones se calcula a partir de un porcentaje sobre el total de la remuneración anual, más el bono asignado a cada empleado incluido, dividido por el precio promedio ponderado en pesos de la acción y el ADR de la Sociedad para el mismo período; con un vesting de un tercio cada año, que serán entregadas junto con la liquidación de abril del año siguiente al vesting, siendo requisito para la entrega mantener la relación laboral al menos hasta cada fecha de vesting. El valor razonable de los servicios recibidos se mide al valor razonable de las acciones al momento de la concesión y son contabilizados durante el período necesario para la irrevocabilidad de la concesión, junto con el correspondiente incremento del patrimonio.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

NOTA 4: (Continuación)

4.18 Deudas comerciales y otras deudas

Las deudas comerciales y otras deudas se reconocen inicialmente a valor razonable y con posterioridad se miden a costo amortizado utilizando el método del interés efectivo.

4.19 Préstamos

Los préstamos se reconocen inicialmente a valor razonable menos los costos directos de transacción incurridos. Con posterioridad, se miden a costo amortizado. Cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos directos de transacción) y el importe a pagar al vencimiento se reconoce en resultados durante el plazo de los préstamos, utilizando el método del interés efectivo.

Los préstamos se dan de baja en el estado de situación financiera cuando la obligación especificada en el contrato se condona, cancela o expira. La diferencia entre el importe en libros de un pasivo financiero que se ha extinguido o transferido a otra parte y la contraprestación pagada, incluidos activos distintos del efectivo transferidos o pasivos asumidos, se reconoce en resultados como otros ingresos o costos financieros.

Los préstamos se clasifican como pasivos corrientes a menos que el Grupo tenga un derecho incondicional a diferir la liquidación del pasivo durante al menos 12 meses después del período sobre el que se informa.

4.19.1 Costos por préstamos

Los costos de préstamos generales y específicos que son directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción o montaje de un activo apto se capitalizan durante el período de tiempo que se requiere para completar y preparar el activo para su uso o venta prevista. Los activos aptos son activos que necesariamente requieren un período sustancial o prolongado de tiempo para prepararse para su uso que está destinado o venta.

Los rendimientos por colocaciones transitorias por fondos de préstamos específicos pendientes de erogaciones en activos aptos se deducen de los costos por préstamos para capitalización.

Cualquier otro costo por préstamos se carga a gastos en el período en que se incurre.

4.20 Beneficios a los empleados

4.20.1 Obligaciones de corto plazo

Los pasivos por sueldos, incluidos los beneficios no monetarios y licencia por enfermedad acumulada que se espera se liquiden en su totalidad dentro de los 12 meses posteriores al final del período sobre el que se informa en el que los empleados prestan el servicio relacionado, se reconocen al monto que se espera pagar cuando se liquiden los pasivos. Los pasivos se presentan como sueldos y cargas sociales a pagar en el estado de situación financiera consolidado.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

4.20.2 Planes de beneficios definidos

Los pasivos por costos laborales se devengan en el período de tiempo en el cual los empleados hayan prestado el servicio que le da origen a tales contraprestaciones.

Adicionalmente, la Sociedad opera varios planes de beneficios definidos. Los planes de beneficios definidos establecen el importe de la prestación que recibirá un empleado en el momento de su egreso (por jubilación o por incapacidad o fallecimiento, en ciertos casos), en función de uno o más factores como la edad, años de servicio y remuneración. De acuerdo con las condiciones establecidas en cada plan, la prestación puede implicar pago de una única suma, o bien, la realización de pagos complementarios a los del sistema jubilatorio.

El importe reconocido como pasivo en el estado de situación financiera respecto de los planes de beneficios definidos representa, a la fecha de cierre de ejercicio, la suma del valor presente de la obligación por beneficios definidos y del valor razonable de los activos del plan, con los cuales se cancelarán directamente las obligaciones. La obligación por planes de beneficios definidos es calculada anualmente por actuarios independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada. El valor actual de la obligación por planes de beneficios definidos se determina descontando los flujos de salida de efectivo futuros estimados utilizando supuestos actuariales respecto de las variables demográficas y financieras que influyen en la determinación del monto de tales beneficios.

Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de ajustes por la experiencia y cambios en los supuestos actuariales se reconocen en Otro resultado integral en el ejercicio en el cual surgen y los costos por servicios prestados en el pasado se reconocen inmediatamente en el estado de resultados.

4.21 Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes

Las provisiones se reconocen cuando la Sociedad tiene una obligación presente, legal o asumida, como resultado de un suceso pasado, es probable que una salida de recursos sea necesaria para cancelar tal obligación y puede hacerse una estimación fiable del importe de la obligación. No se reconocen provisiones por pérdidas operativas futuras.

Las provisiones se miden al valor actual de los desembolsos que se espera sean necesarios para cancelar la obligación presente, teniendo en cuenta la mejor información disponible en la fecha de preparación de los estados financieros, en base a premisas y métodos considerados apropiados y teniendo en consideración la opinión de los asesores legales de la Sociedad. Las estimaciones son revisadas y ajustadas periódicamente a medida que la Sociedad obtiene información adicional. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, a la fecha de los estados financieros, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con cada pasivo en particular. El incremento en las provisiones generado por el paso del tiempo se reconoce como otros resultados financieros.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

Los pasivos contingentes son obligaciones posibles, surgidas de sucesos pasados, cuya existencia se encuentra sujeta a la ocurrencia o no de hechos futuros inciertos que no están enteramente bajo el control de la Sociedad; o bien, obligaciones presentes, surgidas de sucesos pasados para cuya cancelación no es probable que se requiera una salida de recursos o cuyo importe no pueda ser medido con la suficiente fiabilidad.

Los pasivos contingentes no se reconocen contablemente. La Sociedad revela en nota a los estados financieros información relativa a la naturaleza de los pasivos contingentes materiales.

Los pasivos contingentes para los cuales la posibilidad de una eventual salida de recursos para su liquidación sea remota no son revelados, a menos que involucren garantías, en cuyo caso se incluye en nota a los estados financieros la naturaleza de tales garantías.

Los activos contingentes son activos de naturaleza posible, surgidos a raíz de sucesos pasados, cuya existencia ha de ser confirmada sólo por la ocurrencia o no de eventos inciertos en el futuro, que no están enteramente bajo el control de la Sociedad.

Los activos contingentes no se reconocen contablemente. La Sociedad revela en nota a los estados financieros información relativa a la naturaleza de los activos contingentes materiales en caso que estime probable la entrada de beneficios económicos relacionados.

4.22 Reconocimiento de Ingresos de actividades ordinarias provenientes de contratos con clientes

4.22.1 Segmento Generación

4.22.1.1 *Ingresos por venta de energía en el mercado SPOT (Resolución SE N°31/20)*

La Sociedad reconoce ingresos por: i) disponibilidad de potencia mensualmente a medida que las distintas centrales están disponibles para generar, ii) potencia generada en aquellas horas de máximo requerimiento técnico del mes y iii) energía generada y operada cuando se produce la entrega efectiva de la energía, en función del precio aplicable según la tecnología de cada central y, en caso de centrales térmicas, de la aplicación del coeficiente derivado del factor de utilización promedio de los últimos 12 meses sobre la remuneración de potencia especificados en la resolución. Los ingresos no se ajustan por efecto de componentes de financiación dado que las ventas se realizan con un plazo promedio de 45 días, lo que es coherente con la práctica del mercado.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

4.22.1.2 Ingresos provenientes de contratos con CAMMESA (Resolución SE N° 220/07, Resolución SEE N° 21/16, Resolución SEE N° 287/17 y Programas Renovar)

La Sociedad reconoce los ingresos por contratos de abastecimiento con CAMMESA por: i) disponibilidad de potencia, en caso de corresponder, mensualmente, a medida que las distintas centrales están disponibles para generar y ii) energía generada cuando se produce la entrega efectiva de la energía, en función del precio establecido en cada contrato. Los ingresos no se ajustan por efecto de componentes de financiación dado que las ventas se realizan con un plazo promedio de 45 días, lo que es coherente con la práctica del mercado.

4.22.1.3 Ingresos provenientes de contratos en el MAT

La Sociedad reconoce los ingresos por venta de energía plus y energía renovable con la entrega efectiva de la energía al precio establecido en cada contrato. Los ingresos no se ajustan por efecto de componentes de financiación dado que las ventas se realizan con un plazo promedio de 30 días, en línea con la práctica del mercado.

4.22.2 Segmento Petróleo y Gas

La Sociedad reconoce los ingresos por venta de petróleo y gas, a terceros u otros segmentos, cuando se transfiere el control del producto, es decir, en la salida de cada yacimiento, momento en el cual se entrega el petróleo y gas al transportista y en la medida que no exista ninguna obligación incumplida que pudiera afectar la aceptación del producto por parte del comprador. En todos los casos, el transporte del gas está a cargo del comprador. Los ingresos de estas ventas se reconocen en función del precio por producto especificado en cada contrato o acuerdo, en la medida en que sea altamente probable que no se produzca una reversión significativa.

Los ingresos no se ajustan por efecto de componentes de financiación dado que las ventas se realizan con un plazo promedio de 45 días, lo que es coherente con la práctica del mercado.

4.22.3 Segmento Petroquímica

La Sociedad reconoce ingresos por venta de productos petroquímicos, ya sea en el mercado local o exterior, cuando se transfiere el control de los mismos, es decir, cuando los productos se entregan al cliente y no existe ninguna obligación incumplida que pueda afectar la aceptación del producto por parte del comprador. La entrega ocurre de acuerdo a lo estipulado en cada contrato:

- (i) cuando los productos son retirados y transportados por y a cargo del comprador, o bien,
- (ii) cuando los productos han sido enviados a la ubicación específica, los riesgos de obsolescencia y pérdida han sido transferidos al comprador, y el comprador ha aceptado los productos de acuerdo con el contrato de venta, las disposiciones de aceptación han caducado, o cuando la Sociedad tiene evidencia objetiva de que todos los criterios de aceptación han sido satisfechos.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

Los ingresos de estas ventas se reconocen en función del precio especificado en cada contrato, en la medida en que sea altamente probable que no se produzca una reversión significativa. Los ingresos no se ajustan por efecto de componentes de financiación dado que las ventas se realizan con un plazo promedio de 24 días, lo que es coherente con la práctica del mercado.

4.22.4 Segmento Holding

La Sociedad reconoce ingresos provenientes de contratos con clientes en relación a servicios de asesoramiento a empresas relacionadas a medida que se efectúa la prestación efectiva al precio establecido en cada acuerdo. Los ingresos no se ajustan por efecto de componentes de financiación, dado que las ventas se realizan con un plazo promedio de 30 días, lo que es coherente con la práctica del mercado.

4.23 Otros ingresos

4.23.1 Subvenciones del Gobierno

Las subvenciones del Gobierno se reconocen a su valor razonable cuando existe una seguridad razonable de que se recibirá la subvención y la Sociedad cumplirá con todas las condiciones requeridas. La Sociedad no se benefició directamente de ninguna otra forma de asistencia gubernamental.

La Sociedad reconoce los ingresos por programas de promoción o estímulo a la producción de gas natural, con la entrega efectiva del gas y con arreglo al precio establecido en la regulación respectiva, sólo en la medida en que sea altamente probable que no se produzca ninguna reversión significativa y que sea probable que se reciba la contraprestación, es decir, en la medida que se cumpla formalmente el procedimiento fijado por el Estado.

El reconocimiento de ingresos relacionados con el Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino (ver Nota 2.3.2.1.2) se encuadra dentro del alcance de la NIC 20 por cuanto implica una compensación como consecuencia del mantenimiento o incremento en el volumen de producción comprometido.

Los ingresos por programas de promoción o estímulo a la producción de gas natural se exponen dentro del rubro Otros Ingresos Operativos del estado de resultado integral consolidado. Asimismo, dentro del rubro Otros egresos operativos del Estado de resultado integral consolidado, se incluye los costos fiscales asociados a los programas mencionados.

4.23.2 Intereses

Los ingresos por intereses de activos financieros a valor razonable a través del estado de resultados se incluyen dentro del resultado por cambios en el valor razonable de dichos activos. Los ingresos por intereses de activos financieros a costo amortizado y activos financieros a valor razonable a través de otro resultado integral se reconocen en el estado de resultados.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

Los ingresos por intereses se calculan aplicando la tasa de interés efectiva sobre el valor del activo financiero antes de considerar la provisión por deterioro, excepto en caso de activos financieros deteriorados, en cuyo caso, la tasa de interés efectiva se aplica al valor de libros neto de la provisión por deterioro.

Los intereses comerciales correspondientes a recargos por mora en la cancelación de créditos por venta se exponen dentro del rubro otros ingresos operativos dado que suministran información relevante sobre la operación y flujos operativos del negocio.

4.23.3 Dividendos

Los dividendos provienen de activos financieros medidos a valor razonable a través del estado de resultados o de otro resultado integral. Los dividendos se reconocen cuando se establece el derecho a recibir el cobro. Esto se aplica incluso si se pagan con las ganancias previas a la adquisición.

4.24 Impuesto a las ganancias

El cargo por impuesto a las ganancias del ejercicio comprende el impuesto corriente y el diferido. El impuesto a las ganancias es reconocido en resultados, excepto en la medida que se refiera a partidas reconocidas en Otro resultado integral o directamente en el patrimonio, en cuyo caso, el impuesto a las ganancias es también reconocido en Otro resultado integral o directamente en el patrimonio, respectivamente.

El cargo por impuesto a las ganancias corriente es calculado en base a las leyes impositivas aprobadas o próximas a aprobarse a la fecha de cierre. La Gerencia de la Sociedad evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones impositivas respecto a situaciones en las que la regulación fiscal aplicable esté sujeta a interpretación y, en caso necesario, establece provisiones en función del importe que estima se deberá pagar a las autoridades fiscales.

El impuesto diferido es reconocido de acuerdo con el método del pasivo, sobre las diferencias temporarias que surgen entre la base fiscal de los activos y pasivos y sus importes en libros en el estado de situación financiera. Sin embargo, no se reconoce pasivo por impuesto diferido si dicha diferencia surge por el reconocimiento inicial de una llave de negocio o por el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y en el momento en que fue realizada no afectó a la ganancia contable ni a la fiscal.

Los activos por impuesto diferido se reconocen sólo en la medida en que sea probable que la Sociedad disponga de ganancias fiscales futuras contra las cuales se puedan compensar las diferencias temporarias.

Se reconoce impuesto diferido sobre las diferencias temporarias que surgen de inversiones en subsidiarias y asociadas, excepto por pasivos por impuesto diferido para los que la Sociedad puede controlar el momento de la reversión de la diferencia temporaria y es probable que la diferencia temporaria no se revierta en el futuro previsible.

Se reconocen activos o pasivos diferidos por las pérdidas o ganancias por exposición a la inflación fiscal que, conforme la Ley N° 27.541, son diferidos y computados en períodos fiscales subsiguientes (ver Nota 2.6.1).

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

Los activos y pasivos por impuesto diferido se compensan si la Sociedad tiene el derecho reconocido legalmente de compensar los importes reconocidos y si los activos y pasivos por impuesto diferido se derivan del impuesto a las ganancias correspondiente a la misma autoridad fiscal, que recaen sobre la misma entidad fiscal o sobre diferentes entidades fiscales que pretenden liquidar los activos y pasivos impositivos por su importe neto.

Los activos y pasivos por impuesto corriente y diferido no han sido descontados, expresándose a su valor nominal.

Las tasas del impuesto a las ganancias utilizadas al cierre del ejercicio en Argentina (ver Nota 2.6.1), Venezuela, Ecuador, Bolivia y Uruguay son del 30%, 50%, 25%, 25% y 25%, respectivamente. Adicionalmente, se adicionará una sobretasa del 3% en el impuesto a las ganancias en Ecuador, cuando el accionista de la sociedad residente en Ecuador sea una entidad radicada en una jurisdicción considerada un paraíso fiscal bajo la legislación ecuatoriana.

En Bolivia los pagos de rentas de fuente boliviana efectuados a beneficiarios fuera de Bolivia, están sujetos a la retención y pago del impuesto a las utilidades de las empresas beneficiarias del exterior a una tasa del 12,5%. Por su parte, y de conformidad con la última reforma fiscal dispuesta en Ecuador con vigencia a partir del 1 de enero de 2020, los dividendos distribuidos a accionistas del exterior quedarán sujetos a una retención del 10%.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden empleando las tasas impositivas que se espera sean de aplicación en el período en el que el activo se realice o el pasivo se cancele.

Por último, se han registrado créditos por aplicación del impuesto a la ganancia mínima presunta, previos a su derogación a partir del 1 de enero de 2019, que pueden computarse como pago a cuenta del impuesto a las ganancias en cualquiera de los diez ejercicios siguientes.

La Gerencia de la Sociedad evalúa la recuperabilidad de los créditos registrados, al cierre de cada ejercicio, y se constituyen provisiones en la medida que se estime que los importes computables no serán recuperables dentro de los plazos legales de prescripción, considerando los actuales planes de negocio de la Sociedad.

4.25 Arrendamientos

En los arrendamientos en los que la Sociedad es arrendatario (Nota 18.1), se reconoce un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha en que el activo arrendado está disponible para su uso por parte de la Sociedad.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

El pasivo por arrendamiento al inicio corresponde al valor presente de los pagos que no se hayan efectuado en esa fecha, incluyendo:

- pagos fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar
- pagos por arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa
- importes que la Sociedad espera pagar como garantías de valor residual
- precio de ejercicio de una opción de compra (si la Sociedad está razonablemente segura de ejercer esa opción), y
- pagos por penalizaciones derivadas de la terminación del arrendamiento, si el plazo del arrendamiento refleja la Sociedad ejercerá esa opción.

Los pagos por arrendamiento se descuentan utilizando la tasa de endeudamiento incremental de la Sociedad, que es la tasa que la Sociedad tendría que pagar para pedir prestados los fondos necesarios para obtener un activo de valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico similar, con términos, seguridad y condiciones similares, o bien, utilizando la tasa de interés implícita en el arrendamiento cuando esta se pueda determinar fácilmente.

El pasivo por arrendamientos se incluye en la línea “Pasivo por arrendamiento financiero” dentro del rubro “Deudas comerciales y otras deudas”. Cada pago por arrendamiento se asigna entre el capital y el costo financiero. El costo financiero se imputa al resultado durante el plazo del arrendamiento a fin de producir una tasa de interés periódica constante sobre el saldo restante del pasivo para cada período.

Los activos por derecho de uso se miden al costo que comprende:

- importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento
- cualquier pago de arrendamiento realizado antes o a partir de la fecha de inicio, menos cualquier incentivo de arrendamiento recibido
- cualquier costo directo inicial, y
- una estimación de los costos a incurrir por dismantelar o restaurar el activo subyacente, conforme los términos y condiciones del arrendamiento

Los activos por derecho de uso se deprecian en forma lineal durante la vida útil del activo o durante el plazo del arrendamiento, si es menor.

La Sociedad reconoce los pagos por arrendamientos asociados con arrendamientos a corto plazo (con un plazo de hasta 12 meses) y arrendamientos en los que el activo subyacente es de bajo valor (equipos informáticos y artículos de oficina), como un gasto de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 4: (Continuación)

Los arrendamientos en los cuales la Sociedad, como arrendador, ha transferido todos los riesgos y beneficios de la propiedad se clasifican como arrendamientos financieros (Nota 18.2). Los arrendamientos financieros se reconocen al inicio del arrendamiento por el valor razonable de la propiedad arrendada o, si es menor, el valor actual de los pagos mínimos del arrendamiento a recibir. Los derechos de alquiler correspondientes, netos de cargos financieros, se incluyen en “Créditos por ventas y otros créditos”. Cada pago de arrendamiento recibido se asigna entre los ingresos por cobrar y los ingresos financieros. Los ingresos financieros se registran como ganancia o pérdida durante el período del arrendamiento a fin de producir una tasa de interés periódica constante sobre el saldo restante de la cuenta por cobrar para cada período. Las propiedades bajo arrendamientos financieros se dan de baja si existe una certeza razonable de que la Sociedad asignará la propiedad al final del plazo del arrendamiento.

NOTA 5: ESTRUCTURA DE GRUPO

5.1 Reorganizaciones societarias

Las reorganizaciones societarias que se mencionan a continuación encuadran en la estrategia que viene implementando la Sociedad desde el año 2017 con el fin de lograr una organización más simple, ágil, innovadora y flexible, que le permite obtener importantes beneficios, mayor eficacia operativa, utilización optimizada de recursos disponibles, aprovechamiento de las estructuras técnicas, administrativas y financieras y la implementación de políticas, estrategias y objetivos coincidentes. Asimismo, permite aprovechar la complementariedad existente entre las sociedades participantes, reduciendo todos aquellos costos originados por la duplicación y superposición de estructuras operativas y administrativas.

Las reorganizaciones detalladas se instrumentaron a través de un proceso de fusión por absorción, bajo los términos de neutralidad tributaria conforme los artículos 80 y siguientes de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en virtud del cual las sociedades absorbidas serán disueltas sin liquidarse, sujeto a las estipulaciones incluidas en el compromiso previo de fusión por absorción y a lo establecido en los artículos 82 a 87 de la LGS, en las Normas de la CNV, en el Reglamento de Cotización y demás disposiciones de la BCBA, en las normas de la IGI y demás normas legales y reglamentarias aplicables, según corresponda.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

Durante el año 2019, el Directorio de la Sociedad aprobó el proceso de fusión por absorción entre la Sociedad, como sociedad absorbente, y PEFM como sociedad absorbida, estableciendo como fecha efectiva de fusión el 1 de julio de 2019, fecha a partir de la cual se incorporó al patrimonio de la Sociedad la totalidad de los derechos y obligaciones, activos y pasivos de PEFM. Debido a que la Sociedad era tenedora directa e indirectamente del 100% del capital social de PEFM, no existió relación de canje. Con fechas 15 de octubre de 2019 y 19 de febrero de 2020, las respectivas Asambleas Extraordinarias aprobaron el proceso de fusión y la CNV otorgó la conformidad administrativa, respectivamente.

Durante el año 2020, el Directorio de la Sociedad, aprobó las siguientes fusiones por absorción, entre la Sociedad, como sociedad absorbente, y las siguientes sociedades como absorbidas:

- (i) CPB, con fecha efectiva de fusión el 1 de enero de 2020.
- (ii) PACOGEN y PHA, con fecha efectiva de fusión el 1 de abril de 2020, a partir de la cual, la Sociedad se convirtió simultáneamente en el beneficiario, fideicomisario y fiduciario del Fideicomiso CIESA. Con fecha 24 de marzo de 2020, el Fiduciario transfirió a favor de PHA la totalidad de las acciones ordinarias, escriturales, de valor nominal \$ 1 y un voto cada una emitidas por CIESA que eran de titularidad del Fideicomiso CIESA, representativas del 40% del capital social y votos de CIESA. Hasta tanto no sean cancelados todos los gastos e impuestos vinculados con la transferencia de los Bienes Fideicomitidos, el Fideicomiso CIESA seguirá vigente, conservando el Fiduciario su calidad como tal y la Sociedad asumirá la obligación de pago de los gastos e impuestos que correspondan como consecuencia de la transferencia de los Bienes Fideicomitidos.
- (iii) PP, Transelec, Pampa FPK, Pampa Holding, Pampa Ventures y Pampa QRP, con fecha efectiva de fusión el 1 de octubre de 2020.

A partir de la fecha efectiva de fusión, se incorporaron al patrimonio de la Sociedad la totalidad de los derechos y obligaciones, activos y pasivos de las sociedades absorbidas, sin existir relaciones de canje, debido a que la Sociedad era tenedora directa e indirectamente del 100% del capital social de las absorbidas, excepto en el caso de Pampa Holding, Pampa QRP, Pampa FPK y Pampa Ventures, donde se ha tomado la valuación del activo subyacente para fijar las relaciones de canje por cada sociedad.

Las mencionadas fusiones fueron aprobadas por las respectivas Asambleas Extraordinarias, encontrándose pendiente su inscripción ante el Registro Público, cuyo trámite se vio afectado por los impedimentos propios del funcionamiento de los organismos de contralor durante la pandemia COVID-19.

5.2 Venta de participaciones y propiedades, planta y equipo

5.2.1 Venta de participación accionaria en Oldelval

Con fecha 2 de noviembre de 2018, la Sociedad acordó la venta a ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L. de las acciones representativas del 21% del capital social de Oldelval, manteniendo el 2,1% de participación accionaria.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

Posteriormente, con fecha 27 de noviembre de 2018, habiéndose cumplido las condiciones precedentes a las que se encontraba sujeta, la Sociedad procedió al cierre de la transacción, cuyo precio pagado por el comprador ascendió a US\$ 36,4 millones. Como resultado, la Sociedad registró una ganancia antes de impuestos de \$ 1.052 millones.

5.2.2 Venta de Terminal de Almacenamiento Dock Sud

Con fecha 6 de marzo de 2019, la Sociedad acordó con Raízen Argentina, licenciataria de la marca Shell, sujeta al cumplimiento de condiciones precedentes usuales para este tipo de transacciones, la venta de la Terminal de Almacenamiento Dock Sud, que cuenta con un parque de tanques que totaliza 228 mil m3 de capacidad instalada.

El 30 de marzo de 2019, habiéndose cumplido las condiciones precedentes, se efectuó la transferencia de la Terminal de Almacenamiento Dock Sud al comprador, por un precio de US\$ 19,5 millones y US\$ 2 millones en concepto de productos. El resultado de la operación arrojó una ganancia de \$ 45 millones antes de impuestos al 31 de diciembre de 2019 que se expone dentro de la línea "Resultado por venta de propiedades, planta y equipo" en el rubro "Otros ingresos operativos".

5.3 Activos mantenidos para la venta, pasivos asociados y operaciones discontinuadas

Al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 los resultados correspondientes a las operaciones relacionadas con las transacciones de venta detalladas a continuación han sido expuestos en la línea "Operaciones discontinuadas" del estado de resultado integral consolidado.

5.3.1 Desinversión de la participación en Edenor

Con fecha 28 de diciembre de 2020, la Sociedad celebró con Empresa de Energía del Cono Sur S.A. e Integra Capital S.A., Daniel Eduardo Vila, Mauricio Filiberti y José Luis Manzano (la "Compradora"), un contrato de compraventa de acciones en virtud del cual acordó vender el control de Edenor mediante la transferencia de la totalidad de las acciones Clase A, representativas del 51% del capital social y votos de dicha sociedad (la "Transacción"). El cierre de la Transacción (el "Cierre") se encuentra sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones precedentes. Con fecha 17 de febrero de 2021, se celebró la asamblea de accionistas de Pampa que aprobó la Transacción, quedando aún pendiente a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados la aprobación por parte del ENRE.

La venta de la participación en Edenor forma parte del plan estratégico de la Sociedad, que tiene como objetivo focalizar inversiones en los negocios centrales: continuar con la expansión de la capacidad instalada para la generación de energía eléctrica y el desarrollo de reservas no convencionales de gas natural, en particular aquellas inversiones necesarias para alcanzar la producción comprometida en el marco del Plan GasAr (ver Nota 2.3.2.1.2) y el cierre de Ciclo Combinado de CTB (ver Nota 16.1.3).

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

El precio de venta acordado consiste en: (i) 21.876.856 acciones Clase B de Edenor, representativas del 2,41% del capital social y los votos de Edenor (el “Precio en Especie”); (ii) US\$ 95 millones (el “Precio en Efectivo”); y (iii) un pago contingente por el 50% de la ganancia generada como consecuencia de un cambio de control de la Compradora o de Edenor (el “Pago Contingente”), en caso que dicha situación se produzca antes de la fecha que sea posterior entre el primer año luego del Cierre y el plazo en que se mantenga adeudado el Saldo de Precio (tal como se define en el siguiente párrafo).

El Precio en Especie fue abonado al tiempo de la firma del contrato de compraventa de acciones y el Precio en Efectivo será abonado en 3 cuotas de la siguiente manera: (i) la primera por un monto de US\$ 5 millones que fue abonada al tiempo de la firma del contrato de compraventa de acciones; (ii) la segunda por un monto de US\$ 50 millones en la fecha de Cierre, sujeto al cumplimiento de las condiciones precedentes; y (iii) la tercera por un monto de US\$ 40 millones cuando se cumpla un año desde la fecha de Cierre, excepto en los supuestos de compensación o prepago anticipado (el “Saldo de Precio”). El Saldo de Precio devengará un interés a tasa fija nominal anual del 10% a partir de la fecha de Cierre, pagaderos en forma trimestral.

En el marco de lo descripto anteriormente, de conformidad con NIIF 5 y considerando que la Transacción implicaría la pérdida de control sobre la subsidiaria, todos los activos y pasivos de Edenor han sido clasificados como mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2020 y han sido medidos al menor entre su valor razonable neto de los costos asociados a la venta, en caso de corresponder y su valor en libros, lo cual implicó el reconocimiento de una pérdida por deterioro de \$ 49.115 millones (US\$ 589 millones), que fue expuesta junto con los resultados correspondientes al segmento Distribución de energía en la línea “Operaciones discontinuadas” del estado de resultado integral.

La Transacción no incluye la transferencia de las acciones Clase B, por tal motivo, una vez producido el Cierre, la Sociedad retendrá una participación del 4,1% sobre el capital social y votos de Edenor (participación que incluye el Precio en Especie).

5.3.2 Venta de las acciones de PELSA y ciertas áreas petroleras

Con fecha 16 de enero de 2018, la Sociedad acordó vender a Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V. (“Vista”) su participación directa del 58,88% en PELSA y sus participaciones directas en las áreas Entre Lomas, Bajada del Palo, Agua Amarga y Medanito-Jagüel de los Machos, en línea con la estrategia de la Sociedad de focalizar las inversiones y recursos humanos tanto en la expansión de la capacidad instalada para la generación de energía eléctrica, como en la exploración y producción de gas natural, con especial foco en el desarrollo y la explotación de reservas de gas no convencional..

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

Con fecha 4 de abril de 2018, habiéndose cumplido la totalidad de las condiciones precedentes a las que se encontraba sujeta la transacción, se produjo el cierre de la misma. El precio abonado por Vista, considerando los ajustes acordados en relación con la venta de la participación en PELSA, ascendió a la suma de US\$ 389 millones. La presente operación generó una ganancia integral neta de impuestos de \$ 1.115 millones, según el siguiente detalle:

	31.12.2018
Precio de venta	10.197
Valor en libros de los activos vendidos y costos asociados a la transacción	(8.553)
Resultado por venta	1.644
Intereses ⁽¹⁾	133
Impuesto a las ganancias	(818)
Imputado en resultados	959
Otro resultado integral	
Reclasificación de diferencias de conversión	223
Impuesto a las ganancias	(67)
Imputado en Otro resultado integral	156
Resultado integral	1.115

⁽¹⁾ Se encuentran expuestos en el Rubro "Ingresos financieros" del estado de resultado integral consolidado relacionado con las operaciones discontinuadas.

5.3.3 Venta de activos del segmento de Refinación y Distribución

Con fecha 7 de diciembre de 2017, la Sociedad celebró con Trafigura Ventures B.V y Trafigura Argentina S.A. (en adelante "Trafigura") un acuerdo para la venta del conjunto de activos relativos al segmento de refinación y distribución de la Sociedad, en base a la convicción que el negocio de refinación y distribución de combustibles requiere de una mayor escala que la actual para lograr sustentabilidad.

Los activos objeto de la transacción fueron: (i) la refinería Ricardo Eliçabe; (ii) la planta de lubricantes Avellaneda; (iii) la planta de recepción y despacho de Caleta Paula; y (iv) la red de venta de combustibles, mayormente operada hasta el momento bajo la bandera de Petrobras. La transacción no incluyó la terminal de almacenamiento de Dock Sud, ni la participación de la Sociedad en Refinor.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

En el marco de lo descripto anteriormente y en relación con la medición de los activos y pasivos afectados a la transacción al menor entre su valor razonable neto de los costos asociados de la venta y su valor en libros, al 31 de diciembre de 2017, se reconoció una pérdida por deterioro sobre los activos intangibles y propiedades, planta y equipo por un total de \$ 1.040 millones.

Con fecha 9 de mayo de 2018, habiéndose cumplido la totalidad de las condiciones precedentes a las que se encontraba sujeta la transacción, se procedió al cierre de la venta a Trafigura. El precio de la transacción, luego de aplicarse los ajustes previstos en el contrato de compraventa, ascendió a la suma de US\$ 124,5 millones. Asimismo, con posterioridad al cierre de la transacción, Trafigura abonó a Pampa en concepto de compra de crudo la suma de US\$ 56 millones.

Al 31 de diciembre de 2018, el cierre de la transacción no generó resultados adicionales, según el siguiente detalle:

	<u>31.12.2018</u>
Precio de venta	1.044
Valor en libros de los activos vendidos y costos asociados a la transacción	<u>(1.044)</u>
Resultado por venta	<u><u>-</u></u>

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

5.3.4. Información relevante sobre las operaciones discontinuas

Se expone a continuación el estado de resultado integral consolidado relacionado con las operaciones discontinuadas:

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018				
	Distribución de energía	Distribución de energía	Distribución de energía	Petróleo y gas	Refinación y distribución	Eliminaciones	Total
Ingresos por ventas	91.316	89.943	55.954	2.481	15.900	(3.388)	70.947
Costo de ventas	(77.877)	(73.264)	(42.838)	(1.233)	(13.606)	3.419	(54.258)
Resultado bruto	13.439	16.679	13.116	1.248	2.294	31	16.689
Gastos de comercialización	(10.843)	(7.351)	(5.033)	(72)	(1.243)	-	(6.348)
Gastos de administración	(5.353)	(3.837)	(2.872)	(46)	(152)	-	(3.070)
Gastos de exploración	-	-	-	(4)	-	-	(4)
Otros ingresos operativos	2.409	1.101	595	54	211	-	860
Otros egresos operativos	(2.252)	(2.557)	(1.648)	(231)	(378)	-	(2.257)
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	-	1	1	-	-	-	1
Deterioro de propiedad, planta y equipo e Intangibles	(49.115)	-	-	-	-	-	-
Resultado por venta de participaciones en sociedades y propiedades, planta y equipo	-	-	-	1.644	-	-	1.644
Acuerdo regularización de obligaciones	-	17.095	-	-	-	-	-
Resultado operativo	(51.715)	21.131	4.159	2.593	732	31	7.515
RECPAM	9.767	11.192	8.503	255	80	(47)	8.791
Ingresos financieros	55	694	399	148	27	-	574
Gastos financieros	(9.276)	(6.754)	(4.977)	(20)	(10)	-	(5.007)
Otros resultados financieros	(1.715)	(3.795)	(1.879)	(135)	824	-	(1.190)
Resultados financieros, neto	(1.169)	1.337	2.046	248	921	(47)	3.168
Resultado antes de impuestos	(52.884)	22.468	6.205	2.841	1.653	(16)	10.683
Impuesto a las ganancias	3.551	(10.655)	(1.865)	(973)	(486)	-	(3.324)
(Pérdida) Ganancia del ejercicio por operaciones discontinuadas	(49.333)	11.813	4.340	1.868	1.167	(16)	7.359

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018				
	Distribución de energía	Distribución de energía	Distribución de energía	Petróleo y gas	Refinación y distribución	Eliminaciones	Total
Otro resultado integral							
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultados</i>							
Resultados relacionados a planes de beneficios definidos	108	(7)	(6)	-	-	-	(6)
Impuesto a las ganancias	(33)	2	2	(67)	-	-	(65)
Diferencias de conversión	22.409	18.898	-	156	-	-	156
<i>Conceptos que serán reclasificados a resultados</i>							
Diferencias de conversión	(1.618)	(847)	-	223	-	-	223
Otro resultado integral del ejercicio por operaciones discontinuadas	20.866	18.046	(4)	312	-	-	308
(Pérdida) Ganancia integral del ejercicio por operaciones discontinuadas	(28.467)	29.859	4.336	2.180	1.167	(16)	7.667
(Pérdida) Ganancia del ejercicio por operaciones discontinuadas atribuible a:							
Propietarios de la Sociedad	(41.399)	5.955	2.272	1.778	1.167	(16)	5.201
Participación no controladora	(7.934)	5.858	2.068	90	-	-	2.158
	<u>(49.333)</u>	<u>11.813</u>	<u>4.340</u>	<u>1.868</u>	<u>1.167</u>	<u>(16)</u>	<u>7.359</u>
(Pérdida) Ganancia integral del ejercicio por operaciones discontinuadas atribuible a:							
Propietarios de la Sociedad	(30.181)	16.101	2.270	2.026	1.167	(16)	5.447
Participación no controladora	1.714	13.758	2.066	154	-	-	2.220
	<u>(28.467)</u>	<u>29.859</u>	<u>4.336</u>	<u>2.180</u>	<u>1.167</u>	<u>(16)</u>	<u>7.667</u>

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

Se expone a continuación el estado de flujos de efectivo consolidados resumido relacionado con las operaciones discontinuadas al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2018</u>
Flujos netos de efectivo generados por las actividades operativas	17.716	10.156	8.462
Flujos netos de efectivo utilizados en las actividades de inversión	(7.219)	(5.156)	(8.328)
Flujos netos de efectivo utilizados en las actividades de financiación	(6.152)	(5.071)	(532)
Variación del efectivo y equivalentes de efectivo de las operaciones discontinuadas	<u>4.345</u>	<u>(71)</u>	<u>(398)</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	558	27	360
Efecto devaluación e inflación sobre el efectivo y equivalente de efectivo	(541)	602	65
Aumento (disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	4.345	(71)	(398)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	<u>4.362</u>	<u>558</u>	<u>27</u>

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

Al 31 de diciembre de 2020, los activos y pasivos que componen los activos mantenidos para la venta y pasivos asociados son:

	31.12.2020
ACTIVO	
ACTIVO NO CORRIENTE	
Propiedades, planta y equipo	99.721
Derechos de uso	280
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	11
Inversiones a costo amortizado	239
Créditos por ventas y otros créditos	42
Total del activo no corriente	100.293
ACTIVO CORRIENTE	
Inventarios	1.873
Inversiones a costo amortizado	78
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	2.222
Créditos por ventas y otros créditos	14.775
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.362
Total del activo corriente	23.310
Activos clasificados como mantenidos para la venta	123.603
PASIVO	
PASIVO NO CORRIENTE	
Provisiones	2.431
Ingresos diferidos	1.471
Pasivos por impuesto diferido	23.709
Planes de beneficios definidos	749
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	303
Préstamos	8.261
Deudas comerciales y otras deudas	6.806
Total del pasivo no corriente	43.730
PASIVO CORRIENTE	
Provisiones	358
Ingresos diferidos	37
Cargas fiscales	1.793
Planes de beneficios definidos	84
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	3.734
Instrumentos financieros derivados	1
Préstamos	143
Deudas comerciales y otras deudas	36.018
Total del pasivo corriente	42.168
Pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	85.898

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

5.4 Participación en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos

5.4.1 Información sobre subsidiarias

Excepto indicación en contrario, el capital social de las subsidiarias directas se compone de acciones ordinarias con derecho a un voto por acción. El país de domicilio es también el lugar principal donde la subsidiaria desarrolla sus actividades.

Sociedad	País de domicilio	Actividad principal	31.12.2020	31.12.2019
			% de participación directo e indirecto	% de participación directo e indirecto
Corod	Venezuela	Petrolera	100,00%	100,00%
CPB ⁽¹⁾	Argentina	Generadora	-	100,00%
CPB Energía S.A.	Argentina	Generadora	100,00%	100,00%
EcuadorTLC	Ecuador	Petrolera	100,00%	100,00%
Edenor ⁽²⁾	Argentina	Distribución de energía	57,12%	56,32%
EISA	Uruguay	Inversora	100,00%	-
Enecor S.A.	Argentina	Transporte de electricidad	69,99%	69,99%
HIDISA	Argentina	Generadora	61,00%	61,00%
HINISA	Argentina	Generadora	52,04%	52,04%
PACOSA	Argentina	Comercializadora	100,00%	100,00%
PEB	Bolivia	Inversora	100,00%	100,00%
PACOGEN ⁽¹⁾	Argentina	Inversora	-	100,00%
PE Energía Ecuador LTD	Gran Cayman	Inversora	100,00%	100,00%
Energía Operaciones ENOPSA S.A.	Ecuador	Petrolera	100,00%	100,00%
Petrolera San Carlos S.A.	Venezuela	Petrolera	100,00%	100,00%
PHA ⁽¹⁾	Argentina	Inversora	-	100,00%
PISA	Uruguay	Inversora	100,00%	100,00%
PP ⁽¹⁾	Argentina	Inversora	-	100,00%
TGU	Uruguay	Transporte de gas	100,00%	100,00%
Transelec ⁽¹⁾	Argentina	Inversora	-	100,00%
Trenerec Energía Bolivia S.A. ⁽³⁾	Bolivia	Inversora	-	100,00%
Trenerec S.A.	Ecuador	Inversora	100,00%	100,00%

⁽¹⁾ Sociedades fusionadas. Ver Nota 5.1.

⁽²⁾ Corresponde a la participación efectiva considerando los efectos de las acciones propias en cartera de Edenor (la participación nominal es del 55,14%). Ver Nota 5.3.1

⁽³⁾ Sociedad liquidada en octubre de 2020.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

5.4.2 Participación en asociadas y negocios conjuntos

La siguiente tabla presenta la actividad principal e información financiera utilizada para la valuación y porcentajes de participación en asociadas y negocios conjuntos:

		Información sobre el emisor				
	Actividad principal	Fecha	Capital social	Resultado del periodo/ejercicio	Patrimonio	% de participación directa e indirecto
Asociadas						
Refinor	Refinería	30.09.2020	92	(652)	4.432	28,50%
OCP	Inversora	31.12.2020	8.453	(593)	16.419	15,91%
TGS ⁽¹⁾	Trasporte de gas	31.12.2020	756	3.286	66.027	2,093%
Negocios conjuntos						
CIESA ⁽¹⁾	Inversora	31.12.2020	639	2.133	33.738	50%
Citelec ⁽²⁾	Inversora	31.12.2020	556	2.180	14.390	50%
Greenwind	Generadora	31.12.2020	8.558	9.528	29.998	50%
CTB	Generadora	31.12.2020	556	2.180	14.390	50%

⁽¹⁾ La Sociedad posee una participación directa e indirecta del 2,093% en TGS y del 50% en CIESA, sociedad que mantiene una participación del 51% en el capital social de TGS, por lo cual la Sociedad adicionalmente posee una participación indirecta del 25,50% en TGS.

Al 31 de diciembre de 2020, la cotización de las acciones ordinarias y ADR de TGS publicada en la BCBA y en el NYSE fue de \$ 153,15 y US\$ 5,20, respectivamente, otorgando a la tenencia de Pampa (directa e indirecta) un valor de mercado aproximado de \$ 33.574 millones.

⁽²⁾ Mediante una participación del 50%, la Sociedad co-controla a Citelec, sociedad controladora de Transener con el 52,65% del capital y los votos, por lo cual la Sociedad posee una participación indirecta del 26,33% en Transener.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

El detalle de las valuaciones de las participaciones en asociadas y negocios conjuntos es el siguiente:

	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>
Expuestas en Activo no corriente		
Asociadas		
Refinor	1.626	1.188
OCP	195	1.974
TGS	2.076	1.293
Diversas	-	12
	<u>3.897</u>	<u>4.467</u>
Negocios conjuntos		
CIESA	20.138	14.088
Citelec	7.195	5.274
CTB	14.999	6.809
	<u>42.332</u>	<u>26.171</u>
	<u>46.229</u>	<u>30.638</u>
Expuestas en el Pasivo no corriente		
Negocios conjuntos		
Greenwind ⁽¹⁾	(161)	(265)
	<u>(161)</u>	<u>(265)</u>

⁽¹⁾ Recibe asistencia financiera de los socios.

Las siguientes tablas presentan la desagregación del resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos:

	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2018</u>
Asociadas			
Oldelval	-	-	116
Refinor	(171)	(135)	(138)
OCP	(296)	901	1.305
TGS	62	54	-
	<u>(405)</u>	<u>820</u>	<u>1.283</u>
Negocios conjuntos			
CIESA	942	2.970	2.793
CTB	4.764	945	-
Citelec	1.055	1.129	801
Greenwind	195	(10)	(414)
	<u>6.956</u>	<u>5.034</u>	<u>3.180</u>
	<u>6.551</u>	<u>5.854</u>	<u>4.463</u>

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

La evolución de las participaciones en asociadas y negocios conjuntos es la siguiente:

	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2018</u>
Saldo al inicio del ejercicio	30.373	15.180	11.875
Compensaciones	(298)	(691)	-
Dividendos	(2.219)	(4.371)	(707)
Disminución	-	-	(434)
Aumento ⁽¹⁾	190	4.770	-
Participación en resultado	6.551	5.854	4.463
Participación en otros resultados integrales	-	-	(17)
Reclasificado a activos clasificados como mantenidos para la venta	(11)	-	-
Diferencias de conversión	11.482	9.631	-
Saldo al cierre del ejercicio	<u><u>46.068</u></u>	<u><u>30.373</u></u>	<u><u>15.180</u></u>

⁽¹⁾ En 2020, corresponde a la adquisición de acciones de TGS y en 2019, corresponde principalmente al crédito financiero con OCP adquirido en el marco de la transacción con AGIP (ver Nota 5.4.6.2) y aportes de capital a CTB.

5.4.3 Inversión en CIESA-TGS

5.4.3.1 Deterioro de activos no financieros en TGS

En relación con el COVID-19 y las medidas del gobierno para contener su propagación, TGS identificó principalmente los siguientes impactos: (i) retrasos en la recepción de cobranzas relacionadas al negocio del transporte de gas natural que, si bien ha mejorado recientemente, no puede garantizarse que dicha situación se mantenga en el tiempo, debido a la suspensión en los cortes de servicios públicos por falta de pago y la implementación de diversas medidas tendientes a sostener el ingreso de aquellos sectores de la economía que sufren en mayor medida el impacto; y (ii) un escenario de elevada volatilidad en los precios internacionales de referencia de los líquidos que produce y comercializa TGS.

En este sentido, TGS evaluó los indicadores de deterioro de acuerdo con NIC 36 y ha efectuado las pruebas de valor recuperable sobre los bienes incluidos dentro de Propiedades, planta y equipo. Al 31 de diciembre de 2020, la evaluación de recuperabilidad de la UGE del negocio de Transporte de Gas Natural dio como resultado el reconocimiento de pérdidas por deterioro por \$ 3.114 millones (antes de impuestos).

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

5.4.3.2 Emisión de obligaciones negociables en TGS

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas de TGS celebrada el 15 de agosto de 2019 aprobó la ampliación del Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables de TGS de US\$ 700 millones a US\$ 1.200 millones. Dicha ampliación fue autorizada por la CNV el 9 de octubre de 2019.

Los fondos obtenidos por TGS se destinan a (i) la recompra de las obligaciones negociables Clase 1 por US\$ 87 millones; (ii) la cancelación y rescate total de las ON Clase 1 por US\$ 121 millones; y (iii) y utilizar el saldo de los fondos netos para la realización de inversiones en bienes de capital en proceso de ejecución.

5.4.3.3 Adquisición de acciones propias en TGS

Durante el ejercicio 2019, el Directorio de TGS aprobó tres programas de adquisición de acciones propias, los días 27 de marzo, el 26 de agosto y el 19 de noviembre los cuales fueron ejecutados de acuerdo a las condiciones en ellos establecidas. Para la definición de dichos programas, el Directorio consideró la sólida posición de caja e inversiones con la que cuenta TGS, y los aprobó en virtud de la distorsión evidenciada entre el valor económico de TGS, medido por sus actuales negocios y los derivados de proyectos en desarrollo, y el precio de la cotización de sus acciones en el mercado.

Las acciones propias adquiridas por TGS al 31 de octubre de 2019 fueron destinadas al pago de un dividendo en acciones.

El 6 de marzo de 2020, el Directorio de TGS aprobó el sexto Programa de Adquisición de Acciones Propias por un monto máximo a invertir de \$ 2.500 millones (a valores del momento de su creación).

Posteriormente, el 21 de agosto de 2020, el Directorio de TGS aprobó un nuevo Programa de Adquisición de Acciones Propias por un monto máximo a invertir de \$ 3.000 millones (a valores del momento de su creación), el cual se extenderá hasta el 22 de marzo de 2021.

5.4.3.4 Adquisición de ADRs de TGS por parte de la Sociedad

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, la Sociedad adquirió un total de 635.380 ADRs y 1.130.365 ADRs de TGS, a un costo de adquisición de US\$ 3 millones y US\$ 8 millones, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

5.4.4 Inversión en CITELEC

5.4.4.1 Programa de Participación Accionaria del Personal – Transba S.A.

En el año 1997 el Poder Ejecutivo de la Provincia de Buenos Aires adjudicó a Transener el 100% de las acciones “A”, “B” y “C” de Transba. En lo que respecta a las acciones clase “C” las mismas le fueron adjudicadas con el cargo de ser transferidas al Programa de Participación Accionaria del Personal en beneficio de ciertos empleados de Transba, manteniendo Transener el 89,99% de las acciones representativas del capital de Transba.

Con fecha 28 de junio de 2019, Transener adquirió la totalidad de las acciones que habían sido afectadas a dicho programa. Como consecuencia, Transener mantiene el 99,99 % del capital social de Transba.

5.4.4.2 Recompra de ONs propias - Transener

Al 31 de diciembre de 2020, las Obligaciones Negociables Clase 2 de Transener ascendían US\$ 98,5 millones de los cuales US\$ 7 millones han sido adquiridas por Transba. Durante los meses de enero y febrero de 2021, Transba adquirió US\$ 5,5 millones adicionales.

5.4.4.3 Adquisición de ONs de Transener por parte de la Sociedad

Durante ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, la Sociedad adquirió un total de US\$ 1,3 millones de VN de las ONs Clase 2 de Transener.

5.4.5 Inversión en CTB

5.4.5.1 Adquisición de CTEB

Con fecha 29 de mayo de 2019, la Sociedad a través de subsidiarias, luego de haber hecho una oferta conjunta con YPF, recibió una notificación de IEASA, en la cual, resultaron adjudicatarias de la Licitación Pública Nacional e Internacional N° CTEB 02/2019, la cual fue lanzada mediante la Resolución SGE N° 160/19, relativa a la venta y transferencia por parte de IEASA del fondo de comercio de CTEB. La adquisición del fondo de comercio de CTEB importa, asimismo, la cesión en favor del adjudicatario de la posición contractual del carácter de fiduciante del Fideicomiso Financiero Enarsa-Barragán, cuyos VRD (excluyendo la cantidad de VRD a ser adquiridos por el adjudicatario) asciende a US\$ 229 millones.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

CTEB, que se encuentra ubicada en el polo petroquímico de la localidad de Ensenada - Provincia de Buenos Aires, está conformada por dos turbinas de gas a ciclo abierto y una potencia instalada de 567 MW.

El adjudicatario deberá alcanzar la habilitación comercial del cierre del ciclo dentro de los 30 meses contados desde la entrada en vigencia de la Séptima Enmienda del Contrato de Fideicomiso, conforme lo establecido en la Licitación, aumentando la potencia instalada a 847 MW, con una inversión estimada en US\$ 200 millones.

Tanto el ciclo abierto como el ciclo cerrado cuentan con contratos de abastecimiento de energía con CAMMESA bajo la Resolución N° 220/07 de la ex SE: el primero de fecha 26 de marzo de 2009, con vencimiento el 27 de abril de 2022, según el mismo fuera modificado y enmendado de tiempo en tiempo, 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 26 de junio de 2019 se perfeccionó la adquisición por parte de CTB, sociedad co-controlada por YPF y Pampa, a través de subsidiarias, del fondo de comercio de CTEB transferido por parte de IEASA. El precio relativo a la adquisición ascendió a la suma de US\$ 282 millones, suma que incluye el monto final (en efectivo) ofertado en la Licitación y el precio de compra de los VRD adquiridos, para cuyo pago, CTB recibió un aporte de US\$ 200 millones, integrados en partes iguales por sus co-controlantes y suscribió con un sindicato de bancos un préstamo por la suma de US\$ 170 millones.

El gerenciamiento y operación de la Central estará a cargo de Pampa e YPF en forma rotativa por períodos de 4 años. Pampa será responsable del gerenciamiento de la operación de CTEB hasta 2023. Por su parte, YPF a través de su subsidiaria YPF Energía Eléctrica S.A., supervisará las obras necesarias correspondientes al cierre del ciclo combinado.

La siguiente tabla detalla la contraprestación transferida y los valores razonables de los activos adquiridos y los pasivos asumidos por CTB al 26 de junio de 2019:

	en millones de \$
Total contraprestación transferida ⁽¹⁾	(11.530)
Activos financieros a valor razonable	704
Propiedades, planta y equipos	20.333
Inventarios	329
VRD	(9.836)
Valor razonable de activos netos	11.530

⁽¹⁾ Incluye \$ 9.835 millones ofertado en la Licitación, netos de \$ 580 millones por ajuste en el precio a favor de CTB y \$ 2.275 millones por compra de VRD adquiridos

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

El valor razonable de elementos de propiedades, planta y equipo e inventarios se calculó utilizando principalmente la técnica de valuación del enfoque del costo de reposición depreciado correspondiente a los bienes adquiridos. A tal efecto, CTB contó con la asistencia de un valuador externo.

El enfoque del costo de reposición fue aplicado para medir edificios, equipamiento, instalaciones y obras en curso. La metodología aplicada para determinar el valor razonable implicó:

- (i) el cálculo de los valores de reemplazo a nuevo (fundamentalmente en base a consultas a proveedores y análisis de información y publicaciones especializadas);
- (ii) estimación de valores residuales al final de su vida útil (en base al interés que despierte el activo al final de su vida útil y de la política de enajenación del propietario); y
- (iii) la aplicación de deducciones por deterioro físico, funcional y/o económico, de corresponder.

La metodología para la determinación de la vida útil remanente se centró en el análisis del envejecimiento, desgaste y pérdida de capacidad de servicio de los activos, derivados del empleo normal en las actividades donde operan.

Para el caso de la obra en curso, consistente en el cierre del ciclo combinado que permitirá adicionar una potencia nominal de 280 MW, se efectuó una estimación del porcentaje de avance de la obra y la depreciación de los equipos instalados, en función de la inspección física y de la información provista en cuanto a los contratos para terminar las obras civiles y electromecánicas para el cierre del ciclo.

Por último, se utilizó la técnica de valuación del enfoque de ventas comparativas para medir terrenos y rodados, a cuyo efecto, se recopilaron y analizaron datos relevantes del mercado, principalmente precios ventas de terrenos en zonas aledañas y precios de oferta publicados para rodados.

Adicionalmente, CTB ha calculado, mediante la técnica de valuación del enfoque de ingresos, 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 descrito, CTB, no ha registrado activos intangibles relacionados con la adquisición del negocio.

5.4.5.2 Contrato de Fideicomiso Financiero

Con motivo de la adjudicación del Fondo de comercio de la CTB, se realizaron ciertas modificaciones al Contrato de Fideicomiso Financiero Enarsa-Barragán entre BICE Fideicomisos S.A. (continuadora de Nación Fideicomisos S.A), como Fiduciario, y CTB, como Fiduciante en reemplazo de IEASA (ex-Enarsa) (el “Contrato de Fideicomiso” o el “Fideicomiso”).

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

Bajo el Fideicomiso, con fecha 25 de abril de 2011, se emitieron VRD Serie B con oferta pública por un valor nominal de US\$582.920.167. El flujo subyacente del fideicomiso está compuesto por los derechos de cobro derivados de los Contratos de Abastecimiento de Energía, firmados originalmente entre ENARSA (actualmente IEASA) y CAMMESA.

Con fecha 26 de junio de 2019, fecha en la que se perfeccionó la venta del fondo de comercio de CTB, se celebraron las siguientes modificaciones contractuales y operaciones:

- IEASA suscribió junto con BICE Fideicomisos S.A., la quinta enmienda al Contrato de Fideicomiso, en la cual se incluyeron principalmente las siguientes modificaciones:
 - (i) se reduce la cesión del flujo al Fideicomiso hasta un importe equivalente a los servicios de deuda más gastos del Fideicomiso mensualmente informados por el Fiduciario a CAMMESA (anteriormente se cedía el 90% del cargo fijo mensual de potencia contratada por 23.255 US\$/MW-mes más IVA);
 - (ii) se introduce la opción de rescate anticipado total o parcial en favor del Fiduciante, al valor residual de la deuda;
 - (iii) se deja sin efecto el aval oportunamente emitido por el Tesoro Nacional; y
 - (iv) se requiere el endoso del seguro de todo riesgo operativo de la CTB en lo relativo a la pérdida de beneficios a favor del Fideicomiso, entre otras.
- IEASA, cedió su posición contractual a favor de CTB, a través de la suscripción de un Convenio de Cesión de Posición Contractual y como consecuencia de ello, el BICE Fideicomisos S.A. y CTB suscribieron la sexta enmienda al Contrato de Fideicomiso donde se incorporó a CTB como Fiduciante bajo el Contrato de Fideicomiso.
- CTB celebró con IEASA un contrato de transferencia de VRD, mediante el cual, CTB adquirió los VRD serie B en circulación por un precio de US\$ 53,5 millones (equivalentes a 109.628.836 VRD, de valor nominal US\$ 1), constituyéndose en tenedor de los mismos (los “VRD del Fiduciante”).

Con fecha 22 de agosto de 2019, CTB suscribió junto con BICE Fideicomisos S.A., la séptima enmienda al Contrato de Fideicomiso, incorporando, entre otras, las siguientes modificaciones:

- (i) en relación con los VRD: i) otorgar un período de gracia de 24 meses (durante el cual sólo serán pagaderos los intereses) ii) modificar la tasa de interés por Tasa Libor más 6,5%; iii) determinar cuotas de amortización de capital para un período de repago de 60 meses (de forma de arrojar servicios de deuda constantes)
- (ii) ceder al Fideicomiso el Contrato de Abastecimiento Turbovapor, integrando los Derechos de Cobro y los Bienes Fideicomitidos;
- (iii) establecer la obligación de completar el cierre de ciclo de la CTB, entrando en operación comercial en hasta 30 meses desde la entrada en vigencia de la séptima enmienda, y establecer su incumplimiento como causal de aceleración de los VRD;

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

- (iv) establecer la integración de derechos de cobro adicionales respecto de los Contratos de Abastecimiento tanto del ciclo abierto y como del ciclo cerrado;
- (v) establecer la cesión al Fideicomiso Financiero de los derechos de cobro netos de IVA, en un porcentaje determinado para cubrir los servicios de deuda y demás ítems previstos en el Artículo 8.3.1. del Contrato de Fideicomiso, previendo que en caso de existir remanentes en cada Fecha de Pago de Servicios (conforme dicho término se define en el Contrato de Fideicomiso), serán transferidos al Fiduciante;
- (vi) establecer el cobro de forma simultánea para los derechos de cobro cedidos al Fideicomiso y para las sumas no cedidas bajo los Contratos de Abastecimiento (conforme dicho término se define en el Contrato de Fideicomiso);
- (vii) establecer que los pagos al Fideicomiso sean transferidos “pari-passu”, con idéntica prioridad de pago y en la misma especie respecto del Préstamo Sindicado (y cualquier otra deuda permitida bajo el Fideicomiso);
- (viii) establecer que en caso que CAMMESA abone una suma menor a la que corresponda liquidar, los derechos de cobro y las sumas a abonar al Fiduciante se reduzcan ambos en forma proporcional; y
- (ix) incluir disposiciones estableciendo que ante un Evento CAMMESA (conforme dicho término se define en el Contrato de Fideicomiso): (i) el Fiduciante podrá requerir fondos para afrontar los Gastos Operativos de la Central y (ii) en caso de que los fondos percibidos en concepto de Derechos de Cobro sean insuficientes, los pagos bajo los VRD se reprogramarán;
- (x) incluir un Recurso Limitado contra el Fiduciante (conforme dicho término se define en el Contrato de Fideicomiso) ante el acaecimiento de determinados eventos;
- (xi) incorporar ciertos compromisos típicos de este tipo de contratos, como limitación al pago de dividendos, etc.; y
- (xii) modificar el monto del Fondo de Reserva (conforme dicho término se define en el Contrato de Fideicomiso) equivalente al monto estimado de los dos próximos servicios bajo los VRD.

De acuerdo al compromiso asumido en el Contrato de Fideicomiso, mediante resolución de fecha 24 de octubre de 2019, la CNV autorizó la cancelación de los VRD del Fiduciante, cuya cancelación efectiva se realizó con fecha 29 de octubre de 2019. En consecuencia, con fecha 31 de octubre de 2019, se suscribió la octava enmienda al Contrato de Fideicomiso a los fines incluir el nuevo cronograma de pagos vigente a partir de la cancelación mencionada.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

Con fecha 16 de octubre de 2020, CTB, tal como fuera aprobado por su directorio de fecha 2 de octubre de 2020, en su carácter de fiduciante del Contrato de Fideicomiso Financiero Enarsa-Barragán, celebrado entre CTB, BICE Fideicomisos S.A., en su carácter de fiduciario (el “Fiduciario”) y CAMMESA, en su carácter de deudor cedido, procedió a realizar el rescate parcial anticipado de los VRDs emitidos bajo el Fideicomiso Financiero Enarsa-Barragán por un monto total de US\$ 130 millones, a ser aplicados para el pago de las cuotas de amortización e intereses diferidos, abonando adicionalmente los intereses devengados hasta la fecha de rescate, así como los accesorios. Asimismo, producto del rescate de los VRDs, CTB y los tenedores del 100% de los VRDs en circulación acordaron realizar una modificación al cronograma de pagos de los VRDs. Al respecto, CTB ha solicitado al Fiduciario la cancelación de los VRDs rescatados, los cuales fueron cancelados el día 4 de diciembre de 2020, y la realización de todos los actos y celebración de todos los acuerdos pertinentes para llevar a cabo los ajustes de los documentos que debieran ser modificados.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, el monto total de los VRDs (cuotas de amortización e intereses diferidos, tal como dichos términos se definen en el Contrato de Fideicomiso) en circulación asciende a US\$ 93,7 millones.

5.4.5.3 Préstamo sindicado

Con fecha 25 de junio de 2019, a los fines de financiar parcialmente las obligaciones asumidas por la adjudicación y la ejecución de las obras de cierre de ciclo en CTEB, Citibank, N.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Banco Santander Río S.A., HSBC Bank Argentina S.A. e Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A., en su carácter de prestamistas (los “Prestamistas”), otorgaron a CTB un préstamo sindicado por la suma de US\$ 170 millones con vencimiento el 26 de junio de 2022, donde US\$ 136 millones devengan una tasa de interés fija del 10,25% y US\$ 34 millones devengan una tasa de interés variable de LIBOR+6,25.

Con fecha 25 de junio de 2019 se suscribió un contrato de prenda de acciones de CTB en favor de los Prestamistas. Adicionalmente, el 22 de agosto de 2019, YPF y PACOGEN, realizaron una enmienda a la prenda para incluir como beneficiarios a los tenedores de los VRD.

Por su parte, CTB endosó la póliza de seguro, que cubre el riesgo operativo del ciclo abierto de la CTEB, de modo tal que los acreedores garantizados revisten la calidad de destinatarios de cualquier pago, compensación y/o indemnización que tuviera lugar bajo dicha póliza.

Adicionalmente, CTB y La Sucursal de Citibank, N.A. (establecida en la República Argentina), en su carácter de fiduciario y en beneficio único de los prestamistas, suscribieron un contrato de cesión fiduciaria con fines de garantía, cuyos cargos cedidos incluyen los derechos de cobro cedidos al Fiduciario por hasta el 42% del monto a liquidar, que CTB tiene derecho a cobrar según lo determinado en los contratos de abastecimiento, netos del impuesto al valor agregado.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

Finalmente, con el fin de coordinar la ejecución de los derechos compartidos entre los tenedores de los VRD y los Prestamistas bajo la Prenda de Acciones y el endoso de la Póliza, BICE Fideicomisos S.A., en su carácter de Fiduciario del Fideicomiso Enarsa-Barragán celebró, el 22 de agosto de 2019, junto con los Prestamistas un acuerdo intercreditorio, que incluye ciertos compromisos con respecto al ejercicio de sus derechos con relación a la distribución de los fondos obtenidos como consecuencia de la eventual ejecución de las garantías compartidas entre los tenedores de los VRD y los Prestamistas, y las participaciones de los mismos en los pagos ser efectuados bajo dichas garantías.

A fin de poder concretar el rescate mencionado anteriormente, CTB junto con los Prestamistas suscribieron ciertas enmiendas a los términos del Contrato de Préstamo Sindicado, a los efectos de que los Prestamistas permitan la aplicación de los fondos de CTB anticipadamente al rescate parcial de los VRDs sin respetar el principio de *pari passu* previsto en el mencionado acuerdo y en el Contrato Intercreditorio. Adicionalmente, Pampa otorgó una garantía contingente en favor de Prestamistas del Contrato de Préstamo Sindicado como contraprestación al otorgamiento de las modificaciones antes mencionadas.

5.4.5.4 Garantías otorgadas

Con relación a la finalización del proyecto Enarsa-Barragán, de acuerdo a lo establecido en el contrato, y de forma adicional a lo descripto anteriormente, se otorgaron las siguientes garantías:

- (i) Fideicomiso Financiero: YPF y Pampa, en forma mancomunada y por el 50% cada una, garantizan en tiempo y forma todas las obligaciones de pago bajo el Contrato de Fideicomiso Financiero ENARSA-Barragán en caso que no logren la habilitación comercial del cierre de ciclo antes de los 30 meses desde la vigencia de la séptima enmienda al contrato (en su caso, más la prórroga de 3 meses de extensión que podrían otorgar los tenedores de los VRD).
- (ii) Préstamo Sindicado: YPF y Pampa, en forma mancomunada y por el 50% cada una, garantizan en tiempo y forma todas las obligaciones de pago bajo el Contrato de Préstamos de Sindicado en caso que no logren la habilitación comercial del cierre de ciclo antes del 26 de diciembre del 2021, (pudiendo ser prorrogado el plazo por 3 meses).

5.4.5.5 Solicitud de ingreso al régimen de oferta pública

Con fecha 23 de julio de 2020, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de CTB resolvió aprobar la solicitud de ingreso al régimen de oferta pública de CTB a la CNV a los fines de ofertar obligaciones negociables, la creación de un programa global de obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, por hasta US\$ 200 millones o su equivalente en otras monedas o unidades de valor y la emisión de obligaciones negociables en el marco del mismo programa por hasta su monto máximo en cualquier momento, a ser emitidas en una o más clases y/o series, cuya autorización fue otorgada por la CNV con fecha 24 de septiembre de 2020.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

5.4.6 Inversión en OCP

La Sociedad, a través de PEB, tiene una participación accionaria en OCP, sociedad licenciataria de un oleoducto en Ecuador que cuenta con una capacidad de transporte de 450.000 barriles por día.

El 6 de diciembre de 2018, OCP suscribió un acuerdo transaccional con la República de Ecuador para dar por terminados todos los reclamos y acciones legales iniciadas por las partes, en relación con las divergencias con el fisco ecuatoriano. Como consecuencia del acuerdo, OCP registró ganancias por US\$ 387 millones.

Por su parte, al 31 de diciembre de 2018, la Sociedad reconoció una ganancia por su participación del 11,42% en los resultados de OCP de US\$ 35 millones, luego de reconocer las pérdidas no reconocidas previamente en relación con el patrimonio neto negativo de OCP hasta el acuerdo transaccional.

Por otro lado, con fecha 5 de diciembre de 2018, y previo al acuerdo transaccional, la Sociedad, a través de su subsidiaria PEB, suscribió un acuerdo con Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV ("AGIP") para la compra de las acciones representativas del 4.49% del capital social de OCP y del crédito financiero que AGIP mantenía respecto de la deuda subordinada emitida por OCP, a cambio de un precio base equivalente a US\$ 1 (un dólar).

Con fecha 20 de junio de 2019, habiéndose cumplido la totalidad de las condiciones precedentes a las cuales se encontraba sujeta la transacción, incluyendo la autorización por parte del Estado Ecuatoriano, se produjo el cierre de la misma y su inscripción en el registro de accionistas.

Considerando la oportunidad del acuerdo con AGIP, el cierre de la transacción implicó el reconocimiento de una ganancia de US\$ 25 millones conforme la aplicación de NIC 28. La siguiente tabla detalla la contraprestación y los valores razonables de los activos adquiridos y la ganancia registrada por la Sociedad al 20 de junio de 2019:

	en millones de US\$
Costo de adquisición ⁽¹⁾	(0,4)
Contraprestación contingente ⁽²⁾	(0,1)
Total contraprestación	(0,5)
Participación en el valor razonable de activos y pasivos identificables en OCP ⁽³⁾	9,0
Crédito financiero con OCP	14,2
Dividendos a cobrar de OCP	2,5
Valor razonable de activos	25,7
Ganancia ⁽⁴⁾	25,2

⁽¹⁾ Incluye gastos pagados por PEB al Gobierno de Ecuador (Ministerio de Medio Ambiente) para obtener la autorización de transferencia de las acciones en poder de AGIP y otros gastos de asesoramiento relacionados con la transacción.

⁽²⁾ Contraprestación contingente por reembolso a AGIP calculada en base a la estimación de la probabilidad de cobranza del crédito financiero con OCP con anterioridad al vencimiento en 2021.

⁽³⁾ Calculada en base al valor presente de los flujos por dividendos esperados.

⁽⁴⁾ Se expone en la línea "Resultado por participación en negocios conjuntos y asociadas".

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

Por otro lado, al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad registró una pérdida por deterioro sobre la participación en OCP del 11.42% (previa a la adquisición del 4.49% adicional) por un monto de US\$ 6,7 millones en relación con la estimación del valor presente de los flujos de fondos futuros que se espera obtener a través del cobro de dividendos considerando el plazo de la concesión que se extiende hasta el año 2023 y una tasa de descuento del 15,3%.

El 8 de abril de 2020 ocurrió un evento de fuerza mayor, consistente en el hundimiento y deslizamiento de tierra en el sector de San Rafael, en el límite de las provincias de Sucumbíos y Napo, Ecuador, que ocasionó la ruptura, del Oleoducto de Crudos Pesados en el KP 93+469. Este evento afectó también el Sistema del Oleoducto Transecuatoriano SOTE y el Poliducto Shushufindi-Quito. Con fecha 7 de mayo de 2020 OCP reinició operaciones y reanudó la prestación del servicio de transporte de crudo luego de finalizar la construcción de una variante que permitió el restablecimiento del sistema de bombeo de crudo.

Adicionalmente, el 4 de junio de 2020, se celebró el acuerdo de aplicación del convenio específico de apoyo mutuo entre Petroecuador y OCP, en el cual se estableció que los costos incurridos para mitigar y remediar los efectos sociales y ambientales, derivados del evento de fuerza mayor, serán reembolsados por la otra parte en proporción a los volúmenes de hidrocarburos derramados. A tal efecto, la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables determinó para OCP un porcentaje del 43%.

La Sociedad ha efectuado las pruebas de valor recuperable de su inversión en OCP al 31 de diciembre de 2020, considerando el valor presente de los flujos de fondos futuros que espera obtener a través del cobro de dividendos durante el plazo de la concesión que se extiende hasta el año 2023 y una tasa de descuento del 15,01%, generando el reconocimiento de una reversión de US\$ 0,1 millones en la pérdida por deterioro reconocida.

Pasivos contingentes en OCP

El 16 de enero de 2020, OCP recibió una notificación de arbitraje de Oxy Oleoducto SOP LLC (“Oxy”), solicitando una compensación. Dicha notificación fue respondida por OCP S.A. el día 9 de marzo de 2020, rechazando las reclamaciones y presentando una contrademanda. Con fecha 24 de noviembre de 2020, se firmó entre Oxy y OCP, un acuerdo por el cual dieron por terminado, a través de un desistimiento conjunto, el 1 de diciembre de 2020 el proceso arbitral que mantenían ante el Centro Internacional para la Resolución de Disputas con respecto al Contrato de Transporte denominado ISTA.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

Por otro lado, con ocasión de la ocurrencia del evento de fuerza mayor detallado, varias organizaciones y personas naturales plantearon contra OCP, así como contra el Ministerio de Energía, Ministerio de Ambiente y Agua, Petroecuador y Ministerio de Salud, una acción de protección constitucional alegando vulneración de varios derechos constitucionales. La acción de protección fue negada en primera instancia ante la Corte Provincial de Justicia de Orellana; sin embargo, los accionantes apelaron en segunda instancia. A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros se encuentran pendiente de resolución. Si bien, la probabilidad de que se acepte la acción es baja, la sentencia de segunda instancia únicamente podría realizar declaración de derechos constitucionales que no implicaría un reconocimiento de valor económico alguno.

5.5 Participaciones en áreas de petróleo y gas

5.5.1 Consideraciones generales

La Sociedad asume en forma conjunta y solidaria con los otros socios del acuerdo de operación conjunta el cumplimiento de las obligaciones de los contratos.

Las áreas de producción en Argentina son contratos de producción bajo la forma de concesión, con libre disponibilidad de hidrocarburos.

Por la producción computable de petróleo crudo y de gas natural en Argentina, de acuerdo con la Ley N° 17.319, se abonan regalías equivalentes al 12% sobre el valor en boca de pozo de dichos productos. Dicho valor se determina restando al precio de venta, el flete y otros gastos para disponer del hidrocarburo en condiciones de comercialización. La alícuota citada puede incrementarse entre un 3% y un 4% dependiendo la jurisdicción productora, y el valor de cotización del producto.

5.5.2 Detalle de participaciones

Al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad y sus subsidiarias integran las áreas, uniones transitorias de empresas y consorcios de petróleo y gas que se indican a continuación:

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

Nombre	Ubicación	Participación		Operador	Duración
		Directa	Indirecta		Hasta
<u>Producción Argentina</u>					
Río Neuquén	Río Negro y Neuquén	31,43% y 33,07%	-	YPF	2027/2051
Sierra Chata	Neuquén	45,55%	-	PAMPA	2053
El Mangrullo	Neuquén	100,00%	-	PAMPA	2053
La Tapera - Puesto Quiroga	Chubut	35,67%	-	Tecpetrol	2027
El Tordillo	Chubut	35,67%	-	Tecpetrol	2027
Aguaragüe	Salta	15,00%	-	Tecpetrol	2023/2027
Gobernador Ayala	Mendoza	22,51%	-	Pluspetrol	2036
Anticlinal Campamento	Neuquén	15,00%	-	Oilstone	2026
Estación Fernández Oro	Río Negro	15,00%	-	YPF	2026
Río Limay este (Ex Senillosa) ⁽¹⁾	Neuquén	85,00%	-	PAMPA	2040
Veta Escondida y Rincón de Aranda	Neuquén	55,00%	-	PAMPA	2027
Rincón del Mangrullo	Neuquén	50,00%	-	YPF	2052
Chirete	Salta	50,00%	-	High Luck Group Limited	2020/2045
<u>Exterior</u> ⁽²⁾					
Oritupano - Leona	Venezuela	-	22,00%	PDVSA	2025
Acema	Venezuela	-	34,49%	PDVSA	2025
La Concepción	Venezuela	-	36,00%	PDVSA	2025
Mata	Venezuela	-	34,49%	PDVSA	2025
<u>Exploración Argentina</u>					
Parva Negra Este ⁽³⁾	Neuquén	42,50%	-	PAMPA	2019
Río Atuel	Mendoza	33,33%	-	Petrolera El Trebol	2020
Borde del Limay ⁽¹⁾	Neuquén	85,00%	-	PAMPA	2015
Los Vértices ⁽¹⁾	Neuquén	85,00%	-	PAMPA	2015
Las Tacanas Norte	Neuquén	90,00%	-	PAMPA	2023

⁽¹⁾ En proceso de transferencia a GyP.

⁽²⁾ Corresponde a la participación del 22% en Petroritupano S.A., 36% en Petrowayú S.A., 34,49% en Petroven-Bras S.A. y 34,49% en Petrokariña S.A. (empresas mixtas de Venezuela) que regulan la explotación en las áreas de Oritupano Leona, La Concepción, Acema y Mata, respectivamente, incorporadas con la compra del paquete accionario de Petrobras Participaciones S.L., en julio de 2016, sin obtener las autorizaciones relativas al cambio de control indirecto por parte del Gobierno de Venezuela. La Sociedad ha manifestado ante las autoridades del Gobierno de Venezuela, que se encuentra dispuesta a negociar la transferencia de sus acciones a favor de Corporación Venezolana de Petróleo S.A.

⁽³⁾ En trámite de solicitud de lote bajo evaluación.

5.5.3 Nuevas concesiones y cambios en las participaciones en áreas de petróleo y gas

5.5.3.1 Área Parva Negra

En el mes de abril de 2018 se venció la licencia de exploración en Parva Negra Este, área ubicada en la Provincia del Neuquén, concesionada a favor de GyP y operada por Pampa desde abril de 2014 por un plazo de 4 años. Dado que en el acuerdo original se había establecido la posibilidad de extender la misma por un año, GyP solicitó dicha extensión, cumpliendo con los plazos y formas correspondientes.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

Ante el vencimiento de la prórroga de la licencia de exploración durante el mes de abril de 2019, con fecha 29 de marzo de 2019 GyP solicitó el encuadramiento como lote bajo evaluación del área por un período de 3 años.

5.5.3.2 Área Las Tacanas Norte

Con fecha 4 de enero de 2019, mediante la publicación en el BO del Decreto N° 2.315/18 del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén, entró en vigencia el contrato exploratorio por un plazo de 4 años. Pampa es operador de Las Tacanas Norte con una participación del 90%, siendo GyP el titular del permiso, con una participación del 10%.

El bloque cuenta con una superficie de 120 km² y es lindante al área El Mangrullo que actualmente opera la Sociedad. La oferta aceptada consiste en la perforación de hasta 8 pozos con objetivo a la formación Vaca Muerta y otros estudios exploratorios.

5.5.3.3 Río Atuel

Como consecuencia de la demora en la aprobación del proyecto de perforación presentado el 19 de diciembre de 2018 Petrolera El Trébol, operador del área, solicitó, la suspensión del segundo período de exploración. Con fecha 7 de junio de 2019 se obtuvo la aprobación del aviso de proyecto de perforación. Con fecha 19 de junio de 2019 fue establecida por las autoridades pertinentes la suspensión del segundo período de exploración solicitada, determinando el 7 de diciembre de 2019 como nueva fecha de vencimiento.

Posteriormente, de acuerdo a lo solicitado por el operador con fecha 11 de noviembre de 2019, la Dirección de Hidrocarburos otorgó, por plazo de 1 año a partir del 18 de diciembre de 2019, la concesión para el 3° período de exploración. En esta misma decisión administrativa la autoridad de aplicación aceptó la reversión del 50% del área.

5.5.3.4 Chirete

Ante el descubrimiento de petróleo a fines de 2018, con fecha 22 de febrero de 2019 las autoridades pertinentes otorgaron la extensión del plazo del tercer período exploratorio por el término de 12 meses a partir del 18 de noviembre de 2018. Debido a que el yacimiento descubierto en el área resultó comercialmente explotable, el 26 de abril de 2019 se solicitó una concesión de explotación de hidrocarburos sobre el lote “Los Blancos”, con una superficie de 95 km², y el 30 de abril de 2019 se solicitó la extensión por tres años del tercer período exploratorio sobre el área remanente, la cual había sido extendida por 12 meses a partir del 18 de noviembre de 2018.

Con fecha 13 de octubre de 2020 fue publicado el Decreto N° 662/20 del Gobierno de la Provincia de Salta, el cual otorga a las empresas “Pampa Energía” y “High Luck Group Limited” una concesión de explotación sobre el lote “Los Blancos” por un plazo de 25 años a partir de la publicación del Decreto.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

A su vez, el Decreto establece un Plan de Inversiones en el mencionado lote por un total de US\$ 57 millones a ejecutar en el período 2020-2024. Adicionalmente, dicho Decreto establece la reversión de la superficie restante del área Chirete, la cual totaliza 801 kilómetros cuadrados.

5.5.3.5 Anticlinal Campamento

YPF, dueño de la concesión de explotación sobre el área, constituyó el 1 de diciembre de 2010 una UTE para la perforación de 9 pozos en donde la Sociedad posee el 15% de participación de dichos pozos. Con fecha 1 de agosto de 2019, se produjo el traspaso de la concesión sobre el área “Anticlinal Campamento” de YPF a la firma Oilstone Energía S.A, incluyendo el traspaso de la operación y la cesión de los Acuerdos, manteniendo sin cambios la posición de Pampa en Anticlinal Campamento.

5.5.3.6 Sierra Chata

Con fecha 27 de diciembre de 2019 la provincia de Neuquén ha aprobado, a través del Decreto N° 129/19, la cesión por parte de Total Austral de su participación a Mobil Argentina S.A., tras lo cual la participación de Mobil pasa a ser 54,4477%.

5.5.3.7 El Tordillo – La Tapera / Puesto Quiroga

Con fecha 21 de mayo de 2020, los Socios y la Provincia de Chubut firmaron un Acta Acuerdo prorrogando el cumplimiento de los compromisos hasta el 30 de junio de 2021. El área es operada por Tecpetrol y la Sociedad posee una participación del 35,6706%.

5.6 Pozos exploratorios

La evolución del costo de los pozos exploratorios durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 es la siguiente:

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Saldo al inicio del ejercicio	1.961	727	452
Altas	1.948	1.527	308
Transferencias a desarrollo	(567)	(682)	(5)
Resultados del ejercicio	-	(296)	(28)
Diferencia de conversión	825	685	-
Saldo al cierre del ejercicio	4.167	1.961	727
Cantidad de pozos al cierre del ejercicio	12	9	7

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

José Daniel Abelovich
Sindico Titular

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 5: (Continuación)

5.7 Terminación de los Contratos de participación en Ecuador

Mediante resolución de fecha 25 de noviembre del 2010, la Secretaría de Hidrocarburos notificó a EcuadorTLC la terminación de los Contratos de Participación en el Bloque 18 y en el Campo Unificado Palo Azul; correspondiendo al Estado Ecuatoriano, indemnizar a las contratistas por un valor equivalente a las inversiones no amortizadas, actualizadas a una tasa de interés anual apropiada para este tipo de proyectos en Ecuador, y estableciéndose un plazo para que la Sociedad y el Estado Ecuatoriano negocien la determinación de la liquidación del contrato.

Luego de dar curso a varias instancias administrativas y judiciales y no habiendo alcanzado un acuerdo con el Estado Ecuatoriano para la liquidación del contrato, EcuadorTLC, Cayman International Exploration Company y Teikoku Oil Ecuador, miembros del Consorcio, presentaron el 26 de febrero de 2014 la solicitud de arbitraje internacional contra Ecuador y EP Petroecuador, de conformidad con el Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional. Con fecha 16 de enero de 2018 el Tribunal Arbitral emitió el Laudo en el cual determinó para EcuadorTLC un Valor de Liquidación de US\$ 176 millones, en función a su participación en el Bloque.

En relación al Arbitraje, con fecha 19 de marzo de 2018, la República de Ecuador y los Socios Demandantes celebraron un acuerdo mediante el cual los Socios Demandantes no solicitaron la cobranza del Laudo, a cambio de una indemnización por daño emergente, que para EcuadorTLC consistió en: (i) liberarse de reclamos fiscales y laborales bajo litigio por US\$ 132 millones, y (ii) percibir US\$ 54 millones. Adicionalmente, las partes acordaron que EcuadorTLC sea el único beneficiario de la cobranza de la suma de US\$ 9 millones correspondientes a una obligación de Petromanabí (socio integrante del Consorcio Bloque 18 sin ser parte demandante). El crédito relacionado no fue reconocido por ser de carácter contingente (ver Nota 15.6).

Como consecuencia del acuerdo, la Sociedad reconoció una ganancia neta de US\$ 40 millones al 31 de diciembre de 2018, conformada por: i) una ganancia de US\$ 133 millones en concepto de indemnización por daño emergente luego de dar de baja el crédito por inversiones no amortizadas de US\$ 53 millones a ser recuperado del Estado Ecuatoriano; y ii) una pérdida de US\$ 93 millones relacionada con el allanamiento a los reclamos tributarios asignados a EcuadorTLC conforme lo establecido en el acuerdo.

Durante 2018, EcuadorTLC cobró el monto acordado y desistió (sin reconocer hechos y derechos) de las acciones instauradas en los Reclamos del Servicio de Rentas Internas del Ecuador, y el Estado Ecuatoriano procedió a efectuar la retención para cancelar la totalidad de las deudas tributarias. Con fecha 20 de septiembre de 2019, mediante oficio emitido por el Ministerio de Trabajo, EcuadorTLC fue informada del pago a los ex trabajadores del Consorcio por su participación en las utilidades del período 2002 al 2010.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 6: RIESGOS

6.1 Estimaciones y juicios contables críticos

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia de la Sociedad realice estimaciones y evaluaciones acerca del futuro, aplique juicios críticos y establezca premisas que afecten a la aplicación de las políticas contables y a los montos de activos y pasivos, e ingresos y egresos informados.

Dichas estimaciones y juicios son evaluados continuamente y están basados en experiencias pasadas y otros factores que son razonables bajo las circunstancias existentes. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes Estados Financieros Consolidados. Las estimaciones que tienen un riesgo significativo de causar ajustes al importe de los activos y pasivos durante el siguiente ejercicio se detallan a continuación:

6.1.1 Deterioro del valor de los activos no financieros

Los activos no financieros, incluyendo los activos intangibles identificables y derechos de uso por arrendamientos, son revisados por deterioro al nivel más bajo para el que haya flujos de efectivo identificables por separado (UGE). Para dichos fines, cada grupo de activos con flujos de fondos independientes, cada sociedad subsidiaria, asociada y cada sociedad controlada en forma conjunta se ha considerado como una UGE, dado que todos sus activos contribuyen conjuntamente a la generación de una única entrada de efectivo identificable proveniente de un solo servicio o producto; por lo tanto, las entradas de efectivo no pueden separarse o asignarse a los activos individuales.

Al evaluar si existe algún indicio de un evento o circunstancia por el que una UGE podría verse afectada, se analizan fuentes externas e internas de información. Se consideran hechos y circunstancias tales como la tasa de descuento utilizada en las proyecciones de flujos de fondos de las UGEs y la condición del negocio en términos de factores de mercado y económicos, tales como el costo de los inventarios, el petróleo y el gas, el precio internacional de los productos petroquímicos, el marco regulatorio de la industria energética, las inversiones en capital proyectadas y la evolución de la demanda energética.

El valor en uso de cada UGE se determina sobre la base del valor presente de los flujos netos de efectivo futuros que se espera obtener de la UGE. La Gerencia utiliza presupuestos aprobados que cubren un período de 1 año, como base para las proyecciones de flujos de efectivo, que son luego extrapoladas a un plazo consistente con la vida útil residual de los activos, considerando las tasas de descuento apropiadas. En particular, la tasa usada para el descuento de los flujos de fondos es la que mide la WACC, se determinó una WACC específica que considera el segmento de negocio y el país donde se desarrollan las operaciones para cada UGE. Para efectos del cálculo del valor razonable menos los costos de venta, la Gerencia utiliza el valor estimado de los flujos de efectivo futuros que un participante del mercado podría generar a partir de la UGE correspondiente, menos los costos necesarios para llevar a cabo la venta de la UGE respectiva.

Al momento de la estimación de los flujos de efectivo futuros, se requiere juicio crítico por parte de la Gerencia. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden variar significativamente de los flujos de efectivo futuros previstos y los valores relacionados obtenidos mediante técnicas de descuento.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 6: (Continuación)

6.1.2 Impuesto a las ganancias corriente y diferido

La Gerencia evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones impositivas respecto a situaciones en las que la regulación fiscal aplicable está sujeta a interpretación considerando la probabilidad de que la autoridad fiscal acepte cada tratamiento, y, en caso de corresponder, registra provisiones impositivas para reflejar el efecto de la incertidumbre para cada tratamiento en función del importe que estima se deberá pagar a las autoridades fiscales.

Si el resultado fiscal final con respecto a los tratamientos inciertos es diferente de los importes que se reconocieron, tales diferencias tendrán efecto sobre el impuesto a las ganancias y las provisiones por impuestos diferidos en el ejercicio en que se realice tal determinación.

El activo por impuesto diferido se revisa en cada fecha de reporte y se reduce en función de la probabilidad de que la base imponible suficiente esté disponible para permitir que estos activos sean recuperados total o parcialmente. Al evaluar la recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos, la Gerencia considera si es probable que alguno o todos los activos por impuesto diferido no se realicen. La realización de activos por impuesto diferido depende de la generación de ganancias imponibles futuras en los ejercicios en los cuales estas diferencias temporarias sean deducibles. La Gerencia considera la reversión programada de los pasivos por impuesto diferido, las ganancias imponibles futuras proyectadas y las estrategias de planificación impositivas para realizar esta evaluación.

La generación de ganancias imponibles en el futuro podría diferir de las estimadas afectando la deducibilidad de los activos por impuesto diferido.

6.1.3 Provisiones para contingencias

La Sociedad está sujeta a diversas demandas, juicios y otros procedimientos legales que surgen en el curso habitual de sus negocios. Los pasivos con respecto a dichas demandas, juicios y otros procedimientos legales no pueden estimarse con certeza. La Sociedad analiza el estado de cada contingencia y evalúa la potencial exposición financiera, aplicando los criterios indicados en la Nota 4.21, para lo cual elabora las estimaciones principalmente con la asistencia de los asesores legales, basada en la información disponible para la Gerencia a la fecha de preparación de los Estados Financieros Consolidados, y teniendo en cuenta nuestras estrategias de litigio y de resolución / liquidación.

Las provisiones para contingencias incluyen a los procesos judiciales pendientes o reclamos por eventuales perjuicios a terceros por daños originados en el desarrollo de las actividades, así como también reclamos de terceros originados en cuestiones de interpretación legislativa.

La Sociedad evalúa la existencia de gastos adicionales directamente asociados con la resolución definitiva de cada contingencia, los cuales se incluyen en su valuación en el caso de que su monto pueda ser razonablemente estimado.

Las resoluciones finales de los litigios podrían diferir de las estimaciones de la Gerencia generando que las provisiones actuales sean inadecuadas, lo cual podría tener un efecto material adverso en el estado de situación financiera, de resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 6: (Continuación)

6.1.4 Provisión por abandono de pozos y desmantelamiento de aerogeneradores

Las obligaciones relacionadas con el abandono de pozos en las áreas de hidrocarburos una vez finalizadas las operaciones implican que la Gerencia realice estimaciones respecto de la cantidad de pozos, de los costos de abandono a largo plazo y del tiempo restante hasta el abandono.

En el mismo sentido las obligaciones relacionadas con el desmantelamiento de aerogeneradores en las áreas de generación implican que la Gerencia realice estimaciones respecto de los costos de desmantelamiento a largo plazo y del tiempo restante hasta el desmantelamiento.

La tecnología, los costos y las consideraciones de política, ambiente y seguridad cambian continuamente, lo que puede resultar en diferencias entre los costos futuros reales y las estimaciones.

Las estimaciones de las obligaciones relacionadas con el abandono de pozos y el desmantelamiento de aerogeneradores son ajustadas al menos una vez al año o en la medida que cambios en los aspectos considerados para la evaluación de las mismas así lo justifiquen.

6.1.5 Previsiones por deterioro de activos financieros y otros créditos

El Grupo se encuentra expuesto a pérdidas por incobrabilidad de créditos. La Gerencia estima la cobrabilidad final de las cuentas por cobrar.

La registración de pérdidas por deterioro de activos financieros y otros créditos con características de riesgo similar se basa en la mejor estimación de la Sociedad sobre el riesgo de incumplimiento y el cálculo de los coeficientes de pérdida crediticia esperada, en base a la información histórica del comportamiento de los clientes de la Sociedad, las condiciones del mercado actual y las estimaciones prospectivas al final de cada período sobre el que se reporta.

Para la estimación de las cobranzas relacionadas con ventas de gas y de energía (en el mercado spot), la Sociedad considera la capacidad con la que cuenta CAMMESA para cumplir con sus obligaciones de pago a los generadores y las resoluciones emitidas por la SE, que permiten a la Sociedad cobrar sus créditos con CAMMESA a través de diferentes mecanismos.

Puede ser necesario realizar futuros ajustes a la previsión, si las condiciones económicas futuras difieren sustancialmente de los supuestos utilizados en la evaluación de cada ejercicio.

6.1.6 Supuestos actuariales en planes de beneficios definidos

Los compromisos por planes de beneficios definidos al personal son reconocidos como pasivos en el estado de situación financiera basada en cálculos actuariales realizados anualmente por un actuario independiente, utilizando el método de crédito unitario proyectado.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 6: (Continuación)

El valor presente de las obligaciones por planes de beneficios definidos depende de múltiples factores que son determinados de acuerdo a cálculos actuariales, neto del valor razonable de los activos del plan, cuando corresponda. Para ello, se utilizan ciertos supuestos dentro de los que se incluye la tasa de descuento y de incremento salarial. Puede ser necesario realizar ajustes en el futuro, si las condiciones económicas futuras difieren sustancialmente de los supuestos utilizados en la valuación de cada ejercicio.

6.1.7 Reservas de petróleo y gas

Las reservas comprenden los volúmenes de petróleo y gas (expresados en m³ equivalentes de petróleo) que originan o están asociados con algún ingreso económico, en las áreas donde la Sociedad opera o tiene participación (directa o indirecta) y sobre las cuales la Sociedad posee derechos para su exploración y explotación, incluyendo los volúmenes de hidrocarburos relacionados con aquellos contratos de servicios en los cuales la Sociedad no tiene propiedad sobre las reservas ni sobre los hidrocarburos extraídos y las que se estiman serán producidas para el contratante bajo los contratos de obra.

Existen numerosos factores que generan incertidumbre con respecto a la estimación de las reservas probadas y no probadas, a la estimación de perfiles de producción futura, costos de desarrollo y precios, incluyendo diversos factores que escapan al control del productor. El procedimiento de cálculo de las reservas es un proceso subjetivo de estimación de petróleo crudo y gas natural a ser recuperado del subsuelo, que involucra cierto grado de incertidumbre. La estimación de reservas se realiza en función a la calidad de la información de geología e ingeniería disponible a la fecha de cálculo y de su interpretación.

Las estimaciones de reservas de petróleo y gas y los flujos futuros de efectivo netos relacionados pueden ser revisados y ajustados periódicamente como resultado de cambios en una serie de factores, entre los cuales se incluyen el rendimiento del área, nuevas perforaciones, precios del petróleo y el gas, costos, avances tecnológicos, nuevos datos geológicos o geofísicos y otros factores económicos o, al menos, una vez al año.

Las estimaciones de las reservas de petróleo y gas han sido desarrolladas por especialistas internos de la Sociedad, específicamente ingenieros de reservorio, y auditadas por especialistas independientes contratados por la Sociedad.

La Sociedad utiliza la información obtenida del cálculo de reservas en la determinación de las depreciaciones de propiedades, planta y equipo utilizados en las áreas de producción de petróleo y gas, así como también en la evaluación de la recuperabilidad de dichos activos considerando, de corresponder, la llave de negocios asignada al segmento de petróleo y gas (ver Notas 4.6 a 4.9).

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 6: (Continuación)

6.1.8 Remediación ambiental

Los costos incurridos para limitar, neutralizar o prevenir la contaminación ambiental se activan sólo si se cumple al menos una de las siguientes condiciones: (a) se trata de mejoras en la seguridad; (b) se previene o limita el riesgo de contaminación ambiental; o (c) los costos se incurren para preparar a los activos para su venta y no incrementan el valor registrado por encima de su valor recuperable.

Los pasivos relacionados con costos futuros de remediación son registrados cuando a partir de la evaluación ambiental es probable su materialización y los costos pueden ser estimados razonablemente. La oportunidad y la magnitud de dichas provisiones están generalmente enmarcadas en un plan de acción, sea éste un plan de remediación aprobado, o bien la venta o disposición de un activo. En general, la provisión se determina en función a la probabilidad de que un futuro compromiso de remediación pueda ser requerido.

La valuación de los pasivos está determinada en función a la mejor estimación de la Sociedad del valor actual de los costos futuros, usando la tecnología disponible y aplicando las leyes y regulaciones relativas a la protección del medio ambiente vigentes, como así también las propias políticas de la Sociedad en la materia.

6.1.9 Combinaciones de negocios

La aplicación del método de adquisición implica la medición a valor razonable de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos en la combinación de negocios a la fecha de adquisición.

Para la determinación del valor razonable de los activos identificables, la Sociedad utiliza el enfoque de valuación que considera más representativo para cada elemento. Entre ellos se destacan: i) el enfoque de ingresos, a través del Flujo de Fondos Indirecto (valor actual neto de los flujos de fondos futuros esperados) o mediante la metodología del exceso de rendimientos multiperíodo, ii) el enfoque de costos (valor de reemplazo a nuevo del bien ajustado por la pérdida de valor debido al deterioro físico, obsolescencia funcional y económica) y iii) el enfoque de mercado mediante la metodología de transacciones comparables.

Del mismo modo, a efectos de determinar el valor razonable de los pasivos asumidos, la Gerencia considera el porcentaje de probabilidad de salidas de fondos que se requerirán para cada contingencia, y elabora las estimaciones con la asistencia de los asesores legales, basada en la información disponible y teniendo en cuenta la estrategia de litigio y de resolución / liquidación.

En la selección del enfoque a utilizar y la estimación de los flujos de efectivo futuros se requiere juicio crítico por parte de la Gerencia. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden variar significativamente de los flujos de efectivo futuros previstos y los valores relacionados obtenidos mediante las técnicas de valuación mencionadas.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 6: (Continuación)

6.2 Riesgos financieros

6.2.1 Factores de riesgos financieros

Las actividades de la Sociedad la exponen a diversos riesgos financieros: riesgo de mercado (incluyendo riesgo de tipo de cambio, riesgo por tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

La gestión del riesgo financiero se enmarca dentro de las políticas globales de la Sociedad. La metodología de gestión de riesgos adoptada es integrada, el foco no está puesto en los riesgos individuales de las operaciones de las unidades de negocio, sino en una perspectiva más amplia enfocada en el monitoreo de los riesgos que afectan a todo el portafolio. La estrategia de gestión de riesgos de la Sociedad busca lograr un balance entre los objetivos de rentabilidad y el nivel de exposición al riesgo. Los riesgos financieros son los riesgos derivados de los instrumentos financieros a los cuales la Sociedad está expuesta durante o al cierre de cada ejercicio. La Sociedad utiliza instrumentos derivados para cubrir ciertos riesgos cuando lo considera apropiado, de acuerdo con su política interna de gestión de riesgos.

La gestión del riesgo financiero es controlada por la Dirección de Finanzas, la cual identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros. Las políticas y sistemas de gestión del riesgo son revisadas regularmente para reflejar los cambios en las condiciones de mercado y en las actividades de la Sociedad, y han sido aplicadas consistentemente en los períodos presentados en los Estados Financieros Consolidados. Esta sección incluye una descripción de los principales riesgos e incertidumbres que podrían tener un efecto material adverso en la estrategia, desempeño, resultados de las operaciones y condición financiera de la Sociedad.

6.2.1.1 Riesgos de mercado

6.2.1.1.1 Riesgo de tipo de cambio

Los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad están expuestos a variaciones en los tipos de cambio entre la moneda funcional de la Sociedad, que es el dólar estadounidense y otras monedas, principalmente con respecto al peso argentino (que es la moneda de curso legal en la Argentina). En algunos casos, la Sociedad puede utilizar instrumentos financieros derivados para mitigar los riesgos asociados a los tipos de cambio.

Durante el ejercicio 2020, la divisa estadounidense registró un aumento de aproximadamente un 40,5% respecto del peso argentino, pasando de \$ 59,89 en diciembre 2019 a \$ 84,15 en diciembre 2020 y teniendo en cuenta que durante el ejercicio la Sociedad tuvo mayoritariamente una posición financiera pasiva neta en pesos argentinos, al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad registró una ganancia neta por diferencia de cambio de \$ 952 millones. Teniendo en cuenta la posición financiera activa neta en pesos argentinos al 31 de diciembre de 2020, excluyendo los activos y pasivos disponibles para la venta, la Sociedad estima que, con todas las otras variables mantenidas constantes, una revaluación/devaluación del 10% del dólar estadounidense respecto del peso argentino generaría una disminución/aumento del resultado, antes de impuesto a las ganancias, de \$ 588 millones para el ejercicio 2020.

La exposición del Grupo a otras variaciones cambiarias no es material.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 6: (Continuación)

6.2.1.1.2 Riesgo de precio

Los instrumentos financieros de la Sociedad no se encuentran significativamente expuestos al riesgo de los precios internacionales de hidrocarburos fundamentalmente porque, entre otras, las políticas regulatorias, económicas y gubernamentales actuales determinan que los precios locales del crudo y el gas natural no se encuentren afectados en el corto plazo en forma directa por las oscilaciones en los mercados internacionales.

Adicionalmente, las inversiones de la Sociedad en activos financieros clasificados “a valor razonable con cambios en resultados” son susceptibles al riesgo de cambio en los precios de mercado que surgen como consecuencia de las incertidumbres en relación con los valores futuros de estos activos.

La Sociedad estima que, con todas las otras variables mantenidas constantes, una revaluación/devaluación del 10% de cada precio de mercado generaría el siguiente aumento/disminución del resultado del ejercicio, antes de impuesto a las ganancias, en relación con los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados detallados en Nota 12.2 a los presentes Estados Financieros Consolidados:

Activos financieros	Aumento del resultado del ejercicio	
	31.12.2020	31.12.2019
Acciones	338	115
Títulos de deuda pública	1.722	678
Fondos comunes de inversión	772	1.461
Variación del resultado del ejercicio	2.832	2.254

6.2.1.1.3 Riesgo de tasa de interés sobre flujos de efectivo y valor razonable

La gestión del riesgo de tasa de interés busca reducir los costos financieros y limitar la exposición de la Sociedad al aumento en las tasas de interés.

El endeudamiento a tasas variables expone a la Sociedad al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo, debido a la posible volatilidad que las mismas pueden llegar a evidenciar. El endeudamiento a tasas fijas expone a la Sociedad al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos, dado que las mismas suelen ser considerablemente más altas que las variables.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 6: (Continuación)

Al 31 de diciembre de 2020, apenas el 13,6% del endeudamiento estaba sujeto a tasas de interés variable. Asimismo, del endeudamiento de la Sociedad que devenga tasas de interés variable se encuentra denominado el 61,8% en pesos principalmente a tasa Badlar privada y el 38,2% restante en dólares estadounidenses principalmente sujeto a la tasa Libor más un margen aplicable.

La Sociedad intenta mitigar el riesgo de tasa de interés mediante el análisis y evaluación de: (i) las distintas fuentes disponibles de liquidez en el mercado financiero y de capitales, tanto locales como internacionales (en caso de estar disponibles); (ii) alternativas de tasas de interés (fijas o variables), monedas y plazos disponibles para compañías del sector, industria y riesgo similar al de la Sociedad; y (iii) disponibilidad, acceso y costo de acuerdos de cobertura de tasas de interés. Al hacer esto, la Sociedad evalúa el impacto sobre la ganancia o pérdida producto de cada estrategia sobre las obligaciones que representen las principales posiciones que generan intereses.

En el caso de las tasas fijas, dadas las condiciones actuales del mercado, la Sociedad considera bajo el riesgo de una caída significativa de la tasa de interés, por lo que no ve un riesgo sustancial en su endeudamiento a tasas fijas.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, la Sociedad no se encuentra expuesta a un riesgo significativo de aumentos de las tasas de interés variable, dado que la mayor parte de su deuda financiera se encuentra a tasa fija.

La siguiente tabla presenta la apertura de los préstamos de la Sociedad por tasa de interés y por moneda en la que están denominados:

	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>
Tasa fija:		
Pesos argentinos	4.500	8.589
Dólares estadounidenses	110.871	101.036
Subtotal préstamos a tasa fija	<u>115.371</u>	<u>109.625</u>
Tasa variable:		
Pesos argentinos	11.192	575
Dólares estadounidenses	6.933	3.827
Subtotal préstamos a tasa variable	<u>18.125</u>	<u>4.402</u>
No devenga interés		
Pesos argentinos	657	995
Dólares estadounidenses	1.652	1.581
Subtotal no devengan interés	<u>2.309</u>	<u>2.576</u>
Total préstamos	<u><u>135.805</u></u>	<u><u>116.603</u></u>

Sobre la base de las simulaciones efectuadas, con todas las otras variables mantenidas constantes, un aumento/disminución del 10% en las tasas de interés variables generaría una disminución/incremento del resultado del ejercicio de \$ 408 millones, antes de impuesto a las ganancias.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 6: (Continuación)

6.2.1.2 Riesgo de crédito

La Sociedad establece límites de crédito individuales de acuerdo con los límites fijados por el Directorio sobre la base de las calificaciones internas o externas, aprobadas por la Dirección de Finanzas. La Sociedad realiza permanentemente evaluaciones crediticias sobre la capacidad financiera de sus clientes, lo cual minimiza el riesgo potencial de pérdidas por incobrabilidad.

El riesgo crediticio representa la exposición a posibles pérdidas derivadas de la falta de cumplimiento de contrapartes comerciales o financieras respecto a sus obligaciones asumidas para con la Sociedad. Este riesgo deriva principalmente de factores económicos y financieros, o de la posibilidad de que la contraparte entre en default.

El riesgo de crédito está asociado a la actividad comercial de la Sociedad a través de los créditos por ventas otorgados a clientes, así como también a las disponibilidades y depósitos en bancos e instituciones financieras.

La Sociedad, en el curso habitual de sus negocios y de acuerdo con su política de crédito, otorga crédito a una gran base de clientes, principalmente amplios sectores de la industria, incluyendo compañías petroquímicas, distribuidores de gas natural, grandes usuarios de electricidad, entre otros.

Al 31 de diciembre de 2020 los créditos por ventas de la Sociedad totalizan \$ 20.739 millones, de los cuales el 99,98% son a corto plazo y el 0,02% restante se clasifica como no corriente. Exceptuando CAMMESA, que representa aproximadamente el 72% de dichos créditos por ventas, la Sociedad no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito, estando dicha exposición atomizada entre un gran número de clientes y otras contrapartes.

La incapacidad de CAMMESA de pagar los créditos podría tener un efecto sustancialmente adverso sobre los ingresos de efectivo y, consecuentemente, sobre el resultado de las operaciones, la condición financiera y con el riesgo de impactar en la capacidad de pago de los préstamos de la Sociedad.

El riesgo de crédito de los fondos líquidos y otras inversiones financieras es acotado dado que las contrapartes son entidades bancarias con alta calidad crediticia. Si no existen calificaciones de riesgo independientes, la Dirección de Finanzas evalúa la calidad crediticia del cliente con base en la experiencia pasada y otros factores.

La Sociedad aplica el enfoque simplificado de NIIF 9 para medir las pérdidas crediticias esperadas de créditos por ventas y otros créditos conforme la política descrita en Nota 4.10.4.

La pérdida crediticia esperada por deterioro de otros créditos y activos financieros al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 asciende a \$ 993 millones, \$ 78 millones y \$ 455 millones, respectivamente y se determinó en base a los coeficientes calculados para los días de mora a partir del vencimiento que se detallan a continuación:

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 6: (Continuación)

31.12.2020	No vencido	30 días	60 días	90 días	120 días	150 días	180 días	+ 180 días
Generación	0,35%	1,11%	5,74%	9,78%	11,23%	19,77%	20,87%	22,71%
Petróleo y gas	0,49%	0,72%	5,96%	16,21%	16,23%	17,74%	17,76%	17,79%
Petroquímica	0,02%	0,06%	0,72%	2,26%	9,95%	23,84%	19,14%	36,92%
Holding	12,58%	0,94%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

31.12.2019	No vencido	30 días	60 días	90 días	120 días	150 días	180 días	+ 180 días
Generación	0,10%	0,35%	1,99%	2,95%	4,03%	5,59%	9,79%	16,13%
Petróleo y gas	0,53%	1,49%	9,45%	18,03%	18,50%	18,81%	18,90%	18,92%
Distribución de energía	3,00%	3,00%	8,00%	18,00%	20,00%	45,00%	72,00%	72,00%
Petroquímica	0,39%	0,73%	6,88%	16,66%	25,32%	29,59%	30,97%	43,05%
Holding	1,85%	2,81%	6,84%	17,15%	26,77%	43,21%	49,89%	65,29%

31.12.2018	No vencido	30 días	60 días	90 días	120 días	150 días	180 días	+ 180 días
Generación	0,04%	0,09%	2,62%	3,39%	9,37%	13,56%	19,82%	28,88%
Petróleo y gas	2,20%	4,42%	11,11%	20,42%	42,85%	47,32%	49,20%	56,32%
Distribución de energía	8,00%	8,00%	12,00%	19,00%	26,00%	59,00%	69,00%	69,00%
Petroquímica	0,03%	0,08%	1,41%	4,98%	11,52%	20,36%	24,91%	25,24%
Holding	0,96%	1,25%	2,03%	2,85%	19,86%	26,41%	32,95%	32,97%

El ajuste al 1 de enero de 2018 en la previsión por deterioro de activos financieros y otros créditos por aplicación del modelo de pérdidas esperadas con respecto a la previsión al 31 de diciembre de 2017 basada en el modelo de pérdidas incurridas, se detalla a continuación:

	Activos financieros	Otros Créditos
Previsión por deterioro calculada bajo NIC 39 al 31/12/2017	822	256
Ajuste al saldo de apertura de resultados no asignados	153	(39)
Previsión por deterioro calculada bajo NIIF 9 al 01/01/2018	975	217

Los ajustes al saldo de apertura del patrimonio producto de la aplicación de NIIF 9 detallados, se exponen netos de su efecto impositivo por un total de \$ 80 millones, con contrapartida en Resultados no asignados por \$ 55 millones y participación no controladora por \$ 25 millones.

Por último, si bien el efectivo, los equivalentes de efectivo y los activos financieros medidos a costo amortizado también están sujetos a los requerimientos de deterioro de NIIF 9, la pérdida por deterioro identificada es inmaterial.

La evolución de la previsión por deterioro de activos financieros y otros créditos al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 se detalla en Nota 12.3.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 6: (Continuación)

La máxima exposición al riesgo de crédito a la fecha de los Estados Financieros Consolidados es el importe en libros de cada clase de créditos. Sobre la base de las simulaciones efectuadas, con todas las otras variables mantenidas constantes, un aumento/disminución del 5% en la estimación de los coeficientes de incobrabilidad de los créditos detallados generaría una disminución/incremento del resultado del ejercicio, antes de impuesto a las ganancias, de \$ 68 millones.

6.2.1.3 Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad de la Sociedad para financiar sus compromisos y llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiamiento estables, así como también al nivel de endeudamiento y al perfil de vencimientos de la deuda financiera. La proyección de flujos de efectivo es realizada por la Dirección de Finanzas.

La Gerencia de la Sociedad supervisa las proyecciones actualizadas sobre los requisitos de liquidez para asegurarse que haya suficiente efectivo e instrumentos financieros líquidos para alcanzar las necesidades operacionales y financieras de la Sociedad, manteniendo suficiente margen para las líneas de crédito no usadas en todo momento. De este modo, se busca que la Sociedad no incumpla con los límites de endeudamiento o con las Garantías (covenants), de ser aplicable, sobre cualquier línea de crédito. Dichas proyecciones toman en consideración los planes de financiamiento de deuda de la Sociedad, cumplimiento de covenants, y, de ser aplicable, los requisitos regulatorios externos o requerimientos legales, por ejemplo, restricciones en el uso de moneda extranjera. Adicionalmente, la Dirección de Finanzas monitorea regularmente la capacidad de crédito disponible con la que cuenta en el mercado de capitales como el sector bancario, tanto local e internacional.

Los excedentes de efectivo mantenidos y los saldos por encima del requerido para la administración del capital de trabajo son administrados por la tesorería de la Sociedad que los invierte en valores negociables, depósitos a plazo y fondos comunes de inversión, escogiendo instrumentos con vencimientos y monedas apropiados, y de adecuada calidad crediticia y liquidez para dar margen suficiente como se determinó en las proyecciones anteriormente indicadas.

La Sociedad mantiene diversificadas sus fuentes de financiamiento entre bancos y mercado de capitales, con el objetivo de acotar el riesgo de refinanciación al momento de los vencimientos de los mismos.

Es importante destacar que la Sociedad opera en un contexto económico cuyas variables principales han tenido recientemente una fuerte volatilidad como consecuencia de acontecimientos de salud pública y económicos tanto en el ámbito nacional como en el internacional mencionados en la Nota 1.2.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 6: (Continuación)

El impacto del COVID-19 sumado a la situación particular de la renegociación de la deuda soberana que se venía desarrollando desde fines del 2019, tuvo un impacto en los mercados financieros internacionales, que a su vez afectó negativamente el costo de acceso del financiamiento, las actividades de cobertura, la liquidez y el acceso al capital para mercados emergentes, en general y para la Argentina, en particular. En cuanto al acceso de financiamiento local, se ha experimentado un aumento de la liquidez en pesos de toda la plaza, bajando significativamente el costo del financiamiento, especialmente a muy corto plazo.

Todos estos impactos podrían eventualmente afectar la capacidad de la Sociedad de obtener el financiamiento de las operaciones de manera oportuna, en plazos, costo y términos aceptables y eficientes, en línea con las necesidades de los negocios de la Sociedad.

Asimismo, las restricciones impuestas por el BCRA (ver Nota 2.7) con el objetivo de regular los ingresos y egresos en el MLC a efectos de mantener la estabilidad cambiaria y proteger las reservas internacionales ante el alto grado de incertidumbre y volatilidad del tipo de cambio y otras nuevas restricciones que pudieran imponerse en el futuro podrían afectar la capacidad de acceso al MLC de la Sociedad para adquirir las divisas necesarias para hacer frente a sus obligaciones financieras, tales como pagos de capital e intereses de deuda (incluida la deuda de ON) y otros pagos adicionales al exterior, o bien, afectar de otra forma los negocios y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

La Dirección de la Sociedad monitorea permanentemente la evolución de las situaciones que afectan su negocio, para determinar las posibles acciones a adoptar e identificar los eventuales impactos sobre su situación patrimonial y financiera. Los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad deben ser leídos a la luz de estas circunstancias.

Cabe destacar que la Sociedad posee actualmente un sólido nivel de liquidez lo que le permite enfrentar la mencionada volatilidad de manera adecuada.

A continuación, se expone la determinación del índice de liquidez de la Sociedad para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019:

	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>
Activo corriente	79.789	81.559
Pasivo corriente	37.734	51.112
Índice	2,11	1,60

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 6: (Continuación)

En la tabla que se muestra a continuación se incluye un análisis de los pasivos financieros de la Sociedad agrupados según fechas de vencimiento, considerando el período restante de la fecha del estado de situación financiera hasta su fecha de vencimiento contractual. Los pasivos financieros derivados se incluyen en el análisis si sus vencimientos contractuales son esenciales para la comprensión del calendario de los flujos de efectivo. Las cantidades que se muestran en la tabla son los flujos de efectivo contractuales sin descontar.

Al 31 de diciembre de 2020	Créditos por ventas	Deudas comerciales y otras deudas ⁽¹⁾	Préstamos
Menos de tres meses	20.523	9.574	6.937
Entre tres meses y un año	212	204	19.177
Entre un año y dos años	4	712	9.331
Entre dos y cinco años	-	225	54.317
Más de cinco años	-	481	96.373
Total	20.739	11.196	186.135

Al 31 de diciembre de 2019	Créditos por ventas	Deudas comerciales y otras deudas ⁽¹⁾	Préstamos
Menos de tres meses	29.536	23.334	5.664
Entre tres meses y un año	319	3.849	12.900
Entre un año y dos años	444	658	17.232
Entre dos y cinco años	15	4.222	58.144
Más de cinco años	-	539	73.823
Total	30.322	32.608	167.763

⁽¹⁾ Incluye Pasivo por arrendamiento (ver Nota 18.1.2)

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 6: (Continuación)

6.3 Administración del riesgo de capital

Los objetivos al administrar el capital son salvaguardar la capacidad de la Sociedad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Para mantener o ajustar la estructura de capital, la Sociedad puede ajustar el importe de los dividendos pagados a los accionistas, devolver capital a los accionistas, emitir nuevas acciones, realizar programas de recompras de acciones en el mercado o vender activos para reducir su deuda.

Consistente con la industria, la Sociedad monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalente de efectivo y activos financieros corrientes a valor razonable con cambios en resultados. El capital total corresponde al patrimonio atribuible a los propietarios tal y como se muestra en estado de situación financiera, más la deuda neta.

Los ratios de apalancamiento al 31 de diciembre de 2020 y 2019 fueron los siguientes:

	31.12.2020	31.12.2019
Total préstamos	135.805	116.603
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo y activos financieros a valor razonable con cambios en resultados corrientes	(39.282)	(35.363)
Deuda neta	96.523	81.240
Capital total	216.770	196.105
Ratio de apalancamiento	44,53%	41,43%

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 7: SEGMENTOS

La Sociedad es una empresa integrada de energía de Argentina que participa principalmente en las cadenas de valor de energía eléctrica y gas.

A través de sus actividades propias, de sus sociedades subsidiarias y participaciones en negocios conjuntos y en asociadas, y sobre la base de la naturaleza, clientes y riesgos involucrados se han identificado los siguientes segmentos de negocio:

Generación de energía, integrado principalmente por las participaciones directas e indirectas en HINISA, HIDISA, Greenwind, CTB, TMB, TJSM y por las actividades propias de generación de electricidad a través de las centrales térmicas Güemes, Piedra Buena, Piquirenda, Loma de la Lata, Genelba, Ecoenergía, Pilar, I. White, de la represa hidroeléctrica Pichi Picún Leufú y de los parques eólicos Pampa Energía II y III.

Distribución de energía, integrado por la participación directa en Edenor. Al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, la Sociedad ha clasificado los resultados correspondientes a la desinversión mencionada en Nota 5.3.1 como operaciones discontinuadas, para cada uno de los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018.

Petróleo y gas, integrado por las participaciones propias en áreas de petróleo y gas y por la participación directa en PACOSA e indirecta en OCP. Al 31 de diciembre de 2018, la Sociedad ha clasificado los resultados correspondientes a la desinversión mencionada en Nota 5.3.2 como operaciones discontinuadas.

Petroquímica, integrado por las operaciones propias de estirénicos y de la unidad reformadora catalítica desarrolladas en las plantas de Argentina.

Holding y otros, integrado principalmente por operaciones de inversiones financieras, actividades holding, la participación en la asociada Refinor y en los negocios conjuntos CITELEC y CIESA y sus respectivas subsidiarias licenciatarias del transporte de electricidad en alta tensión a nivel nacional y de gas en el sur del país, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2018, se incluyen los resultados correspondientes a la desinversión mencionada en Nota 5.3.3 como operaciones discontinuadas.

La Sociedad gerencia sus segmentos de operación considerando los resultados netos en dólares estadounidenses de cada uno de ellos. La información al 31 de diciembre de 2018, que se expone a continuación a efectos comparativos, surge de los Estados Financieros Consolidados en pesos expresados en términos de la unidad de medida corriente al 31 de diciembre de 2018 de acuerdo con NIC 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias” y fue convertida a dólares estadounidenses aplicando el tipo de cambio a dicha fecha.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente



Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020,
presentadas en forma comparativa.
Expresados en millones de pesos

NOTA 7: (Continuación)

Información de resultados consolidados del ejercicio al 31.12.2020	En millones de dólares							En millones de pesos
	Generación	Distribución de energía	Petróleo y gas	Petroquímica	Holding y otros	Eliminaciones	Consolidado	Consolidado
Ingresos por ventas	559	-	227	265	20	-	1.071	76.639
Ventas intersegmentos	-	-	67	-	-	(67)	-	-
Costo de ventas	(254)	-	(243)	(233)	-	67	(663)	(46.850)
Resultado bruto	305	-	51	32	20	-	408	29.789
Gastos de comercialización	(2)	-	(28)	(8)	-	-	(38)	(2.680)
Gastos de administración	(30)	-	(42)	(3)	(18)	-	(93)	(6.588)
Gastos de exploración	-	-	-	-	-	-	-	(29)
Otros ingresos operativos	35	-	9	2	10	-	56	4.056
Otros egresos operativos	(6)	-	(17)	(6)	(7)	-	(36)	(2.550)
Deterioro de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios	(128)	-	-	(11)	-	-	(139)	(10.351)
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	67	-	(5)	-	23	-	85	6.551
Resultado operativo	241	-	(32)	6	28	-	243	18.198
Ingresos financieros	3	-	7	-	1	(2)	9	686
Gastos financieros	(73)	-	(100)	(3)	(3)	2	(177)	(12.528)
Otros resultados financieros	1	-	44	5	34	-	84	6.131
Resultados financieros, neto	(69)	-	(49)	2	32	-	(84)	(5.711)
Resultado antes de impuestos	172	-	(81)	8	60	-	159	12.487
Impuesto a las ganancias	(33)	-	23	(2)	(23)	-	(35)	(3.122)
Ganancia (Pérdida) del ejercicio por operaciones continuas	139	-	(58)	6	37	-	124	9.365
Pérdida del ejercicio por operaciones discontinuadas	-	(592)	-	-	-	-	(592)	(49.333)
(Pérdida) ganancia del ejercicio	139	(592)	(58)	6	37	-	(468)	(39.968)
Depreciaciones y amortizaciones	95	81	108	2	-	-	286	21.071

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente



Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020,
presentadas en forma comparativa.
Expresados en millones de pesos

NOTA 7: (Continuación)

	En millones de dólares							En millones de pesos
	Generación	Distribución de energía	Petróleo y gas	Petroquímica	Holding y otros	Eliminaciones	Consolidado	Consolidado
Información de resultados consolidados del ejercicio al 31.12.2020								
Ganancia (pérdida) del ejercicio atribuible a:								
Propietarios de la Sociedad	147	(499)	(58)	6	37	-	(367)	(31.447)
Participación no controladora	(8)	(93)	-	-	-	-	(101)	(8.521)
Información patrimonial consolidada al 31.12.2020								
Activos	1.595	1.356	1.085	107	832	(85)	4.890	411.528
Pasivos	707	1.021	1.174	126	178	(85)	3.121	262.650
Valor residual de propiedades, planta y equipo	1.015	-	543	19	33	-	1.610	135.445
Información adicional consolidada al 31.12.2020								
Altas de propiedades, planta y equipo, activos intangibles y derechos de uso	61	135	41	3	2	-	242	18.562

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº I Fº 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente



Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020,
presentadas en forma comparativa.
Expresados en millones de pesos

NOTA 7: (Continuación)

	En millones de dólares						En millones de pesos	
Información de resultados consolidados del ejercicio al 31.12.2019	Generación	Distribución de energía	Petróleo y gas	Petroquímica	Holding y otros	Eliminaciones	Consolidado	Consolidado
Ingresos por ventas	819	-	178	321	20	-	1.338	64.699
Ventas intersegmentos	-	-	270	-	-	(270)	-	-
Costo de ventas	(470)	-	(313)	(298)	-	270	(811)	(39.169)
Resultado bruto	349	-	135	23	20	-	527	25.530
Gastos de comercialización	(3)	-	(12)	(9)	(2)	-	(26)	(1.294)
Gastos de administración	(32)	-	(47)	(4)	(22)	-	(105)	(5.342)
Gastos de exploración	-	-	(9)	-	-	-	(9)	(463)
Otros ingresos operativos	58	-	5	5	11	-	79	3.749
Otros egresos operativos	(11)	-	(11)	(9)	(12)	-	(43)	(2.060)
Deterioro de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios	(52)	-	(10)	-	-	-	(62)	(3.713)
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	13	-	21	-	67	-	101	5.854
Resultado operativo	322	-	72	6	62	-	462	22.261
Ingresos financieros	2	-	17	-	5	(1)	23	1.027
Gastos financieros	(82)	-	(94)	(8)	(4)	1	(187)	(9.005)
Otros resultados financieros	86	-	89	18	(18)	-	175	8.680
Resultados financieros, neto	6	-	12	10	(17)	-	11	702
Resultado antes de impuestos	328	-	84	16	45	-	473	22.963
Impuesto a las ganancias	(80)	-	(16)	(5)	231	-	130	4.531
Ganancia del ejercicio por operaciones continuas	248	-	68	11	276	-	603	27.494
Ganancia del ejercicio por operaciones discontinuadas	-	197	-	-	-	-	197	11.813
Ganancia del ejercicio	248	197	68	11	276	-	800	39.307
Depreciaciones y amortizaciones	71	79	112	1	-	-	263	13.758

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente



Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020,
presentadas en forma comparativa.
Expresados en millones de pesos

NOTA 7: (Continuación)

Información de resultados consolidados del ejercicio al 31.12.2019	En millones de dólares						En millones de pesos
	Generación	Distribución de energía	Petróleo y gas	Petroquímica	Holding y otros	Eliminaciones	Consolidado
Ganancia (pérdida) del ejercicio atribuible a:							
Propietarios de la Sociedad	239	98	68	11	276	-	692
Participación no controladora	9	99	-	-	-	-	108
Información patrimonial consolidada al 31.12.2019							
Activos	1.472	1.480	1.261	136	1.527	(192)	5.684
Pasivos	1.226	1.792	465	122	(160)	(170)	3.275
Valor residual de propiedades, planta y equipo	1.152	1.691	612	18	34	-	3.507
Información adicional consolidada al 31.12.2019							
Altas de propiedades, planta y equipo	240	173	191	4	3	-	611

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020,
presentadas en forma comparativa.
Expresados en millones de pesos

NOTA 7: (Continuación)

	En millones de dólares							En millones de pesos
	Generación	Distribución de energía	Petróleo y gas	Petroquímica	Holding y otros	Eliminaciones	Consolidado	Consolidado
Información de resultados consolidados del ejercicio al 31.12.2018								
Ingresos por ventas	604	-	458	338	36	-	1.436	54.126
Ventas intersegmentos	2	-	63	-	-	(65)	-	-
Costo de ventas	(273)	-	(287)	(334)	-	63	(831)	(31.323)
Resultado bruto	333	-	234	4	36	(2)	605	22.803
Gastos de comercialización	(1)	-	(19)	(13)	(4)	-	(37)	(1.418)
Gastos de administración	(41)	-	(56)	(6)	(27)	-	(130)	(4.879)
Gastos de exploración	-	-	(1)	-	-	-	(1)	(45)
Otros ingresos operativos	61	-	141	6	15	-	223	8.477
Otros egresos operativos	(17)	-	(114)	(20)	(6)	1	(156)	(5.878)
Deterioro de propiedades, planta y equipo	-	-	-	(32)	-	-	(32)	(1.195)
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	(11)	-	37	-	92	-	118	4.463
Resultado por venta de participaciones en asociadas	-	-	28	-	-	-	28	1.052
Resultado operativo	324	-	250	(61)	106	(1)	618	23.380
RECPAM	233	-	107	49	12	2	403	15.193
Ingresos financieros	2	-	15	-	14	(1)	30	1.122
Gastos financieros	(85)	-	(79)	(15)	(6)	1	(184)	(6.967)
Otros resultados financieros	(365)	-	(512)	(39)	108	-	(808)	(30.486)
Resultados financieros, neto	(215)	-	(469)	(5)	128	2	(559)	(21.138)
Resultado antes de impuestos	109	-	(219)	(66)	234	1	59	2.242
Impuesto a las ganancias	(3)	-	57	12	(34)	-	32	1.207
Ganancia (Pérdida) del ejercicio por operaciones continuas	106	-	(162)	(54)	200	1	91	3.449
Ganancia del ejercicio por operaciones discontinuadas	-	116	49	-	31	-	196	7.359
Ganancia (Pérdida) del ejercicio	106	116	(113)	(54)	231	1	287	10.808
Depreciaciones y amortizaciones	66	69	92	6	1	-	234	6.205

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020,
presentadas en forma comparativa.
Expresados en millones de pesos

NOTA 7: (Continuación)

	En millones de dólares							En millones de pesos
	Generación	Distribución de energía	Petróleo y gas	Petroquímica	Holding y otros	Eliminaciones	Consolidado	Consolidado
Información de resultados consolidados del ejercicio al 31.12.2018								
Ganancia (pérdida) del ejercicio atribuible a:								
Propietarios de la Sociedad	100	61	(115)	(54)	231	1	224	8.435
Participación no controladora	6	55	2	-	-	-	63	2.373
Información patrimonial consolidada al 31.12.2018								
Activos	1.414	2.133	1.237	153	872	(137)	5.672	213.835
Pasivos	1.054	1.241	1.273	198	247	(136)	3.877	146.152
Información adicional consolidada al 31.12.2018								
Altas de propiedades, planta y equipo	235	227	192	4	7	-	665	25.071
Valor residual de propiedades, planta y equipo	1.036	1.657	554	15	54	-	3.316	125.005

Los criterios contables utilizados por las distintas subsidiarias para la medición de los resultados, activos y pasivos de los segmentos son consistentes con los empleados en los Estados Financieros Consolidados. Los activos y pasivos se asignan en función de las actividades del segmento.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 8: INGRESOS POR VENTAS

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Ventas de energía Mercado Spot	12.581	12.161	10.311
Ventas de energía por contratos	23.542	14.022	10.483
Reconocimiento de combustible	3.971	13.366	1.918
Otras ventas	199	104	51
Subtotal Generación	40.293	39.653	22.763
Ventas de gas, petróleo y líquidos	15.327	8.349	17.123
Otras ventas	681	137	138
Subtotal Petróleo y gas	16.008	8.486	17.261
Ventas de servicios de asistencia técnica y administrativo	1.351	1.017	1.347
Otras ventas	23	20	7
Subtotal Holding y otros	1.374	1.037	1.354
Ventas de productos petroquímicos	18.964	15.523	12.748
Subtotal Petroquímica	18.964	15.523	12.748
Total ingresos por ventas	76.639	64.699	54.126

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 9: COSTO DE VENTAS

	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2018</u>
Inventarios al inicio del ejercicio	9.175	5.169	4.266
Más: Cargos del ejercicio			
Compras de inventarios, energía y gas	11.611	17.947	14.299
Remuneraciones y cargas sociales	3.633	2.716	2.476
Beneficios al personal	748	444	218
Planes de beneficios definidos	266	191	69
Contrataciones de obras, honorarios y retribuciones por servicios	3.887	3.018	2.274
Depreciaciones de propiedades, planta y equipo	13.690	8.378	5.751
Amortizaciones de activos intangibles	339	281	223
Amortizaciones de activos por derecho de uso	80	89	-
Transporte de energía	337	188	155
Transportes y cargas	1.448	907	543
Consumo de materiales	1.127	931	1.616
Sanciones y penalidades	34	70	29
Mantenimiento	1.834	1.272	908
Regalías y cánones	2.986	2.898	2.782
Control ambiental	286	176	193
Alquileres y seguros	1.581	847	502
Vigilancia y seguridad	173	348	209
Impuestos, tasas y contribuciones	174	180	183
Diversos	155	(107)	(204)
Total cargo del ejercicio	<u>44.389</u>	<u>40.774</u>	<u>32.226</u>
Diferencias de conversión	3.052	2.401	-
Menos: Inventarios al cierre del ejercicio	<u>(9.766)</u>	<u>(9.175)</u>	<u>(5.169)</u>
Total costo de ventas	<u><u>46.850</u></u>	<u><u>39.169</u></u>	<u><u>31.323</u></u>

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 10: OTRAS PARTIDAS DEL ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL

10.1 Gastos de comercialización

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Remuneraciones y cargas sociales	231	204	195
Beneficios al personal	23	31	-
Planes de beneficios definidos	-	1	2
Honorarios y retribuciones por servicios	188	106	86
Acuerdos de compensación	24	(55)	81
Depreciaciones de propiedades, planta y equipo	3	8	22
Impuestos, tasas y contribuciones	584	496	645
Deterioro neto de activos financieros	852	(47)	89
Transportes y cargas	640	471	211
Diversos	135	79	87
Total gastos de comercialización	2.680	1.294	1.418

10.2 Gastos de administración

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Remuneraciones y cargas sociales	2.410	1.854	2.129
Beneficios al personal	317	368	206
Planes de beneficios definidos	470	363	13
Honorarios y retribuciones por servicios	1.867	1.523	1.541
Acuerdos de compensación	67	(17)	115
Retribuciones de los directores y síndicos	488	376	151
Depreciaciones de propiedades, planta y equipo	373	300	209
Consumo de materiales	24	33	26
Mantenimiento	97	100	88
Viáticos y movilidad	34	116	82
Alquileres y seguros	44	43	32
Vigilancia y seguridad	37	32	42
Impuestos, tasas y contribuciones	149	79	154
Comunicaciones	83	56	58
Diversos	128	116	33
Total gastos de administración	6.588	5.342	4.879

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 10: (Continuación)

10.3 Gastos de exploración

	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2018</u>
Gastos geológicos y geofísicos	29	167	17
Baja de pozos improductivos	-	296	28
Total gastos de exploración	<u>29</u>	<u>463</u>	<u>45</u>

10.4 Otros ingresos y egresos operativos

	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2018</u>
<u>Otros ingresos operativos</u>			
Recupero de previsión de otros créditos	292	5	7
Recupero de seguros	275	226	-
Ingresos por servicios brindados a terceros	437	486	428
Resultado por venta de propiedades, planta y equipo	45	26	118
Dividendos ganados	76	61	29
Recupero de contingencias y cargas fiscales	108	67	140
Penalidad contractual	481	-	-
Intereses comerciales	2.089	2.247	1.957
Programas de estímulo a la Inyección de Gas Natural	-	-	866
Indemnización por acuerdo transaccional en Ecuador	-	-	3.721
Diversos	253	631	1.211
Total otros ingresos operativos	<u>4.056</u>	<u>3.749</u>	<u>8.477</u>
<u>Otros egresos operativos</u>			
Provisión para contingencias	(491)	(255)	(596)
Baja de propiedades, planta y equipo	(58)	(9)	(83)
Previsión de otros créditos	(4)	(225)	(1)
Impuesto a los débitos y créditos	(788)	(746)	(541)
Costos por servicios prestados a terceros	-	-	(5)
Donaciones y contribuciones	(172)	(92)	(82)
Promociones institucionales	(157)	(125)	(114)
Canon extraordinario	-	-	(117)
Contrato oneroso (Ship or Pay)	-	-	(265)
Contingencias tributarias en Ecuador	-	-	(2.605)
Diversos	(880)	(608)	(1.469)
Total otros egresos operativos	<u>(2.550)</u>	<u>(2.060)</u>	<u>(5.878)</u>

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 10: (Continuación)

10.5 Resultados financieros

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
RECPAM	-	-	15.193
<u>Ingresos financieros</u>			
Intereses financieros	97	408	872
Otros intereses	589	619	250
Total ingresos financieros	686	1.027	1.122
<u>Gastos financieros</u>			
Intereses comerciales	(31)	(107)	-
Intereses fiscales	(225)	(301)	(295)
Intereses financieros ⁽¹⁾	(11.648)	(7.966)	(5.935)
Otros intereses	(192)	(449)	(549)
Gastos bancarios y otros gastos financieros	(432)	(182)	(188)
Total gastos financieros	(12.528)	(9.005)	(6.967)
<u>Otros resultados financieros</u>			
Diferencia de cambio, neta	952	(262)	(29.419)
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	2.489	4.571	1.668
Resultado por medición a valor presente	144	2.501	(2.792)
Resultados por recompra de obligaciones negociables	2.532	1.431	54
Otros resultados financieros	14	439	3
Total otros resultados financieros	6.131	8.680	(30.486)
Total resultados financieros, neto	(5.711)	702	(21.138)

⁽¹⁾ Se encuentran netos de \$ 633 millones, \$ 818 millones y \$ 282 millones capitalizados en propiedades, planta y equipos correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 10: (Continuación)

10.6 Impuesto a las ganancias

El detalle del cargo por impuesto a las ganancias se expone a continuación:

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Impuesto corriente	1.032	1.295	351
Impuesto diferido	2.148	(7.255)	(1.473)
Imputado en Otro resultado integral	-	-	19
Diferencia entre la provisión de impuesto a las ganancias del ejercicio anterior y la declaración jurada	(58)	(66)	(104)
Revalúo impositivo opcional	-	1.495	-
Total cargo por impuesto a las ganancias - Pérdida (ganancia)	3.122	(4.531)	(1.207)

A continuación, se presenta una conciliación entre el impuesto a las ganancias imputado en resultados y el que resultaría de aplicar la tasa del impuesto vigente sobre el resultado contable antes de impuestos:

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
ganancias	12.487	22.963	2.242
Tasa del impuesto vigente	30%	30%	30%
Resultado del ejercicio a la tasa del impuesto	3.746	6.889	673
Resultado por participación en sociedades	(1.968)	(1.448)	(124)
Resultados no imponibles	(396)	(2.048)	(521)
Efectos de las diferencias de cambio y diferencias de conversión de propiedad, planta y equipos y activos intangibles	6.341	4.881	-
Efecto de la valuación de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(11.279)	(9.477)	-
RECPAM	-	-	(1.441)
Efecto cambio de tasa en impuesto diferido	1.320	1.395	(219)
Efecto ajuste por inflación impositivo	5.642	4.569	-
Pago por revalúo impositivo opcional	-	1.495	-
Impuesto especial, revalúo de propiedades, planta y equipo	-	(7.070)	-
Diferencia entre la provisión de impuesto a las ganancias del ejercicio anterior y la declaración jurada	(407)	(3.700)	159
Activos diferidos no reconocidos previamente	-	-	143
Gastos no deducibles	111	-	26
Diversas	12	(17)	97
Total cargo por impuesto a las ganancias contabilizado - Pérdida (ganancia)	3.122	(4.531)	(1.207)

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 10: (Continuación)

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, los quebrantos impositivos acumulados ascienden a \$ 42.392 millones y \$ 26.618 millones de base, respectivamente y pueden ser compensados de acuerdo a las leyes impositivas vigentes con utilidades fiscales de ejercicios futuros, a la tasa que se estima aplicar, de acuerdo al siguiente detalle:

Ejercicio fiscal de generación	Ejercicio fiscal de prescripción	31.12.2020	31.12.2019
2016	2021	229	213
2017	2022	145	108
2018	2023	2.202	2.278
2019	2024	4.933	4.060
2020	2025	3.100	-
Quebrantos impositivos registrados		<u>10.609</u>	<u>6.659</u>

Determinación del impuesto a las ganancias

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la variación acumulada del IPC ha superado la condición del 15% y 30% prevista para el tercer y segundo año de transición conforme la Ley N° 27.430, motivo por el cual se ha devengado el efecto del ajuste por inflación fiscal en el cálculo de la provisión de impuesto a las ganancias corriente y diferido, excepto en aquellos casos que, por tratarse de ejercicios fiscales irregulares, no se haya superado el parámetro legal mencionado para cada uno de los períodos anuales.

Sociedades inversoras

La aplicación literal de la mecánica del ajuste por inflación fiscal, previsto por el Título VI de la Ley del Impuesto a las Ganancias, resulta incongruente en ciertos aspectos que no han sido aplicados por diversas subsidiarias inversoras en la determinación del impuesto a las ganancias correspondiente a los periodos fiscales 2020 y 2019.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 10: (Continuación)

HIDISA e HINISA

HIDISA e HINISA han determinado el impuesto a las ganancias correspondiente a los períodos fiscales 2012 a 2019, considerando la aplicación de los mecanismos de ajuste por inflación fiscal previstos por el Título VI de la Ley del Impuesto a las Ganancias, desestimando así el artículo 194 de la ley del tributo, la actualización de las amortizaciones de bienes de uso e intangibles (artículos 87, 88 y 85 inc. e), y la actualización de los costos por enajenación de cuotas-parte de fondos comunes de inversión (artículo 65), utilizando a tales efectos la variación de los índices relevantes publicados por el INDEC y amparándose en la similitud con los parámetros esgrimidos en la causa “Candy S.A.”, que fuera resuelta por la CSJN en fecha 3 de julio del 2009, en cuya sentencia el Máximo Tribunal ordenó la aplicación del mecanismo de ajuste por inflación.

Al 31 de diciembre de 2020, las Sociedades mantienen provisionado el pasivo por impuesto a las ganancias adicional que hubiese correspondido determinarse por los motivos previamente mencionados. El monto provisionado, incluyendo intereses resarcitorios se encuentra expuesto en el rubro “Pasivo por Impuesto a las Ganancias no corriente”.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresados en millones de pesos

NOTA 11: ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

11.1 Propiedades, planta y equipo

Tipo de bien	Valores de incorporación						Reclasificado a activos clasificados como mantenidos para la venta	Al cierre
	Al inicio	Altas	Deterioro	Transferencias	Bajas	Diferencias de conversión		
Terrenos	809	-	(29)	-	-	328	-	1.108
Edificios	12.088	43	(2.308)	685	-	4.683	(3.645)	11.546
Maquinarias y equipo	75.055	154	(11.767)	18.997	(193)	32.351	-	114.597
Redes de alta, media y baja tensión	62.736	144	(9.355)	4.148	(161)	22.664	(80.176)	-
Subestaciones	22.036	1.271	(3.983)	4.187	(3)	7.961	(31.469)	-
Cámaras y plataformas de transformación	13.155	220	(2.153)	1.220	(134)	4.751	(17.059)	-
Medidores	13.574	73	(1.905)	1.330	-	4.905	(17.977)	-
Pozos	40.273	249	-	6.433	(371)	17.717	-	64.301
Propiedad minera	15.136	-	-	-	-	6.131	-	21.267
Rodados	1.282	216	(50)	353	(6)	606	(1.951)	450
Muebles y útiles y equipos informáticos	4.461	474	(55)	191	(24)	1.781	(2.428)	4.400
Equipos de comunicación	873	3	(12)	295	-	319	(1.374)	104
Materiales y repuestos y herramientas	2.200	957	(135)	(675)	-	829	(604)	2.572
Complejo industrial de Petroquímica	817	-	-	257	-	359	-	1.433
Obras en curso	47.395	13.697	(47)	(36.593)	(15)	14.701	(28.043)	11.095
Anticipos a proveedores	1.084	1.061	(25)	(828)	-	287	(236)	1.343
Otros bienes	363	-	(299)	-	-	146	-	210
Totales al 31.12.2020	313.337	18.562	(32.123)	-	(907)	120.519	(184.962)	234.426
Totales al 31.12.2019	183.517	30.426	(6.763)	-	(1.998)	108.155	-	313.337

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresados en millones de pesos

NOTA 11: (Continuación)

Tipo de bien	Depreciaciones						Valores residuales		
	Al inicio	Bajas	Deterioro	Del ejercicio ^{(1) (2)}	Diferencias de conversión	Reclasificado a activos clasificados como mantenidos para la venta	Al cierre	Al 31.12.2020 ⁽³⁾	Al 31.12.2019
Terrenos	-	-	-	-	-	-	-	1.108	809
Edificios	(4.534)	-	1.045	(473)	(1.856)	715	(5.103)	6.443	7.554
Maquinarias y equipo	(24.561)	152	5.080	(6.855)	(10.488)	-	(36.672)	77.925	50.494
Redes de alta, media y baja tensión	(20.632)	109	-	(3.020)	(7.455)	30.998	-	-	42.104
Subestaciones	(6.862)	2	-	(1.192)	(2.479)	10.531	-	-	15.174
Cámaras y plataformas de transformación	(3.753)	36	-	(663)	(1.355)	5.735	-	-	9.402
Medidores	(5.204)	-	-	(879)	(1.880)	7.963	-	-	8.370
Pozos	(23.100)	-	-	(5.226)	(10.379)	-	(38.705)	25.596	17.173
Propiedad minera	(8.619)	-	-	(1.180)	(3.723)	-	(13.522)	7.745	6.517
Rodados	(1.184)	6	35	(269)	(447)	1.513	(346)	104	98
Muebles y útiles y equipos informáticos	(3.419)	23	48	(638)	(1.389)	1.657	(3.718)	682	1.042
Equipos de comunicación	(611)	-	11	(53)	(226)	818	(61)	43	262
Materiales y repuestos y herramientas	(134)	-	27	(44)	(54)	118	(87)	2.485	2.066
Complejo industrial de Petroquímica	(441)	-	-	(62)	(187)	-	(690)	743	376
Obras en curso	-	-	-	-	-	-	-	11.095	47.395
Anticipos a proveedores	-	-	-	-	-	-	-	1.343	1.084
Otros bienes	(227)	-	262	(17)	(95)	-	(77)	133	136
Totales al 31.12.2020	(103.281)	328	6.508	(20.571)	(42.013)	60.048	(98.981)	135.445	
Totales al 31.12.2019	(58.512)	676	3.050	(13.311)	(35.184)	-	(103.281)		210.056

⁽¹⁾ Incluye \$ 6.505 millones y \$ 4.625 millones correspondiente a operaciones discontinuadas para los ejercicios 2020 y 2019, respectivamente.

⁽²⁾ Al 31 de diciembre de 2020, la composición por segmentos fue: Generación \$ 6.383 millones, Distribución de energía \$ 6.505 millones, Petróleo y gas \$ 7.566 millones, Petroquímica \$ 111 millones y Holding y otros \$ 6 millones.

⁽³⁾ Al 31 de diciembre de 2020, la composición por segmentos fue: Generación \$ 85.352 millones, Petróleo y gas \$ 45.689 millones, Petroquímica \$ 1.633 millones y Holding y otros \$ 2.771 millones.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 11: (Continuación)

El importe en libros de los costos financieros capitalizados correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019 fue de \$ 633 millones y \$ 818 millones, respectivamente (ver Nota 12.5).

11.1.1 Deterioro de propiedades, planta y equipo

La Sociedad monitorea regularmente la existencia de sucesos o cambios en las circunstancias que pudieran indicar que el importe en libros de propiedades, planta y equipo podría no ser recuperable conforme la política descrita en Notas 4.9 y 6.1.1.

En el segmento Generación, los precios del mercado spot que verificaron reducciones durante 2019, fueron afectados por nuevamente la pesificación integral del esquema remunerativo, a partir del 1 de febrero de 2020 y la suspensión temporaria del mecanismo de ajuste automático de precios que replicaba la inflación, el cual, a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados no ha sido restablecido.

En el segmento Petróleo y Gas, el mercado de gas, producto que representa aproximadamente el 90% de la producción de hidrocarburos de la Sociedad, se verificó durante 2019 una reducción en el precio de venta doméstico por exceso de oferta y durante 2020 las medidas de aislamiento para prevenir propagación del COVID-19 (ver Nota 1.2) provocaron una merma en la generación eléctrica del SADI, repercutiendo en un menor despacho térmico y por consiguiente, un menor consumo de gas por parte de CAMMESA, que sumada a la disminución de la demanda industrial no esencial, acentuaron la sobreoferta estacional en los meses estivales y provocaron menores precios de gas licitados y recortes en la producción local de gas. Por otro lado, las medidas de aislamiento mencionadas afectaron fuertemente la demanda de petróleo que verificó un colapso en los volúmenes vendidos, como resultado de la fuerte caída de la demanda de productos refinados y el agotamiento de la capacidad de almacenamiento.

Por lo tanto, ante los indicios de deterioro mencionados, la Sociedad determinó el valor recuperable de las UGEs que conforman los segmentos Generación, y Petróleo y Gas al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

La metodología utilizada en la estimación del valor recuperable consistió en el cálculo del valor en uso de cada UGE sobre la base del valor presente de los flujos netos de efectivo futuros que se espera obtener de la UGE, descontados con una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado.

Los flujos de efectivo fueron elaborados en base a estimaciones respecto del comportamiento futuro de ciertas variables que resultan sensibles en la determinación del valor en uso, entre las que se destacan: (i) precios de referencia para los productos; (ii) proyecciones de demanda por tipo de producto; (iii) evolución de los costos y; (vi) variables macroeconómicas como ser tasas de inflación y tipo de cambio, entre otras.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 11: (Continuación)

11.1.1.1 Segmento Generación

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la evaluación de recuperabilidad, determinada a través del valor en uso de las centrales térmicas Güemes, Piedra Buena y de las centrales hidroeléctrica Pichi Picun Leufú, Diamante y Nihuales, con ingresos íntegramente generados en el mercado spot, y de las centrales térmicas Loma de la lata y Piquirenda, con ingresos íntegramente generados en el mercado spot a partir de la finalización de los contratos en 2021, que forman parte del segmento Generación, dio como resultado el reconocimiento de pérdidas por deterioro por \$ 8.219 millones (US\$ 110 millones) y \$ 3.114 millones (US\$ 52 millones), respectivamente.

Las proyecciones utilizadas en el cálculo del valor recuperable al 31 de diciembre de 2020, consideran 5 escenarios alternativos con una probabilidad de ocurrencia entre el 10% y el 40% asignada en concordancia con la experiencia histórica en materia de regulaciones establecidas por la SE que ponderan i) incrementos por recomposición de precios entre el 9% y 30% durante el 2021 y hasta un 30% adicional durante el 2022; ii) la implementación total o parcial del mecanismo de ajuste por inflación automático de la remuneración spot establecido por la Resolución SE N° 31/20, a partir del 2022 y iii) la normalización gradual hacia el 2023, del plazo de financiación otorgado a CAMMESA hasta los niveles observados en el año 2019 y iv) una tasa WACC después de impuestos del 10,34%.

Los valores reales obtenidos pueden variar significativamente respecto de los proyectados principalmente por: i) la oportunidad y magnitud de los incrementos por recomposición de precios de la energía estimados durante el 2021 y 2022, ii) la modalidad de reimplementación a partir del 2022, del mecanismo de ajuste por inflación de precios suspendido por la SE, y/o iii) la fecha de normalización del plazo de financiación otorgado a CAMMESA. Si bien, esta variación ha sido considerada en la ponderación de escenarios, la Sociedad estima que cualquier análisis de sensibilidad que considere cambios en cualquiera de las estimaciones consideradas individualmente podría conducir a conclusiones distorsivas generando un impacto adverso sobre los resultados de la Sociedad.

Los supuestos claves utilizados en el cálculo del valor recuperable al 31 de diciembre de 2019, consideraron i) la remuneración por ventas al mercado spot establecida por Resolución SE N° 31/20 (incluyendo el mecanismo de ajuste automático de precios) y ii) una tasa de descuento WACC después de impuestos del 9,7 %.

En relación con dichas proyecciones, cabe destacar que la Gerencia ha considerado: i) que el volumen contratado de energía plus se mantiene alocado a Genelba, con el objeto de maximizar la eficiencia en la estructura de costos y ii) la entrada en vigencia de proyectos de cogeneración y cierre de ciclo en el marco de la Resolución SEE N° 287/17 y la consecuente reducción de despacho para centrales menos eficientes como Güemes y Piedra Buena.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 11: (Continuación)

11.1.1.2 Segmento Petróleo y gas

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, se evaluó la recuperabilidad de los activos del segmento Petróleo y Gas a través de la determinación del valor en uso. Al 31 de diciembre de 2019 se reconocieron pérdidas por deterioro por \$ 599 millones (US\$ 10 millones) en el área Sierra Chata.

Las proyecciones utilizadas en el cálculo del valor recuperable al 31 de diciembre de 2020, consideran las siguientes premisas para el gas: i) Año 2021 a 2024: la comercialización de los volúmenes de gas a un precio medio anual de 3,46 US\$/MMBTU; ii) Año 2025 en adelante: se alcanza el precio de equilibrio, consistente con un desarrollo prudente de las reservas no convencionales de Vaca Muerta. En el caso del petróleo se estimó un precio promedio de US\$ 65 de barril Brent (precio de referencia para la Sociedad) hasta el 2026 inclusive y un incremento progresivo hasta alcanzar un precio promedio de US\$ 73 en el 2030. La tasa de descuento WACC después de impuestos fue del 13,1%.

Los supuestos claves utilizados en el cálculo del valor recuperable al 31 de diciembre de 2019, consideraron: i) un precio del gas natural similar al observado en 2019 para el ejercicio 2020, y una recomposición en el precio entre el 20 y 25% para el ejercicio 2021 que se mantiene en los ejercicios subsiguientes considerando un desarrollo moderado de los recursos no convencionales de Vaca Muerta tendientes a lograr el abastecimiento de la demanda local y una disminución en la importación de gas; y ii) una tasa de descuento WACC después de impuestos del 12,6%. Cabe aclarar que el precio de gas se mantiene en las proyecciones lo cual impacta a su vez en el perfil de inversiones estimadas.

Por último, es importante destacar que al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el valor de los activos del segmento Petróleo y gas, incluyendo la llave de negocio asignada al segmento no supera su valor recuperable.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 11: (Continuación)

11.2 Activos intangibles

Tipo de bien	Valores de incorporación				
	Al inicio	Deterioro ⁽¹⁾	Diferencias de conversión	Reclasificado a activos clasificados como mantenidos para la venta	Al cierre
Acuerdos de concesión	16.128	(11.545)	4.824	(7.799)	1.608
Llaves de negocios	2.073	-	839	-	2.912
Contratos identificados en adquisiciones de sociedades	418	-	169	-	587
Totales al 31.12.2020	18.619	(11.545)	5.832	(7.799)	5.107
Totales al 31.12.2019	11.839	-	6.780	-	18.619

Tipo de bien	Amortizaciones					
	Al inicio	Deterioro ⁽¹⁾	Del ejercicio ⁽²⁾	Diferencias de conversión	Reclasificado a activos clasificados como mantenidos para la venta	Al cierre
Acuerdos de concesión	(9.400)	10.119	(392)	(3.009)	1.275	(1.407)
Contratos identificados en adquisiciones de sociedades	(151)	-	(28)	(66)	-	(245)
Totales al 31.12.2020	(9.551)	10.119	(420)	(3.075)	1.275	(1.652)
Totales al 31.12.2019	(5.759)	-	(358)	(3.434)	-	(9.551)

Tipo de bien	Valores residuales	
	Al 31.12.2020	Al 31.12.2019
Acuerdos de concesión	201	6.728
Llaves de negocios	2.912	2.073
Contratos identificados en adquisiciones de sociedades	342	267
Totales al 31.12.2020	3.455	-
Totales al 31.12.2019	-	9.068

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2020, considerando la premisas detalladas en Nota 11.1, la evaluación de recuperabilidad de las centrales hidroeléctricas Diamante y Nihuales del segmento Generación, con ingresos generados en el mercado spot, dio como resultado el reconocimiento de pérdidas por deterioro por \$ 1.426 millones (US\$ 18 millones).

⁽²⁾ Incluye \$ 81 millones y \$ 77 millones correspondiente a operaciones discontinuadas para los ejercicios 2020 y 2019, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 11: (Continuación)

11.3 Activos y pasivos por impuesto diferido

La composición de los activos y pasivos por impuesto diferido es la siguiente:

	31.12.2019	Cargo a resultados Ganancia (Pérdida)	RECPAM	Diferencias de conversión	Reclasificación a Activos disponibles para la venta	Otras reclasificaciones	31.12.2020
Quebrantos impositivos	6.659	1.258	-	2.940	(248)	-	10.609
Activos intangibles	-	260	-	-	-	-	260
Créditos por ventas y otros créditos	753	774	200	141	(1.349)	-	519
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	(11)	-	11	-	-	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	2	1	-	(1)	-	-	2
Deudas comerciales y otras deudas	790	(186)	217	74	(678)	-	217
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	146	306	41	32	(255)	-	270
Planes de beneficios definidos	400	8	39	71	(76)	-	442
Provisiones	2.363	(108)	243	693	(818)	-	2.373
Cargas fiscales	18	(5)	6	-	(19)	-	-
Ajuste por inflación impositivo	452	(223)	-	59	-	-	288
Diversas	15	85	-	9	-	-	109
Activo por impuesto diferido	11.598	2.159	746	4.029	(3.443)	-	15.089
Propiedades, planta y equipo	(23.072)	6.614	(6.986)	(776)	22.929	-	(1.291)
Ajuste por inflación impositivo	(5.908)	(6.368)	(819)	(455)	3.470	9.949	(131)
Participaciones en sociedades	(492)	(1.413)	-	(250)	-	-	(2.155)
Activos intangibles	(750)	448	-	(615)	-	-	(917)
Inventario	(617)	(85)	(111)	(120)	455	-	(478)
Créditos por ventas y otros créditos	(245)	(133)	-	(181)	-	-	(559)
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	(644)	157	(75)	(76)	298	-	(340)
Préstamos	(3)	2	(1)	-	2	-	-
Cargas fiscales	(231)	79	-	(77)	-	-	(229)
Diversas	(2)	4	-	(2)	-	-	-
Pasivo por impuesto diferido	(31.964)	(695)	(7.992)	(2.552)	27.154	9.949	(6.100)

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 11: (Continuación)

	31.12.2018	Cargo a resultados Ganancia (Pérdida)	RECPAM	Diferencias de conversión	31.12.2019
Quebrantos impositivos	1.975	2.797	-	1.887	6.659
Créditos por ventas y otros créditos	543	(75)	239	46	753
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	2	(3)	-	1	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	2	-	-	2
Deudas comerciales y otras deudas	1.955	(2.246)	1.051	30	790
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	56	56	27	7	146
Planes de beneficios definidos	327	(70)	57	86	400
Provisiones	1.201	392	186	584	2.363
Cargas fiscales	213	(260)	8	57	18
Ajuste por inflación impositivo	-	448	-	4	452
Diversas	75	(63)	-	3	15
Activo por impuesto diferido	6.347	978	1.568	2.705	11.598
Propiedades, planta y equipo	(12.598)	(7.009)	(2.381)	(1.084)	(23.072)
Ajuste por inflación impositivo	-	(5.392)	-	(516)	(5.908)
Participaciones en sociedades	(701)	468	-	(259)	(492)
Activos intangibles	(7.286)	10.520	(3.293)	(691)	(750)
Inventario	-	(454)	(105)	(58)	(617)
Créditos por ventas y otros créditos	(353)	413	-	(305)	(245)
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	(322)	(173)	(114)	(35)	(644)
Préstamos	(122)	139	(2)	(18)	(3)
Cargas fiscales	-	(160)	-	(71)	(231)
Diversas	(239)	244	-	(7)	(2)
Pasivo por impuesto diferido	(21.621)	(1.404)	(5.895)	(3.044)	(31.964)

Los activos y pasivos diferidos se compensan cuando: a) existe un derecho legalmente exigible de compensar los activos impositivos con los pasivos impositivos; y b) cuando los cargos por impuestos diferidos se relacionan con la misma autoridad fiscal. Los siguientes montos, determinados después de ser compensados adecuadamente se exponen en el estado de situación financiera:

	31.12.2020	31.12.2019
Activo por impuesto diferido	9.082	1.702
Pasivo por impuesto diferido	(93)	(22.068)
Activo (pasivo) neto por impuesto diferido	8.989	(20.366)

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 11: (Continuación)

11.4 Inventarios

	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>
Materiales y repuestos	6.656	5.673
Anticipo a proveedores	261	1.277
Productos en proceso y terminados	<u>2.849</u>	<u>2.225</u>
Total	<u><u>9.766</u></u>	<u><u>9.175</u></u>

11.5 Provisiones

	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>
<u>No corriente</u>		
Contingencias	7.608	7.411
Abandono de pozos y desmantelamiento de aerogeneradores	1.621	1.195
Remediación Ambiental	67	34
Otras provisiones	<u>30</u>	<u>63</u>
Total no corriente	<u><u>9.326</u></u>	<u><u>8.703</u></u>
<u>Corriente</u>		
Contingencias	1.052	968
Abandono de pozos y desmantelamiento de aerogeneradores	177	132
Remediación Ambiental	149	105
Otras provisiones	<u>1</u>	<u>1</u>
Total corriente	<u><u>1.379</u></u>	<u><u>1.206</u></u>

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 11: (Continuación)

31.12.2020			
	Para contingencias	Abandono de pozos y desmantelamiento de aerogeneradores	Para remediación ambiental
Saldo al inicio del ejercicio	8.379	1.327	139
Aumentos	1.650	150	37
Disminuciones	(126)	-	(11)
Diferencias de conversión	2.232	564	53
Reversión de importes no utilizados	(686)	(243)	(2)
Reclasificado a pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	(2.789)	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	8.660	1.798	216
31.12.2019			
	Para contingencias	Abandono de pozos y desmantelamiento de aerogeneradores	Para remediación Ambiental
Saldo al inicio del ejercicio	5.332	835	160
Aumentos	2.332	134	12
Diferencias de conversión	2.032	519	58
RECPAM	(250)	-	-
Disminuciones	(551)	(8)	(87)
Reversión de importes no utilizados	(516)	(153)	(4)
Saldo al cierre del ejercicio	8.379	1.327	139
31.12.2018			
	Para contingencias	Por abandono de pozos	Para remediación Ambiental
Saldo al inicio del ejercicio	5.311	1.579	210
Aumentos	4.013	1.391	208
Reclasificaciones	-	(677)	-
RECPAM	(1.965)	(677)	(74)
Disminuciones	(904)	(190)	(184)
Reversión de importes no utilizados	(1.123)	(591)	-
Saldo al cierre del ejercicio	5.332	835	160

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 11: (Continuación)

11.5.1 Provisión para gastos de remediación ambiental

Las actividades de la Sociedad están sujetas a numerosas normas ambientales en Argentina. A juicio de la Dirección de la Sociedad, sus operaciones en curso cumplen en todos los aspectos relevantes con los requisitos ambientales pertinentes, según se interpretan y aplican a la fecha, incluyendo los compromisos regulatorios de saneamiento asumidos. La Sociedad realiza evaluaciones de impacto ambiental respecto de sus nuevos proyectos e inversiones y, a la fecha, los requisitos y restricciones ambientales aplicables a esos nuevos proyectos no han producido un efecto adverso significativo en los negocios.

La Sociedad ha efectuado un análisis de sensibilidad respecto de variaciones del 1% en la tasa de descuento, sin tener dichos cambios un efecto significativo en los cargos a resultados del ejercicio.

11.5.2 Provisión por abandono de pozos y desmantelamiento de aerogeneradores

De acuerdo con las regulaciones vigentes en Argentina donde desarrolla sus operaciones de exploración y producción de petróleo y gas, la Sociedad tiene la obligación de incurrir en costos relacionados con el abandono y taponamiento de pozos. Asimismo, conforme los contratos de usufructo relacionados, la Sociedad tiene la obligación de desmantelar aerogeneradores en los parques eólicos. La Sociedad no posee activos legalmente restringidos para la cancelación de dichas obligaciones.

La Sociedad ha efectuado un análisis de sensibilidad respecto de variaciones del 1% en la tasa de descuento, sin tener dichos cambios un efecto significativo en los cargos a resultados del ejercicio.

11.5.3 Provisión para juicios y contingencias

La Sociedad (directa o indirectamente a través de subsidiarias) es parte en diversos procesos judiciales civiles, comerciales, contenciosos administrativos, tributarios, aduaneros y laborales originados en el curso normal de sus actividades. A efectos de determinar un adecuado nivel de provisión, la Sociedad ha considerado su mejor estimación principalmente con la asistencia de los asesores legales e impositivos.

La determinación de las estimaciones está sujeta a cambios en el futuro, en otras cuestiones, relacionadas con nuevos acontecimientos a medida que se desarrolla cada proceso y con hechos no conocidos al momento de la evaluación. Por ese motivo, la resolución adversa de los procesos podría exceder las provisiones establecidas.

La Sociedad ha registrado provisiones correspondientes a demandas en los fueros civil, comercial, contencioso administrativo, laboral, tributario, y aduanero iniciadas contra la Sociedad que corresponden a reclamos atomizados por montos individuales que no son materiales, así como también cargos por costas y gastos judiciales, que al 31 de diciembre de 2020 ascienden a \$ 1.399 millones.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 11: (Continuación)

A continuación, detallamos la naturaleza de los procesos significativos que, al 31 de diciembre de 2020, han sido provisionados por la Sociedad:

- *Sumarios aduaneros relevantes - Exportación de naftas:* existe un importante número de sumarios aduaneros y expedientes en trámite ante el Tribunal Fiscal de la Nación, en los cuales el organismo fiscal cuestiona la clasificación arancelaria asignada por Petrobras durante los años 2008-2014. La posición del fisco implica una alícuota mayor de Derechos de Exportación. Al 31 de diciembre de 2020, la provisión relacionada asciende a \$ 7.261 millones.

11.6 Pasivo por impuesto a las ganancias

	Nota	31.12.2020	31.12.2019
<u>No corriente</u>			
Impuesto a las ganancias, neta de retenciones y anticipos	10.6	11.004	590
Total no corriente		<u>11.004</u>	<u>590</u>
<u>Corriente</u>			
Impuesto a las ganancias, neta de retenciones y anticipos		897	3.154
Total corriente		<u>897</u>	<u>3.154</u>

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 11: (Continuación)

11.7 Cargas fiscales

	31.12.2020	31.12.2019
<u>No corriente</u>		
Impuesto sobre los ingresos brutos a pagar	118	78
Moratorias	10	29
Canon extraordinario a pagar	-	156
Total no corriente	128	263
<u>Corriente</u>		
IVA a pagar	993	2.306
Contribuciones municipales, provinciales y nacionales	-	179
Provisión de impuesto sobre los bienes personales	67	179
Moratorias	55	47
Impuestos municipales	-	138
Retenciones efectuadas de impuestos a depositar	189	338
Regalías	321	252
Canon extraordinario a pagar	1.347	743
Diversas	58	134
Total corriente	3.030	4.316

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 11: (Continuación)

11.8 Planes de beneficio definidos

A continuación, se presenta un detalle de las principales características correspondientes a los planes de beneficios definidos otorgados a los empleados de la Sociedad:

- (i) Beneficios por jubilación y retiro: plan de beneficios por el cual los empleados de la Sociedad, en algunos casos encuadrados bajo ciertos convenios colectivos de trabajo, que cumplan con determinadas condiciones son elegibles para recibir al momento de su egreso por jubilación, y en algunos casos incapacidad o fallecimiento, una cantidad de sueldos determinada de conformidad con las disposiciones del plan, o convenio, en caso de corresponder.
- (ii) Fondo Compensador: plan de beneficios por el cual ciertos empleados de la Sociedad que cumplan con determinadas condiciones son elegibles para recibir a partir del momento de su egreso por jubilación un monto determinado de conformidad con las disposiciones del plan (en base al último salario computable y a la cantidad de años de servicio) luego de deducir los beneficios del sistema de jubilaciones. El plan requirió, hasta el año 2003, la realización de un aporte a un fondo por parte de la Sociedad, sin que resulte necesario aporte alguno por parte de los empleados. Dichos aportes fueron derivados a un fideicomiso, y fueron invertidos en instrumentos de mercado de dinero denominados en dólares estadounidenses con el objetivo de preservar el capital acumulado y lograr un rendimiento acorde un perfil de riesgo moderado. Los fondos fueron invertidos principalmente en bonos del Gobierno de los Estados Unidos, papeles comerciales con calificación A1 o P1, fondos mutuos con calificación AA-Am- y certificados de depósito en bancos de Estados Unidos con calificación A + o superior, de conformidad con el Contrato de Fideicomiso firmado con el Bank of New York Mellon, de fecha 27 de marzo de 2002, debidamente enmendada por la Carta de Inversiones Autorizadas, de fecha el 14 de setiembre de 2006. El Bank of New York Mellon es el agente fiduciario, siendo Willis Towers Watson el agente administrador. En caso de producirse un excedente, debidamente certificado por un actuario independiente, de los fondos fideicomitidos destinados a cancelar los beneficios definidos otorgados por el plan, la Sociedad podrá optar por disponer del mismo, para lo cual deberá efectuar la comunicación correspondiente al agente fiduciario.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 11: (Continuación)

Al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, la información actuarial más relevante correspondiente a los planes de beneficios definidos descriptos es la siguiente:

	31.12.2020		
	Valor presente de la obligación	Valor presente de los activos	Pasivo neto al cierre
Saldo al inicio	2.100	(264)	1.836
<i>Componentes reconocidos en resultados</i>			
Costo por servicios corrientes	221	-	221
Costo por intereses	1.144	(152)	992
<i>Componentes reconocidos en Otros resultados integrales</i>			
(Ganancias) pérdidas actuariales	(267)	42	(225)
Pagos de beneficios efectuados	(134)	-	(134)
Reclasificado a pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	(833)	-	(833)
Efecto RECPAM	(99)	-	(99)
Saldo al cierre	2.132	(374)	1.758

	31.12.2019		
	Valor presente de la obligación	Valor razonable de los activos del plan	Pasivo neto al cierre
Saldo al inicio	1.500	(163)	1.337
<i>Componentes reconocidos en resultados</i>			
Costo por servicios corrientes	148	-	148
Costo por intereses	771	(102)	669
Costo por servicio pasado	1	-	1
Costos por separaciones y reducciones	(16)	-	(16)
<i>Componentes reconocidos en Otros resultados integrales</i>			
(Ganancias) pérdidas actuariales	(104)	1	(103)
Pagos de beneficios efectuados	(132)	-	(132)
Efecto RECPAM	(68)	-	(68)
Saldo al cierre	2.100	(264)	1.836

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 11: (Continuación)

	31.12.2018		
	Valor presente de la obligación	Valor presente de la obligación	Valor presente de la obligación
Saldo al inicio	1.760	(117)	1.643
<i>Componentes reconocidos en resultados</i>			
Costo por servicios corrientes	75	-	75
Costo por intereses	339	(31)	308
Costo por servicio pasado	(187)	-	(187)
<i>Componentes reconocidos en Otros resultados</i>			
Pérdidas (Ganancias) actuariales	225	(65)	160
Diferencias de conversión	4	-	4
Pagos de beneficios efectuados	(130)	-	(130)
Efecto RECPAM	(586)	50	(536)
Saldo al cierre	1.500	(163)	1.337

Al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, la composición del pasivo neto por tipo de plan es la siguiente: a) \$ 973 millones, \$ 1.234 millones y \$ 933 millones corresponden al Plan Beneficios por jubilación y retiro y b) \$ 785 millones, \$ 602 millones y \$ 404 millones corresponden al Fondo Compensador, respectivamente.

A continuación, se expone la estimación de pagos de beneficios esperados para los próximos diez años. Los montos de la tabla representan los flujos sin descontar y en consecuencia no coinciden con las obligaciones registradas al cierre del ejercicio.

	31.12.2020
Menos de 1 año	298
Entre 1 y 2 años	176
Entre 2 y 3 años	172
Entre 3 y 4 años	172
Entre 4 y 5 años	186
Entre 6 y 10 años	845

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 11: (Continuación)

Los supuestos actuariales significativos fueron los siguientes:

	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2018</u>
Tasa de descuento	5%	5%	5%
Incremento de salarios	1%	1%	1%
Inflación promedio	57%	50%	27%

A continuación se detalla el efecto que generaría en el valor presente de la obligación una variación en la tasa de descuento y de incremento de salarios:

	<u>31.12.2020</u>
Tasa de descuento: 4%	
Obligación	2.313
Variación	181
	10%
Tasa de descuento: 6%	
Obligación	1.977
Variación	(155)
	(9%)
Incremento de salarios: 0%	
Obligación	2.062
Variación	(70)
	(4%)
Incremento de salarios: 2%	
Obligación	2.212
Variación	80
	5%

El análisis de sensibilidad fue determinado en base a posibles cambios en uno de los supuestos, mientras los demás se mantienen constantes. En la práctica, esto es improbable que ocurra dado que los supuestos son correlativos. Por lo tanto, estos datos podrían no ser representativos de un cambio real en los mismos. Los métodos y supuestos utilizados en la preparación del análisis de sensibilidad no se modificaron en comparación con el período anterior.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 11: (Continuación)

11.9 Remuneraciones y cargas sociales

	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>
<u>No corriente</u>		
Bonificación por antigüedad	-	201
Retiros anticipados a pagar	-	40
Total no corriente	<u>-</u>	<u>241</u>
 <u>Corriente</u>		
Sueldos y cargas sociales a pagar	271	1.292
Provisión para vacaciones	557	991
Provisión para gratificaciones y bonificación anual por eficiencia	1.107	1.523
Retiros anticipados a pagar	-	28
Total corriente	<u>1.935</u>	<u>3.834</u>

NOTA 12: ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS

12.1 Inversiones a costo amortizado

	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>
<u>No corriente</u>		
Títulos de deuda pública ⁽¹⁾	-	1.048
Depósito a plazo	8.428	-
Total no corriente	<u>8.428</u>	<u>1.048</u>
 <u>Corriente</u>		
Títulos de deuda pública ⁽¹⁾	2.062	3.224
Total corriente	<u>2.062</u>	<u>3.224</u>

⁽¹⁾ Los títulos de deuda pública fueron recibidos conforme el mecanismo de la Resolución SGE N° 54/19 para la cancelación de créditos por Programas de estímulo a la inyección de gas natural (ver Nota 2.3.2.1.1).

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 12: (Continuación)

12.2 Activos financieros a valor razonable con cambios a resultados

	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>
<u>No corriente</u>		
Acciones	942	671
Total no corriente	<u>942</u>	<u>671</u>
 <u>Corriente</u>		
Títulos de deuda pública	17.223	6.775
Acciones	2.442	478
Fondos comunes de inversión	7.717	14.614
Total corriente	<u>27.382</u>	<u>21.867</u>

12.3 Créditos por ventas y otros créditos

	<u>Nota</u>	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>
<u>No corriente</u>			
Créditos por ventas de petróleo y gas		-	456
Diversos		4	3
Créditos por ventas		<u>4</u>	<u>459</u>
 <u>No corriente</u>			
Créditos fiscales		453	208
Saldos con partes relacionadas	17	2.413	3.169
Gastos pagados por adelantado		38	52
Crédito financiero		-	22
Depósitos en garantía		1	1
Crédito con RDSA		-	2.126
Previsión por deterioro de activos financieros		-	(2.126)
Previsión para irrecuperabilidad de créditos fiscales		(5)	(5)
Diversos		727	805
Otros créditos, neto		<u>3.627</u>	<u>4.252</u>
Total no corriente		<u>3.631</u>	<u>4.711</u>

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 12: (Continuación)

	Nota	31.12.2020	31.12.2019
<u>Corriente</u>			
Créditos por distribución de energía		-	13.540
Créditos con el MAT		1.242	1.023
CAMMESA		14.941	10.059
Créditos por ventas de petróleo y gas		1.974	2.856
Créditos por ventas de petroquímica		3.303	3.234
Saldos con partes relacionadas	17	298	392
Gobierno de la PBA y CABA por Tarifa Social		-	251
Diversos		329	508
Provisión para deterioro de activos financieros		(1.352)	(2.000)
Créditos por ventas, neto		20.735	29.863
<u>Corriente</u>			
Créditos fiscales		405	624
Anticipos a proveedores		28	10
Anticipos al personal		11	8
Saldos con partes relacionadas	17	3.474	497
Gastos pagados por adelantado		304	123
Deudores por actividades complementarias		449	639
Crédito financiero		295	296
Depósitos en garantía		221	300
Penalidad contractual a cobrar		284	-
Seguros a recuperar		520	-
Gastos a recuperar		720	727
Créditos por venta de propiedades, planta y equipo		-	35
Crédito con RDSA		-	60
Diversos		1.241	706
Provisión para deterioro de otros créditos		(9)	(305)
Otros créditos, neto		7.943	3.720
Total corriente		28.678	33.583

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 12: (Continuación)

Debido a la naturaleza a corto plazo de los créditos por ventas y otros créditos, se considera que su valor en libros no difiere de su valor razonable. Para los créditos por ventas no corrientes y otros créditos, los valores razonables tampoco difieren significativamente de sus valores en libros.

Los movimientos de la provisión para deterioro de activos financieros son los siguientes:

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Saldo al inicio	4.126	1.266	975
Provisión por deterioro del valor	5.115	3.544	1.266
Utilizaciones	(615)	(771)	(389)
Reversión de importes no utilizados	(169)	(90)	(31)
Diferencias de conversión	126	126	-
Efecto RECPAM	(900)	51	(555)
Reclasificado a activos clasificados como mantenidos para la venta	(6.331)	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	1.352	4.126	1.266

Los movimientos de la provisión para deterioro de otros créditos son los siguientes:

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Saldo al inicio	310	296	217
Provisión por deterioro del valor	144	56	248
Diferencias de conversión	104	89	-
Efecto RECPAM	2	(1)	(115)
Reversión de importes no utilizados	(469)	(130)	(54)
Reclasificado a activos clasificados como mantenidos para la venta	(77)	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	14	310	296

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 12: (Continuación)

12.4 Efectivo y equivalentes de efectivo

	31.12.2020	31.12.2019
Caja	13	29
Bancos	5.869	3.407
Fondos comunes de inversión	6.018	250
Depósitos a plazo fijo	-	9.810
Total	11.900	13.496

12.5 Préstamos

	Nota	31.12.2020	31.12.2019
<u>No corriente</u>			
Préstamos financieros		6.285	9.623
Obligaciones negociables ⁽¹⁾		109.143	96.006
Total corriente		115.428	105.629
<u>Corriente</u>			
Adelantos en cuenta corriente		3.059	-
Préstamos financieros		7.436	8.227
Obligaciones negociables ⁽¹⁾		9.882	1.932
Saldos con partes relacionadas	17	-	815
Total no corriente		20.377	10.974
Total préstamos		135.805	116.603

⁽¹⁾ Neto de recompras de ONs propias

El valor razonable de las ONs de la Sociedad al 31 de diciembre de 2020 y 2019 asciende aproximadamente a \$ 110.193 millones y \$ 86.005 millones, respectivamente. Dicho valor fue calculado en base al precio de mercado estimado de las ONs de la Sociedad al cierre de cada ejercicio (Categoría de valor razonable Nivel 1).

El importe en libros de los préstamos financieros de corto plazo se aproxima a su valor razonable debido a su vencimiento en el corto plazo.

Los restantes préstamos a largo plazo fueron medidos a costo amortizado, el cual no difiere significativamente de su valor razonable.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, la Sociedad se encuentra en cumplimiento con los covenants establecidos en sus endeudamientos.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 12: (Continuación)

12.5.1 Evolución de los préstamos

	Nota	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Préstamos al inicio del ejercicio		116.603	82.090	63.439
Préstamos recibidos		25.253	25.808	9.250
Préstamos pagados		(25.062)	(26.869)	(9.057)
Intereses devengados		12.761	9.185	6.766
Intereses pagados		(13.353)	(6.651)	(5.004)
Diferencia de cambio		(776)	4.283	46.895
Resultados por recompra de obligaciones negociables	12.5.2	(2.947)	(1.590)	(59)
Costos financieros capitalizados en propiedades, planta y equipo	11.1	633	818	282
Cancelación a través de la compensación con créditos por ventas		-	(5.981)	-
Cancelación a través de la compensación con dividendos		(840)	-	-
Efecto RECPAM		376	(385)	(29.974)
Recompra y rescate de obligaciones negociables		(6.747)	(5.107)	(448)
Diferencias de conversión		38.308	41.002	-
Reclasificado a pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta		(8.404)	-	-
Préstamos al cierre del ejercicio		135.805	116.603	82.090

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 12: (Continuación)

12.5.2. Detalle de los préstamos

Tipo de instrumento	Sociedad	Moneda	Valor residual	Interés	Tasa	Vencimiento final	Valor contable al 31.12.2020
<u>Obligaciones negociables</u> ⁽¹⁾							
ON Clase 6 ⁽²⁾	PAMPA	\$	6.355	Variable	Badlar + 2,5%	Ago-21	6.515
ON Serie T ⁽³⁾	PAMPA	US\$	389	Fijo	7,38%	Jul-23	33.573
ON Clase 1 ⁽³⁾	PAMPA	US\$	636	Fijo	7,50%	Ene-27	54.436
ON Clase 3	PAMPA	US\$	293	Fijo	9,13%	Abr-29	24.501
							<u>119.025</u>
<u>Préstamos bancarios</u> ⁽⁴⁾							
	PAMPA	\$	1.500	Fijo	32,50%	Abr-21	1.607
	PAMPA	\$	4.837	Variable	Badlar + 7%	may-21	5.168
	PAMPA	US\$	31	Variable	Libor + 4,21%	May-24	2.609
							<u>9.384</u>
<u>Otros préstamos financieros</u> ⁽⁵⁾							
	PAMPA	US\$	2	Variable	Libor	Jul-21	128
	PAMPA	US\$	50	Variable	Libor	Ago-23	4.209
							<u>4.337</u>
<u>Adelantos en cuenta corriente</u>							
	PAMPA	\$	3.000	Fijo	Entre 30% y 34%	Ene-21	3.059
							<u>135.805</u>

⁽¹⁾ En los meses de julio, octubre y noviembre de 2020, la Sociedad canceló a su vencimiento las ONs Clase 4, Clase 5 y Serie E, emitidas las dos primeras con fecha 30 de abril de 2020, por un valor nominal de \$ 1.238 millones, \$ 565 millones y \$ 575 millones a una tasa Badlar + 3% y Badlar + 5% y Badlar + 0%, respectivamente.

⁽²⁾ Emitida con fecha 29 de julio de 2020.

⁽³⁾ Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, la Sociedad y sus subsidiarias adquirieron obligaciones negociables Serie T y Clase 1 a sus respectivos valores de mercado por un valor nominal de US\$ 148 millones, por lo cual la Sociedad registró una ganancia de \$ 2.532 millones que se incluye en la línea de "Resultado por recompra de obligaciones negociables" en Otros resultados financieros. Al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad a través de sus subsidiarias, poseía en cartera ONs Serie T y Clase 1 por un valor nominal de US\$ 35 millones y US\$ 11 millones, respectivamente.

⁽⁴⁾ Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, la Sociedad incurrió en nuevos financiamientos con entidades financieras locales, neto de cancelaciones y precancelaciones, por \$ 1.600 millones y canceló a su vencimiento financiamientos por US\$ 92 millones.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 12: (Continuación)

⁽⁵⁾ Con fecha 2 de octubre de 2020, la Sociedad obtuvo una línea de crédito por hasta US\$ 50 millones a tasa Libor + 0,0%, la que se encuentra garantizada por un "Total Return Swap" cuyo activo subyacente son las ONs propias que la Sociedad mantenía en cartera por un valor nominal de US\$ 185,9 millones. Cualquier desembolso que la Sociedad solicite en virtud del presente acuerdo, deberá ser garantizado con depósitos a plazo que la Sociedad mantiene en BNP y el capital adeudado no podrá superar el 95% de dichos fondos. El flujo de fondos de los activos cedidos podrá ser destinado a: i) ampliar el límite de la línea de crédito mencionada; y/o ii) cancelar gastos, intereses y/o desembolsos. Es importante destacar que el BNP no tiene la potestad para disponer del activo subyacente del Total Return Swap y sólo podrá utilizarlo de forma restringida para garantizar determinadas operaciones, pero nunca perdiendo su condición de titular del mismo. La Sociedad tiene la opción de cancelar el acuerdo en cualquier momento, de forma total o parcial y sin penalidad alguna, sin otros requisitos más que su notificación fehaciente o en forma automática en caso de que se verifique alguno de los eventos de incumplimiento previsto en el contrato. Finalmente, al vencimiento de la transacción, la contraparte deberá devolver a la Sociedad el activo subyacente del Total Return Swap y cualquier flujo de fondos asociado. La Sociedad ha recibido desembolsos por US\$ 51,5 millones bajo ciertas líneas de crédito con el BNP.

Tipo de instrumento	Sociedad	Moneda	Valor residual	Interés	Tasa	Vencimiento	Valor contable al 31.12.2019
Obligaciones negociables ⁽¹⁾							
ON 2022	Edenor	US\$	166	Fijo	9,75%	2.022	8.341
ON Clase E	PAMPA	\$	575	Variable	Badlar	Nov-20	618
ON Clase 1 ⁽¹⁾	PAMPA	US\$	687	Fijo	7,50%	Ene-27	41.779
ON Serie T ⁽¹⁾	PAMPA	US\$	487	Fijo	7,38%	Jul-23	29.783
ON Serie 3 ⁽¹⁾	PAMPA	US\$	293	Fijo	9,13%	Abr-29	17.417
							<u>97.938</u>
Préstamos bancarios ⁽²⁾							
	PAMPA	US\$	84	Fijo	Entre 4,25% y 7,65%	Ene-2020 a May-2020	5.283
	PAMPA	US\$	39	Variable	Libor + 4,21%	May-2024	2.326
	PAMPA	\$	7.775	Fijo	Entre 40% y 44,14%	Abr-2021 a Abr-2024	8.726
							<u>16.335</u>
Con partes relacionadas							
	PAMPA	US\$	13	Fijo	6,00%	2020	<u>815</u>
Préstamos bancarios							
	Edenor	US\$	1.885	Variable	Libor + 4,27%	Oct-20	1.515
							<u>1.515</u>
							<u>116.603</u>

⁽¹⁾ Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Sociedad adquirió sus propias obligaciones negociables a sus respectivos valores de mercado por un valor nominal de US\$ 62 millones, por lo cual la Sociedad registró una ganancia consolidada de \$ 1.431 millones expuesta en la línea de "Resultado por recompra de obligaciones negociables" en Otros resultados financieros.

Al cierre del ejercicio 2019, Pampa poseía en cartera: ON serie T por US\$ 14 millones de valor nominal, ON Serie 1 por US\$ 63 millones de valor nominal y ON Clase 3 por US\$ 7 millones de valor nominal, esta última emitida con fecha 10 de julio de 2019.

⁽²⁾ Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Sociedad canceló deuda bancaria (incluyendo prefinanciación de exportaciones) por US\$ 420 millones y \$ 550 millones y tomó nueva deuda por US\$ 25 millones y \$ 8.349 millones.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 12: (Continuación)

12.6 Deudas comerciales y otras deudas

	Nota	31.12.2020	31.12.2019
<u>No corriente</u>			
Contribuciones de clientes		-	156
Garantías de clientes		-	213
Deudas comerciales		-	369
Sanciones y bonificaciones ENRE		-	3.932
Acuerdos de compensación		561	399
Deuda por arrendamiento financiero		852	716
Diversos		5	3
Otras deudas		1.418	5.050
Total no corriente		1.418	5.419
<u>Corriente</u>			
Proveedores		7.775	12.739
CAMMESA		-	9.305
Contribuciones de clientes		-	31
Bonificaciones a clientes		-	37
Anticipos de clientes		184	362
Saldos con partes relacionadas	17	420	468
Diversas		25	22
Deudas comerciales		8.404	22.964
Sanciones y bonificaciones ENRE		-	3.387
Saldos con partes relacionadas	17	-	316
Anticipos por obra a ejecutar		-	6
Acuerdos de compensación		86	150
Acuerdo de pago ENRE		-	48
Deuda por arrendamiento financiero		150	254
Anticipos recibidos por ventas de subsidiaria		1.044	-
Diversas		94	64
Otras deudas		1.374	4.225
Total corriente		9.778	27.189

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 12: (Continuación)

Debido a la naturaleza a corto plazo de las deudas comerciales y otras deudas, se considera que su valor en libros no difiere de su valor razonable con excepción de las contribuciones no corrientes.

Al 31 de diciembre de 2019, el valor razonable de las contribuciones no corrientes asciende a \$ 45 millones. El mismo se calcula en función de la estimación de los flujos de fondos descontados de acuerdo a una tasa representativa de mercado para este tipo de operaciones. La categoría del valor razonable aplicable sería de Nivel 3.

El importe en libros de los acuerdos de compensación se aproxima a su valor razonable dado las características de su valuación (Ver Nota 4.17).

12.7 Instrumentos financieros por categoría

El siguiente cuadro presenta los instrumentos financieros de la Sociedad según su categoría.

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal Activos/ Pasivos financieros	Activos/ Pasivos no financieros	Total
Al 31 de diciembre de 2020					
Activos					
Créditos por ventas y otros créditos	30.863	214	31.077	1.232	32.309
Inversiones a costo amortizado					
Depósitos a plazo	8.428	-	8.428	-	8.428
Títulos de deuda privada	2.062	-	2.062	-	2.062
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados					
Títulos de deuda pública	-	17.223	17.223	-	17.223
Acciones	-	3.384	3.384	-	3.384
Fondos comunes de inversión	-	7.717	7.717	-	7.717
Instrumentos financieros derivados	-	1	1	-	1
Efectivo y equivalentes de efectivo	5.882	6.018	11.900	-	11.900
Total	47.235	34.557	81.792	1.232	83.024
Pasivos					
Deudas comerciales y otras deudas	11.012	-	11.012	184	11.196
Préstamos	135.805	-	135.805	-	135.805
Instrumentos financieros derivados	-	40	40	-	40
Total	146.817	40	146.857	184	147.041

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 12: (Continuación)

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal Activos/ Pasivos financieros	Activos/ Pasivos no financieros	Total
Al 31 de diciembre de 2019					
Activos					
Créditos por ventas y otros créditos	37.233	250	37.483	811	38.294
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados					
Títulos de deuda pública	-	6.775	6.775	-	6.775
Acciones	-	1.149	1.149	-	1.149
Fondos comunes de inversión	-	14.614	14.614	-	14.614
Instrumentos financieros derivados	-	214	214	-	214
Efectivo y equivalentes de efectivo	13.246	250	13.496	-	13.496
Total	50.479	23.252	73.731	811	74.542
Pasivos					
Deudas comerciales y otras deudas	24.484	399	24.883	7.725	32.608
Préstamos	116.603	-	116.603	-	116.603
Instrumentos financieros derivados	-	204	204	-	204
Total	141.087	603	141.690	7.725	149.415

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 12: (Continuación)

Las categorías de instrumentos financieros fueron determinadas en base a la NIIF 9.

A continuación, se presentan los ingresos, gastos, ganancias y pérdidas que surgen de cada una de las categorías de instrumentos financieros:

	Activos (Pasivos) financieros a costo amortizado	Activos (Pasivos) financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal Activos (Pasivos) financieros	Activos (Pasivos) no financieros	Total
Al 31 de diciembre de 2020					
Intereses ganados	686	-	686	-	686
Intereses perdidos	(11.689)	-	(11.689)	(407)	(12.096)
Diferencia de cambio, neta	(184)	(13)	(197)	1.149	952
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	-	2.489	2.489	-	2.489
Resultado por medición a valor presente	466	-	466	(322)	144
Otros resultados financieros	2.114	-	2.114	-	2.114
Total	(8.607)	2.476	(6.131)	420	(5.711)

	Activos (Pasivos) financieros a costo amortizado	Activos (Pasivos) financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal Activos (Pasivos) financieros	Activos (Pasivos) no financieros	Total
Al 31 de diciembre de 2019					
Intereses ganados	3.138	136	3.274	-	3.274
Intereses perdidos	(8.111)	-	(8.111)	(712)	(8.823)
Diferencia de cambio, neta	154	(617)	(463)	201	(262)
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	-	4.571	4.571	-	4.571
Resultado por medición a valor presente	2.559	-	2.559	(58)	2.501
Otros resultados financieros	1.688	-	1.688	-	1.688
Total	(572)	4.090	3.518	(569)	2.949

	Activos (Pasivos) financieros a costo amortizado	Activos (Pasivos) financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal Activos (Pasivos) financieros	Activos (Pasivos) no financieros	Total
Al 31 de diciembre de 2018					
Intereses ganados	2.883	196	3.079	-	3.079
Intereses perdidos	(5.935)	-	(5.935)	(844)	(6.779)
Diferencia de cambio, neta	(27.157)	894	(26.263)	(3.156)	(29.419)
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	-	1.668	1.668	-	1.668
Resultado por medición a valor presente	(2.713)	-	(2.713)	-	(2.713)
Otros resultados financieros	(131)	-	(131)	(79)	(210)
Total	(33.053)	2.758	(30.295)	(4.079)	(34.374)

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 12: (Continuación)

12.8 Valor razonable de instrumentos financieros

La Sociedad clasifica las mediciones a valor razonable de los instrumentos financieros utilizando una jerarquía de valor razonable, la cual refleja la relevancia de las variables utilizadas para llevar a cabo dichas mediciones. La jerarquía de valor razonable tiene los siguientes niveles:

- Nivel 1: precios de cotización (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: datos distintos a precios de cotización incluidos en el nivel 1 que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, que se deriven de precios).
- Nivel 3: datos sobre el activo o el pasivo que no están basados en datos observables en el mercado (es decir, información no observable).

El siguiente cuadro presenta los activos y pasivos financieros de la Sociedad medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

Al 31 de diciembre de 2020	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
<i>Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Títulos de deuda pública	17.223	-	-	17.223
Acciones	2.442	-	942	3.384
Fondos comunes de inversión	7.717	-	-	7.717
<i>Efectivo y equivalentes de efectivo</i>				
Fondos comunes de inversión	6.018	-	-	6.018
<i>Instrumentos financieros derivados</i>	-	1	-	1
<i>Otros créditos</i>	-	214	-	214
Total activos	33.400	215	942	34.557
Pasivos				
<i>Instrumentos financieros derivados</i>	-	40	-	40
Total pasivos	-	40	-	40

Al 31 de diciembre de 2019	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
<i>Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Títulos de deuda pública	6.775	-	-	6.775
Acciones	478	-	671	1.149
Fondos comunes de inversión	14.614	-	-	14.614
<i>Efectivo y equivalentes de efectivo</i>				
Fondos comunes de inversión	250	-	-	250
<i>Instrumentos financieros derivados</i>	-	214	-	214
<i>Otros créditos</i>	250	-	-	250
Total activos	22.367	214	671	23.252
Pasivos				
<i>Instrumentos financieros derivados</i>	-	204	-	204
<i>Deudas comerciales y otras deudas</i>	-	399	-	399
Total pasivos	-	603	-	603

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 12: (Continuación)

El valor de los instrumentos financieros negociados en mercados activos se basa en los precios de cotización de los mercados a la fecha de los presentes Estados Financieros Consolidados. Un mercado se entiende como activo si los precios de cotización están regularmente disponibles a través de una bolsa, intermediario financiero, institución sectorial, u organismo regulador, y esos precios reflejan transacciones actuales y regulares de mercado entre partes que actúan en condiciones de independencia mutua. El precio de cotización de mercado usado para los activos financieros mantenidos por la Sociedad es el precio de oferta actual. Estos instrumentos se incluyen en el nivel 1.

El valor razonable de instrumentos financieros que no se negocian en mercados activos se determina usando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación maximizan el uso de información observable de mercado en los casos en que esté disponible y confía lo menos posible en estimaciones específicas de la Sociedad. Si todas las variables significativas para establecer el valor razonable de un instrumento financiero son observables, el instrumento se incluye en el nivel 2.

Si una o más variables utilizadas para establecer el valor razonable no son observables en el mercado, el instrumento financiero se incluye en el nivel 3.

A continuación, se detallan las técnicas utilizadas para determinar la medición de los activos a valor razonable con cambios en resultados, clasificados como Nivel 2 y 3:

- Instrumentos financieros derivados: surgen de la variación entre los precios de mercado al cierre del ejercicio y el momento de la concertación.
- Acciones: se determinó mediante el enfoque de “Ingresos” a través del “Flujo de Fondos Indirecto” (valor actual neto de los flujos de fondos futuros esperados) y la tasa de descuento fue estimada tomando como parámetro la WACC.

NOTA 13: PARTIDAS DEL PATRIMONIO

13.1 CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2020, el capital social asciende a la suma de \$ 1.455 millones, incluyendo \$ 4 millones de acciones en cartera.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 13: (Continuación)

13.1.1 Programas de recompra de acciones propias

Teniendo en cuenta la volatilidad que el mercado experimentó a partir del año 2018, y la divergencia que aún persiste entre la cotización de las acciones de la Sociedad y la realidad económica de sus activos en la actualidad o su potencial futuro, resultando ello en detrimento de los intereses de los accionistas de la Sociedad, y considerando el historial de fuerte posición de caja y la disponibilidad de fondos que posee la Sociedad, el Directorio ha implementado diversos programas de recompra de acciones propias, teniendo en cuenta en cada uno de ellos que las acciones en cartera no superen el límite legal del 10% del capital social emitido.

Durante el ejercicio 2020, el Directorio aprobó los Programas 6 y 7 por US\$ 27 millones y \$ 3.600 millones, con un precio máximo de US\$ 13 por ADR, los cuales se encuentran finalizados y las acciones recompradas fueron canceladas en su totalidad.

Al 31 de diciembre de 2020, se encontraba en vigencia el Programa 8 aprobado el 30 de octubre de 2020, y que fuera modificado con fecha 28 de diciembre de 2020, por un monto máximo de US\$ 30 millones y un plazo inicial de 120 días corridos con un precio máximo de US\$ 15 por ADR y \$ 85,20 por acción ordinaria, el cual, a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros se encuentra finalizado. Al 31 de diciembre de 2020, no existen acciones propias en cartera adquiridas en el marco de los programas de recompra vigentes.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros, se encuentra en vigencia el Programa 9 aprobado por el Directorio de la Sociedad el 1 de marzo de 2021, por un monto máximo de US\$ 30 millones y un plazo inicial de 120 días corridos, cuyas acciones podrán ser adquiridas hasta un precio máximo de US\$ 16 por ADR y \$ 92,16 por acción ordinaria. Con posterioridad al cierre del ejercicio, la Sociedad, directa e indirectamente, adquirió 34,7 millones de acciones propias por un valor de US\$ 18,6 millones.

13.1.2 Plan de compensación en acciones

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, la Sociedad entregó 0,7 millones de acciones propias en concepto de pago del plan de compensación en acciones a empleados ejecutivos y otro personal clave. Al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad adquirió 6 millones de acciones propias y destinó 2 millones de acciones para la compensación de ejecutivos, quedando al cierre del ejercicio 4 millones de acciones en cartera para entregar a los empleados bajo dicho plan (Ver Nota 4.17).

13.1.3 Reducciones de capital

El 7 de abril de 2020 y el 10 de diciembre de 2020, la Asamblea General Extraordinaria de la Sociedad resolvió reducir el capital social mediante la cancelación de 152 millones y 141 millones de acciones propias, respectivamente, que la Sociedad y sus subsidiarias poseían en cartera al día hábil anterior a dichas fechas, adquiridas en el marco de los programas de recompra de acciones vigentes. Dichas reducciones se encuentran pendientes de inscripción ante el Registro Público.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 13: (Continuación)

13.2 Resultado por acción

13.2.1 Básico

El resultado por acción básico se calcula dividiendo el resultado atribuible a los tenedores de instrumentos ordinarios de patrimonio de la Sociedad entre el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el ejercicio.

13.2.2 Diluido

El resultado por acción diluido se calcula ajustando el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación para reflejar la conversión de todas las acciones ordinarias potenciales dilusivas.

Las acciones ordinarias potenciales se tratarán como dilusivas, cuando y sólo cuando, su conversión a acciones ordinarias podría reducir las ganancias por acción o incrementar las pérdidas por acción de las actividades que continúan. Las acciones ordinarias potenciales serán antidilusivas cuando su conversión en acciones ordinarias podría dar lugar a un incremento en las ganancias por acción o una disminución de las pérdidas por acción de las actividades que continúan.

El cálculo del resultado por acción diluido no supone la conversión, el ejercicio u otra emisión de acciones que pudieran tener un efecto antidilusivo en la pérdida por acción, y cuando el precio de ejercicio de la opción es mayor que el precio promedio de las acciones ordinarias durante el ejercicio, no se registra un efecto dilusivo, siendo el resultado por acción diluido igual al básico. Al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, la Sociedad no posee acciones potenciales dilusivas significativas, por lo tanto no existen diferencias con el resultado por acción básico.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 13: (Continuación)

	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2018</u>
Ganancia atribuible a los propietarios de la Sociedad	9.952	27.057	3.234
Promedio ponderado de acciones ordinarias en	1.572	1.799	1.959
Ganancia por acción básica y diluida por operaciones continuas	6,33	15,04	1,65
(Pérdida) Ganancia por operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la Sociedad	(41.399)	5.955	5.201
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	1.572	1.799	1.959
(Pérdida) Ganancia por acción básica y diluida por operaciones discontinuadas	(26,34)	3,31	2,65
(Pérdida) Ganancia atribuible a los propietarios de la Sociedad	(31.447)	33.012	8.435
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	1.572	1.799	1.959
(Pérdida) Ganancia por acción básica y diluida	(20,00)	18,35	4,31

13.3 Distribución de utilidades

Dividendos

De acuerdo con la Ley N° 27.430, promulgada en diciembre de 2017, y la suspensión prevista por la Ley N° 27.541 (Nota 2.6.1.2), los dividendos distribuidos a personas físicas, sucesiones indivisas o beneficiarios del exterior, derivados de utilidades generadas durante los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2021, están sujetos a una retención impositiva del 7%. La distribución de dividendos se establece en función a los Estados Financieros Individuales de la Sociedad.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Sindico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 14: INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

14.1 Ajustes para arribar a los flujos netos de efectivo provenientes de actividades operativas

	Nota	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Impuesto a las ganancias	10.6	3.122	(4.531)	(1.207)
Intereses devengados		9.396	5.741	3.958
Depreciaciones y amortizaciones	9, 10.1 y 10.2	14.485	9.056	6.205
Constitución de provisiones, neto	10.1 y 10.4	564	173	83
Provisión para contingencias, neto	10.4	383	188	456
Resultado por participaciones en negocios conjuntos y	5.4.2	(6.551)	(5.854)	(4.463)
Resultado por venta de participaciones en sociedades	5.2.1	-	-	(1.052)
Devengamiento de planes de beneficios definidos	9, 10.1 y 10.2	736	555	84
Diferencia de cambio, neta	10.5	(952)	262	29.419
Resultado por medición a valor presente	10.5	(144)	(2.501)	2.792
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	10.5	(1.667)	(4.497)	(1.669)
Resultado por venta y baja de propiedades, planta y equipo	10.3 y 10.4	13	279	(7)
Resultados por recompra de obligaciones negociables	10.5	(2.532)	(1.431)	(54)
Deterioro de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios	1.2 y 11.1	10.351	3.713	1.195
Dividendos ganados	10.4	(76)	(61)	(29)
Acuerdos de compensación	10.1 y 10.2	91	(72)	196
Resultado por venta de participaciones en sociedades y propiedades, planta y equipos	5.3.2	-	-	(1.644)
Contrato oneroso (Ship or pay)	10.4	-	-	265
RECPAM	10.5	-	-	(15.193)
Diversos		11	(353)	138
Total ajustes para arribar a los flujos netos de efectivo provenientes de actividades operativas		27.230	667	19.473

14.2 Cambios en activos y pasivos operativos

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Disminución (Aumento) de créditos por ventas y otros créditos	711	728	(2.278)
(Aumento) Disminución de inventarios	(873)	(1.542)	102
(Disminución) Aumento de deudas comerciales y otras deudas	(2.058)	2.200	(4.181)
Aumento (Disminución) de remuneraciones y cargas sociales	506	444	(55)
Disminución de planes de beneficios definidos	(121)	(87)	(75)
Aumento (Disminución) de cargas fiscales	75	(516)	1.387
Disminución de provisiones	(147)	(458)	(1.949)
Pagos de impuesto a las ganancias	(1.096)	(1.920)	(508)
Cobros (Pagos) por instrumentos financieros derivados, netos	324	545	(897)
Total cambios en activos y pasivos operativos	(2.679)	(606)	(8.454)

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 14: (Continuación)

14.3 Operaciones significativas que no afectan fondos

	<u>31.12.2020</u>	<u>31.12.2019</u>	<u>31.12.2018</u>
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo a través de un aumento de deudas comerciales	(592)	(2.227)	(2.122)
Costos financieros capitalizados en propiedades, planta y equipo	(633)	(818)	(282)
Compensación de préstamos mediante la cesión de dividendos	840	-	-
Disminución de la provisión por abandono de pozos, neto a través de propiedades, planta y equipo	(243)	(142)	(1.272)
Dividendos pendientes de cobro	1.242	-	-
Constitución de garantías de instrumentos financieros derivados, neto mediante la entrega de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	128	(759)
Cancelación de otros créditos por aportes de capital en asociadas	-	713	-
Compensación de inversiones a costo amortizado mediante la cesión de otros créditos	-	5.341	-
Compensación de préstamos mediante la cesión de créditos por ventas	-	5.981	-
Aumento de derechos de uso a través de un aumento de otras deudas	24	731	-

NOTA 15: PASIVOS Y ACTIVOS CONTINGENTES

A continuación, detallamos la naturaleza de los procesos judiciales significativos, con relación a los cuales la Sociedad, al 31 de diciembre de 2020, entiende que existen fundamentos para considerar que no son probables en base a la opinión de sus asesores legales internos y externos.

15.1 Reclamo Laboral - Fondo Compensador

La Sociedad enfrenta diversos juicios relacionados con el Plan de Beneficios definidos “Fondo Compensador” (ver Nota 11.8). A continuación, describimos la naturaleza de los reclamos que se tramitan actualmente en el Fuero del Trabajo:

- Reclamos por parte de ex-empleados, que no son beneficiarios del plan, para ser incluidos en el mismo. Una de las causas cuenta con sentencia favorable para la Sociedad, la cual ha sido apelada por la parte actora.
- Reclamos por parte de ex-empleados, que demandan una compensación del plan prevista para desvinculaciones por cambios de control accionario.
- Reclamos por considerar que el índice (IPC) con el que se actualizan las prestaciones del plan, no cumplen la función de mantener un “valor constante” de las mismas. Una de las causas cuenta con sentencia favorable para la Sociedad, la cual ha sido apelada por la parte actora.
- Reclamos por una supuesta desfinanciación del plan al haberse eliminado las contribuciones de la Sociedad en función de sus utilidades.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 15: (Continuación)

15.2 Reclamos tributarios

- Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural.

La AFIP le reclama a la Sociedad \$ 54 millones por la supuesta omisión de Impuestos sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural por los períodos fiscales 01/2006 a 08/2011, más intereses resarcitorios y una multa de \$ 38 millones por la supuesta omisión de impuestos. El organismo fiscal sustenta su reclamo en base a considerar que existió una apropiación indebida del beneficio fiscal previsto para las ventas a zonas que la ley del tributo declara exentas. El expediente se encuentra en trámite ante el Tribunal Fiscal de la Nación, con el período probatorio clausurado.

15.3 Reclamos ambientales

- La Asociación de Superficiarios de la Patagonia (ASSUPA) dedujo una demanda de monto indeterminado contra la Sociedad y otras empresas, en la que reclama el restablecimiento del ambiente al estado anterior a las labores de exploración, explotación, producción, almacenamiento y transporte de hidrocarburos realizadas por las demandadas y la prevención de presuntas afectaciones ambientales futuras en ciertas zonas de la Cuenca Austral. Se encuentran citados como terceros el Estado Nacional y las Provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego. El expediente se encuentra en etapa de contestación de demanda.
- ASSUPA inició una demanda ante la CSJN contra 10 empresas, entre las cuales se encuentra la Sociedad. Como terceros se encuentran citados el Estado Nacional, y las Provincias de Buenos Aires, La Pampa, Mendoza, Neuquén y Río Negro. La pretensión principal es que se condene a las demandadas a recomponer la presunta afectación del ambiente, causada por la actividad hidrocarburífera que desarrollan en la Cuenca Neuquina y que se ordene a las demandadas a constituir el Fondo de Restauración Ambiental del artículo 22 de la Ley General del Ambiente. Como pretensión subsidiaria, para el caso que no fuese posible la remediación, solicita la reparación de los supuestos daños y perjuicios colectivos originados por un valor estimado de US\$ 547 millones, basándose en un informe del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. La causa se encuentra en etapa de contestación de demanda.
- Beatriz Mendoza, junto con otros 16 actores iniciaron una demanda ante la CSJN contra el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires, el Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y 44 empresas, entre las cuales se encuentra la Sociedad, que desarrollan su actividad industrial en las adyacencias de la Cuenca Hídrica Matanza-Riachuelo. Reclaman una indemnización por presuntos daños y perjuicios sufridos como consecuencia de la supuesta afectación del ambiente, el cese de la presunta afectación, la recomposición y el resarcimiento del ambiente, por un valor estimado de US\$ 500 millones en concepto de financiamiento del Plan de Gestión Ambiental y Manejo de la Cuenca Hídrica Matanza-Riachuelo tendiente a la recomposición de la cuenca. Las actuaciones se encuentran en etapa de integración de terceros a la litis.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)

Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 15: (Continuación)

- Inertis S.A. promovió una demanda contra la Sociedad por la presunta afectación del ambiente del predio de su propiedad por la actividad desarrollada por la Planta Dock Sud. Reclama la reparación de los supuestos daños y perjuicios por un monto nominal estimado de \$ 1 millón y US\$ 1 millón o la diferencia entre el valor del inmueble supuestamente afectado y su valuación. El expediente se encuentra en etapa de producción de prueba.
- La Fundación SurfRider Argentina solicitó la realización de diligencias preliminares por presuntos indicios de afectación del ambiente en la Ciudad de Mar del Plata. La actora reclama la recomposición de la supuesta afectación del ambiente de incidencia colectiva o la indemnización de los presuntos daños y perjuicios provocados por todas las empresas propietarias de estaciones de servicio en la zona de la costa de la Ciudad de Mar del Plata, por la presunta filtración de combustibles desde los tanques subterráneos de las estaciones de servicio al agua, el suelo y el sistema marino. Estima el monto de los supuestos daños y perjuicios en \$ 200 millones. La causa se encuentra a resolver la competencia en la CSJN.
- Ciertos vecinos del barrio de Dock Sud iniciaron una demanda contra 14 empresas petroleras, entre ellas la Sociedad, petroquímicas y plantas incineradoras de residuos ubicadas en el Polo Petroquímico de Dock Sud, reclamando por la presunta afectación del medio ambiente y los supuestos daños individuales sufridos en sus bienes, salud y moral. La CSJN resolvió su competencia por el aspecto ambiental y mantuvo la competencia del fuero civil y comercial para seguir entendiendo en el resarcimiento de los supuestos daños y perjuicios.
- Un vecino de la Provincia de Salta, propietario de un predio en el que la UTE conformada por los demandados (la Sociedad y otras empresas) desarrolló actividad hidrocarburífera, reclama la protección y restauración del ambiente por la presunta afectación causada por las actividades de prospección, exploración y/o explotación hidrocarburíferas o una indemnización sustitutiva para el caso que sea imposible restaurar el ambiente. Como tercero citado se encuentra la Provincia de Salta. La causa se encuentra en etapa de contestación de demanda y con un conflicto de competencia negativo.
- Los propietarios de un predio en la localidad de Garín, Provincia de Buenos Aires, solicitan la realización de diligencias preliminares por presuntos indicios de afectación del ambiente existente en su residencia, que provendrían de una supuesta filtración en la estación de servicio adyacente, que había sido abanderada por la Sociedad. El expediente se encuentra con medidas preliminares en curso.
- Vecinos de la Provincia del Neuquén reclaman a la Sociedad la reparación de una supuesta afectación del ambiente producida por las actividades de exploración, explotación, transporte y abandono de pozos petroleros en los que intervino e interviene la demandada. Si lo anterior no fuese posible, reclaman una indemnización por supuestos daños y perjuicios para integrar al Fondo de Restauración Ambiental. Adicionalmente, solicitan la reparación del presunto daño moral colectivo con destino al Fondo de Restauración Ambiental. La causa se encuentra con la litis integrada y con la competencia resuelta a favor del fuero contencioso administrativo.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)

Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 15: (Continuación)

- La Sociedad inició un reclamo judicial en contra de La Provincia de La Pampa solicitando la nulidad y revocación de actos administrativos por medio de los cuales dicha provincia, por intermedio de su Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería y su Subsecretaría de Ambiente, pretende que la Sociedad efectúe abandono definitivo de 13 pozos hidrocarburíferos ubicados dentro del Área Jagüel de los Machos que se encontraban inactivos hasta el momento en que dicha concesión perteneció a la Sociedad -mes de septiembre de 2015-, como así también la presentación de un plan de remediación de ciertos pasivos ambientales. Se aclara que, al momento de producirse la reversión del área hidrocarburífera, se realizó una auditoría ambiental y que los desvíos observados en la misma se encuentran actualmente subsanados. La causa se encuentra en estado de integración de litis.
- La actora Martínez Lidia reclama junto con otros tres actores la reparación económica de los supuestos daños y perjuicios causados a su salud y propiedades ocasionados por la presunta afectación del ambiente, producto de haber vivido al lado de la Planta Petroquímica de Puerto General San Martín (Rosario-Santa Fe). Las actuaciones se encuentran con autos a sentencia y pendiente de fijación de fecha de audiencia para sorteo de Defensor Oficial para los herederos del actor fallecido.
- Un vecino de la Provincia de Buenos Aires promovió una demanda contra la Sociedad a fin que retire tres tanques de almacenamiento de combustibles y surtidores y la remediación y recomposición de suelos donde se encuentran dichos tanques ante una eventual afectación del ambiente. El expediente se encuentra en etapa de producción de prueba.
- Vecinos de la Provincia de Santa Fe iniciaron una demanda contra la Sociedad por una supuesta afectación del ambiente. La Sociedad obtuvo una sentencia favorable que se encuentra apelada por la parte actora.

15.4 Reclamos civiles y comerciales

- La Asociación “Consumidores Financieros Asociación Civil Para Su Defensa” reclama la suma nominal de US\$ 3.650 millones en concepto de resarcimiento, siendo Pampa, Petrolera Pampa S.A. y ciertos Directores de Pampa en ejercicio durante el año 2016, co-demandados junto a Petróleo Brasileiro S.A. Se reclama a Petrobras Brasil por la pérdida del valor de cotización de la acción de la misma como consecuencia de la “operación lava jato” y del denominado “Petroloao” y se intenta responsabilizar solidariamente a Pampa, a Petrolera Pampa S.A. y a los referidos directores invocándose que la adquisición del control indirecto de Petrobras Argentina S.A. podría haber frustrado la ejecución en Argentina de una sentencia eventualmente favorable a la actora (por hasta el importe del precio que Pampa abonó por la adquisición del control de Petrobras Argentina S.A. oportunamente). La actora recurrió la decisión del Tribunal Arbitral que tuvo por desistida a su parte de la acción principal, ante el incumplimiento del pago del arancel de arbitraje. La Cámara de Apelaciones en lo Comercial concedió el recurso extraordinario interpuesto. Por su parte, Petróleo Brasileiro S.A. se presentó, solicitó que se declare que carece de virtualidad un pronunciamiento sobre el recurso interpuesto y, en subsidio, contestó dicho recurso. La Sociedad todavía no fue notificada del recurso.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)

Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 15: (Continuación)

- La Sociedad fue notificada del inicio de una acción colectiva en la Ciudad de Río de Janeiro, Brasil, por parte de un abogado de esa nacionalidad, Felipe Machado Caldeira, en la que indica que Petróleo Brasileiro S.A. no habría sujetado el proceso de venta de Petrobras Argentina a un proceso licitatorio competitivo, de acuerdo a las normas brasileras aplicables a las sociedades de economía mixta en Brasil, por un monto nominal de R\$ 1.000 millones. En dicha acción no se advierte la existencia de imputación alguna concreta respecto de Pampa. Ante la muerte del actor y la manifestación del Ministerio Público con respecto a no tener interés en continuar la demanda, se publicó un edicto a fin de que cualquier ciudadano diga si tiene interés en dar continuidad a la acción judicial y se dictó sentencia, extinguiendo el proceso, lo cual se encuentra firme, pasado en autoridad de cosa juzgada.
- Los Sres. Candoni, Giannasi, Pinasco, y Torriani, promovieron demandas arbitrales ante el Tribunal Arbitral de la BCBA contra la Sociedad a fin de impugnar el precio y la relación de canje en la OPA de fusión por absorción de Pampa Energía S.A. sobre Petrobras Argentina S.A., por un monto nominal de \$ 148 millones. Las demandas se encuentran acumuladas. El Tribunal dictó un laudo parcial considerando correcta la vía de objeción bajo la Ley de Mercado de Capitales utilizada por la parte actora para cuestionar la relación de canje aplicada a la fusión, no haciendo lugar a la posición de la Compañía que planteó como vía adecuada la impugnación de asamblea bajo la LGS. Contra dicho laudo parcial, se interpuso y fundó recursos de apelación y nulidad que deberá resolver la Cámara de Apelaciones en lo Comercial. Dicha Cámara admitió los recursos de apelación y nulidad interpuestos por la Sociedad, revocando el laudo parcial y afirmando que la vía idónea para los cuestionamientos es la impugnación de asambleas de la LGS y no la acción de impugnación de precio equitativo prevista en la Ley de Mercado de Capitales para las OPAs. La mencionada sentencia se encuentra firme en atención a que los actores no interpusieron recurso extraordinario ante la CSJN.
- Petrobras Operaciones S.A. (“POSA”) inició un arbitraje internacional contra la Sociedad ante la Corte de la Cámara de Comercio Internacional (“CCI”), por supuestos incumplimientos en lo previsto en el Contrato de Cesión celebrado en 2016 entre Petrobras Argentina S.A. (hoy Pampa Energía S.A.) y POSA, a los efectos de transferir el 33,6% de la participación en la Concesión “Río Neuquén”. Los supuestos incumplimientos que POSA alega en su demanda arbitral se basan en la falta de transferencia de ciertos activos asociados a la participación cedida y en diferencias en el cálculo del ajuste de precio de la cesión. El arbitraje se realizará conforme al Reglamento de Arbitraje de la CCI, la ley aplicable será la de la República Argentina y la sede será la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Oportunamente, la Sociedad contestó el requerimiento de arbitraje y, a su vez, presentó una demanda reconvenzional por diferencias en el cálculo del ajuste de precio de la cesión que no fueron abonadas por POSA. Actualmente se encuentra conformado el Tribunal que entenderá en el arbitraje y se firmaron el Acta de Misión y la Orden Procesal N° 1.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 15: (Continuación)

A continuación, detallamos la naturaleza de los procesos judiciales significativos interpuestos por la Sociedad al 31 de diciembre de 2020, en relación a los cuales se considera probable la entrada de beneficios económicos a la Sociedad.

15.5 Reclamos administrativos

- CTLL (actualmente Pampa) promovió una demanda contenciosa administrativa contra el Estado Nacional por incumplimiento contractual durante el periodo enero 2016 a marzo 2016. Se reclama que se revierta la decisión de CAMMESA, en cuanto a la renovación y reconocimiento de costos asociados a los contratos de abastecimiento de gas natural, y, en subsidio, se reparen los daños producidos. Se solicitó se dicte sentencia. Posteriormente, CTLL promovió una nueva demanda contenciosa administrativa contra el Estado Nacional por incumplimiento contractual durante el período abril 2016 hasta octubre 2018. El Estado Nacional contestó la demanda.
- La Sociedad inició una acción declarativa de certeza con competencia originaria ante la CSJN, en los términos del artículo 322 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación consecuencia de que se decretara que había expirado la concesión de la Provincia del Neuquén para el área Veta Escondida. Ambas partes de común acuerdo convinieron suspender el trámite del juicio para intentar negociar una solución en forma privada, motivo por el cual, se solicitará el dictado de autos a sentencia.
- La Sociedad inició una acción contencioso-administrativa en contra de la Dirección de Vialidad de la Provincia de Buenos Aires con el fin de que se declare la nulidad de la Resolución DNV N° 1715/19 de fecha 10 de diciembre de 2019, por la cual modificó el régimen normativo aplicable a los tendidos aéreos y subterráneos ubicados en Zona de Camino Urbanas y Rurales de la Provincia de Buenos Aires, cuyo cumplimiento podría generar perjuicios económicos a la Sociedad. En función del análisis realizado de la mencionada Resolución, la Sociedad desistió de la acción interpuesta y conserva el derecho de impugnar individualmente los actos administrativos que se dictaran en consecuencia de la Resolución DNV N° 1715/2019.

15.6 Reclamos civiles y comerciales

- La Sociedad ha iniciado un arbitraje internacional contra Petrobras International Braspetro B.V., por representaciones y omisiones fraudulentas vinculadas a ciertas operaciones de exportación, en el marco del contrato de compraventa de acciones firmado el 13 de mayo de 2016, a través del cual, la Sociedad adquirió el 67,2% del paquete accionario de Petrobras Argentina S.A.. El arbitraje se realizará conforme al Reglamento de Arbitraje de la CCI, la ley aplicable será la del Estado de Nueva York y la sede será Nueva York. Oportunamente, Petrobras International Braspetro B.V. contestó el requerimiento de arbitraje y, asimismo, presentó una demanda reconvenzional, en reclamo del pago de un porcentaje sobre la diferencia entre el monto estimado de ciertas contingencias detectadas en el proceso de compra y el monto efectivamente pagado por ellas. Actualmente se encuentra conformado el Tribunal que entenderá en el arbitraje y se firmaron el Acta de Misión y la Orden Procesal N° 1.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)

Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 15: (Continuación)

- EcuadorTLC, en su carácter de cesionaria de la sociedad ecuatoriana Petromanabí S.A., ha iniciado un arbitraje internacional contra la República de Ecuador a fin de perseguir el pago equivalente al 12% del Valor de Liquidación, esto último de acuerdo con los términos del Contrato de Participación para la Exploración de Hidrocarburos y Explotación de Petróleo Crudo en el Bloque 18 de fecha 19 de diciembre de 1995 y/o el Convenio Operacional de Explotación Unificada del Yacimiento Común Hollín en el Campo Palo Azul de fecha 7 de agosto de 2002 -ambos con sus posteriores modificaciones-. El arbitraje se realizará conforme al Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional, la ley aplicable será la ecuatoriana y la sede será la Ciudad de Santiago de Chile. Actualmente se encuentra en curso el proceso de selección de los árbitros que conformarán el tribunal.
- EcuadorTLC se encuentra realizando reclamos a Petroecuador como consecuencia de ciertos incumplimientos al convenio de transporte suscripto el 31 de diciembre de 2008 por el cual el Estado Ecuatoriano asumió el compromiso de transporte de crudo por el OCP con cargo a la capacidad de transporte de petróleo contratada por EcuadorTLC. A tal efecto, inició un proceso de mediación en el Centro de Mediación de la Procuraduría General del Estado de Ecuador que tiene sede en la ciudad de Quito, que concluyó sin acuerdo. EcuadorTLC conserva sus derechos de reclamo por los mencionados incumplimientos.
- La Sociedad celebró un acuerdo transaccional con Petrominera Chubut Sociedad del Estado por el incumplimiento por parte de esta última del convenio de compraventa de acciones de Inversora Ingentis S.A. y de lo resuelto al respecto por el Tribunal Arbitral de la BCBA. En virtud de lo acordado, al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad recibió un pago de US\$ 3,5 millones y ha reconocido una ganancia en el rubro “Otros ingresos operativos” del Estado de Resultados Integral de US\$ 2,8 millones.
- Con posterioridad a la habilitación comercial de los parques PEPE II y PEPE III, se evidenciaron ciertos defectos en las palas de ciertos aerogeneradores que derivaron en su salida de servicio para su posterior reparación y/o reemplazo. A consecuencia de la falla, la capacidad de generación de los parques se ha visto parcialmente reducida. La Sociedad realizó los reclamos correspondientes al proveedor y a la aseguradora a fin de avanzar con la reparación de los aerogeneradores y cubrir los daños ocasionados. En este sentido, la Sociedad, junto con el proveedor de los aerogeneradores, ha realizado en 2020 las tareas de reparación progresiva de los aerogeneradores, con excepción de uno de aerogeneradores del parque PEPE II que aun continua indisponible, y ha registrado un crédito con contrapartida en el rubro “Otros ingresos operativos” del Estado de Resultado Integral de US\$ 6,6 millones en relación con los reclamos efectuados al proveedor y a la aseguradora. Al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad ha recibido pagos por US\$ 3,2 millones en concepto de compensaciones por los daños reclamados, y a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados queda pendiente de cobro US\$ 1,2 millones.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

NOTA 16: COMPROMISOS DE INVERSIÓN

16.1 Proyectos de nueva generación

En el marco de la convocatoria del Gobierno Nacional para la ampliación de la oferta de generación, la Sociedad participó en los proyectos de generación que se mencionan a continuación:

16.1.1 Parques eólicos PEPE II y PEPE III

Con fecha 10 de mayo de 2019, CAMMESA otorgó la habilitación comercial del PEPE II (PE Pampa Energía) por una potencia de 50,4 MW y PEPE III (Parque Eólico de la Bahía) por una potencia de 28,8MW, completándose la habilitación comercial de éste último por una potencia de 50,4 MW el 10 de junio de 2019. PEPE II es lindero al Parque Eólico Mario Cebreiro en el área conocida como Corti, que está a 20 kilómetros de la ciudad de Bahía Blanca. PEPE III está ubicado en Coronel Rosales, cerca de la ciudad de Bahía Blanca. Ambos proyectos requirieron una inversión de US\$ 130 millones.

La producción de ambos parques se comercializa a través de contratos entre privados, bajo el régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovables (MATER) en el marco de la Resolución SEE N° 281/17. La energía no contratada será remunerada conforme a la remuneración prevista para el mercado spot (ver Nota 2).

16.1.2 CTGEB A

El Proyecto de cierre del ciclo combinado Genelba Plus fue seleccionado mediante la Resolución SEE N° 926-E/17 en el marco de la “Convocatoria para la ejecución de nuevos proyectos de cogeneración y cierre de ciclos combinados” dispuesta por la Resolución SEE N° 287-E/17. Una vez habilitado comercialmente el ciclo combinado, entrará en vigencia el Contrato de Demanda Mayorista suscripto con CAMMESA con una potencia máxima comprometida de 377 MW y un plazo de 15 años.

Con fecha 12 de junio de 2019, CAMMESA otorgó la habilitación comercial de la cuarta TG de la CTGEB A, por una potencia de hasta 187,7 MW. Asimismo, CAMMESA habilitó la repotenciación de la unidad GEBATG03, por una potencia de 13 MW a partir del 1 de junio de 2019. Dichas unidades forman parte del proyecto de cierre del ciclo combinado Genelba Plus.

CAMMESA otorgó la habilitación comercial de la GEBATV02 de CTGEB A, a partir de las 0 horas del 2 de julio de 2020, por una potencia bruta de 199 MW, hito que marcó el comienzo de operaciones del segundo ciclo combinado en CTGEB A, proyecto en el cual la Sociedad invirtió aproximadamente US\$ 320 millones para sumar 400 MW, y empleó en promedio 1.500 personas durante más de 30 meses de obra. Con la culminación del nuevo ciclo combinado, la potencia instalada total de CTGEB A asciende a 1.243 MW, siendo la central térmica de mayor potencia instalada del país, con una elevada eficiencia promedio del 55% y capacidad para abastecer electricidad a 2,5 millones de hogares en la región metropolitana de Buenos Aires.

Con fecha 7 de octubre de 2020, CAMMESA informó que, luego de una serie de mejoras realizadas al CC compuesto por las unidades GEBATG01, GEBATG02 y GEBATV01, se ha alcanzado una potencia adicional en conjunto de 11 MW.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 16: (Continuación)

De esta forma, la Sociedad cumplió con los compromisos asumidos con CAMMESA en virtud del contrato de abastecimiento mayorista de electricidad, suscrito en el marco de la Resolución ex SEE N° 287/17.

En línea con la estrategia de desarrollo de los negocios centrales de la Sociedad, este hito se suma a los esfuerzos realizados por la Sociedad en los últimos 12 años para aumentar la infraestructura de generación, los cuales demandaron más de US\$ 1.500 millones de inversiones, convirtiendo a la Sociedad en el mayor generador privado del país, alcanzando un total de 4.955 MW de potencia instalada operada, la cual representa el 12% del sistema nacional.

16.1.3 CTB

En relación al compromiso de cierre del ciclo combinado de CTB, detallado en Nota 5.3.5, para aumentar la potencia instalada de 567 MW a 847 MW, con una inversión estimada en US\$ 200 millones, el 27 de septiembre de 2019, CTB y una UTE conformada por SACDE y Techint Compañía Técnica Internacional S.A.C.E I, suscribieron el contrato de ingeniería, provisión, construcción, comisionado y puesta en marcha para ejecución del cierre del ciclo combinado (“Contrato EPC”).

La evolución de las medidas derivadas de la pandemia por COVID-19 han afectado la ejecución de las obras para el cierre del ciclo combinado de CTB desde su inicio. El endurecimiento de las medidas de aislamiento social dispuestas a partir del 1 de julio de 2020 excluyó a las obras de infraestructura privada dentro de las actividades exceptuadas. Posteriormente, en el marco de la Resolución N° 1197-MJGM-2020 y N° 1690-MJGM-2020, del Ministerio de Jefatura de Gabinete de Ministros de Buenos Aires y sus modificatorias, CTB reanudó la ejecución de las tareas de construcción sobre el camino crítico de la obra a partir del 20 de julio de 2020.

En ese marco, el 28 de julio de 2020, la Sociedad y la UTE conformada por SACDE Sociedad Argentina de Construcción y Desarrollo Estratégico S.A. y Techint Compañía Técnica Internacional S.A.C.E I, firmaron una adenda al contrato de construcción, en el marco de las restricciones impuestas actualmente por la pandemia COVID-19, acordando el impacto en los costos y plazos de ejecución de las tareas dando lanzamiento a una nueva etapa para la ejecución del cierre de ciclo.

No obstante lo expuesto, y si bien se estima la habilitación comercial de la turbina de vapor en el primer trimestre de 2022, no es posible anticipar cómo continuarán evolucionando las medidas y cómo podrían resultar afectados a futuro los plazos y costos para la finalización de las obras.

16.1.4 Parque eólico PEPE IV

La Sociedad, en calidad de cesionario de los derechos del proyecto PEPE IV, solicitó a CAMMESA una prórroga del plazo de habilitación comercial y la relocalización del parque eólico. La solicitud fue autorizada por la SGE y para hacerla efectiva, CAMMESA solicitó a la Sociedad el cumplimiento de ciertos requisitos, entre ellos efectuar una serie de desembolsos y el incremento de la garantía inicialmente otorgada de conformidad con lo dispuesto en la Resolución SGE N° 230/19.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 16: (Continuación)

Sin embargo, como consecuencia de los hechos acaecidos durante el 2019, incluyendo la devaluación del peso y el aumento de las tasas de interés, que han devenido en una creciente inestabilidad macroeconómica, la Sociedad solicitó una extensión en el plazo para el cumplimiento de los requisitos mencionados a efectos de poder evaluar la viabilidad del proyecto bajo las nuevas condiciones, así como también, negociar cambios propuestos por los contratistas para la ejecución de obras y proveedores de equipos. En este contexto y, en función de una evaluación integral de los proyectos renovables en curso, el 11 de septiembre de 2019, la SSERYEE instruyó a CAMMESA a suspender temporalmente las intimaciones por incumplimiento, requiriendo a la Sociedad la prórroga de la vigencia de la garantía de US\$ 12,5 millones por un plazo de 180 días. El 4 de octubre de 2019, la Sociedad cumplió con la prórroga solicitada. El 9 de octubre de 2019, la SSERYEE dejó sin efecto la suspensión antedicha. El 30 de octubre de 2019, CAMMESA intimó a la Sociedad a realizar ciertos pagos relacionados con la prórroga de la habilitación comercial del proyecto y su relocalización bajo apercibimiento de ejecutar la garantía. La Sociedad rechazó la intimación cursada por CAMMESA hasta tanto la solicitud de prórroga no fuera considerada por la SGE y con fecha 9 de diciembre de 2019 suscribió un acuerdo con CAMMESA estableciendo un proceso de negociación a ser desarrollado hasta el 31 de enero de 2020, inclusive durante el cual CAMMESA debe suspender la ejecución de la garantía. Dicho plazo fue sucesivamente prorrogado hasta el 31 de enero de 2021. A pesar del vencimiento de la prórroga, se estima que la misma será nuevamente prorrogada una vez que CAMMESA reciba la instrucción correspondiente de la SE.

16.2 Compromiso de inversión de exploración y explotación de hidrocarburos

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, la Sociedad se ha comprometido a efectuar inversiones por un total estimado en US\$ 383 millones, conforme su participación, para el período 2020-2024, principalmente en relación con las áreas Sierra Chata, Las Tacanas Norte, El Mangrullo y Chirete

A su vez, de acuerdo a lo mencionado en Nota 2.3.2.1.2, la Sociedad se comprometió con una inversión que alcanzará aproximadamente US\$ 250 millones durante los cuatro años del Plan GasAr.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 17: SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

17.1 Operaciones con partes relacionadas

Operaciones por el ejercicio	Ventas de bienes y servicios ⁽¹⁾			Compras de bienes y servicios ⁽²⁾			Honorarios por servicios ⁽³⁾			Otros (egresos) ingresos, neto ⁽⁴⁾		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
<u>Asociadas y negocios conjuntos</u>												
CTB	114	57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Greenwind	50	33	12	-	-	-	-	-	-	-	(36)	-
OCP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(265)
Refinor	671	813	593	(314)	(870)	(1.275)	-	-	-	(5)	-	-
TGS	1.372	1.386	1.937	(1.753)	(1.097)	(783)	-	-	-	-	-	-
Transener	-	-	20	(13)	(10)	(3)	-	-	-	-	-	-
<u>Otras partes relacionadas</u>												
Fundación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(106)	(79)	(76)
SACDE	-	-	35	-	(69)	(69)	-	-	-	5	14	-
Salaverri, Dellatorre,	-	-	-	-	-	-	(54)	(59)	(49)	-	-	-
Diversas	-	-	6	-	(43)	(60)	-	-	-	-	-	-
	<u>2.207</u>	<u>2.289</u>	<u>2.603</u>	<u>(2.080)</u>	<u>(2.089)</u>	<u>(2.190)</u>	<u>(54)</u>	<u>(59)</u>	<u>(49)</u>	<u>(106)</u>	<u>(101)</u>	<u>(341)</u>

⁽¹⁾ Corresponden principalmente a servicios de asesoramiento prestados en materia de asistencia técnica y ventas de gas y productos refinados.

⁽²⁾ Imputados en costo de ventas. Corresponden principalmente a servicios de transporte de gas natural, compras de productos refinados y otros servicios.

⁽³⁾ Imputados principalmente en gastos de administración.

⁽⁴⁾ Corresponden principalmente a egresos por donaciones y por contrato oneroso (Ship or Pay)..

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 17: (Continuación)

Operaciones por el ejercicio	Ingresos financieros ⁽¹⁾			Gastos financieros ⁽²⁾			Dividendos recibidos			Dividendos distribuidos		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
<u>Asociadas y negocios conjuntos</u>												
Ciesa	-	-	-	-	-	-	-	3.153	657	-	-	-
Citelec	-	-	-	(24)	(25)	-	856	943	-	-	-	-
Greenwind	10	33	26	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OCP	85	-	-	-	-	-	1.363	275	-	-	-	-
TGS	206	157	122	-	-	-	-	14	-	-	-	-
<u>Otras partes relacionadas</u>												
EMESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(519)	(57)	(82)
Oldelval	-	-	-	-	-	-	16	-	50	-	-	-
SACDE	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TSM	-	-	-	-	-	-	32	24	13	-	-	-
TMB	-	-	-	-	-	-	28	23	15	-	-	-
Orígenes Retiro	-	-	-	-	(1)	(17)	-	-	-	-	-	-
Diversas	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<u>303</u>	<u>194</u>	<u>148</u>	<u>(24)</u>	<u>(26)</u>	<u>(17)</u>	<u>2.295</u>	<u>4.432</u>	<u>735</u>	<u>(519)</u>	<u>(57)</u>	<u>(82)</u>

⁽¹⁾ Corresponden principalmente a arrendamientos financieros e intereses devengados por préstamos otorgados.

⁽²⁾ Corresponden a intereses devengados por préstamos recibidos

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 17: (Continuación)

17.2 Remuneraciones del personal clave de la gerencia

La remuneración total devengada a favor de Directores y Ejecutivos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, asciende a \$ 579 millones (\$ 488 millones concepto de honorarios a directores y síndicos y \$ 91 millones en concepto del devengamiento de Compensación EBDA y Planes de Compensación en Acciones), \$ 304 millones (\$ 376 millones en concepto de honorarios a directores y síndicos y \$ 72 millones de ganancia neta en concepto del devengamiento de la Compensación Valor Compañía y Compensación EBDA y Planes de Compensación en Acciones) y \$ 347 millones (\$ 151 millones en concepto de honorarios a directores y síndicos y \$ 196 millones en concepto del devengamiento de la Compensación Valor Compañía y Compensación EBDA, y Planes de Compensación en Acciones), respectivamente.

17.3 Saldos con partes relacionadas

Saldos al 31.12.2020	Créditos por ventas	Otros créditos		Deudas comerciales
	Corriente	No Corriente	Corriente	Corriente
<u>Asociadas y negocios conjuntos</u>				
CTB	15	-	-	-
Greenwind	20	-	-	383
OCP	-	-	2.993	-
Refinor	147	-	1	15
SACME	-	-	-	21
TGS	115	2.413	430	-
Transener	-	-	-	1
<u>Otras partes relacionadas</u>				
SACDE	1	-	3	-
Diversos	-	-	47	-
	<u>298</u>	<u>2.413</u>	<u>3.474</u>	<u>420</u>

Saldos al 31.12.2019	Créditos por ventas	Otros créditos		Deudas comerciales	Otras deudas	Préstamos
	Corriente	No Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente
<u>Asociadas y negocios conjuntos</u>						
Citelec	-	-	-	-	-	815
CTB	27	-	-	-	-	-
Greenwind	16	260	5	274	-	-
OCP	-	891	14	-	303	-
Refinor	109	-	-	40	-	-
SACME	-	4	-	144	13	-
TGS	221	2.014	274	5	-	-
Transener	-	-	-	5	-	-
<u>Otras partes relacionadas</u>						
Fidus	-	-	25	-	-	-
SACDE	19	-	145	-	-	-
Diversos	-	-	34	-	-	-
	<u>392</u>	<u>3.169</u>	<u>497</u>	<u>468</u>	<u>316</u>	<u>815</u>

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 18: ARRENDAMIENTOS

18.1 Arrendatario

La Sociedad arrienda una pieza clave para el funcionamiento de las centrales generadoras térmicas por un plazo de 20 años y ha suscripto ciertos contratos de servicios petroleros (entre los cuales se destaca el servicio de compresión de gas) que dadas sus características contienen el arrendamiento de los bienes muebles con los cuales se presta el servicio, los cuales se realizan por períodos fijos entre 2 y 6 años.

Los términos de los contratos de arrendamiento se negocian de manera individual y contienen una amplia gama de términos y condiciones diferentes.

A continuación, se expone la evolución de los activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento reconocidos al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

18.1.1 Derechos de uso

Tipo de bien	Valores de incorporación				
	Al inicio	Alta ⁽¹⁾	Diferencias de conversión	Reclasificado a activos clasificados como mantenidos para la venta	Al cierre
Maquinarias e instalaciones	762	24	309	-	1.095
Edificios	425	246	138	(809)	-
Totales al 31.12.2020	1.187	270	447	(809)	1.095
Totales al 31.12.2019	-	1.156	31	-	1.187

Tipo de bien	Amortizaciones				
	Al inicio	Del periodo	Diferencias de conversión	Reclasificado a activos clasificados como mantenidos para la venta	Al cierre
Maquinarias e instalaciones	(93)	(80)	(55)	-	(228)
Edificios	(164)	(321)	(44)	529	-
Totales al 31.12.2020	(257)	(401)	(99)	529	(228)
Totales al 31.12.2019	-	(254)	(3)	-	(257)

Tipo de bien	Valores residuales	
	Al cierre	Al 31.12.2019
Maquinarias e instalaciones	867	669
Edificios	-	261
Totales al 31.12.2020	867	-
Totales al 31.12.2019	-	930

⁽¹⁾ Incluye \$ 471 millones incorporados al 1 de enero de 2019 por adopción de NIIF 16 (ver Nota 4.1.1)

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 18: (Continuación)

18.1.2 Pasivos por arrendamiento

	<u>31.12.2020</u>	<u>2.019</u>
Saldo al inicio de ejercicio	970	-
Incorporación por adopción de NIIF 16	-	471
Altas	349	734
Resultado por medición a valor presente ⁽¹⁾	1	158
Pagos	(835)	(285)
Reclasificado a pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	(357)	-
Diferencia de conversión	874	(108)
Saldo al inicio de ejercicio	<u>1.002</u>	<u>970</u>

⁽¹⁾ Incluidos en la línea "Resultado por medición a valor presente" en Otros resultados financieros

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, dicho pasivos se incluye en el rubro otras deudas corrientes por \$ 150 millones y \$ 254 millones y no corrientes por \$ 852 millones y \$ 716 millones, respectivamente.

En la tabla que se muestra a continuación se incluye un análisis de los pasivos por arrendamiento de la Sociedad agrupados según fechas de vencimiento. Las cantidades que se muestran en la tabla son los flujos de efectivo contractuales sin descontar.

	<u>31.12.2020</u>
Menos de tres meses	31
Entre tres meses y un año	94
Entre 1 y 2 años	125
Entre 2 y 3 años	125
Entre 3 y 4 años	125
Entre 4 y 5 años	125
Más de 5 años	1207
Total	<u>1.832</u>

18.1.3 Arrendamientos de corto plazo

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la Sociedad ha reconocido costos y gastos de administración por \$ 314 millones y \$ 491 millones por los pagos por arrendamientos asociados con arrendamientos a corto plazo, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 18: (Continuación)

18.2 Arrendador

Arrendamientos financieros

Corresponde a la financiación otorgada a TGS por la venta de ciertas propiedades, planta y equipo pertenecientes al segmento de Petróleo y Gas. Dicho acuerdo fue celebrado el 11 de agosto de 2016 y consiste en el pago de 119 cuotas mensuales consecutivas de US\$ 623 mil, sin considerar impuestos, y una opción de compra por igual monto pagadera al finalizar el mes 120 de vigencia del contrato.

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, dicho crédito se incluyen en el rubro otros créditos corrientes por \$ 430 millones y \$ 274 millones y no corrientes por \$ 2.413 millones y \$ 2.014 millones, respectivamente.

En la tabla que se muestra a continuación se incluye un análisis del crédito según las fechas de vencimiento. Las cantidades que se muestran en la tabla son los flujos de efectivo contractuales sin descontar.

	<u>31.12.2020</u>
Menos de tres meses	101
Entre tres meses y un año	316
Entre 1 y 2 años	452
Entre 2 y 3 años	489
Entre 3 y 4 años	531
Entre 4 y 5 años	575
Más de 5 años	366
Total	<u><u>2.830</u></u>

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 19: ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO (1)

	Tipo	Monto en moneda extranjera	Tipo de cambio vigente (2)	Total 31.12.2020	Total 31.12.2019
ACTIVO					
ACTIVO NO CORRIENTE					
Inversiones a costo amortizado	US\$	100,2	84,15	8.428	1.048
Otros créditos	US\$	37,2	84,15	3.131	3.719
Total del activo no corriente				11.559	4.767
ACTIVO CORRIENTE					
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	US\$	201,2	84,15	16.928	10.000
Inversiones a costo amortizado	US\$	24,5	84,15	2.062	3.224
Instrumentos financieros derivados	US\$	-	-	-	211
Créditos por ventas y otros créditos	US\$	177,9	84,15	14.966	10.719
	EUR	4,4	103,53	456	200
Efectivo y equivalentes de efectivo	US\$	67,9	84,15	5.714	12.914
	US\$	4,3	1,99	9	-
	EUR	-	-	-	135
Total del activo corriente				40.135	37.403
Activos clasificados como mantenidos para la venta	US\$	23,4	84,15	1.968	-
	EUR	0,05	103,53	5	-
	CHF	0,03	95,07	3	-
	JPY	55	0,816	45	-
				2.021	-
Total del activo				53.715	42.170
PASIVO					
PASIVO NO CORRIENTE					
Provisiones	US\$	103,3	84,15	8.694	6.048
Cargas fiscales	US\$	-	-	-	156
Préstamos	US\$	1.371,7	84,15	115.428	97.854
Deudas comerciales y otras deudas	US\$	16,9	84,15	1.418	402
Total del pasivo no corriente				125.540	104.460
PASIVO CORRIENTE					
Provisiones	US\$	15,9	84,15	1.342	985
Cargas fiscales	US\$	15,5	84,15	1.307	702
Remuneraciones y cargas sociales	US\$	0,1	84,15	7	4
	US\$	-	-	-	3
Instrumentos financieros derivados	US\$	0,5	84,15	40	-
Préstamos	US\$	47,9	84,15	4.028	8.590
Deudas comerciales y otras deudas	US\$	56,7	84,15	4.775	6.288
	EUR	6,1	103,53	635	251
	CHF	-	-	-	15
	SEK	-	-	-	9
Total del pasivo corriente				12.134	16.847
Pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	US\$	119,5	84,15	10.056	-
	EUR	0,3	103,53	28	-
				10.084	-
Total del pasivo				147.758	121.307
Posición neta Pasivo				(94.043)	(79.137)

(1) Información presentada a efectos de dar cumplimiento a las disposiciones establecidas por CNV.

(2) Los tipos de cambio utilizados corresponden a los vigentes al 31.12.2020 según BNA para dólares estadounidenses (US\$), euros (EUR), francos suizos (CHF), yenes (JPY). Pesos uruguayo (US\$) y coronas suecas (SEK).

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 20: GUARDA DE DOCUMENTACIÓN

Con fecha 14 de agosto de 2014, la CNV emitió la Resolución General N° 629 mediante la cual impone modificaciones a sus normas en materia de guarda y conservación de libros societarios, libros contables y documentación comercial. En tal sentido, se informa que la Sociedad y su subsidiaria Edenor, han enviado para su guarda papeles de trabajo e información no sensible por los períodos no prescriptos, al depósito de la firma AdeA - Administración de Archivos S.A., sito en Ruta 36, km 34,5, Florencio Varela, Provincia de Buenos Aires y a los depósitos de la firma Iron Mountain Argentina S.A., sitios en:

- Azara 1245 – C.A.B.A.
- Don Pedro de Mendoza 2163 – C.A.B.A.
- Amancio Alcorta 2482 - C.A.B.A.
- San Miguel de Tucumán 601, Localidad Carlos Spegazzini, Municipalidad de Ezeiza, Provincia de Buenos Aires.

Asimismo, se encuentra a disposición en la sede social, 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 las NORMAS (N.T. 2013 y mod.).

NOTA 21: RESERVAS DE ÁREAS PETROLERAS Y GASÍFERAS (Información no cubierta por el informe de los auditores).

El siguiente cuadro refleja, segregado por área geográfica, las reservas probadas estimadas de petróleo (incluye petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural) y gas natural al 31 de diciembre de 2020:

	Probadas Desarrolladas			Probadas no Desarrolladas			Total Reservas Probadas		
	Petróleo crudo, condensado y LGN ⁽¹⁾	Gas	Natural ⁽²⁾	Petróleo crudo, condensado y LGN ⁽¹⁾	Gas	Natural ⁽²⁾	Petróleo crudo, condensado y LGN ⁽¹⁾	Gas	Natural ⁽²⁾
Argentina	7.761		10.534	5.765		11.256	13.526		21.790
Total al 31 de diciembre de 2020	7.761		10.534	5.765		11.256	13.526		21.790

⁽¹⁾ En miles de barriles

⁽²⁾ En millones de metros cúbicos

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados (Continuación)
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, presentadas en forma comparativa.
Expresadas en millones de pesos

NOTA 22: HECHOS POSTERIORES

Plan GasAr

Con fecha 9 de marzo de 2021, se publicó en el BO la Resolución N° 169/21, mediante la cual, se adjudicaron los volúmenes de gas natural ofertados en el marco de la licitación Ronda II del Plan GasAr. En este sentido, la Sociedad fue adjudicada con un volumen de 0,70 millones de m³/día, 0,90 millones de m³/día y 1 millón de m³/día para los meses de junio, julio y agosto-septiembre 2021, respectivamente y 0,86 millones de m³/día para abastecer el pico invernal de los años 2022 a 2024, a un precio de US\$ 4,68 MMbtu.

Con esta oferta, el compromiso de inyección de Pampa aumenta a 9 millones de m³ por día para los períodos invernales 2021-2024 que, en comparación con el 2020, representa un crecimiento del 15% en la producción anual y del 28% en el período invernal, los meses de mayor necesidad de abastecimiento de gas del país

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. R. Sergio Cravero
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 265 F° 92

Gustavo Mariani
Vicepresidente

An aerial photograph of a large concrete dam with multiple spillways, situated in a dry, hilly landscape. The reservoir behind the dam is a deep blue color. The surrounding terrain is arid with sparse vegetation. A white line points from the text towards the dam structure.

03

*Reseña
informativa*

1. Breve comentario sobre actividades de la Sociedad en el ejercicio, incluyendo referencias a situaciones relevantes posteriores al cierre del ejercicio.

1.1 Contexto económico en el que opera la Sociedad

La Sociedad opera en un contexto económico complejo, cuyas variables principales han tenido una fuerte volatilidad, tanto en el ámbito nacional como internacional.

La irrupción de la pandemia COVID-19 en marzo de 2020 originada por el "Coronavirus" ha generado diversas consecuencias a nivel global.

La mayoría de los gobiernos en todo el mundo, incluyendo el Gobierno Argentino, implementaron medidas drásticas para contener la propagación del virus, incluyendo, entre otros, el cierre de fronteras y el aislamiento obligatorio de la población, paralizando la actividad económica no esencial y provocando una marcada disminución en los niveles de producción y actividad económica. Como resultado, la mayoría de los gobiernos implementaron una serie de medidas de ayuda fiscal para sostener el ingreso de parte de la población afectada, atenuar el riesgo de ruptura en las cadenas de pago y evitar crisis financieras.

A nivel mundial, a partir del mes de mayo, se inició un proceso gradual de desconfinamiento, sin embargo, algunos países experimentaron un nuevo incremento en el nivel de contagios lo que generó la reimplementación temporal de algunas medidas.

En Argentina, las medidas de aislamiento social preventivo y obligatorio decretadas por el Gobierno Nacional a partir del 20 de marzo de 2020 han afectado la industria energética, principalmente durante el segundo y tercer trimestre de 2020, tal como se detalla a continuación:

- En relación al mercado de generación eléctrica, durante el segundo y tercer trimestre de 2020 la demanda eléctrica neta del SADI ha disminuido un 5,7% y 2,0% comparado con los mismos períodos de 2019, principalmente debido a la menor actividad industrial y comercial durante el aislamiento social. Asimismo, el congelamiento tarifario y el aislamiento social produjeron demoras en la cadena de pagos de las distribuidoras eléctricas, sumado a retrasos en las contribuciones del Tesoro Nacional, por lo que CAMMESA ha registrado un creciente atraso en los plazos de pago a las generadoras y productoras de hidrocarburos, alcanzando un máximo de 45 días en el mes de julio 2020. Adicionalmente, la SE instruyó a CAMMESA a suspender el mecanismo de ajuste automático para la remuneración spot establecido mediante la Resolución SE N° 31/20, el cual no ha sido restablecido a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados.
- En cuanto al sector del gas, durante el segundo y tercer trimestre de 2020 la producción de gas registró una caída interanual del 9,0% y 10,2%, respectivamente, debido a los efectos limitantes del aislamiento social preventivo y obligatorio sobre la actividad, combinado con una mayor eficiencia en el parque generador principalmente producto de la energía renovable y térmica instalada en los últimos tres años. El promedio de precio del gas en boca de pozo durante el segundo y tercer trimestre de 2020 ascendió a US\$ 2,2 y US\$ 2,4 por MMBTU, respectivamente, aproximadamente 35% menos que los precios de los mismos períodos de 2019. Esta reducción responde principalmente a los menores precios subastados en las licitaciones mensuales de CAMMESA, menor actividad industrial y a la dilución por devaluación sobre el precio del gas vendido a distribuidoras.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Reseña Informativa al 31 de diciembre de 2020 (Continuación)

- La recesión económica ocasionada por la propagación del COVID-19, la significativa reducción de la demanda de combustibles y el desacuerdo entre los productores miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (“OPEP”) y los productores no miembros de la OPEP (“OPEP+”) derivaron en una crisis de oferta y almacenamiento tal que el mercado del petróleo se vio profundamente golpeado. El WTI, evidenció una caída histórica, llegando a -37,63 US\$/bbl, mientras que el precio del Brent se desplomó por debajo de los 20 US\$/bbl. Luego de las medidas de recorte en la oferta implementadas por la OPEP y OPEP+ y el mayor nivel de apertura en las medidas de aislamiento que ensayaron distintos países, se evidenció un sendero de recuperación en las cotizaciones de crudo y derivados, mostrando el crudo Brent una cotización sostenida por encima de los 40 US\$/bbl desde mediados de junio. Si bien los precios locales de petróleo utilizan como referencia los valores internacionales, los mismos han registrado una fuerte caída como consecuencia del colapso en la demanda. En ese sentido, con fecha 18 de mayo de 2020 el Gobierno Nacional estableció un precio sostén de US\$ 45 para el barril de producción local. Sin embargo, dicho precio sostén quedó suspendido a raíz del aumento de la referencia Brent (ver Nota 2.4).
- En cuanto al mercado petroquímico, se evidenció, durante el segundo trimestre de 2020, una notable disminución en la demanda de algunos productos que comercializa la Sociedad, como estireno, bases octánicas y en menor medida poliestireno. En función de estas caídas, las plantas de estireno y reforma pararon 40 y 60 días, respectivamente entre mayo y junio, y la de poliestireno 30 días en junio. Asimismo, la producción de caucho debió ser suspendida durante los meses de abril y mayo por no ser considerada actividad esencial y en consonancia con la parada de los principales clientes domésticos, lo cual impactó en la recuperabilidad de las existencias de varias materias primas y productos destinados a la venta generando la registración de una previsión por desvalorización de inventarios de \$ 706 millones (US\$ 11 millones). El volumen comercializado se recuperó sustancialmente a partir del tercer trimestre de 2020, producto de la recuperación de la actividad industrial y del contexto internacional.

La economía argentina se encontraba en un proceso recesivo que se vio profundizado con la irrupción de la pandemia COVID-19, verificándose en el ámbito local una caída acumulada del 11,8% del Producto Bruto Interno en términos interanuales al tercer trimestre de 2020, una inflación acumulada del 36,1% (IPC) para el 2020 y una depreciación del peso del 40,5% del peso frente al dólar estadounidense, de acuerdo con el tipo de cambio del BNA. Asimismo, se impusieron mayores restricciones cambiarias (ver Nota 2.7), las cuales afectan el valor de la moneda extranjera en mercados alternativos existentes para ciertas transacciones cambiarias restringidas en el mercado oficial.

El contexto de volatilidad e incertidumbre continúa a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados.

La Dirección de la Sociedad monitorea permanentemente la evolución de las variables que afectan su negocio, para definir su curso de acción e identificar los potenciales impactos sobre su situación patrimonial y financiera. Los estados financieros de la Sociedad deben ser leídos a la luz de estas circunstancias.

1.2 Deterioro de propiedades, planta y equipo

La Sociedad monitorea regularmente la existencia de sucesos o cambios en las circunstancias que pudieran indicar que el importe en libros de propiedades, planta y equipo podría no ser recuperable conforme la política descrita en Notas 4.9 y 6.1.1.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Reseña Informativa al 31 de diciembre de 2020 (Continuación)

En el segmento Generación, los precios del mercado spot que verificaron reducciones durante 2019, fueron afectados por nuevamente la pesificación integral del esquema remunerativo, a partir del 1 de febrero de 2020 y la suspensión temporaria del mecanismo de ajuste automático de precios que replicaba la inflación, el cual, a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados no ha sido restablecido.

En el segmento Petróleo y Gas, el mercado de gas, producto que representa aproximadamente el 90% de la producción de hidrocarburos de la Sociedad, se verificó durante 2019 una reducción en el precio de venta doméstico por exceso de oferta y durante 2020 las medidas de aislamiento para prevenir propagación del COVID-19 (ver Nota 1.2) provocaron una merma en la generación eléctrica del SADI, repercutiendo en un menor despacho térmico y por consiguiente, un menor consumo de gas por parte de CAMMESA, que sumada a la disminución de la demanda industrial no esencial, acentuaron la sobreoferta estacional en los meses estivales y provocaron menores precios de gas licitados y recortes en la producción local de gas. Por otro lado, las medidas de aislamiento mencionadas afectaron fuertemente la demanda de petróleo que verificó un colapso en los volúmenes vendidos, como resultado de la fuerte caída de la demanda de productos refinados y el agotamiento de la capacidad de almacenamiento.

Por lo tanto, ante los indicios de deterioro mencionados, la Sociedad determinó el valor recuperable de las UGEs que conforman los segmentos Generación, y Petróleo y Gas al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

La metodología utilizada en la estimación del valor recuperable consistió en el cálculo del valor en uso de cada UGE sobre la base del valor presente de los flujos netos de efectivo futuros que se espera obtener de la UGE, descontados con una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado.

Los flujos de efectivo fueron elaborados en base a estimaciones respecto del comportamiento futuro de ciertas variables que resultan sensibles en la determinación del valor en uso, entre las que se destacan: (i) precios de referencia para los productos; (ii) proyecciones de demanda por tipo de producto; (iii) evolución de los costos y; (vi) variables macroeconómicas como ser tasas de inflación y tipo de cambio, entre otras.

1.2.1 Segmento Generación

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la evaluación de recuperabilidad, determinada a través del valor en uso de las centrales térmicas Güemes, Piedra Buena y de las centrales hidroeléctrica Pichi Picun Leufú, Diamante y Nihuiles, con ingresos íntegramente generados en el mercado spot, y de las centrales térmicas Loma de la lata y Piquirenda, con ingresos íntegramente generados en el mercado spot a partir de la finalización de los contratos en 2021, que forman parte del segmento Generación, dio como resultado el reconocimiento de pérdidas por deterioro por \$ 8.219 millones (US\$ 110 millones) y \$ 3.114 millones (US\$ 52 millones), respectivamente.

Las proyecciones utilizadas en el cálculo del valor recuperable al 31 de diciembre de 2020, consideran 5 escenarios alternativos con una probabilidad de ocurrencia entre el 10% y el 40% asignada en concordancia con la experiencia histórica en materia de regulaciones establecidas por la SE que ponderan i) incrementos por recomposición de precios entre el 9% y 30% durante el 2021 y hasta un 30% adicional durante el 2022; ii) la implementación total o parcial del mecanismo de ajuste por inflación automático de la remuneración spot establecido por la Resolución SE N° 31/20, a partir del 2022 y iii) la normalización gradual hacia el 2023, del plazo de financiación otorgado a CAMMESA hasta los niveles observados en el año 2019 y iv) una tasa WACC después de impuestos del 10,34%.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Reseña Informativa al 31 de diciembre de 2020 (Continuación)

Los valores reales obtenidos pueden variar significativamente respecto de los proyectados principalmente por: i) la oportunidad y magnitud de los incrementos por recomposición de precios de la energía estimados durante el 2021 y 2022, ii) la modalidad de reimplementación a partir del 2022, del mecanismo de ajuste por inflación de precios suspendido por la SE, y/o iii) la fecha de normalización del plazo de financiación otorgado a CAMMESA. Si bien, esta variación ha sido considerada en la ponderación de escenarios, la Sociedad estima que cualquier análisis de sensibilidad que considere cambios en cualquiera de las estimaciones consideradas individualmente podría conducir a conclusiones distorsivas generando un impacto adverso sobre los resultados de la Sociedad.

Los supuestos claves utilizados en el cálculo del valor recuperable al 31 de diciembre de 2019, consideraron i) la remuneración por ventas al mercado spot establecida por Resolución SE N° 31/20 (incluyendo el mecanismo de ajuste automático de precios) y ii) una tasa de descuento WACC después de impuestos del 9,7 %.

En relación con dichas proyecciones, cabe destacar que la Gerencia ha considerado: i) que el volumen contratado de energía plus se mantiene alocado a Genelba, con el objeto de maximizar la eficiencia en la estructura de costos y ii) la entrada en vigencia de proyectos de cogeneración y cierre de ciclo en el marco de la Resolución SEE N° 287/17 y la consecuente reducción de despacho para centrales menos eficientes como Güemes y Piedra Buena.

1.2.2 Segmento Petróleo y gas

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, se evaluó la recuperabilidad de los activos del segmento Petróleo y Gas a través de la determinación del valor en uso. Al 31 de diciembre de 2019 se reconocieron pérdidas por deterioro por \$ 599 millones (US\$ 10 millones) en el área Sierra Chata.

Las proyecciones utilizadas en el cálculo del valor recuperable al 31 de diciembre de 2020, consideran las siguientes premisas para el gas: i) Año 2021 a 2024: la comercialización de los volúmenes de gas a un precio medio anual de 3,46 US\$/MMBTU; ii) Año 2025 en adelante: se alcanza el precio de equilibrio, consistente con un desarrollo prudente de las reservas no convencionales de Vaca Muerta. En el caso del petróleo se estimó un precio promedio de US\$ 65 de barril Brent (precio de referencia para la Sociedad) hasta el 2026 inclusive y un incremento progresivo hasta alcanzar un precio promedio de US\$ 73 en el 2030. La tasa de descuento WACC después de impuestos fue del 13,1%.

Los supuestos claves utilizados en el cálculo del valor recuperable al 31 de diciembre de 2019, consideraron: i) un precio del gas natural similar al observado en 2019 para el ejercicio 2020, y una recomposición en el precio entre el 20 y 25% para el ejercicio 2021 que se mantiene en los ejercicios subsiguientes considerando un desarrollo moderado de los recursos no convencionales de Vaca Muerta tendientes a lograr el abastecimiento de la demanda local y una disminución en la importación de gas; y ii) una tasa de descuento WACC después de impuestos del 12,6%. Cabe aclarar que el precio de gas se mantiene en las proyecciones lo cual impacta a su vez en el perfil de inversiones estimadas.

Por último, es importante destacar que al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el valor de los activos del segmento Petróleo y gas, incluyendo la llave de negocio asignada al segmento no supera su valor recuperable.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° I F° 17

José Daniel Abelovich
Sindico Titular

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Reseña Informativa al 31 de diciembre de 2020 (Continuación)

2. Estructura patrimonial consolidada resumida comparativa con los ejercicios 2019 y 2018.

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Activo no corriente	208.136	258.869	156.474
Activo corriente	79.789	81.559	57.361
Activos clasificados como mantenidos para la venta	123.603	-	-
Total	411.528	340.428	213.835
Pasivo no corriente	139.018	145.054	101.546
Pasivo corriente	37.734	51.112	44.606
Pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	85.898	-	-
Total	262.650	196.166	146.152
Participación no controladora	28.631	29.397	16.160
Patrimonio atribuible a los propietarios	120.247	114.865	51.523
Total	411.528	340.428	213.835

3. Estructura de resultados consolidados resumida comparativa con los ejercicios 2019 y 2018.

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Resultado operativo antes de resultados por participaciones	11.647	16.407	18.917
Resultado por participaciones en negocios conjuntos y asociadas	6.551	5.854	4.463
Resultados financieros, neto	(5.711)	702	(21.138)
Resultado antes de impuestos	12.487	22.963	2.242
Impuesto a las ganancias	(3.122)	4.531	1.207
Resultado por operaciones continuas	9.365	27.494	3.449
Operaciones discontinuadas	(49.333)	11.813	7.359
(Pérdida) Ganancia del ejercicio	(39.968)	39.307	10.808
(Pérdida) Ganancia del ejercicio atribuible a:			
Propietarios de la Sociedad	(31.447)	33.012	8.435
Participación no controladora	(8.521)	6.295	2.373
Otro resultado integral	32.830	27.256	(115)
Otro resultado integral por operaciones discontinuadas	20.866	18.046	308
Ganancia integral del ejercicio	13.728	84.609	11.001
Ganancia integral del ejercicio atribuible a:			
Propietarios de la Sociedad	11.937	69.616	8.474
Participación no controladora	1.791	14.993	2.527

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Reseña Informativa al 31 de diciembre de 2020 (Continuación)

4. Estructura de flujos de efectivo consolidada resumida comparativa con los ejercicios 2019 y 2018.

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Flujos netos de efectivo generados por las actividades operativas	51.632	37.711	22.930
Flujos netos de efectivo (aplicados a) generados por las actividades de inversión	(15.531)	(17.192)	740
Flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de	(29.997)	(21.172)	(17.709)
Aumento (disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	6.104	(653)	5.961

5. Índices consolidados comparativos con los ejercicios 2019 y 2018.

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Liquidez			
Activo corriente	79.789	81.559	57.361
Pasivo corriente	37.734	51.112	44.606
Índice	2,11	1,60	1,29
Solvencia			
Patrimonio	148.878	144.262	67.683
Total del pasivo	262.650	196.166	146.152
Índice	0,57	0,74	0,46
Inmovilización del capital			
Activo no corriente	208.136	258.869	156.474
Total del activo	411.528	340.428	213.835
Índice	0,51	0,76	0,73
Rentabilidad			
Resultado del ejercicio	(39.968)	39.307	10.808
Patrimonio promedio	146.570	105.973	70.977
Índice	(0,2727)	0,371	0,152

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Gustavo Mariani
Vicepresidente

Reseña Informativa al 31 de diciembre de 2020 (Continuación)

6. Datos físicos

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Generación (en GWh)			
Generación de energía	16.470	15.582	14.845
Compras de energía	93	490	1.154
Energía vendida	16.563	16.072	15.999
Petróleo y gas por operaciones continuas (en miles de boe/día)			
Petróleo	4	5	5
Gas	41	43	40
Distribución de energía por operaciones discontinuadas (en GWh)			
Ventas de energía	20.179	19.974	21.172
Compras de energía	25.124	24.960	25.906
Petroquímica (en miles de Toneladas)			
Estireno y Poliestireno	95	99	113
Caucho Sintético	37	27	26
Otros	205	217	215
Refinería y distribución (en miles de m3) ^(*)			
Crudo	-	-	24
Gasoil	-	-	345
Gasolinas	-	-	196
Fuel Oil, IFOs y Asfaltos	-	-	138
Otros	-	-	127

(*) Corresponde a las cantidades vendidas hasta el 30.06.2018 inclusive.

7. Breve comentario sobre perspectivas para el próximo ejercicio.

Al respecto ver Punto 1.

Véase nuestro informe de fecha
10 de marzo de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

José Daniel Abelovich
Síndico Titular

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. R. Sergio Cravero
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 265 F° 92

Gustavo Mariani
Vicepresidente



04

*Informe de los
auditores
independientes*



Informe de auditoría emitido por los auditores independientes

A los Señores Accionistas, Presidente y Directores de
Pampa Energía S.A.
Domicilio legal: Maipú 1
CUIT 30-52655265-9

Informe sobre la auditoría de los estados financieros consolidados

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados de Pampa Energía S.A. y sus subsidiarias (en adelante “el Grupo”) que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2020, los estados consolidados de resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio finalizado en esa fecha, y las notas a los estados financieros consolidados, las cuales incluyen un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera consolidada del Grupo al 31 de diciembre de 2020, así como su resultado integral consolidado y los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestro examen de conformidad con Normas Internacionales de Auditoría (NIAs). Dichas normas fueron adoptadas como normas de auditoría en Argentina mediante la Resolución Técnica N° 32 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE), tal y como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento (IAASB por su sigla en inglés). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección “Responsabilidades de los auditores en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados” del presente informe.

Consideramos que los elementos de juicio que hemos obtenido proporcionan una base suficiente y adecuada para fundamentar nuestra opinión de auditoría.

Independencia

Somos independientes del Grupo de conformidad con el Código Internacional de Ética para Profesionales de la Contabilidad (incluidas las Normas Internacionales de Independencia) emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código del IESBA) junto con los requerimientos que son aplicables a nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en Argentina, y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos y con el Código del IESBA.

Price Waterhouse & Co. S.R.L., Bouchard 557, piso 8°, C1106ABG - Ciudad de Buenos Aires
T: +(54.11) 4850.0000, F: +(54.11) 4850.1800, www.pwc.com/ar

Price Waterhouse & Co. S.R.L. es una firma miembro de la red global de PricewaterhouseCoopers International Limited (PwCIL). Cada una de las firmas es una entidad legal separada que no actúa como mandataria de PwCIL ni de cualquier otra firma miembro de la red.

Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor significatividad en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados correspondientes al presente ejercicio. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto y en la formación de nuestra opinión sobre los mismos, y no expresamos una opinión por separado sobre estas cuestiones.

Cuestiones clave de la auditoría	Respuesta de auditoría
Impacto de las estimaciones de reservas probadas de petróleo y gas en Propiedades, planta y equipo y en la llave de negocio del segmento petróleo y gas. Los estados financieros consolidados presentan al 31 de diciembre de 2020 las siguientes cuentas vinculadas al segmento petróleo y gas: • Propiedades, planta y equipo del segmento (Nota 11.1): \$ 45.689 millones, • Llave de negocio (Nota 11.2): \$ 2.912 millones, • Gasto por depreciación del segmento (Nota 11.1): \$ 7.566 millones. Como se describe en la Nota 6.1.7 a los estados financieros consolidados, la Gerencia de la Sociedad estima las reservas probadas de petróleo y gas que se utilizan en la determinación de la depreciación de las propiedades, planta y equipo utilizado en las áreas de petróleo y gas, así como en la evaluación de la recuperabilidad de dichos activos considerando, de corresponder, la llave de negocio asignada al segmento de petróleo y gas. Existen numerosos factores que generan incertidumbre con respecto a la estimación de reservas probadas, a la estimación de perfiles de producción futura, costos de desarrollo y precios, incluyendo varios factores que escapan al control del productor. El procedimiento de cálculo de las reservas es un proceso subjetivo de estimación de petróleo crudo y gas natural a ser recuperado del subsuelo, que involucra cierto grado de incertidumbre. La estimación de reservas se realiza en función a la calidad de la información de geología e ingeniería disponible a la fecha de cálculo y de su interpretación. Las estimaciones de reservas de petróleo y gas y los flujos futuros de efectivo netos relacionados pueden ser revisados y ajustados periódicamente como resultado de cambios en una serie de factores, entre los cuales	Los procedimientos de auditoría realizados en relación a esta cuestión clave incluyeron entre otros: • Obtener un entendimiento, evaluar y probar la efectividad de los controles relacionados con el proceso de estimación de la Gerencia de las reservas de petróleo y gas. • Evaluar los métodos y supuestos importantes utilizados por la administración para desarrollar estas estimaciones, incluidos los perfiles de producción futuros, los costos de desarrollo y los precios. • Evaluar la razonabilidad de las estimaciones de reservas probadas de petróleo y gas a través de la utilización del trabajo del especialista contratado por la Sociedad para auditar las reservas. Como base para utilizar este trabajo, se evaluó la competencia, capacidad y objetividad de los especialistas, así como sus métodos y supuestos. • Probar los datos utilizados por los especialistas contratados por la Sociedad y efectuar una evaluación de sus hallazgos. • Obtener evidencia para respaldar la razonabilidad de los supuestos significativos, incluyendo si los supuestos utilizados eran razonables considerando el desempeño pasado de la Sociedad, y si eran consistentes con la evidencia obtenida en otras áreas de la auditoría.

Cuestiones clave de la auditoría

Respuesta de auditoría

se incluyen el rendimiento del área, nuevas perforaciones, precios del petróleo y el gas, costos, avances tecnológicos, nuevos datos geológicos o geofísicos y otros factores económicos. Las estimaciones de las reservas de petróleo y gas han sido desarrolladas por especialistas internos de la Sociedad, específicamente ingenieros de reservorio, y auditadas por especialistas independientes contratados por la Sociedad.

Esta cuestión resulta clave debido a que desarrollar las estimaciones de reservas de petróleo y gas involucra un juicio crítico por parte de la Gerencia, incluyendo el uso de especialistas, lo que a su vez llevó a un alto grado de juicio por parte del auditor y esfuerzo en la realización de procedimientos para evaluar los supuestos importantes utilizados en el desarrollo de esas estimaciones, incluidos los perfiles de producción futuros, costos de desarrollo y precios.

- Probar que las estimaciones de reservas de petróleo y gas se incluyeron adecuadamente en la determinación de gastos de depreciación de la Sociedad, así como en la evaluación de deterioro de activos no financieros no corrientes relacionados con el segmento de petróleo y gas natural.

Deterioro del valor de los activos no financieros no corrientes

Los estados financieros consolidados incluyen al 31 de diciembre de 2020 los siguientes activos no financieros no corrientes:

- Propiedades, planta y equipo (Nota 11.1): \$ 135.445 millones,
- Activos intangibles (incluyendo la Llave de negocio) (Nota 11.2): \$ 3.455 millones.
- Participaciones en asociadas y negocios conjuntos (Notas 5.4.2): \$ 46.068 millones.

Tal como se describe en Notas 4.9 y 6.1.1, la Gerencia analiza la recuperabilidad de sus activos no financieros no corrientes periódicamente o cuando algún suceso o cambio en las circunstancias indican que su valor recuperable puede estar por debajo de su valor de libros. Al evaluar si existe algún indicio de un evento o circunstancia por el que una unidad generadora de efectivo (UGE) podría verse afectada, se analizan fuentes externas e internas de información. Se consideran hechos y circunstancias tales como la tasa de descuento utilizada en las proyecciones de flujos de fondos de las UGEs y la condición del negocio en términos de factores de mercado y económicos, tales como el costo de los inventarios, el petróleo y el gas, el precio internacional de los productos petroquímicos, el

Los procedimientos de auditoría realizados en relación a esta cuestión clave incluyeron entre otros:

- Obtener un entendimiento, evaluar y probar la efectividad de los controles relacionados con el proceso de la Gerencia de evaluación del valor recuperable de los activos no financieros no corrientes.
- Probar la adecuada definición de las UGEs identificadas, así como la razonable asignación de los valores de libros a cada una de ellas.
- Evaluar la razonabilidad de la evaluación de la Gerencia sobre la existencia de indicios de deterioro.
- Probar el proceso de la Gerencia en el desarrollo de la estimación del valor en uso.
- Evaluar el adecuado uso del modelo de flujo de efectivo descontado, así como la precisión matemática de los cálculos.

Cuestiones clave de la auditoría

marco regulatorio de la industria energética, las inversiones en capital proyectadas y la evolución de la demanda energética. El valor recuperable se mide como el mayor entre el valor en uso y el valor razonable menos los costos para la venta. La Gerencia utilizó el valor en uso para determinar el monto recuperable A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro de valor, los activos se agrupan en UGEs. El valor en uso de cada UGE se determina sobre la base de los flujos de efectivo proyectados y descontados, utilizando tasas de descuento que reflejan el valor tiempo del dinero y los riesgos específicos de los activos considerados. Tal como se describe en la Nota 11.1.1, las proyecciones de flujo de efectivo de la administración incluyeron juicios y supuestos importantes relacionados con precios de referencia de los productos, la demanda futura por tipo de producto, evolución de los costos, variables macroeconómicas como ser tasa de inflación y tipo de cambio, la tasa de descuento, entre otros.

Como consecuencia del análisis realizado la Sociedad ha registrado en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2020 deterioros en el valor de sus activos no financieros no corrientes por \$ 9.645 millones (\$ 8.219 millones en Propiedades, planta y equipo y \$1.426 millones en Activos intangibles), según se describe en Nota 11.1 y 11.2.

Esta cuestión resulta clave debido a que, tanto en la determinación de la existencia de indicadores de deterioro como en la estimación de los valores recuperables involucra la aplicación de juicio crítico y estimaciones significativas por parte de la Gerencia, que están sujetas a incertidumbre y a eventos futuros. A su vez, llevó a un alto grado de juicio, subjetividad y esfuerzo por parte del auditor en la realización de procedimientos para evaluar las proyecciones de flujo de efectivo realizadas por la Gerencia y los supuestos importantes, que incluyen, entre otros, los precios de referencia de los productos, la demanda futura por tipo de producto, evolución de los costos, variables macroeconómicas como ser tasa de inflación y tipo de cambio, la tasa de descuento.

Respuesta de auditoría

- Probar la integridad, precisión y relevancia de los datos y supuestos subyacentes utilizados por la Gerencia en el modelo. Esta valoración implicó evaluar si los supuestos utilizados eran razonables considerando (i) el desempeño actual y pasado de los segmentos, (ii) la consistencia con los datos externos del mercado y la industria, y (iii) si estos supuestos eran consistentes con la evidencia obtenida en otras áreas de la auditoría.
- Evaluar la suficiencia de la información revelada en los estados financieros consolidados respecto a la evaluación de valor recuperable de los activos no financieros no corrientes.

Adicionalmente, el esfuerzo de auditoría involucró el uso de profesionales con habilidades y conocimientos especializados para para asistirnos en la evaluación del modelo de flujo de efectivo descontado y ciertos supuestos importantes, incluida la tasa de descuento.

Información que acompaña a los estados financieros consolidados (“otra información”)

La otra información comprende la Memoria y la reseña informativa. El Directorio es responsable de la otra información.

Nuestra opinión sobre los estados financieros consolidados no cubre la otra información y, por lo tanto, no expresamos ninguna conclusión de auditoría.

En relación con nuestra auditoría de los estados financieros consolidados, nuestra responsabilidad es leer la otra información y, al hacerlo, considerar si la misma es materialmente inconsistente con los estados financieros consolidados o nuestros conocimientos obtenidos en la auditoría, o si por algún otro motivo parece que existe una incorrección significativa. Si, basándonos en el trabajo que hemos realizado, consideramos que, en lo que es materia de nuestra competencia, existe una incorrección significativa en la otra información, estamos obligados a informarlo. No tenemos nada que informar al respecto.

Responsabilidades del Directorio y del Comité de Auditoría en relación con los estados financieros consolidados

El Directorio de Pampa Energía S.A. es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de acuerdo con las NIIF, y del control interno que el Directorio considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de incorrección significativa, debida a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, el Directorio es responsable de evaluar la capacidad de del Grupo de continuar como empresa en funcionamiento, revelar, en caso de corresponder, las cuestiones relacionadas con este tema y utilizar el principio contable de empresa en funcionamiento, excepto si el Directorio tiene intención de liquidar el Grupo o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista de continuidad.

El Comité de Auditoría es responsable de la supervisión del proceso de preparación de la información financiera del Grupo.

Responsabilidades de los auditores en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de incorrección significativa, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contenga nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIA siempre detecte una incorrección significativa cuando exista. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran significativas si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las NIA, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de incorrección significativa en los estados financieros consolidados, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos elementos de juicio suficientes y apropiados para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección significativa debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección significativa debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionalmente erróneas, o la elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno del Grupo.
- Evaluamos si las políticas contables aplicadas son apropiadas, así como la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por el Directorio de la Sociedad.
- Concluimos sobre lo apropiado de la utilización por el Directorio de la Sociedad, del principio contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en los elementos de juicio obtenidos, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre importante relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre importante, debemos enfatizar en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros consolidados, o si dichas revelaciones no son apropiadas, se requiere que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en los elementos de juicio obtenidos hasta la fecha de emisión de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que el Grupo deje de ser una empresa en funcionamiento.
- Evaluamos la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logre una presentación razonable.
- Obtenemos elementos de juicio suficientes y apropiados en relación con la información financiera de las entidades o actividades empresariales dentro del Grupo para expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría de la Sociedad [del Grupo]. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con el Comité de Auditoría de la Sociedad en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, incluyendo cualquier deficiencia significativa en el control interno que identifiquemos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos al Comité de Auditoría de la Sociedad una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables relacionados con la independencia, y comunicamos todas las relaciones y demás cuestiones de las que se puede esperar razonablemente que pueden afectar a nuestra independencia y, en su caso, las acciones tomadas para eliminar amenazas o las salvaguardas aplicadas.

Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicación con el Comité de Auditoría de la Sociedad, determinamos las que han sido de la mayor significatividad en la auditoría de los estados financieros consolidados del presente ejercicio y que son, en consecuencia, las cuestiones clave de la auditoría. Describimos esas cuestiones en nuestro informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente la cuestión o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes, determinemos que una cuestión no se debería comunicar en nuestro informe porque puede preverse razonablemente que las consecuencias adversas de hacerlo superarían los beneficios de interés público de la misma.



Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

En cumplimiento de disposiciones vigentes informamos, que:

- a) los estados financieros consolidados de Pampa Energía S.A. se encuentran asentados en el libro "Inventarios y Balances" y cumplen, en lo que es materia de nuestra competencia, con lo dispuesto en la Ley General de Sociedades y en las resoluciones pertinentes de la Comisión Nacional de Valores;
- b) los estados financieros individuales de Pampa Energía S.A. surgen de registros contables llevados en sus aspectos formales de conformidad con normas legales, que mantienen las condiciones de seguridad e integridad en base las cuales fueron autorizados por la Comisión Nacional de Valores;
- c) al 31 de diciembre de 2020 la deuda devengada a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino de Pampa Energía S.A. que surge de sus registros contables y de las liquidaciones de la Sociedad ascendía a \$ 164 millones, no siendo exigible a dicha fecha;
- d) de acuerdo con lo requerido por el artículo 21°, inciso b), Capítulo III, Sección VI, Título II de la normativa de la Comisión Nacional de Valores, informamos que el total de honorarios en concepto de servicios de auditoría y relacionados facturados a Pampa Energía S.A. en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 representan:
 - d.1) el 99,9% sobre el total de honorarios por servicios facturados a Pampa Energía S.A. por todo concepto en dicho ejercicio;
 - d.2) el 72,5% sobre el total de honorarios por servicios de auditoría y relacionados facturados a Pampa Energía S.A., su sociedad controlante, controladas y vinculadas en dicho ejercicio;
 - d.3) el 70,9% sobre el total de honorarios por servicios facturados a Pampa Energía S.A., su sociedad controlante, controladas y vinculadas por todo concepto en dicho ejercicio;
- e) hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo para Pampa Energía S.A. previstos en las correspondientes normas profesionales emitidas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 10 de marzo de 2021.

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. R. Sergio Cravero
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 265 F° 92

05 *Informe de la Comisión Fiscalizadora*



Informe de la Comisión Fiscalizadora

A los señores Accionistas, Presidente y Directores de
Pampa Energía S.A.

Introducción

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo N° 294 de la Ley N° 19.550 y en las Normas de la Comisión Nacional de Valores (en adelante “CNV”), hemos efectuado un examen de los estados financieros consolidados adjuntos de Pampa Energía S.A. y sus subsidiarias (en adelante “el Grupo”) que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2020, los estados consolidados de resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio finalizado en esa fecha, y las notas a los estados financieros consolidados, las cuales incluyen un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa. Además hemos revisado la Memoria del Directorio correspondiente a dicho ejercicio.

Responsabilidad del Directorio y del Comité de Auditoría en relación con los estados financieros consolidados

El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), y del control interno que el Directorio considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de incorrección significativa, debida a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, el Directorio es responsable de evaluar la capacidad del Grupo de continuar como empresa en funcionamiento, revelar, en caso de corresponder, las cuestiones relacionadas con este tema y utilizar el principio contable de empresa en funcionamiento, excepto si el Directorio tiene intención de liquidar la Sociedad o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista de continuidad.

El Comité de Auditoría es responsable de la supervisión del proceso de preparación de la información financiera del Grupo.

Alcance de nuestro examen

Nuestro examen fue practicado de acuerdo con las normas de sindicatura vigentes. Dichas normas requieren que los exámenes de los estados financieros consolidados se efectúen de acuerdo con las normas de auditoría vigentes, e incluyan la verificación de la razonabilidad de la información significativa de los documentos examinados y su congruencia con la restante información sobre las decisiones societarias de las que hemos tomado conocimiento, expuestas en actas de Directorio y Asamblea, así como la adecuación de dichas decisiones a la ley y a los estatutos, en lo relativo a sus aspectos formales y documentales. Para realizar nuestra tarea profesional, hemos efectuado una revisión del trabajo realizado por los auditores externos de la Sociedad, Price Waterhouse & Co. S.R.L, quienes emitieron su informe con fecha 10 de marzo de 2021. La responsabilidad de los auditores de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría (NIAs) se describe en la sección “Responsabilidades de los auditores en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados” del mencionado Informe.

Informe de la Comisión Fiscalizadora (Continuación)

Alcance de nuestro examen (Continuación)

El objetivo de una auditoría es obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de incorrección significativa, debida a fraude o error. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIAs siempre detecte una incorrección significativa cuando exista. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran significativas si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados. No hemos evaluado los criterios empresarios de administración, financiación, comercialización y explotación, dado que ellos son de incumbencia exclusiva del Directorio y de la Asamblea.

Consideramos que los elementos de juicio que hemos obtenido proporcionan una base suficiente y adecuada para fundamentar nuestra opinión.

Asimismo, en relación con la Memoria del Directorio correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, hemos verificado que contiene la información requerida por el artículo N° 66 de la Ley N° 19.550 y, en lo que es materia de nuestra competencia, que sus datos numéricos concuerdan con los registros contables de la Sociedad y otra documentación pertinente.

Opinión

Basados en el trabajo realizado, con el alcance descrito más arriba, informamos que:

- a) en nuestra opinión, los estados financieros consolidados mencionados en el primer párrafo del presente informe presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera consolidada del Grupo al 31 de diciembre de 2020, así como su resultado integral consolidado y los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con las NIIF; y
- b) no tenemos observaciones que formular, en materia de nuestra competencia, en relación con la Memoria del Directorio, siendo las afirmaciones sobre hechos futuros responsabilidad exclusiva del Directorio.

Informe sobre cumplimiento de disposiciones vigentes

En cumplimiento de disposiciones vigentes informamos, respecto de Pampa Energía S.A., que:

- a) habida cuenta del cumplimiento del DNU N° 297, sus correspondientes prórrogas y modificaciones y de la RG N° 830/2020 de la CNV, ciertas reuniones del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora, fueron llevadas a cabo bajo la modalidad "a distancia" y sus respectivas actas, a la fecha, no han sido transcritas o firmadas en los libros correspondientes. Se deja constancia que se ha tomado conocimiento de las resoluciones adoptadas en las reuniones de Directorio celebradas desde el 19 de marzo (fecha de dictado del DNU N° 297) hasta la fecha;
- b) los estados financieros consolidados de Pampa Energía S.A. se encuentran asentados en el libro "Inventarios y Balances" y cumplen, en lo que es materia de nuestra competencia, con lo dispuesto en la Ley N° 19.550 y en las resoluciones pertinentes de la CNV;

Informe de la Comisión Fiscalizadora (Continuación)

Informe sobre cumplimiento de disposiciones vigentes (Continuación)

- c) los estados financieros individuales de Pampa Energía S.A. surgen de registros contables llevados en sus aspectos formales de conformidad con normas legales, que mantienen las condiciones de seguridad e integridad en base las cuales fueron autorizados por la CNV;
- d) se ha dado cumplimiento a lo dispuesto por la Resolución N° 797 de la CNV en relación con la presentación del informe de cumplimiento del Código de Gobierno Societario;
- a) en relación a lo determinado por las normas de la CNV, informamos que hemos leído el informe de los auditores externos, del que se desprende lo siguiente:
 - i. las normas de auditoría aplicadas son las aprobadas por la FACPCE;
 - ii. los auditores son independientes de la Sociedad de conformidad con el Código Internacional de Ética para Profesionales de la Contabilidad (incluidas las Normas Internacionales de Independencia) emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código del IESBA); y
 - iii. los estados financieros consolidados han sido preparados teniendo en cuenta las NIIF y las disposiciones de la CNV.
- e) hemos verificado el cumplimiento en lo que respecta al estado de garantías de los Directores en gestión a la fecha de presentación de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020, conforme lo establecido en el punto 1.4 del Anexo I de la Resolución Técnica N° 45 de la FACPCE;
- f) hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo para Pampa Energía S.A. previstos en las correspondientes normas profesionales emitidas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires;
- g) se ha dado cumplimiento a lo dispuesto por el artículo N° 294 de la Ley N° 19.550.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 10 de marzo de 2021.

Por Comisión Fiscalizadora

José Daniel Abelovich
Síndico Titular