

PROSPECTO DE PROGRAMA

GENERACIÓN LITORAL S.A.

PROGRAMA GLOBAL DE EMISIÓN DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES SIMPLES POR HASTA U\$S 200.000.000 (O SU EQUIVALENTE EN OTRAS MONEDAS O UNIDADES DE MEDIDA O VALOR)

El presente prospecto (el “Prospecto”) corresponde al Programa Global de Generación Litoral S.A. (“GLSA”, la “Emisora”, la “Sociedad” o la “Compañía”) CUIT 33-71518413-9, para la emisión de Obligaciones Negociables simples, no convertibles en acciones, a corto, mediano o largo plazo, subordinadas o no, con o sin garantía de terceros y/o con recurso limitado y exclusivo a determinados activos de la Sociedad (el “Programa”) y las obligaciones negociables emitidas bajo el mismo (las “Obligaciones Negociables”) por hasta un monto máximo en circulación en cualquier momento de U\$S 200.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor), emitidas y colocadas de conformidad con las disposiciones de la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables, sus modificatorias (la “Ley de Obligaciones Negociables”), la Ley N° 26.831 (con sus modificatorias y reglamentarias, incluyendo sin limitación el Decreto N° 1.023/2013, la “Ley de Mercado de Capitales”), las normas de la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”) según texto ordenado por la Resolución General N° 622/2013 (con sus modificatorias y complementarias, las “Normas de la CNV”) y demás normas vigentes, y en cumplimiento de todos sus requisitos.

La Sociedad no se encuentra registrada como emisora frecuente bajo la normativa aplicable de la CNV.

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases y/o series con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser emitidas en distintas series con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma clase, y aunque las Obligaciones Negociables de las distintas series podrán tener diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión.

Se podrá solicitar la admisión de cada clase y/o serie al régimen de listado de la Bolsa de Valores de Luxemburgo para la negociación en el mercado Euro MTF, el mercado alternativo de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, y para su listado en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (“BYMA”), y su negociación en el Mercado Abierto Electrónico S.A. (“MAE”), según se especifique en los Suplementos correspondientes. No podremos garantizar, no obstante, que estas solicitudes sean aceptadas.

El monto, denominación, moneda, precio de emisión, fechas de amortización y vencimiento e intereses, si los hubiera, y garantías, si las hubiera, junto con los demás términos y condiciones aplicables a cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables, se detallarán en un suplemento de precio preparado en relación a dicha clase y/o serie de Obligaciones Negociables (cada uno, un “Suplemento”), el cual complementará los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables descriptos en la sección “*De la Oferta y la Negociación. Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables*” del Prospecto. Los términos y condiciones siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas vigentes. Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o flotante o de cualquier otra manera, o no devengar intereses, según se especifique en el Suplemento correspondiente. Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifiquen en el Suplemento correspondiente.

La Emisora podrá destinar los fondos provenientes de la emisión de cada serie o clase de Obligaciones Negociables, en cumplimiento del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y en virtud de los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina” establecidos en el art. 4.5 del Anexo III Capítulo I Título VI de las Normas de la CNV, al financiamiento de proyectos o actividades con fines verdes y/o sociales (y sus gastos relacionados, tales como investigación y desarrollo), según se detalle en el Suplemento correspondiente.

La CNV no ha emitido juicio sobre el carácter Social, Verde y/o Sustentable que pueden tener las potenciales emisiones bajo el Programa. A tal fin, el órgano de administración se orientará por los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina” contenidos en el Anexo III Capítulo I Título VI de las Normas de la CNV.



Osvaldo Cado



La Compañía ha optado por que el Programa no cuente con calificaciones de riesgo. Sin perjuicio de ello, la Compañía podrá optar por calificar o no cada clase de Obligaciones Negociables que se emita bajo el Programa, y hará constar la calificación otorgada en los Suplementos correspondientes. En caso que la Compañía optare por calificar una o más clases de Obligaciones Negociables, éstas podrán contar con una o más calificaciones de riesgo conforme se indique en el Suplemento correspondiente.

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar los factores de riesgo que se describen en la sección “Factores de Riesgo” del presente y el resto de la información contenida en el presente Prospecto y de los correspondientes Suplementos.

Oferta pública autorizada por Resolución N° 22073 de fecha 14 de diciembre de 2022 de la CNV. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el presente Prospecto. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del Directorio y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores, en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados contables que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley de Mercado de Capitales. El Directorio manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la sociedad y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

Salvo que se especifique de otra forma en los Suplementos aplicables a una clase y/o serie, las Obligaciones Negociables no serán registradas bajo la Ley de Títulos Valores de los Estados Unidos de 1933 y sus modificatorias (la “Ley de Títulos Valores”), ni bajo cualquier ley sobre títulos valores de cualquier estado de los Estados Unidos o de cualquier otra jurisdicción fuera de la República Argentina. En virtud de ello, las Obligaciones Negociables sólo se podrán ofrecer en transacciones exentas de registración bajo la Ley de Títulos Valores y las leyes de títulos valores de otras jurisdicciones cualesquiera (excepto Argentina). Dentro de Estados Unidos, se ofrecerán las Obligaciones Negociables únicamente a inversores institucionales calificados en virtud de la Regla 144A de la Ley de Títulos Valores. Fuera de Estados Unidos, se ofrecerán las Obligaciones Negociables únicamente a ciudadanos no estadounidenses de conformidad con la Regulación S de la Ley de Títulos Valores.

De conformidad con la Resolución General N° 917/2021 de la CNV, la Emisora oportunamente informará en cada Suplemento, de corresponder, si las Obligaciones Negociables a emitirse gozarán de los beneficios impositivos dispuestos por el Decreto N° 621/2021. Para obtener información relativa a la normativa vigente en materia de carga tributaria, véase la sección “Información Adicional – Carga Tributaria” del Prospecto.

De acuerdo al artículo 12 de la Sección IV del Título XI de las Normas de la CNV, la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que, a su leal saber y entender, los beneficiarios finales de la Emisora y las personas humanas y/o jurídicas que tienen como mínimo el 10% de su capital social o de los derechos a voto, o que por otros medios ejerzan el control final -directa o indirectamente- sobre la Emisora no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

Generación Litoral S.A.
CUIT: 33-71518413-9
Teléfono: 4313-6790
Fax: 5218-9814.
Sede social: Av. Leandro N. Alem 855 - Piso 14°
Ciudad Autónoma de Buenos Aires (C1001AAD), Argentina
<https://www.albanesi.com.ar/>

Información de Contacto

La sede social de la Sociedad está ubicada en Av. Leandro N. Alem 855 - Piso 14° - Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. El número de teléfono es 4313-6790, fax 5218-9814. La dirección de correo electrónico es cnv_geli_notificaciones@albanesi.com.ar y el sitio web <https://www.albanesi.com.ar/>

Podrán solicitarse copias del Prospecto y de los estados contables de la Emisora referidos en el presente, así como eventualmente de sus Suplementos, en la sede social de la Compañía, en días hábiles en el horario de 10

a 15hs, así como en su página web. La información disponible en este sitio web o en otras partes no se debe considerar incluida o incorporada por referencia en este Prospecto, salvo aquella que se incorpore específicamente por referencia. Asimismo, el Prospecto definitivo estará disponible en la página web de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv>) en el ítem *Información Financiera* y en los sistemas de información dispuestos por los mercados autorizados en que vayan a listarse y/o negociarse las Obligaciones Negociables.

La fecha de este Prospecto es 13 de septiembre de 2024

ÍNDICE

NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES.....	5
NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES SOBRE NORMATIVA REFERENTE A LAVADO DE ACTIVOS	11
GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS	15
DECLARACIONES SOBRE EL FUTURO.....	18
RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES	19
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA.....	25
FACTORES DE RIESGO.....	96
POLÍTICAS DE LA EMISORA	129
INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES Y ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	130
DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN	139
ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS PRINCIPALES Y PARTES RELACIONADAS	151
ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA	155
ANTECEDENTES FINANCIEROS	156
INFORMACIÓN ADICIONAL	169
ADVERTENCIA AL PÚBLICO INVERSOR	199

NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES

LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES PODRÁN SER EMITIDAS BAJO ESTE PROGRAMA DIRECTAMENTE O A TRAVÉS DE UNO O MÁS COLOCADORES DESIGNADOS OPORTUNAMENTE, QUE PODRÁN COMPRAR OBLIGACIONES NEGOCIABLES, EN NOMBRE PROPIO, A LA EMISORA PARA SU REVENTA A INVERSORES Y OTROS COMPRADORES A DIFERENTES PRECIOS EN BASE A LOS PRECIOS DE MERCADO PREVALECIENTES QUE EL O LOS COLOCADORES DETERMINEN AL MOMENTO DE LA REVENTA O, SI ASÍ SE ESTABLECE, A UN PRECIO DE OFERTA FIJO. ADEMÁS, LA EMISORA PODRÁ CONVENIR CON UN COLOCADOR QUE REALICE SUS MAYORES ESFUERZOS RAZONABLES PARA COLOCAR LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CARÁCTER DE AGENTE DE LA MANERA ESPECIFICADA EN EL SUPLEMENTO CORRESPONDIENTE. ESTOS COLOCADORES DEBERÁN ESTAR IDENTIFICADOS EN EL SUPLEMENTO CORRESPONDIENTE. LA EMISORA SE RESERVA EL DERECHO A RETIRAR, CANCELAR O MODIFICAR CUALQUIER OFERTA DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES CONTEMPLADA EN ESTE PROSPECTO O EN CUALQUIER SUPLEMENTO SIN PREVIA NOTIFICACIÓN. ESTE PROSPECTO SÓLO PODRÁ UTILIZARSE PARA LA FINALIDAD PARA LA QUE FUE PUBLICADO.

LA EMISORA ES RESPONSABLE POR LA INFORMACIÓN INCLUIDA EN ESTE PROSPECTO Y EN LOS SUPLEMENTOS. LA EMISORA NO HA AUTORIZADO A LOS COLOCADORES, SI HUBIERA, Y/O A NINGÚN TERCERO, A SUMINISTRAR OTRO TIPO DE INFORMACIÓN Y/O A BRINDAR DECLARACIONES RESPECTO DE LA EMISORA Y/O DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES MAS QUE LAS CONTENIDAS EN EL PRESENTE PROSPECTO Y/O EN LOS SUPLEMENTOS CORRESPONDIENTES, Y, SI SE BRINDARA Y/O EFECTUARA, DICHA INFORMACIÓN Y/O DECLARACIONES NO PODRÁN SER CONSIDERADAS AUTORIZADAS Y/O CONSENTIDAS POR LA COMPAÑÍA Y/O LOS CORRESPONDIENTES AGENTES COLOCADORES. NI LA EMISORA NI LOS COLOCADORES, SI HUBIERA, ASUMIRÁN RESPONSABILIDAD ALGUNA POR CUALQUIER INFORMACIÓN NO INCLUIDA EN ESTE PROSPECTO Y EN LOS SUPLEMENTOS Y DE OTRA NATURALEZA. LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE PROSPECTO SE BASA EN INFORMACIÓN PROVISTA POR LA EMISORA Y POR OTRAS FUENTES QUE LA EMISORA CONSIDERA CONFIABLES Y ES EXACTA ÚNICAMENTE A LA FECHA DEL PRESENTE, INDEPENDIENTEMENTE DE LA FECHA DE ENTREGA DE ESTE PROSPECTO O DE VENTA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. LA ENTREGA DE ESTE PROSPECTO NO IMPLICARÁ, BAJO NINGUNA CIRCUNSTANCIA, QUE NO SE HAN PRODUCIDO CAMBIOS EN LA INFORMACIÓN INCLUIDA EN EL PROSPECTO O EN LA SITUACIÓN ECONÓMICA O FINANCIERA DE LA COMPAÑÍA CON POSTERIORIDAD A LA FECHA DEL PRESENTE. NI LA EMISORA NI LOS COLOCADORES, SI HUBIERA, HAN VERIFICADO EN FORMA INDEPENDIENTE LA INFORMACIÓN OBTENIDA DE TERCEROS.

LA DECISIÓN DE INVERTIR EN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES DEBERÁ BASARSE EN SU PROPIO ANÁLISIS DE LA EMISORA Y LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LA OFERTA, INCLUYENDO LOS MÉRITOS Y RIESGOS INHERENTES. NO DEBE CONSIDERARSE QUE ESTE PROSPECTO OFRECE ASESORAMIENTO LEGAL, COMERCIAL, FINANCIERO, CAMBIARIO, IMPOSITIVO Y/O DE CUALQUIER OTRO TIPO. SE RECOMIENDA A LOS POTENCIALES INVERSORES CONSULTAR A SUS PROPIOS ASESORES LEGALES, DE NEGOCIOS, FINANCIEROS O FISCALES EN RELACIÓN A SU INVERSIÓN EN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES.

LA DISTRIBUCIÓN DE ESTE PROSPECTO O CUALQUIER PARTE DEL MISMO, INCLUYENDO CUALQUIER SUPLEMENTO Y LA OFERTA, VENTA Y ENTREGA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CIERTAS JURISDICCIONES PUEDE ESTAR RESTRINGIDA POR LEY. LA EMISORA Y LOS COLOCADORES SOLICITAN A LOS DESTINATARIOS DEL PRESENTE PROSPECTO QUE ANALICEN Y CUMPLAN CON TALES RESTRICCIONES. ESTE PROSPECTO NO CONSTITUYE UNA RECOMENDACIÓN, UNA OFERTA DE VENTA O UNA SOLICITUD DE OFERTA DE COMPRA DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CUALQUIER JURISDICCIÓN A PERSONAS A QUIENES FUERA ILEGAL REALIZAR TAL OFERTA O SOLICITUD Y NO CONSTITUYE UNA INVITACIÓN DE LA EMISORA O DE LOS COLOCADORES, SI HUBIERA, A SUSCRIBIR O COMPRAR OBLIGACIONES NEGOCIABLES.

EN RELACIÓN CON LA EMISIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, EL O LOS COLOCADORES, SI LOS HUBIERA, Y/O CUALQUIER OTRO INTERMEDIARIO QUE PARTICIPE EN LA COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LAS MISMAS POR CUENTA PROPIA O POR CUENTA DE LA EMISORA, PODRÁN, DE ACUERDO A LO QUE SE REGLAMENTE EN EL SUPLEMENTO CORRESPONDIENTE, SOBRE ADJUDICAR O EFECTUAR OPERACIONES QUE ESTABILICEN O MANTENGAN EL PRECIO DE MERCADO DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES OFRECIDAS, ÚNICAMENTE A TRAVÉS DE LOS SISTEMAS INFORMÁTICOS DE NEGOCIACIÓN BAJO SEGMENTOS QUE ASEGUREN LA PRIORIDAD PRECIO TIEMPO Y POR INTERFERENCIA DE

OFERTAS, GARANTIZADOS POR EL MERCADO Y/O LA CÁMARA COMPENSADORA EN SU CASO, TODO ELLO CONFORME CON EL ARTÍCULO 12, SECCIÓN IV, CAPÍTULO IV, TÍTULO VI DE LAS NORMAS DE LA CNV Y DEMÁS NORMAS VIGENTES (LAS CUALES PODRÁN SER SUSPENDIDAS Y/O INTERRUPTIDAS EN CUALQUIER MOMENTO). DICHAS OPERACIONES DEBERÁN AJUSTARSE A LAS SIGUIENTES CONDICIONES: (I) NO PODRÁN EXTENDERSE MÁS ALLÁ DE LOS PRIMEROS 30 DÍAS CORRIDOS DESDE EL PRIMER DÍA EN EL CUAL SE HAYA INICIADO LA NEGOCIACIÓN SECUNDARIA DE LAS CORRESPONDIENTES OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN EL MERCADO; (II) LAS OPERACIONES PODRÁN SER REALIZADAS POR AGENTES QUE HAYAN PARTICIPADO EN LA ORGANIZACIÓN Y COORDINACIÓN DE LA COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA EMISIÓN; (III) PODRÁN REALIZARSE OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN DESTINADAS A EVITAR O MODERAR ALTERACIONES BRUSCAS EN EL PRECIO AL CUAL SE NEGOCIE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES COMPRENDIDAS EN LA OFERTA PÚBLICA INICIAL EN CUESTIÓN POR MEDIO DEL SISTEMA DE FORMACIÓN DE LIBRO O POR SUBASTA O LICITACIÓN PÚBLICA; (IV) NINGUNA OPERACIÓN DE ESTABILIZACIÓN QUE SE REALICE EN EL PERÍODO AUTORIZADO PODRÁ EFECTUARSE A PRECIOS SUPERIORES A AQUELLOS A LOS QUE SE HAYAN NEGOCIADO LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CUESTIÓN EN LOS MERCADOS AUTORIZADOS, EN OPERACIONES ENTRE PARTES NO VINCULADAS CON LA ORGANIZACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COLOCACIÓN; Y (V) LOS AGENTES QUE REALICEN OPERACIONES EN LOS TÉRMINOS ANTES INDICADOS, DEBERÁN INFORMAR A LOS MERCADOS LA INDIVIDUALIZACIÓN DE LAS MISMAS, Y LOS MERCADOS DEBERÁN HACER PÚBLICAS LAS OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN, YA FUERE EN CADA OPERACIÓN INDIVIDUAL O AL CIERRE DIARIO DE LAS OPERACIONES.

EN CASO QUE LA COMPAÑÍA SE ENCONTRARA SUJETA A PROCESOS JUDICIALES DE QUIEBRA, CONCURSO PREVENTIVO, ACUERDOS PREVENTIVOS EXTRAJUDICIALES Y/O SIMILARES, LAS NORMAS VIGENTES QUE REGULAN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES (INCLUYENDO, SIN LIMITACIÓN, LAS DISPOSICIONES DE LA LEY DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES), Y LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, ESTARÁN SUJETOS A LAS DISPOSICIONES PREVISTAS POR LAS LEYES DE QUIEBRA, CONCURSOS, ACUERDOS PREVENTIVOS EXTRAJUDICIALES Y/O SIMILARES Y/O DEMÁS NORMAS VIGENTES QUE SEAN APLICABLES.

EN LO QUE RESPECTA A LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PROSPECTO LA SOCIEDAD TENDRÁ LAS OBLIGACIONES Y RESPONSABILIDADES QUE IMPONEN LOS ARTÍCULOS 119 Y 120 DE LA LEY DE MERCADO DE CAPITALES. EL ARTÍCULO 119 ESTABLECE QUE LOS EMISORES DE VALORES NEGOCIABLES, JUNTAMENTE CON LOS INTEGRANTES DE LOS ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN Y FISCALIZACIÓN, ESTOS ÚLTIMOS EN MATERIA DE SU COMPETENCIA, Y EN SU CASO LOS OFERENTES DE LOS VALORES NEGOCIABLES CON RELACIÓN A LA INFORMACIÓN VINCULADA A LOS MISMOS, Y LAS PERSONAS QUE FIRMAN EL PROSPECTO DE UNA EMISIÓN DE VALORES NEGOCIABLES, SERÁN RESPONSABLES DE TODA LA INFORMACIÓN INCLUIDA EN LOS PROSPECTOS POR ELLOS REGISTRADOS ANTE LA CNV. ASIMISMO, DE CONFORMIDAD CON EL ARTÍCULO 120 DE DICHA LEY, LAS ENTIDADES Y AGENTES INTERMEDIARIOS EN EL MERCADO QUE PARTICIPEN COMO ORGANIZADORES O COLOCADORES EN UNA OFERTA PÚBLICA DE VENTA O COMPRA DE VALORES NEGOCIABLES DEBERÁN REVISAR DILIGENTEMENTE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN LOS PROSPECTOS DE LA OFERTA, SIENDO QUE LOS EXPERTOS O TERCEROS QUE OPINEN SOBRE CIERTAS PARTES DEL PROSPECTO SÓLO SERÁN RESPONSABLES POR LA PARTE DE DICHA INFORMACIÓN SOBRE LA QUE HAN EMITIDO OPINIÓN.

LOS DIRECTORES Y SÍNDICOS DE LA EMISORA SON ILIMITADA Y SOLIDARIAMENTE RESPONSABLES POR LOS PERJUICIOS QUE LA VIOLACIÓN DE LAS DISPOSICIONES DE LA LEY DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES PRODUZCA A LOS OBLIGACIONISTAS, ELLO ATENTO LO DISPUESTO EN EL ARTÍCULO 34 DE LA LEY DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES.

EN CASO QUE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES SEAN OFRECIDAS FUERA DE LA ARGENTINA, LA COMPAÑÍA PODRÁ PREPARAR VERSIONES EN INGLÉS DEL PRESENTE PROSPECTO Y/O DE LOS SUPLEMENTOS CORRESPONDIENTES A LOS FINES DE SU DISTRIBUCIÓN FUERA DE LA ARGENTINA. DICHAS VERSIONES EN INGLÉS CONTENDRÁN SOLAMENTE INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE PROSPECTO Y/O EN LOS SUPLEMENTOS CORRESPONDIENTES (COMPLEMENTADOS Y/O MODIFICADOS, EN SU CASO, POR LOS AVISOS, ACTUALIZACIONES Y/O DEMÁS DOCUMENTOS CORRESPONDIENTES).

LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE PROSPECTO CON RESPECTO A LA SITUACIÓN POLÍTICA, LEGAL Y ECONÓMICA DE ARGENTINA HA SIDO OBTENIDA DE FUENTES GUBERNAMENTALES Y OTRAS FUENTES PÚBLICAS Y LA COMPAÑÍA NO ES RESPONSABLE DE

SU VERACIDAD. NO PODRÁ CONSIDERARSE QUE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE PROSPECTO CONSTITUYA UNA PROMESA O GARANTÍA DE DICHA VERACIDAD, YA SEA CON RESPECTO AL PASADO O AL FUTURO. EL PROSPECTO CONTIENE RESÚMENES, QUE LA COMPAÑÍA CONSIDERA PRECISOS, DE CIERTOS DOCUMENTOS DE LA COMPAÑÍA. LOS RESÚMENES CONTENIDOS EN EL PRESENTE PROSPECTO SE ENCUENTRAN CONDICIONADOS EN SU TOTALIDAD A DICHOS DOCUMENTOS.

ANTES DE TOMAR DECISIONES DE INVERSIÓN RESPECTO DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, EL PÚBLICO INVERSOR DEBERÁ CONSIDERAR LA TOTALIDAD DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE PROSPECTO Y EN LOS CORRESPONDIENTES SUPLEMENTOS (COMPLEMENTADOS, EN SU CASO, POR SENDOS AVISOS COMPLEMENTARIOS).

TODA PERSONA QUE SUSCRIBA LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES RECONOCE QUE SE LE HA BRINDADO LA OPORTUNIDAD DE SOLICITAR A LA EMISORA, Y DE EXAMINAR, Y HA RECIBIDO Y EXAMINADO, TODA LA INFORMACIÓN ADICIONAL QUE CONSIDERÓ NECESARIA PARA VERIFICAR LA EXACTITUD DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE, Y/O PARA COMPLEMENTAR TAL INFORMACIÓN.

PROCESO PENAL

A CONTINUACIÓN, SE ENCUENTRAN CIERTAS DECLARACIONES DE LA EMISORA RESPECTO AL ESTADO DE CIERTAS ACCIONES JUDICIALES QUE TRAMITAN ANTE UN JUZGADO FEDERAL DE ARGENTINA EN LAS QUE HA SIDO PROCESADO EL SR. ARMANDO ROBERTO LOSÓN, QUIEN SE DESEMPEÑARA COMO PRESIDENTE DEL DIRECTORIO DE LAS EMPRESAS DEL GRUPO ALBANESI HASTA EL 7 DE AGOSTO DE 2018, FECHA EN LA QUE CADA ÓRGANO DE ADMINISTRACIÓN ACEPTÓ LA RENUNCIA A SU CARGO DE PRESIDENTE EN TODAS LAS COMPAÑÍAS DEL GRUPO. SE BRINDA UN ANÁLISIS DE LAS DERIVACIONES LEGALES QUE TALES ACCIONES PODRÍAN TENER PARA LA EMISORA EN ARGENTINA Y ESTADOS UNIDOS.

LA INFORMACIÓN AQUÍ DESCRIPTA NO CONSTITUYE UN DICTAMEN LEGAL. TODO INVERSOR DEBERÁ REALIZAR SU PROPIA DILIGENCIA DEBIDA Y CONSULTAR CON SUS PROPIOS ASESORES LEGALES Y DEMÁS ASESORES INDEPENDIENTES.

EL 1º DE AGOSTO DE 2018, EL SR. ARMANDO ROBERTO LOSÓN FUE IMPUTADO POR EL JUZGADO NACIONAL EN LO CRIMINAL Y CORRECCIONAL FEDERAL Nº11, SECRETARÍA NRO. 21, EN EL EXPEDIENTE NRO. 9608/2018, ACTUALMENTE CARATULADO “FERNÁNDEZ, CRISTINA ELISABET Y OTROS S/ASOCIACIÓN ILÍCITA” (EL “PROCESO PENAL”). EL SR. LOSÓN SE DESEMPEÑÓ COMO PRESIDENTE DE LAS SOCIEDADES QUE CONFORMAN EL GRUPO ALBANESI HASTA EL 7 DE AGOSTO DE 2018 (FECHA EN LA QUE CADA ÓRGANO DE ADMINISTRACIÓN ACEPTÓ LA RENUNCIA A SU CARGO) Y CONTINÚA SIENDO EL ACCIONISTA CONTROLANTE INDIRECTO DE LA EMISORA.

EN DICIEMBRE DE 2018, LA SALA I DE LA CÁMARA FEDERAL EN LO CRIMINAL Y CORRECCIONAL CONFIRMÓ LOS PROCESAMIENTOS Y MODIFICÓ LOS CARGOS CONTRA EL SR. ARMANDO ROBERTO LOSÓN, MANTENIENDO LA ACUSACIÓN ORIGINAL DE SOBORNO. DICHA CÁMARA ASIMISMO SOLICITÓ AL JUEZ DE INSTRUCCIÓN QUE CONTINUARA LA INVESTIGACIÓN PARA EVALUAR UNA POSIBLE RECARACTERIZACIÓN DE LOS CARGOS PENALES Y SU COMPETENCIA JUDICIAL. TRAS LA PRODUCCIÓN DE PRUEBAS ADICIONALES, CON FECHA 23 DE DICIEMBRE DE 2020, EL JUEZ DE INSTRUCCIÓN DECIDIÓ REMITIR LAS ACTUACIONES AL FUERO ELECTORAL, EN EL ENTENDIMIENTO DE QUE, TRAS LA PRODUCCIÓN DE PRUEBAS ADICIONALES, LOS APORTES SUPUESTAMENTE REALIZADOS POR EL SR. ARMANDO ROBERTO LOSÓN A UNA CAMPAÑA ELECTORAL ARGENTINA PODRÍAN HABER VIOLADO LA LEY Nº26.215 DE FINANCIAMIENTO DE LOS PARTIDOS POLÍTICOS. EL 17 DE AGOSTO DE 2021, LA CÁMARA DE APELACIONES DECRETÓ LA NULIDAD DE LA RESOLUCIÓN DE FECHA 23 DE DICIEMBRE DE 2020 Y ORDENÓ EL DICTADO DE UN NUEVO PRONUNCIAMIENTO SOBRE LA CUESTIÓN DEBATIDA. EL 22 DE DICIEMBRE DE 2021, EL NUEVO JUEZ A CARGO DEL EXPEDIENTE, DR. ERCOLINI, RESOLVIÓ NO HACER LUGAR AL PLANTEO DE INCOMPETENCIA FORMULADO POR EL SR. ARMANDO ROBERTO LOSÓN SIN INCORPORAR NUEVA PRUEBA. ESTA RESOLUCIÓN FUE APELADA POR LA DEFENSA DEL SR. ARMANDO ROBERTO LOSÓN. EL 3 DE AGOSTO DE 2022, LA CÁMARA RESOLVIÓ DECLARAR LA NULIDAD DE LA RESOLUCIÓN DE FECHA 22 DE DICIEMBRE 2021, ORDENANDO QUE SE DICTE UNA NUEVA RESOLUCIÓN. DE CONFORMIDAD CON LO ORDENADO POR EL SUPERIOR, CON FECHA 5 DE SEPTIEMBRE DE 2022, EL JUEZ ERCOLINI RESOLVIÓ NO HACER LUGAR AL PLANTEO DE INCOMPETENCIA SOLICITADO POR LA DEFENSA DE ARMANDO ROBERTO LOSÓN,

RESOLUCIÓN QUE FUE APELADA POR LA DEFENSA DEL NOMBRADO, Y EL RECURSO FUE CONCEDIDO Y ELEVADO A LA CÁMARA DE APELACIONES. CON LOS MISMOS ARGUMENTOS EL JUEZ ERCOLINI VOLVIÓ A RECHAZAR EL PLANTEO DE LA DEFENSA DEL SR. ARMANDO ROBERTO LOSÓN, QUIEN NUEVAMENTE APELO A LA CAMARA FEDERAL, TRIBUNAL QUE EN ESTA OPORTUNIDAD ENTENDIÓ QUE, SI BIEN NO PODIA DESCARTARSE QUE LOS PAGOS DE DINERO DEL SEÑOR ARMANDO ROBERTO LOSÓN FUERAN APORTE DE DINERO PARA LAS CAMPAÑAS ELECTORALES 2013 Y 2015, ESA DISCUSIÓN DEBERIA DARSE EN LA ETAPA MÁS AMPLIA DE DEBATE, ES DECIR, EN EL JUICIO ORAL Y PÚBLICO. EN VIRTUD DE DICHA RESOLUCIÓN, EL JUEZ ERCOLINI ELEVO A JUICIO LA CAUSA RESPECTO DEL SR. ARMANDO ROBERTO LOSÓN. LA DEFENSA DEL SR. ARMANDO ROBERTO LOSÓN OFRECIÓ TODA LA PRUEBA A DESARROLLARSE EN LOS TERMINOS DEL ART. 354 DEL CPNN Y, EN FUNCIÓN DE LO QUE HABIA RESUELTO LA CAMARA FEDERAL, VOLVIÓ A PLANTEAR LA INCOMPETENCIA DEL FUERO FEDERAL LO QUE SE ENCUENTRA PENDIENTE DE RESOLUCIÓN.

EN EL CONTEXTO DE ESTA INVESTIGACIÓN, NO SE HA FORMULADO NINGUNA IMPUTACIÓN A LA SOCIEDAD NI A LAS RESTANTES SOCIEDADES DEL GRUPO. TAMPOCO SE INVESTIGA LA ACTUACIÓN DE NINGÚN OTRO DIRECTOR, ADMINISTRADOR, MIEMBRO O REPRESENTANTE DE LAS SOCIEDADES NI DEL AVALISTA.

NI LA EMISORA NI SUS DIRECTORES O FUNCIONARIOS EJECUTIVOS HAN SIDO CITADOS POR NINGÚN TRIBUNAL O AUTORIDAD EN RELACIÓN CON ESTA INVESTIGACIÓN JUDICIAL, YA SEA COMO IMPUTADOS, TESTIGOS O EN OTRO CARÁCTER. A LA FECHA DEL PRESENTE, LA EMISORA NO TIENE FUNDAMENTOS PARA CREER QUE LA SOCIEDAD O SUS DEMÁS DIRECTORES O FUNCIONARIOS EJECUTIVOS SE ENCUENTREN O PASASEN A ESTAR IMPUTADOS O PROCESADOS EN ESTOS PROCEDIMIENTOS.

SI BIEN EN ARGENTINA SE SANCIONÓ LA LEY N° 27.401 DE RESPONSABILIDAD PENAL DE LAS PERSONAS JURÍDICAS, QUE ESTABLECE LA RESPONSABILIDAD PENAL DE LAS EMPRESAS QUE PARTICIPAN EN ACTOS DE CORRUPCIÓN, LA MISMA NO ES APLICABLE AL CASO DESCRIPTO EN EL PRESENTE DADO QUE LOS HECHOS INVESTIGADOS TUVIERON LUGAR ANTES DE LA ENTRADA EN VIGENCIA DE LA LEY, Y LA LEY NO TIENE EFECTOS RETROACTIVOS.

INFORMACIÓN RELEVANTE

La creación y los términos y condiciones generales del Programa y de las Obligaciones Negociables fueron aprobados en la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Compañía del 11 de octubre de 2022 por hasta U\$S 200.000.000 a emitirse en una o más clases y/o series. Conforme con las facultades delegadas en virtud de la mencionada asamblea de accionistas de la Compañía, el Directorio de la Compañía mediante su reunión de fecha 12 de octubre de 2022, resolvió aprobar los términos y condiciones definitivos del Programa y la subdelegación de facultades, lo cual fue posteriormente autorizado por la CNV. Conforme con las facultades delegadas en virtud de la mencionada asamblea de accionistas de la Compañía, el Directorio de la Compañía y aquellas personas en las que en el futuro dicho órgano subdelegue las facultades delegadas por tal asamblea, podrán aprobar los términos y condiciones definitivos de las clases y/o series de Obligaciones Negociables que en el futuro se emitan bajo el Programa en ejercicio de la mencionada subdelegación. La actualización de la información contable, comercial y financiera del Prospecto fue aprobada por el Directorio de la Compañía en su reunión de fecha 29 de agosto de 2024, y por acta de subdelegado de fecha 13 de septiembre de 2024.

El Prospecto contiene información relevante sobre la Emisora y hechos recientes ocurridos en la República Argentina. La Emisora no ha autorizado a ninguna otra persona a brindar otro tipo de información. La situación social, política, económica y legal en la República Argentina, y el marco regulatorio de las actividades de la Emisora, es susceptible de cambio y no puede preverse de qué modo y hasta qué punto algún cambio futuro en la situación descripta afectará a la Emisora. Todo potencial inversor debe tener presente la incertidumbre con respecto a la futura operatoria y situación financiera de la Emisora, así como los importantes riesgos relacionados con la inversión. Para mayor información, ver la sección “Factores de Riesgo” del Prospecto.

En el Prospecto, la Emisora utiliza indistintamente los términos “GLSA”, la “Emisora”, la “Sociedad” y la “Compañía” para referirse a Generación Litoral S.A. El término “Argentina” se refiere a la República Argentina. El término “Gobierno Nacional” o “Estado Nacional” se refiere al Gobierno de la Nación Argentina; el término “Banco Central” o “BCRA” se refiere al Banco Central de la República Argentina; el término “CNV” se refiere a la Comisión Nacional de Valores; “Pesos”, “Ps.” o “\$” se refiere a la moneda de curso legal en la Argentina; “Estados Unidos” se refiere a los Estados Unidos de América; “euro” se refiere a la moneda de curso legal en la Unión Europea; y “Dólares”, “USD” o “U\$S” se refiere a la moneda de curso legal en los Estados Unidos. Las referencias a cualquier norma contenida en el Prospecto son referencias a las normas en cuestión incluyendo sus modificatorias y reglamentarias. La Compañía también utiliza en este Prospecto diversos términos y abreviaturas específicas de la industria de petróleo, gas y electricidad de Argentina.

Los estados financieros han sido confeccionados de conformidad con las normas contables de exposición y valuación contenidas en las Resoluciones Técnicas emitidas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas, aprobadas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Para mayor información ver nota “Nota 2 Normas Contables” a los estados contables al 30 de junio de 2024.

Los estados contables están expresados en Pesos. Ciertos montos, incluidos los montos en porcentaje, publicados en este Prospecto han sido objeto de redondeo a efectos de la presentación. Por esta razón, ciertos porcentajes y sumas totales en este Prospecto pueden variar de las obtenidas mediante la realización de los mismos cálculos utilizando las cifras de los estados financieros y las cifras indicadas como totales en ciertos cuadros pueden no ser una exacta suma aritmética de las otras sumas indicadas en dichos cuadros.

Los estados contables correspondientes a los ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022, la información al 31 de diciembre de 2021 que surge del comparativo de los estados financieros al 31 de diciembre de 2022 y los estados financieros intermedios por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 y la información al 30 de junio de 2023 que surge del comparativo de los estados contables intermedios por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, forman parte del presente Prospecto.

Los estados contables han sido revisados por los auditores independientes Price Waterhouse & Co. S.R.L. (CUIT: 30-52573387-0), tal como se indica en el informe de fecha 8 de agosto de 2024, respecto de los estados contables correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024; el informe de fecha 8 de marzo de 2024, respecto de los estados contables correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023; el informe de fecha 9 de marzo de 2023, respecto de los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022; y el informe de fecha 10 de marzo de 2022, respecto de los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

El Prospecto ha sido confeccionado exclusivamente para ser utilizado en relación con el Programa. Cualquier consulta o requerimiento de información adicional con respecto al presente o a las operaciones aquí contempladas, deberá dirigirse a la Emisora, al domicilio y teléfonos indicados en la portada del Prospecto.

La información contenida en este Prospecto con respecto a la situación política, legal y económica de Argentina ha sido obtenida de fuentes gubernamentales y otras fuentes públicas. La Emisora y su Directorio sólo serán responsables por la obtención de dicha información de manera precisa. No podrá considerarse que la información contenida en el Prospecto constituya una promesa o garantía, ya sea con respecto al pasado o al futuro. El Prospecto contiene resúmenes con respecto a términos de ciertos documentos propios que la Emisora considera precisos. Dichos resúmenes se encuentran condicionados en su totalidad a dichas referencias.

Las manifestaciones incluidas en este Prospecto en relación con información de mercado y de la industria se basan en estadísticas y demás información extraída de publicaciones independientes del sector e informes emitidos por consultoras u otras fuentes independientes, así como de los estudios realizados por la Emisora derivados del análisis de encuestas internas y otras fuentes independientes. Tales fuentes no han sido verificadas en forma independiente por la Emisora, los agentes colocadores que podrían designarse o sus respectivos asesores, y no se formula manifestación alguna acerca de la exactitud de tales datos y estadísticas.

Además, ciertas manifestaciones incluidas en este Prospecto sobre la industria en la que opera la Emisora y su posición en la misma se basan en ciertos supuestos acerca de los clientes y competidores de la Emisora. Éstos se basan en la experiencia de la Emisora, en conversaciones mantenidas con sus proveedores y en su propio estudio de las condiciones de mercado. No puede garantizarse la exactitud de tales supuestos, que podrían no ser indicativos de la posición de la Emisora en el sector en el que opera.



NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES SOBRE NORMATIVA REFERENTE A LAVADO DE ACTIVOS

El concepto de lavado de activos se usa generalmente para denotar transacciones cuyo objetivo es introducir fondos provenientes de actividades ilícitas en el sistema institucionalizado y así transformar ganancias por actividades ilegales en activos de origen aparentemente legítimo.

El 13 de abril de 2000, el Congreso de la Nación Argentina (el “Congreso Nacional”) aprobó la Ley N° 25.246 (modificada por las Leyes N° 26.087, 26.119, 26.268, 26.683, 26.734 y 27.739, la “Ley de Prevención del Lavado de Activos”), que creó a nivel nacional el régimen de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva, tipificando el delito de lavado de activos, creando y designando a la Unidad de Información Financiera (la “UIF”) como autoridad de aplicación del régimen, y estableciendo la obligación legal para diversas entidades del sector público y privado a brindar información y cooperar con esta última.

La UIF es un organismo descentralizado que funciona con autonomía y autarquía financiera en jurisdicción del Ministerio de Justicia, y tiene como misión prevenir e impedir el delito de lavado de activos, el financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva.

A continuación, se enumeran ciertas disposiciones relativas al régimen de prevención de lavado de activos establecido por la Ley de Prevención de Lavado de Activos y sus disposiciones modificatorias y complementarias, incluyendo las normas dictadas por la UIF y la CNV. Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores jurídicos y leer la Ley de Prevención de Lavado de Activos y sus normas complementarias.

Delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo.

Lavado de activos

El Código Penal tipifica en su art. 303 el delito de lavado de activos, estableciendo que éste se configura cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, adquiere, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un acto ilícito, y siempre que el monto de la operación supere los 150 salarios mínimos, vitales y móviles (a la fecha de este Prospecto representa aproximadamente un equivalente a \$40,2 millones), sea en un sólo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El art. 303 del Código Penal establece las siguientes penas:

- I. Prisión de tres (3) a diez (10) años y multas de dos a diez veces el monto de la operación. Esta pena se incrementará en un tercio del máximo y la mitad del mínimo, cuando:
 - a. la persona realice el hecho de manera habitual o como miembro de una asociación o banda constituida para la comisión continuada de actos de esta naturaleza;
 - b. la persona sea un funcionario público que haya cometido el hecho en el ejercicio o con ocasión de sus funciones. En este caso, también será castigado con la pena de inhabilitación especial de tres (3) a diez (10) años. La misma pena se impondrá a quien hubiera actuado en el ejercicio de una profesión u oficio que requiera cualificación especial.
- II. Prisión de seis (6) meses a tres (3) años el que reciba dinero u otros bienes procedentes de un delito para aplicarlos en una operación de las descritas anteriormente, que les dé la posible apariencia de un origen lícito.
- III. Si el valor de la mercancía no excede de 150 salarios mínimos, vitales y móviles, la pena consistirá en una multa de cinco (5) a veinte (20) veces el importe de la operación.

Las disposiciones del artículo mencionado regirán aún cuando el ilícito penal precedente hubiera sido cometido fuera del ámbito de aplicación espacial del Código Penal, en tanto el hecho que lo tipificara también hubiera estado sancionado con una pena en el lugar de su comisión.

Sanciones para Personas Jurídicas

Asimismo, el Código Penal prevé en su art. 304 que cuando los hechos delictivos hubieren sido realizados en nombre, o con la intervención, o en beneficio de una persona de existencia ideal, se impondrán a la entidad las siguientes sanciones conjunta o alternativamente:

- I. multa de dos (2) a diez (10) veces el valor de los bienes objeto del delito;
- II. suspensión total o parcial de actividades, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;
- III. suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad vinculada con el Estado, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;

- IV. cancelación de la personería cuando hubiese sido creada al solo efecto de la comisión del delito, o esos actos constituyan la principal actividad de la entidad;
- V. pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere;
- VI. publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica.

Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, la extensión del daño causado, el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica. Cuando fuere indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular, no serán aplicables las sanciones de suspensión de actividades ni de cancelación de la personería.

Financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva

Asimismo, el art. 306 del Código Penal tipifica el delito de financiamiento del terrorismo y la proliferación de armas de destrucción masiva. Comete estos delitos cualquier persona que, directa o indirectamente, recolectare o proveyere bienes u otros activos, de fuente lícita o ilícita, con la intención de que se utilicen, o a sabiendas de que serán utilizados, en todo o en parte:

- I. Para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del Código Penal (actos cometidos con la finalidad de aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo);
- II. Por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP;
- III. Por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP.
- IV. Financiar, para sí o para terceros, el viaje o la logística de personas y/o cosas a un Estado distinto del de su residencia o nacionalidad, o dentro del mismo territorio nacional con el fin de perpetrar, planificar, preparar o participar en la finalidad enunciada en I. más arriba);
- V. Financiar, para sí mismos o para terceros, el suministro o la recepción de entrenamiento para la comisión de delitos con la finalidad enunciada en I. más arriba);
- VI. Financiar la adquisición, elaboración, producción, desarrollo, posesión, suministro, exportación, importación, almacenamiento, transporte, transferencia, o en cualquier forma el uso de armas de destrucción masiva de tipo nuclear, químico, biológico, sus sistemas vectores, medios de entrega y sus materiales relacionados, incluyendo tecnologías y bienes de doble uso para cometer cualquiera de los delitos previstos en el Código Penal o en Convenios Internacionales.

La pena será de prisión de cinco (5) a quince (15) años y multa de dos (2) a diez (10) veces el monto de la operación. Asimismo, se aplicarán a las personas jurídicas las mismas penas descritas para el delito de lavado de activos.

La misma pena de prisión y multa se aplicará también a quien elabore, produzca, fabrique, desarrolle, posea, suministre, exporte, importe, almacene, transporte, transfiera, emplee o, de cualquier forma, haga proliferar, aumente, reproduzca o multiplique las armas de destrucción masiva a que se refiere el punto VI. anterior, sus sistemas vectores y los materiales relacionados destinados a su preparación.

Las penas establecidas se aplicarán con independencia de la comisión del delito al que se destinaba la financiación y, si se comete este último, aunque los bienes o el dinero no se hayan utilizado para su comisión. Si la escala de penas prevista para el delito financiado o que se pretende financiar es inferior a la establecida en este artículo, se aplicará al caso la escala de penas del delito de que se trate.

Estas disposiciones se aplicarán incluso cuando el delito que se financia o se pretende financiar tenga lugar fuera del ámbito espacial de aplicación de la Ley de Prevención del Lavado de Activos, o cuando en el caso de los puntos II. y III. más arriba la organización o el individuo se encuentre fuera del territorio nacional, siempre que el acto también haya sido punible en la jurisdicción competente para su enjuiciamiento.

Sujetos Obligados a informar y colaborar con la UIF

La Ley de Prevención del Lavado de Activos, en línea con los estándares internacionales de prevención del lavado de activos, no se limita a designar a la UIF como el organismo a cargo de prevenir el lavado de activos, el financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva, sino que también establece determinadas obligaciones a diversas entidades del sector público y privado, que son designados como sujetos obligados legalmente a informar y colaborar con la UIF.

Asimismo, la Ley N° 27.739, publicada en el Boletín Oficial el 15 de marzo de 2024, crea el Registro Público de Beneficiarios Finales (el “Registro”) y designa a la AFIP como autoridad de aplicación, con el fin de centralizar en un Registro la información adecuada, precisa y actualizada referida a aquellas personas humanas que revisten el carácter de beneficiarios finales en los términos del artículo 4° bis de la Ley N° 25.246. Dicho Registro se conformará con la información proveniente de los Regímenes Informativos establecidos por la AFIP a tal efecto, así como con toda aquella información que podrá ser requerida por la autoridad de aplicación a organismos públicos.

De acuerdo con la Ley de Prevención del Lavado de Activos, las siguientes personas, entre otras, son sujetos obligados ante la UIF: (i) bancos, entidades financieras y compañías de seguros; (ii) agencias de cambio y personas físicas y jurídicas autorizadas por el BCRA a intervenir en la compra-venta de moneda extranjera con fondos en efectivo o cheques emitidos en moneda extranjera o a través del uso de tarjetas de débito o crédito o en la transferencia de fondos dentro o fuera del territorio nacional; (iii) proveedores de servicios de activos virtuales, proveedores de créditos no financieros, emisores, operadores y/o proveedores de servicios de cobro y/o pago, agentes depositarios centrales de valores y proveedores de servicios corporativos y fiduciarios; (iv) agentes de liquidación y compensación, agentes de negociación, agentes de liquidación y compensación; las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de fondos comunes de inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho organismo; plataformas de financiamiento colectivo, agentes asesores globales de inversión y las personas jurídicas que actúen como fiduciarios financieros cuyos valores fiduciarios cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y los agentes registrados por el mencionado organismo de contralor que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de los fideicomisos financieros antes mencionados; (v) organizaciones gubernamentales tales como el BCRA, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGJ; y (vi) profesionales del área de ciencias económicas, abogados y escribanos públicos.

Los sujetos obligados tienen los siguientes deberes: (i) recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio, residencia y demás datos que en cada caso se estipulen (lo cual deberá traducirse en una política de “conozca a su cliente” o “KYC”, por sus siglas en inglés); y (ii) reportar a la UIF, todo hecho u operación, sean realizados/as o tentados/as, sobre los/las que se tenga sospecha o motivos razonables para sospechar que los bienes u otros activos involucrados provienen o están vinculados con un ilícito penal o están relacionados con la financiación del terrorismo, o con el financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva, o que, habiéndose identificado previamente como inusuales, luego del análisis y evaluación realizados por el sujeto obligado, no permiten justificar la inusualidad.

Dentro del marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, o de una declaración voluntaria, de una declaración voluntaria o del intercambio de información con organismos análogos extranjeros, las personas físicas y jurídicas antes mencionadas no pueden abstenerse de divulgar a la UIF ninguna información que se les requiera alegando que dicha información se encuentra sujeta a secreto bancario, cambiario o profesional o acuerdos de confidencialidad de naturaleza legal o contractual similares.

De acuerdo con el Anexo I de la Resolución N°61/2023 de la UIF (que establece el mecanismo de supervisión e inspección de la UIF), tanto el BCRA como la CNV son considerados “Órganos de Contralor Específicos”. En tal carácter, deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo por parte de los sujetos obligados sujetos a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades. La denegatoria, entorpecimiento u obstrucción de las inspecciones por parte de los sujetos obligados podrá dar lugar sanciones administrativas por parte de la UIF y a sanciones penales.

El BCRA y la CNV deben cumplir asimismo con las normas sobre PLA/ FT establecidas por la UIF, incluyendo el reporte de operaciones sospechosas. A su vez, los sujetos obligados regulados por estos organismos se encuentran sujetos a las Resoluciones UIF N° 14/2023 y 78/2023, respectivamente. Dichas normas establecen los lineamientos que dichas entidades deberán adoptar y aplicar para gestionar, de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiación del terrorismo

Fundamentalmente, las mencionadas normas cambian el enfoque de cumplimiento normativo formalista por un “Enfoque Basado en Riesgos”, en base a las recomendaciones revisadas por el GAFI en el año 2012, con el fin de asegurar que las medidas implementadas sean proporcionales a los riesgos identificados. Por tanto, los sujetos obligados deberán identificar y evaluar sus riesgos y en función de ello, adoptar medidas de administración y mitigación de los mismos, a fin de prevenir de manera más eficaz el lavado de activos y la financiación del terrorismo. Asimismo, se receptan las disposiciones de la Resolución UIF N° 4/17, estableciendo la posibilidad de llevar a cabo procedimientos de *due diligence* especiales respecto de clientes supervisados en el extranjero (antes denominados “inversores internacionales”) y clientes locales que sean sujetos obligados ante la UIF.

La Resolución 14/2023, que establece normas específicas para el sector financiero, entre otras cosas, prohíbe el mantenimiento de cuentas anónimas o cuentas bajo nombres ficticios, subraya la necesidad de aplicar a los clientes medidas reforzadas de diligencia debida acordes con los riesgos identificados, y prevé la posibilidad de que las instituciones financieras recurran a terceros para llevar a cabo determinadas medidas de diligencia debida.

Todas las sociedades, personas jurídicas u otras entidades contractuales o estructuras jurídicas que desarrollen actividades en Argentina y/o posean bienes y/o activos ubicados y/o colocados en Argentina, deberán informar sus beneficiarios finales, a los fines de su incorporación en el registro público de beneficiarios finales.

PARA UN ANÁLISIS MÁS EXHAUSTIVO DEL RÉGIMEN DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS VIGENTE AL DÍA DE LA FECHA, SE SUGIERE A LOS INVERSORES CONSULTAR CON SUS ASESORES LEGALES Y DAR UNA LECTURA COMPLETA DEL TÍTULO XIII, LIBRO SEGUNDO DEL CÓDIGO PENAL ARGENTINO Y A LA NORMATIVA EMITIDA POR LA UIF, A CUYO EFECTO LOS INTERESADOS PODRÁN CONSULTAR EN EL SITIO WEB DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA (WWW.ARGENTINA.GOB.AR/ECONOMIA) O EN WWW.INFOLEG.GOB.AR.

EL PRESENTE AVISO A LOS INVERSORES ES UN BREVE RESUMEN DE LA NORMATIVA REFERIDA A LA PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS A MEROS FINES INFORMATIVOS. A PESAR DE ESTE RESUMEN, SE ACLARA QUE RESULTA DE APLICACIÓN A LA COMPAÑÍA LA TOTALIDAD DE LA NORMATIVA DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO.

GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS

/día	Por día
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CCEE	Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica
Disponibilidad Objetivo	Porcentaje del tiempo en el cual la central o máquina (según corresponda) se encuentra en servicio (generando) o disponible para generar pero no es convocada por CAMMESA
ENARSA	Energía Argentina S.A.
Energía Base	Marco regulatorio creado por la SE en virtud de la Resolución SE 95/2013 y sus posteriores modificaciones conforme al cual los generadores venden su disponibilidad de energía eléctrica a CAMMESA para la capacidad instalada con anterioridad al 17 de marzo de 2006. Véase <i>“Información sobre la Emisora— Los Clientes de la Emisora”</i> y <i>“Descripción de la Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación”</i>
Energía Plus	El mercado regulatorio creado por la SE en virtud de la Resolución SE 1281/06 conforme al cual los generadores venden su energía eléctrica a tomadores privados. Véase <i>“Información sobre la Emisora— Los Clientes de la Emisora”</i> y <i>“Descripción de la Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación”</i>
ENRE	El Ente Nacional Regulador de la Electricidad, un organismo regulador autónomo que opera bajo la órbita de la SE. El ENRE supervisa el cumplimiento por parte de las empresas reguladas de transmisión y distribución con leyes, regulaciones y criterios operativos establecidos, incluidos estándares ambientales y de calidad del servicio y lineamientos contra comportamientos monopólicos en el mercado. El ENRE también dirime conflictos entre los distintos participantes del sector y protege los intereses de los consumidores. Una parte de los requisitos presupuestarios del ENRE se financia con tarifas de empresas del sector y su personal profesional se elige mediante concursos públicos
FONINVEMEM	Fondo de Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista
Fueloil	El fueloil o petróleo pesado es un producto de petróleo líquido o licuable utilizado para generar calor o energía. El fueloil se divide en seis clases distintas, según el punto de ebullición, la longitud de la cadena carbonada del combustible y la viscosidad. Las referencias a Fueloil en el presente Prospecto aluden al Fueloil de grado 6 (de conformidad con la gradación realizada por American Society of Testing and Materials), también conocido como Fueloil #6 o Fueloil residual
Gasoil	Un destilado de petróleo que se usa como combustible para motores a diésel. Los combustibles diésel se dividen en tres clases diferentes: 1D (#1), 2D (#2) y 4D (#4). La diferencia entre estas clases depende de la viscosidad (la propiedad de un líquido que genera resistencia a su flujo) y el punto de fluidez (la temperatura a la cual un líquido fluye). Las referencias al gasoil en el presente Prospecto son al Gasoil #2
GUDIs	Grandes Demandas clientes de los Distribuidores con potencia demandada o declarada mayor a 300 kW
Gigavatio (GW)	Mil millones de vatios

Gigavatio hora (GWh)	Un gigavatio de energía suministrada o demandada por una hora, o mil millones de vatios hora
IEASA	Integración Energética S.A. (ex Energía Argentina S.A. o ENARSA), una sociedad estatal que opera plantas generadoras y actúa en otros segmentos de la actividad energética
Hrp	Hora de Remuneración de Potencia
Kcal	Unidad de energía equivalente a 1.000 calorías. Una caloría es la cantidad de calor necesario para elevar a un grado Celsius (1° C) la temperatura de un gramo de agua de 14,5°C a 15,5°C a la presión de 1,01325 bar (101,325 kilopascales- 1 atmósfera)
kV	Kilovolt. Unidad de medida de tensión eléctrica equivalente a 1.000 (mil) volts
Kilovatio (kW)	Kilowatt o Kilovatio. Unidad de potencia equivalente a 1.000 vatios
Kilovatio hora (kWh)	Un kilovatio de energía suministrada o demandada por una hora, o mil vatios hora
Ley de Mercado de Capitales	Ley N° 26.831 de Mercado de Capitales de Argentina y sus modificaciones
Ley de Obligaciones Negociables	Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables de Argentina y sus modificaciones
MAT	Mercado a Término
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MMBTU	Millones de BTU (British Thermal Units): Unidad de energía equivalente a 251.995,8 Kcal
MW	Megawatt o Megavatio. Unidad de potencia equivalente a 1.000.000 (un millón) de vatios
MWh	Megavatio-hora. Unidad de energía equivalente a 1.000.000 de vatios-hora
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
Resolución SEE 21/2016	Resolución SEE 21/2016 de la SEE que llamaba a licitación pública para la instalación de capacidad de generación adicional. Véase <i>“Información sobre la Emisora— Los Clientes de la Emisora”</i> y <i>“Descripción de la Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación”</i>
Resolución SEE 22/2016	Resolución SEE 22/2016 de la SEE con sus modificaciones, implementó un nuevo esquema de compensación para generadores hidráulicos y térmicos. Véase <i>“Descripción de la Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación”</i>
Resolución SEE 420/2017	Resolución SEE 420/2017 de la SEE que realiza llamamientos a los interesados en el desarrollo de proyectos de infraestructura eléctrica. Véase <i>“Descripción de la Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación”</i>
Resolución SEE 19/2017	Resolución SEE 19/2017 de la SEE con sus modificaciones, que implementó un nuevo esquema de compensación para generadores hidráulicos y térmicos. Véase <i>“Descripción de la Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación”</i>

Resolución SEE 287/17	Resolución SEE 287/2017 de la SEE que llamaba a licitación pública para la instalación de capacidad de generación adicional. Véase “ <i>Información sobre la Emisora— Los Clientes de la Emisora</i> ” y “ <i>Descripción de la Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación</i> ”
Resolución SE 220/07	Resolución SE 220/07 de la SE, con sus modificaciones y adiciones que autorizó a CAMMESA a celebrar CCEE con los generadores. Véase “ <i>Información sobre la Emisora— Los Clientes de la Emisora</i> ” y “ <i>Descripción de la Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación</i> ”
Resolución SE 95/2013	Resolución SE 95/2013 de la SE con sus modificaciones y adiciones que creó y definió el marco regulatorio para la Energía Base. Véase “ <i>Información sobre la Emisora— Los Clientes de la Emisora</i> ” y “ <i>Descripción de la Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación</i> ”
RGA	Rafael G. Albanesi S.A.
SADI	Sistema Argentino de Interconexión, la principal red de energía eléctrica interconectada de Argentina que cubre la mayor parte del país y está gestionada por el MEM
Secretaría de Energía (SE)	La Secretaría de Energía se encuentra dentro de la órbita del Ministerio de Economía y es, desde la disolución del Ministerio de Energía y Minería en 2018, la principal autoridad regulatoria en materia de energía en la Argentina
SEE	Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación
Sistema Radial	El sistema radial es un tipo de configuración de red eléctrica que se caracteriza por tener solamente una fuente principal de suministro de donde proviene toda la energía. Antes de 2012, Argentina solía tener un suministro eléctrico radial
Trasmisión	El transporte y transformación de voltaje de electricidad a largas distancias a alto y mediano voltaje
Turbina de Gas	Una turbina de gas es un tipo de motor de combustión interna a gas. Para generar electricidad, la turbina de gas calienta una mezcla de aire y combustible a temperaturas muy altas, lo que causa que las hélices de la turbina giren. La turbina, al girar, hace funcionar un generador que convierte la energía en electricidad
Turbina de Vapor	Una unidad de generación que usa vapor para generar electricidad. La turbina funciona con la presión del vapor descargada a alta velocidad contra sus aspas
Unipar Indupa	Unipar Indupa S.A. (ex Solvay Indupa S.A.I.C.)
Vatio	La unidad básica de energía eléctrica, equivalente a un joule de energía por segundo
Voltio	La unidad básica de fuerza eléctrica, equivalente a un joule de energía por coulomb de carga

DECLARACIONES SOBRE EL FUTURO

Este Prospecto contiene declaraciones que consideramos constituyen manifestaciones a futuro, las que pueden incluir declaraciones acerca de la intención, la opinión o las expectativas actuales de la Emisora y de su dirección, incluso manifestaciones sobre tendencias que afectan su situación patrimonial, ratios financieros, los resultados de sus operaciones, negocios y estrategias, así como sus planes de gastos de capital, estrategias comerciales, concentración geográfica y políticas de ahorro de costos, inversiones y distribución de dividendos. Estas manifestaciones no garantizan un desempeño futuro y están sujetas a riesgos significativos, incertidumbre, cambios y otros factores que podrían estar fuera del control de la Emisora o ser difíciles de predecir. Por lo tanto, la futura situación patrimonial, precios, ratios financieros, resultados de las operaciones, negocios, estrategias, concentración geográfica, gastos de capital, políticas de ahorro de costos, inversiones y distribución de dividendos podrían diferir sustancialmente de los indicados en forma expresa o implícita en tales manifestaciones a futuro. Estos factores incluyen, sin limitación, fluctuaciones monetarias, la capacidad de reducir costos y aumentar la eficiencia operativa sin interrumpir las operaciones, consideraciones ambientales, regulatorias y legales y las condiciones económicas y comerciales generales de la Argentina, así como otros factores que se describen en las secciones “Factores de Riesgo” y “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera”. Ni la Emisora ni los colocadores, si hubiera, se comprometen a actualizar públicamente o revisar estas manifestaciones a futuro aún si como resultado de la experiencia o futuros cambios resulta claro que los resultados o condiciones proyectados no serán los allí indicados en forma expresa o implícita. En virtud de los riesgos e incertidumbres descriptos los hechos a los que se refieren las estimaciones o en las manifestaciones a futuro incluidos en este Prospecto pueden o no ocurrir y el desempeño de los negocios de la Emisora y los resultados de sus operaciones pueden diferir significativamente de aquellos previstos en las estimaciones o en las manifestaciones a futuro debido a factores que incluyen, pero no se encuentran limitados a aquellos descriptos arriba. Los inversores han sido advertidos a no fiarse indebidamente en las estimaciones o manifestaciones a futuro al momento de tomar decisiones relacionadas con la inversión en las Obligaciones Negociables.

RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

A continuación, se presenta un resumen de los términos y condiciones generales del Programa, de conformidad con el cual podrán ser emitidas las Obligaciones Negociables. La información aquí detallada se encuentra desarrollada con mayor precisión en la sección “*De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables*” del presente, y está condicionado en su totalidad por la información más detallada contenida en dicha sección de este Prospecto.

Descripción:

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones, a corto, mediano o largo plazo, subordinadas o no, con o sin garantía, y/o con recurso limitado y exclusivo a determinados activos de la Sociedad.

Se podrán emitir Clases de Obligaciones Negociables con el destino específico de financiar determinados proyectos, desarrollos o construcciones de la Sociedad.

Monto Máximo:

El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de U\$S 200.000.000, o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor. A fin de determinar el monto total de Obligaciones Negociables en circulación en la fecha de emisión de nuevas Obligaciones Negociables, se incluirá en los documentos correspondientes, en caso de que las Obligaciones Negociables en cuestión se emitan en una moneda diferente al dólar estadounidense, la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el dólar estadounidense.

Monedas o unidades de medida o valor:

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas, según se especifique en los Suplementos correspondientes, en (i) Dólares, (ii) Pesos, (iii) en cualquier otra moneda, (iii) Unidades de Vivienda (“UVI”), actualizable por el índice del costo de la construcción en el Gran Buenos Aires (“ICC”), (iv) Unidades de Valor Adquisitivo (“UVA”) actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia - Ley N° 25.827 (“CER”); o (v), siempre que la normativa aplicable lo admita, otras unidades de valor reglamentadas según se especifique en los Suplementos correspondientes. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital e intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por la ley aplicable.

Precio de Emisión:

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a la par, con descuento o con prima sobre la par, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Clases y series:

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser emitidas en distintas series con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma clase, y aunque las Obligaciones Negociables de las distintas series podrán tener diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión. Los términos y condiciones aplicables a cada clase y/o serie serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Plazos y Formas de Amortización:

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes. Los plazos siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas vigentes. En la medida en que así lo requieran las normas legales vigentes, las Obligaciones Negociables denominadas en unidades de valor UVA actualizables por el CER o en UVI actualizables por el índice de costo de la construcción (ICC) deberán emitirse con un plazo de amortización no inferior a dos años contados desde la fecha de emisión.

Intereses:

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o variable, devengar intereses de acuerdo a cualquier otro mecanismo o retribuir el capital de cualquier otro modo, o no devengar intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes. En caso de devengar intereses, éstos serán pagados en las fechas y en las formas que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

A menos que se especifique algo distinto en los Suplementos correspondientes, el capital de las Obligaciones Negociables devengará intereses compensatorios desde (e incluyendo) la fecha de emisión de las mismas, inclusive, y hasta (y excluyendo) la fecha en que dicho capital sea totalmente amortizado. Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifique en los Suplementos correspondientes y, a menos que en dichos documentos se establezca otro parámetro, para el cálculo de los mismos se considerará la cantidad real de días transcurridos y un año de 365 días (cantidad real de días transcurridos/365).

Montos Adicionales:

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora estará obligada a pagar ciertos montos adicionales en caso que sea necesario efectuar ciertas deducciones y/o retenciones respecto de los pagos bajo las Obligaciones Negociables. Véase “*De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Montos Adicionales*” del presente Prospecto.

Calificaciones:

La Emisora ha optado por no calificar el Programa. Sin perjuicio de ello, la Emisora podrá optar por calificar o no cada clase de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa y, en su caso, informará la calificación otorgada en los Suplementos correspondientes. En caso que la Emisora opte por calificar una o más clases de Obligaciones Negociables, las mismas podrán contar con una o más calificaciones de riesgo, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Forma:

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o en forma de títulos nominativos no endosables (con o sin cupones de interés) representados por uno o más títulos globales (que serán depositados con depositarios autorizados por las normas vigentes) o por títulos definitivos, de acuerdo a lo establecido por la Ley N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados, o de cualquier otra forma que sea permitida conforme las normas vigentes y según lo que se determine en los Suplementos correspondientes.

Denominaciones:

Las Obligaciones Negociables serán emitidas en aquellas denominaciones que sean establecidas oportunamente en los Suplementos correspondientes, sujeto a las denominaciones mínimas que exijan las normas aplicables.

Compromisos:

La Emisora podrá asumir compromisos con relación a cada clase de Obligaciones Negociables, los cuales se especificarán en los Suplementos correspondientes.

Rescate a Opción de la Emisora y/o de los tenedores:	En caso que así se especifique en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Emisora y/o de los tenedores con anterioridad al vencimiento de las mismas, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos. El rescate anticipado en todos los casos se realizará respetando el principio de trato igualitario entre inversores.
Rescate por Razones Impositivas:	La Emisora podrá rescatar cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no parcialmente, en caso que tuvieran lugar ciertos cambios impositivos que generen en la Emisora la obligación de pagar ciertos montos adicionales bajo las Obligaciones Negociables. El Suplemento respectivo podrá establecer para una determinada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, que estas no podrán ser rescatadas por razones impositivas de acuerdo a lo previsto bajo el presente apartado. Ver la sección “ <i>De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Rescate por Razones Impositivas</i> ” del Prospecto.
Eventos de Incumplimiento:	Los supuestos de incumplimiento relativos a las Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa, en caso de existir, se especificarán en los Suplementos aplicables. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, el acaecimiento de un supuesto de incumplimiento respecto a una clase no generará el incumplimiento de otra clase.
Rango:	Las Obligaciones Negociables constituirán (salvo que se disponga lo contrario en un Suplemento aplicable), obligaciones simples, incondicionales, con garantía común y no subordinadas de la Emisora. Salvo que las Obligaciones Negociables fueran subordinadas, las obligaciones de pago de la Emisora respecto de las Obligaciones Negociables, salvo lo dispuesto o lo que pudiera ser contemplado por la ley argentina, tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones con garantía común, no subordinadas, presentes y futuras, oportunamente vigentes de la Emisora. El Suplemento podrá establecer para una determinada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, que éstas cuenten con garantías o que sean subordinadas. Las Obligaciones Negociables de una determinada clase y/o serie con garantía común no tendrán el beneficio de los bienes afectados a garantías especiales, reales, flotantes, fiduciarias u otras garantías de cualquier otra deuda de la Emisora, incluyendo Obligaciones Negociables de otras clases y/o series garantizadas.
Fiduciarios, Agentes Fiscales y Otros Agentes:	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en el marco de contratos de fideicomiso y/o de contratos de agencia fiscal que oportunamente la Emisora celebre con entidades que actúen como fiduciarios y/o agentes fiscales, lo cual será especificado en los Suplementos correspondientes. Tales fiduciarios y/o agentes fiscales desempeñarán funciones solamente respecto de las clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en los respectivos contratos, y tendrán los derechos y obligaciones que se especifiquen en los mismos. Asimismo, la Emisora podrá designar otros agentes en relación a las Obligaciones Negociables para que desempeñen funciones solamente respecto de las clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en cada caso. Los contratos, las funciones y designaciones de los fiduciarios, agentes fiscales u otros agentes se harán de acuerdo con la normativa vigente.

Colocadores:	El o los colocadores (y agentes co-colocadores o sub-colocadores, en su caso) de las Obligaciones Negociables de cada clase y/o serie serán aquéllos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.
Otras Emisiones de Obligaciones Negociables:	La Emisora, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie en circulación, podrá en cualquier momento emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de cualquier clase en circulación y que sean iguales en todo sentido, excepto por sus fechas de emisión y/o precios de emisión, de manera que tales nuevas Obligaciones Negociables sean consideradas Obligaciones Negociables de la misma clase que dichas Obligaciones Negociables en circulación y sean fungibles con las mismas. El Suplemento respectivo podrá establecer para una determinada clase de Obligaciones Negociables, que la Emisora no podrá emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que dichas Obligaciones Negociables.
Ley Aplicable:	Las Obligaciones Negociables se regirán por, y serán interpretadas de conformidad con, las leyes de Argentina y/o de cualquier otra jurisdicción que se especifique en los Suplementos correspondientes (incluyendo, sin limitación, las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos); estableciéndose, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Obligaciones Negociables por la Emisora, así como todas las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables sean “Obligaciones Negociables” bajo las leyes de Argentina, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley de Sociedades y todas las demás normas vigentes argentinas.
Jurisdicción:	En virtud de lo previsto por el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, la Emisora quedará sometida en forma obligatoria al tribunal arbitral permanente del mercado en donde listen las Obligaciones Negociables en sus relaciones con los Tenedores de Obligaciones Negociables. No obstante lo anterior, los inversores también tendrán el derecho de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes. Asimismo, en los casos en que las normas vigentes establezcan la acumulación de acciones entabladas con idéntica finalidad ante un solo tribunal, la acumulación se efectuará ante el tribunal judicial competente. Respecto de los laudos arbitrales, los inversores podrán interponer los recursos admisibles respecto de las sentencias judiciales de conformidad con lo previsto en los artículos 758 y cc. del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación.
Acción Ejecutiva:	Las Obligaciones Negociables serán emitidas conforme con la Ley de Obligaciones Negociables y constituirán “obligaciones negociables” conforme con las disposiciones de la misma y gozarán de los derechos allí establecidos. En particular, conforme con el artículo 29 de dicha ley, en el supuesto de incumplimiento por parte de la Emisora en el pago de cualquier monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, los tenedores de las mismas podrán iniciar acciones ejecutivas ante tribunales competentes de la Argentina para reclamar el pago de los montos adeudados por la Emisora. En caso que las Obligaciones Negociables fueran nominativas no endosables representadas por títulos globales, y los beneficiarios tengan participaciones en los mismos pero no sean los titulares registrales de las mismas, el correspondiente depositario podrá expedir certificados de tenencia a favor de tales beneficiarios a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las

acciones ejecutivas mencionadas. Asimismo, en caso que las Obligaciones Negociables fueran escriturales, la Emisora o el correspondiente agente de registro podrá expedir certificados de tenencia a favor de los titulares registrales en cuestión a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas.

Duración del Programa:	El plazo de duración del Programa, dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables, será de 5 (cinco) años contados desde la fecha de la autorización de oferta pública otorgada por la CNV que se detalla en la portada del presente, o cualquier otro plazo mayor que se autorice conforme a las normas aplicables. Dicho plazo podrá ser prorrogado a opción de la Compañía y con la obtención de las correspondientes autorizaciones regulatorias. El vencimiento de las Obligaciones Negociables podrá operar con posterioridad al vencimiento del Programa.
Mercados:	La Emisora podrá solicitar autorización para el listado y/o negociación de una o más clases y/o series de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa en una o más bolsas y/o mercados autorizados del país y/o del exterior, según se especifique en los Suplementos correspondientes.
Agentes de Registro y Pago:	Serán el agente de registro y el agente de pago que se designen en el Suplemento respectivo.
Sistemas de Compensación:	Se podrá solicitar, según se establezca en el Suplemento correspondiente, la admisión de las Obligaciones Negociables para su compensación en la compañía Euroclear SA/NV, Clearstream Banking, Société Anonyme, the Depository Trust Company, u otro sistema de compensación que allí se establezca.
Aprobaciones societarias:	La creación y los términos y condiciones generales del Programa y de las Obligaciones Negociables fueron aprobados en la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Emisora del 11 de octubre de 2022, y los términos y condiciones particulares del Programa y de las Obligaciones Negociables y la subdelegación fueron aprobados en la reunión de Directorio de la Emisora del 12 de octubre de 2022. Por reunión de Directorio de la Emisora de fecha 29 de agosto de 2024, se aprobó la actualización de la información comercial, contable y financiera del Programa y la subdelegación de facultades.
Destino de los Fondos:	En cada uno de los Suplementos correspondientes se especificará el destino que la Emisora dará a los fondos netos que reciba en virtud de la colocación de las Obligaciones Negociables, según lo determine en oportunidad de la emisión de cada Clase y/o Serie, el cual será uno o más de los siguientes destinos previstos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables: (i) inversiones en activos físicos situados en el país, (ii) integración de capital de trabajo en el país, (iii) refinanciación de pasivos, y/o (iv) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Sociedad, y/o a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados; incluyendo sin limitación, la posibilidad de destinar el producido neto de la emisión conforme los lineamientos para la emisión de valores negociables sociales, verdes y sustentables conforme el criterio que establezca la CNV a tal efecto.

Autorización:

El Programa ha sido aprobado por la CNV mediante Resolución del Directorio de la CNV N° RESFC-2022-22073-APN-DIR#CNV de fecha 14 de diciembre de 2022.

Gastos:

Los gastos de emisión de cada una de las clases y/o series de Obligaciones Negociables se informarán en los documentos correspondientes.

INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

Reseña Histórica y Descripción General de las Actividades y Negocios de la Emisora

Generación Litoral S.A. es una compañía del Grupo Albanesi (conforme dicho término se define más adelante) fundada en 2016. Su principal negocio consiste en la generación y comercialización de energía eléctrica, el desarrollo de proyectos energéticos y asesoramiento en las áreas mencionadas, prestar servicios, dirigir, administrar y realizar obras eléctricas y gasoductos.

La Sociedad operará en la Central Térmica Arroyo Seco, una central de cogeneración en desarrollo ubicada en el Complejo Industrial Arroyo Seco, en la localidad de Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe, de aproximadamente 4,9 hectáreas, con una capacidad nominal de 133 MW, mediante la cual proporcionará vapor y energía a Louis Dreyfus Company Argentina (“LDC”) y energía a CAMMESA (el “Proyecto Arroyo Seco”).

El Proyecto Arroyo Seco comprende todas las etapas desde la ingeniería hasta la construcción y puesta en marcha de la planta de cogeneración y contempla la instalación de 2 turbinas de gas marca Siemens modelo SGT-800 con una potencia nominal de 54 MW, 2 calderas de recuperación marca VOGT que producirá 100 toneladas/hora de vapor a partir del aprovechamiento del calor de los gases de escape de las turbinas, y 1 turbina de vapor de 25 MW de potencia nominal.

En el Complejo Industrial Arroyo Seco, LDC cuenta con dos líneas de trituración de soja para la producción de aceite y harina de soja, con una capacidad diaria de molienda de 12.000 toneladas, y dos líneas de producción de biodiesel a partir de aceite de soja con una capacidad de producción anual de 600.000 toneladas, lo que la convierte en la planta de procesamiento de biodiesel a base de soja más grande del mundo y posicionando a dicha empresa como la principal productora nacional y exportadora de biodiesel. En tal sentido, el vapor generado por la central termoeléctrica será utilizado principalmente y en su gran mayoría para provisión a dicha planta industrial aceitera propiedad de LDC, aunque primeramente alimentará una turbina de vapor marca Siemens, modelo SST-300 de 25 MW de potencia nominal, y una vez aprovechada su energía útil generando energía eléctrica, el vapor de salida de la turbina de vapor se destinará al proceso industrial de LDC. En su conjunto, el sistema conseguirá una gran eficiencia energética, maximizando la producción eléctrica y ahorrando combustible. Para mayor información acerca del Proyecto Arroyo Seco ver “*La Central Térmica de Cogeneración de la Emisora: Proyecto Arroyo Seco*” en la presente sección).

La Emisora es una sociedad anónima de capital cerrado constituida en Argentina y no cotiza en ninguna bolsa de Argentina ni del extranjero. La Compañía se encuentra inscrita desde el 18 de abril de 2016 en la Inspección General de Justicia (la “IGJ”), bajo el número 5639, libro 78, tomo -, de Sociedades por Acciones. El plazo de duración de la Compañía es de noventa y nueve (99) años contados desde su inscripción en el Registro Público de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La Compañía opera bajo la legislación argentina.

El domicilio social y la sede de las oficinas administrativas de la Emisora se encuentran en Av. Leandro N. Alem 855 - Piso 14°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, su C.U.I.T. es 33-71518413-9, su teléfono es 4313-6790, su fax es 5218-9814, su correo electrónico es cnv_geli_notificaciones@albanesi.com.ar. El responsable de relaciones con el mercado es Guillermo Gonzalo Brun, D.N.I. 20.298.131, y el responsable de relaciones con el mercado suplente es Juan Gregorio Daly, D.N.I. 24.365.221, quienes se desempeñan en las oficinas de la Compañía ya referenciadas.

Los libros societarios y contables de la Sociedad se encuentran en la sede social sita en Av. Leandro N. Alem 855 - Piso 14°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El Grupo Albanesi

El Grupo Albanesi es un grupo empresario argentino de capitales privados. Se trata de un grupo integrado que ofrece productos y servicios en los mercados de gas natural y de energía eléctrica. En el mercado de comercialización y transporte de gas natural abastece a industrias y a usinas eléctricas de todo el país. En el mercado de energía eléctrica desarrolla proyectos de generación térmica de su propiedad y luego opera y comercializa la energía generada por dichos proyectos.

En lo que se refiere a gas natural, al 31 de diciembre de 2022 el Grupo Albanesi, a través de Rafael G. Albanesi S.A. (“RG”), poseía una cartera de más de 100 clientes de gas y provee más del 15% del gas consumido por las industrias. Respecto del mercado de energía eléctrica, el Grupo Albanesi posee 1.380 MW de potencia instalada distribuidos en 9 centrales térmicas operativas en distintos puntos del país totalizando más de U\$S 1.100 millones invertidos y 1.240 MW instalados desde 2005 y ampliándose con 408 MW adicionales contando todos los nuevos proyectos adjudicados actualmente en obra.

Reseña Histórica del Grupo Albanesi

La Emisora es parte de un grupo económico (el “Grupo Albanesi”), el cual inició en 1994 sus operaciones en el sector de distribución de gas. Para más información sobre la estructura del Grupo Albanesi ver “Estructura de la Emisora, Accionistas Principales y Partes Relacionadas – Grupo Albanesi” del Prospecto. A la luz de su experiencia y reputación en el sector gasífero argentino, el Grupo Albanesi incursionó en el rubro de generación de energía eléctrica como un paso posterior natural. En consecuencia, en el año 2000, obtuvo una licencia para generar y comercializar energía eléctrica en el mercado argentino. La primera inversión del Grupo Albanesi en el sector de generación de energía eléctrica fue la adquisición en 2004 de una participación en Luis Piedra Buena S.A., una central eléctrica alimentada a gas natural situada en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires, que fue vendida en 2007 y cuyo producido fue utilizado para financiar el plan de inversiones en el rubro de generación de energía eléctrica.

En 2005 el Grupo Albanesi adquirió Generación Mediterránea S.A. (“GEMSA”), una sociedad constituida el 25 de enero de 1993 originalmente con el nombre de Enron Energy Investments S.A., e inscrita ante la IGJ bajo el N° 644 del Libro 112 Tomo “A” de Sociedades por Acciones, propietaria de la Central Térmica Modesto Maranzana (“CTMM”), situada en Río Cuarto, provincia de Córdoba. Al momento de su adquisición, la CTMM contaba con una capacidad nominal instalada de 70 MW, la cual fue ampliada en tres etapas sucesivas en los años 2008, 2010 y 2017, hasta alcanzar los 350 MW actuales. El 17 de junio de 2003, GEMSA cambió su razón social a Generación Mediterránea S.A., cuya inscripción radica ante la IGJ bajo el N° 8119 del Libro 22 de Sociedades por Acciones.

En 2008 el Grupo Albanesi constituyó Solalban Energía S.A. (“Solalban”) con Unipar Indupa S.A., ex Solvay Indupa S.A.I.C. (“Unipar Indupa”), empresa petroquímica domiciliada en Argentina, con el objeto de planificar, construir y operar una central eléctrica de combustible dual en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Esta central inició sus operaciones en 2009 y cuenta con una capacidad nominal instalada de 120 MW. Unipar Indupa y el Grupo Albanesi son titulares del 58% y del 42%, respectivamente, de Solalban.

En 2009, a través de Generación Independencia S.A. (sociedad absorbida por GEMSA con fecha efectiva de fusión el 1° de enero de 2016), el Grupo Albanesi adquirió una central eléctrica en San Miguel de Tucumán, provincia de Tucumán. La planta se encontraba fuera de servicio al momento de su adquisición, pero, tras una modernización sustancial que incluyó la instalación de dos nuevas turbinas, reinició sus operaciones en 2011. Durante el año 2016 comenzaron los trabajos para realizar una expansión adicional de 100 MW realizada a través de la instalación de dos turbinas Siemens SGT800 de 50 MW de potencia nominal cada una. La primera de ellas comenzó a operar en agosto de 2017 y la segunda en febrero de 2018, llevando la capacidad instalada total de la central a los 220 MW. La central se encuentra conectada al Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”) a través de una subestación transformadora perteneciente a TRANSNOA S.A., ubicada dentro del predio de la central.

En agosto de 2010, a través de Generación Riojana S.A. (sociedad absorbida por GEMSA con fecha efectiva de fusión el 1° de enero de 2016), el Grupo Albanesi adquirió otra central eléctrica fuera de servicio situada en La Rioja, provincia de La Rioja. Tras llevar a cabo las reparaciones necesarias, la central recuperó su capacidad de generación de 40 MW. Durante el año 2016 comenzaron los trabajos para realizar una expansión de 50 MW, la cual se encuentra concluida, contando la central actualmente con 90 MW de capacidad nominal instalada. La planta también se encuentra conectada al SADI.

En 2010, a través de Generación Frías S.A. (“GFSA”) (sociedad absorbida por GEMSA en 2017), el Grupo Albanesi adquirió una central eléctrica en Frías, provincia de Santiago del Estero, que se encontraba fuera de servicio al momento de su adquisición, pero tras una modernización sustancial que incluyó la instalación de una nueva turbina, reinició sus operaciones en 2015, funcionando actualmente con una capacidad nominal instalada de 60 MW. La turbina es dual, por lo que opera tanto con gas natural como con gasoil. El predio de la central se encuentra lindero a la subestación transformadora perteneciente a TRANSNOA S.A., permitiendo una estratégica conexión de la red con la posibilidad de inyectar la energía generada en el sistema SADI.

Como parte de su expansión en el sector de generación de energía eléctrica en Argentina, en abril de 2011 la subsidiaria de ASA, Generación Rosario S.A. (“GROSA”), suscribió un contrato de locación de largo plazo con Central Térmica Sorrento S.A. (“Sorrento S.A.”) para el gerenciamiento de la Central Térmica Sorrento, situada en Rosario, provincia de Santa Fe. Al momento de celebrarse el contrato, la central se encontraba fuera de servicio. El Grupo Albanesi reparó la central de 140 MW de capacidad instalada y la operó hasta el 23 de mayo de 2022, fecha en la que acordó con Sorrento S.A. la restitución de la misma. Asimismo, con fecha 19 de septiembre de 2022, en virtud de la devolución antes mencionada, se publicó la resolución de la SE que autoriza la continuidad para actuar en calidad de Agente Generador del MEM a Sorrento S.A. como titular de la Central Térmica Sorrento.

En 2011, a través de Central Térmica Roca S.A. (“CTR”), el Grupo Albanesi adquirió una central eléctrica situada en General Roca, provincia de Río Negro, que se encontraba fuera de servicio desde 1997. Tras concluir las reparaciones y mejoras tecnológicas necesarias, la central inició sus operaciones en junio de 2012. En 2013 se concluyó la segunda etapa del plan, que permitió que la central funcionase tanto a base de gas como de gasoil. En la actualidad funciona con una capacidad nominal instalada de 130 MW. A fines de 2015 comenzamos los trabajos para cerrar el ciclo de la central, proceso que agregó 60 MW de capacidad nominal llevando la capacidad total a 190 MW.

En octubre de 2012 el Grupo Albanesi comenzó a operar una central eléctrica situada en La Banda, Santiago del Estero, que actualmente funciona con dos turbinas y 30 MW de capacidad nominal instalada.

Durante el año 2016 comenzaron los trabajos para el montaje de Central Térmica Ezeiza (“CTE”), el primer proyecto “greenfield” del Grupo Albanesi, a través de GEMSA, que involucró la adquisición de un predio de 8 hectáreas en el municipio de Ezeiza y la construcción de una nueva planta de generación de 150 MW. El proyecto se dividió en dos etapas: la primera de 100 MW y la segunda etapa de 50 MW, ambas actualmente operativas.

A partir del 1° de enero de 2016, Generación Independencia S.A., Generación Riojana S.A., y Generación La Banda S.A., todas subsidiarias de ASA, se fusionaron con GEMSA, siendo ésta la sociedad absorbente y continuadora. Las centrales que eran operadas por Generación Independencia S.A., Generación La Banda S.A. y Generación Riojana S.A., fueron transferidas a GEMSA. Con fecha efectiva de fusión 1° de enero de 2017, GFSA fue absorbida por GEMSA, siendo esta última la sociedad continuadora. La central que era operada por GFSA fue transferida a GEMSA. Asimismo, a partir del 1 de enero de 2018, Albanesi Inversora S.A., quien era titular del 75% del capital social de CTR, se fusionó con Albanesi, esta última como sociedad subsistente. En tal sentido, CTR, operadora de la CTR, pasó a estar controlada por ASA.

En febrero de 2017, a través de Albanesi Energía, el grupo comenzó su operación comercial en la Central Térmica de Cogeneración Timbúes con una capacidad nominal de 170MW de conformidad al marco regulatorio de la Resolución 21/2016. Dicha planta, además de generar energía, vende vapor bajo un contrato privado con Renova (“Renova”). La misma se encuentra situada en la localidad de Timbúes, provincia de Santa Fé.

A partir del 1 de enero de 2021, Albanesi y Generación Centro S.A. (“GECE”), una subsidiaria de Albanesi, fueron absorbidas por GEMSA, resultando ésta última la sociedad continuadora. Como resultado, CTR, que opera la Central Térmica Roca, GROSA y GLSA, ahora son controladas por GEMSA (la “Fusión 2021”). La conformidad administrativa de la Fusión 2021 fue resuelta por el Directorio de la CNV mediante Resolución N° RESFC-2021-21508-APN-DIR#CNV de fecha 18 de noviembre de 2021 y, con fecha 10 de marzo de 2022 se fue inscripta en IGJ junto con las disoluciones sin liquidación de ASA y GECE.

En el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017, se le adjudicó al Grupo Albanesi CCEE para 351 MW de capacidad adicional, lo que permitiría ampliar la capacidad de generación mediante el cierre de unidades de ciclo abierto en la Central Térmica Modesto Maranzana (“CTMM”) y la CTE por un total de 275 MW de capacidad adicional y la construcción de la planta de cogeneración en Arroyo Seco de 133MW, totalizando 408MW de nueva capacidad nominal a instalar.

En ese sentido, en julio de 2021, GEMSA obtuvo financiación para la construcción de la obra de cierre de ciclo de la CTE mediante la emisión de obligaciones negociables en Argentina por un valor total de USD 130 millones, con recurso limitado a un paquete de garantía. Se prevé que estas obligaciones negociables serán canceladas con flujos de efectivo generados por los CCEE por la capacidad instalada adicional, en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017. La mencionada expansión se encuentra operativa desde el 17 de abril de 2024.

Posteriormente, con fecha 27 de enero de 2022, la SE publicó la Resolución N° 39/2022 con el fin de adecuar la normativa vigente para favorecer la concreción de los proyectos pendientes de habilitación comercial, ofreciendo a los Agentes Generadores que hubieran suscripto Contratos de Demanda Mayorista de Energía Eléctrica en el marco de la Resolución N° 287/2017 y que no hubieran alcanzado la habilitación comercial a la fecha de su publicación manifestar una nueva fecha comprometida con una adecuación del precio por la disponibilidad de la potencia. La nueva fecha de habilitación comercial implicó la eliminación de las penalidades devengadas por inicio de operación tardío. En esta línea, GEMSA manifestó un nuevo inicio de operación comercial para los proyectos correspondientes a la CTMM, CTE y para el desarrollo del Proyecto Arroyo Seco.

De este modo, en mayo del 2022, GEMSA obtuvo financiación para el desarrollo del proyecto de expansión y cierre de ciclo de la CTMM, mediante la emisión de obligaciones negociables en Argentina por un valor total de USD 125 millones, con recurso limitado al paquete de garantías asociado principalmente a los activos de dicho proyecto. Se prevé que estas obligaciones negociables serán canceladas con flujos de efectivo generados por los CCEE por la capacidad instalada adicional, en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017. Las obligaciones negociables tienen una vigencia, que cuenta de 2 tramos (5 y 10 años). A la fecha

del presente Prospecto, ya se encuentran operativos 54MW de los 129MW vinculados a la expansión, y se espera que el ciclo combinado esté operativo durante el cuarto trimestre de 2024.

Por otro lado, con fecha 28 de noviembre de 2017, la SEE publicó la Resolución N° 820, por medio de la cual GECE resultó adjudicada de un contrato de demanda mayorista de energía eléctrica con CAMMESA, con relación al Proyecto Arroyo Seco (conforme se define más adelante) (el “Contrato de Abastecimiento”), por una potencia contratada de 100 MW, por un plazo de 15 años, contados a partir de la fecha comprometida de finalización del Proyecto o de la fecha de habilitación comercial de la Central Arroyo Seco (conforme se define más adelante), lo que ocurriera primero.

Como consecuencia de la Fusión 2021, el Contrato de Abastecimiento fue transferido a GEMSA. Luego, CAMMESA, GEMSA y la Emisora llevaron a cabo negociaciones a los fines de que GEMSA cediera a la Emisora su posición contractual bajo el Contrato de Abastecimiento, lo cual se efectivizó el 23 de enero de 2023 mediante una adenda al Contrato de Abastecimiento. Para mayor información, véase “*Historia del Proyecto Arroyo Seco*” a continuación.

Con fecha 23 de julio de 2024, los órganos de administración de GEMSA y Albanesi Energía S.A. (“AESA”), celebraron sus respectivas reuniones de Directorio para considerar la conveniencia de llevar adelante una reorganización societaria (la “Reorganización Societaria”), en virtud de la cual GEMSA absorbería a AESA, en los términos del artículo 82 y concordantes de la Ley General de Sociedades N° 19.550, las disposiciones del Capítulo X, Título II de las normas de la Comisión Nacional de Valores (t.o. 2013) y el artículo 80 y concordantes artículos de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), su decreto reglamentario y sus modificatorias (la “LIG”), así como las restantes normas fiscales que resulten aplicables en la materia. Los órganos de administración han manifestado, en sus respectivas reuniones, que -a partir de la concreción de la Reorganización Societaria- se logrará obtener una mayor eficiencia operativa así como también en la estructura corporativa de control del grupo. En suma, se entiende que, a partir de la concreción de la Reorganización Societaria se lograría un manejo uniforme y coordinado de las actividades de AESA, beneficios para sus accionistas, terceros contratantes, socios comerciales y, en particular, sus inversores y acreedores, lográndose una optimización de costos, procesos y recursos, mediante su unificación en GEMSA.

En virtud de ello, sujeto a la obtención de las autorizaciones regulatorias y contractuales correspondientes, los Directorios de las Sociedades Participantes aprobaron con fecha 23 de del corriente avanzar con la Reorganización Societaria. En tal sentido, acordaron que la fecha efectiva de la Reorganización Societaria será fijada por los Directorios de las Sociedades Participantes entre dicha fecha y el 1 de enero de 2025, conforme lo requerido por la LIG, y encomendándose, asimismo, la preparación del compromiso previo de fusión, la confección de los correspondientes balances especiales de fusión y demás documentos societarios, contractuales y regulatorios necesarios a tal fin.

De resultar aprobada la Reorganización Societaria, (i) GEMSA absorberá la totalidad del patrimonio de AESA, que será disuelta sin liquidación; y (ii) en la fecha efectiva de la Reorganización Societaria, la operatoria de AESA y la documentación contable e impositiva correspondiente a esa operación será realizada o emitida por GEMSA.

Albanesi Energía es una compañía del Grupo Albanesi fundada en 2012, cuyo principal negocio consiste en la cogeneración y comercialización de energía eléctrica y vapor. La Sociedad opera en la Central Térmica Generación Timbúes, una central de cogeneración ubicada en la localidad de Timbúes en el departamento de San Lorenzo, Provincia de Santa Fe, de aproximadamente 47.700 m2 con una capacidad nominal de 170mw. La operación de la Central Térmica Cogeneración Timbúes comenzó en febrero de 2017, de conformidad al marco regulatorio de la Resolución 21/2016. Dicha planta, además de generar energía, vende vapor bajo un contrato privado con Renova (“Renova”).

Renova es uno de los procesadores de soja y granos más grande del mundo. La Central fue instalada entre 2017 y 2019 con el objetivo de proveer de energía eléctrica al SADI y a su vez aprovechar los gases producidos por la turbina para producir vapor para el consumo de Renova en su proceso productivo.

La cogeneración es el procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil (vapor en este caso). La ventaja de la cogeneración es su mayor eficiencia energética ya que se aprovecha tanto el calor como la energía mecánica o eléctrica de un único proceso, en vez de utilizar una central eléctrica convencional y una caldera convencional para las necesidades de calor.

La Central está compuesta por el Predio dentro del cual se encuentra emplazada una turbina a gas Siemens modelo SGT5-2000e de 170 MW (la “Turbina de Gas”) y una caldera de recuperación del calor de los gases de escape VOGT con capacidad de 240 tn/h de generación de vapor (la “Caldera de Recuperación”). También cuenta instalaciones auxiliares como son dos tanques de agua para el almacenamiento de agua desmineralizada, dos tanques de Gasoil con capacidad total de 7.000 m3, un diverter y una subestación de 132 kV, entre otros.

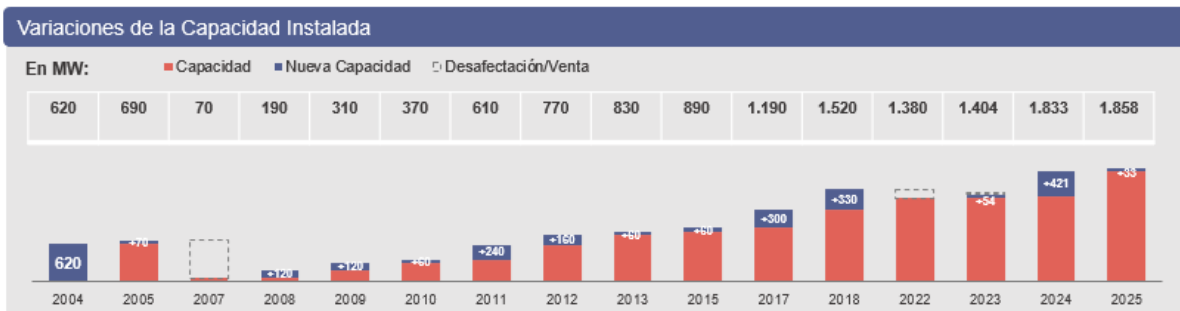
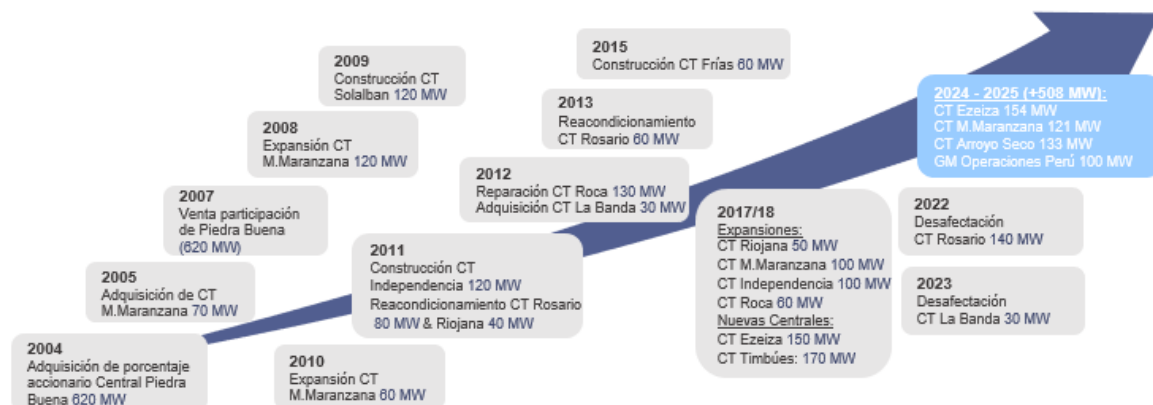
Mercado Eléctrico

La Ley 24.065/92 y el Decreto 1398/92 establecen el Marco Regulatorio de la energía eléctrica, dentro del cual se contempla su generación. El ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad) es el organismo de regulación, fiscalización y control de la industria de la energía eléctrica y es el responsable del cumplimiento de la Ley 24.065, el despacho de generación técnico, la programación y la organización económica del Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”).

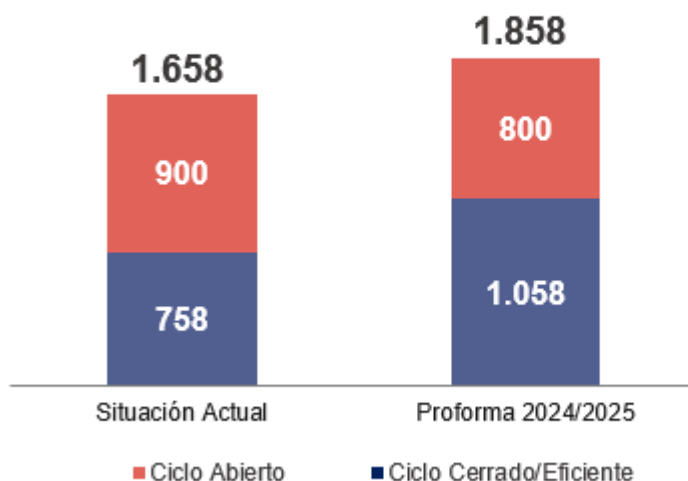
El Grupo Albanesi ha sido autorizado por la entonces Secretaría de Energía para actuar en el MEM como agente comercializador de energía eléctrica, en los términos del artículo 5 del Decreto 185/1995.

En el mercado eléctrico, el Grupo Albanesi ha tenido un importante crecimiento durante los últimos 10 años y hoy se posiciona como uno de los líderes en el mercado argentino. Según CAMMESA, es uno de los principales grupos dedicados a la generación y venta de energía eléctrica de Argentina en términos de MW de capacidad nominal instalada.

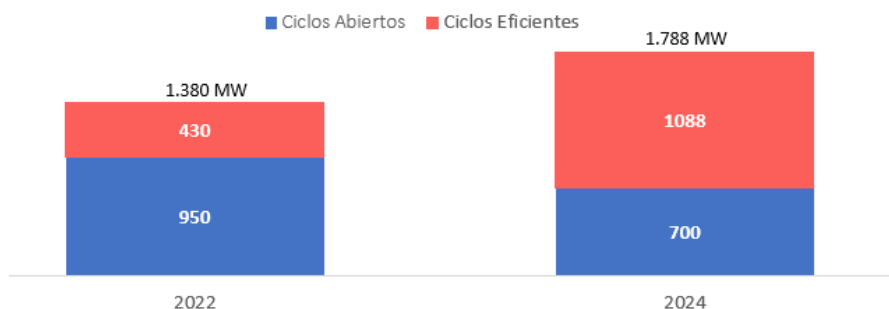
El siguiente gráfico presenta la evolución cronológica de la ampliación de la capacidad de generación de energía del Grupo Albanesi



Capacidad Instalada Actual y Proyectada (MW)



Capacidad Instalada Actual y Proyectada¹



¹ Incluye solo los proyectos en construcción

Ventajas Competitivas de la Emisora

Empresa perteneciente al Grupo Albanesi, líder en generación eléctrica con amplio track-record en el desarrollo de proyectos: el Grupo Albanesi ha participado en la actividad energética en Argentina por más de 25 años, cuando comenzó con la comercialización de gas natural en 1994. Posteriormente, se ha beneficiado de la integración vertical con el negocio de comercialización y transporte de gas natural desarrollado por RGA, una empresa líder con una amplia trayectoria en ese sector, también parte del Grupo Albanesi. Las principales sinergias que se derivan de dicha integración son (i) la mitigación del riesgo vinculado a los proveedores de gas natural, dado que RGA es el proveedor del gas natural utilizado por muchas de las plantas generadoras del Grupo Albanesi, y (ii) la venta de electricidad y la generación de nuevos negocios a través de clientes comunes con los cuales RGA tiene relaciones de larga data. El Grupo Albanesi cuenta con una capacidad instalada total de 1.658 MW a la fecha y alcanzará los 1.858 MW para el año 2025 con todos los proyectos en operación

- Fluida relación con Siemens Industrial Turbomachinery AB (“**Siemens**”), el proveedor de los equipos de la Emisora. El Grupo Albanesi ha firmado contratos por mantenimiento y asistencia técnica con proveedores que tienen un plazo promedio de cinco años. El Grupo Albanesi selecciona cuidadosamente a los proveedores de turbinas y equipos mediante un detallado proceso de evaluación, que se centra en su trayectoria comercial y relaciones previas. El Grupo considera a los proveedores como socios en el negocio y procura desarrollar y mantener con ellos relaciones sostenidas en el tiempo. El Grupo Albanesi instaló un total de 8 turbinas tecnología Siemens en 4 plantas distribuidas en 4 provincias. Adicionalmente, están en proceso de instalación 8 turbinas que se utilizarán en la nueva capacidad de generación de conformidad con los CCEE de los que hemos sido adjudicatarios en virtud del marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017.

- Flujo estable y predecible: El Grupo Albanesi ha estructurado mecanismos de financiación con PW Power Systems Inc. (“**PW Power**”) y Siemens para sus centrales, lo que facilitó el desarrollo de sus proyectos. Asimismo, con respecto a las plantas generadoras en funcionamiento de la Emisora, se han celebrado contratos de largo plazo con Siemens, según la tecnología instalada, para la provisión de asistencia técnica y la disponibilidad permanente de los componentes y repuestos para el adecuado funcionamiento y mantenimiento de las turbinas, lo que permitiría contar con niveles mínimos de indisponibilidad de generación eléctrica, lo que

permitiría predecir más fácilmente los costos de mantenimiento y las inversiones en activos fijos. En las plantas, también se conservan stocks de repuestos, lo cual contribuye a mitigar los riesgos operativos al permitir reducir los tiempos de mantenimiento y reparación, facilitando una operación más estable de las plantas. La Emisora también cuenta con seguro de pérdida de beneficio que aporta consistencia al flujo de caja.

- La venta de vapor a un cliente privado diversifica el riesgo de la venta de energía (CAMMESA), diversificando el negocio.

- Cobertura natural contra una devaluación: contratos denominados en dólares americanos (tanto de la energía como del vapor).

- Al 30 de junio de 2024, nuestros CCEE con CAMMESA en virtud de las Resoluciones de la SE 220/2007 y 21/2016 para nuestras plantas generadoras en funcionamiento, tenían en promedio un plazo de aproximadamente 3,4 años (o 3 años y 2 meses), medidos según el promedio ponderado de la disponibilidad de MW comprometida en virtud de cada contrato. Este plazo medio restante no incluye los CCEE adjudicados en el marco regulatorio de la Resolución SEE 287/2017 para las ampliaciones por cierre de ciclo en la CTMM y en la CTE y la construcción de una nueva central de cogeneración en Arroyo Seco, Provincia de Santa Fe. El CCEE adjudicado para 138 MW de capacidad adicional en CTE, entró en funcionamiento durante abril 2024; el CCEE adjudicado para 121 MW de capacidad adicional en CTMM ingresará en operación comercial durante el tercer trimestre 2024 y el CCEE para la nueva central de cogeneración de Arroyo Seco durante el primer trimestre de 2025 (la etapa de ciclo abierto arrancará en operación durante el tercer trimestre 2024). Si consideramos los tres proyectos de la Resolución SEE 287/2017, el plazo medio ponderado restante de nuestros CCEE será de 6,3 años (o 6 años). Esto implica que el plazo promedio de nuestros CCEE en operación aumentará una vez que dicha capacidad de generación esté operativa. A nivel internacional, el Proyecto en la refinería de Petroperú recibió la habilitación comercial por el COES en abril 2024 por una capacidad instalada de 100 MW. Al considerar este contrato de operación que vence en 2044, todos los proyectos del Grupo alcanzan un plazo promedio de 7,8 años (o 7 años y 4 meses).

- Mejoramiento en la matriz de costos de Renova: Le permite obtener vapor y electricidad, los dos insumos más relevantes de su proceso productivo, a precios más ventajosos.

- Mejoramiento en la eficiencia de la matriz energética del país: El proceso de cogeneración incrementa la eficiencia del sistema dado que con el mismo combustible primario no solo se produce vapor (como ocurría anteriormente) sino que también se genera electricidad.

- Impacto ambiental: El Grupo Albanesi ha desarrollado una Política integrada de Medio Ambiente, Seguridad, Higiene y Responsabilidad Social con el objetivo de generar un desarrollo sostenible basado en evaluaciones preventivas de sostenibilidad para la satisfacción de necesidades presentes, sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones. Para lograr dicho objetivo, el Grupo Albanesi ha concretado un profundo proceso de actualización de su Sistema de Gestión Ambiental Corporativo (tal como será explicado a continuación), en conformidad con los nuevos requisitos de la Norma ISO 14001:2015, a fin de proporcionar en los sitios de operación, un marco de desempeño donde exista un equilibrio entre las necesidades de crecimiento económico, la equidad social y la sostenibilidad ambiental.

La Central Térmica de Cogeneración de la Emisora: Proyecto Arroyo Seco

Características generales

La Central Térmica Arroyo Seco (la “Central Térmica Arroyo Seco”) es un proyecto para la cogeneración de energía eléctrica ubicada en la localidad de Arroyo Seco, en el departamento de Rosario, Provincia de Santa Fe, en una superficie de aproximadamente 4,9 hectáreas desarrollado por la emisora mediante la cual proporcionará vapor y energía a LDC y energía a CAMMESA.

La cogeneración es el procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil. Su principal ventaja es la mayor eficiencia energética en términos de reducción de costos y emisiones de carbono, ya que se aprovecha tanto el calor como la energía mecánica o eléctrica de un único proceso, en lugar de utilizar una central eléctrica convencional y una caldera convencional para las necesidades de calor.

El ciclo de cogeneración incluye (i) el uso del gas originalmente consumido por el tomador de vapor para generar energía, y (ii) la producción de vapor como un subproducto a través de la inyección de los gases de escape a una caldera.

El Proyecto Arroyo Seco consiste en la construcción, puesta en marcha y operación de una central de cogeneración de energía mediante la instalación de dos turbinas de gas Siemens modelo SGT-800 de 54 MW de potencia nominal cada una (las “Turbinas de Gas”), una turbina de vapor Siemens modelo SST-300 de 25 MW

(la “Turbina de Vapor”), con sus respectivas calderas de recuperación de calor de los gases de escape con postcombustión para la generación de vapor (las “Calderas de Recuperación”).

El Proyecto Arroyo Seco comprende todas las etapas desde la ingeniería hasta la construcción y puesta en servicio de la planta de cogeneración. Se invertirá en la adquisición de turbinas de gas, calderas de recuperación, turbina de vapor, torre de enfriamiento, equipos auxiliares y obras civiles asociadas. A continuación se detallan las etapas en las cuales se desarrollará el Proyecto Arroyo Seco:

- En la primera fase del proyecto se levantarán las instalaciones de ciclo abierto que generará energía térmica mediante las Turbinas de Gas, lo que permitirá generar energía eléctrica tanto con gas natural como con combustible líquido (Gasoil).
- La segunda etapa de ciclo abierto consistirá en la instalación de las Calderas de Recuperación y de la Turbina de Vapor para, finalmente, convertirla en una central de cogeneración.

El terreno donde se llevará a cabo el emplazamiento es una superficie de aproximadamente 4,9 hectáreas, ubicadas dentro del ejido de la localidad de Arroyo Seco, provincia de Santa Fe (el “Predio”). El Predio es de propiedad de la empresa LDC.

Mediante escritura pública N° 356 de fecha 31 de mayo de 2018, LDC constituyó un derecho real de usufructo sobre el Predio a favor de GECE. Como consecuencia de la Fusión 2021, GEMSA adquirió el carácter de usufructuario bajo este contrato, lo cual fue consentido por LDC mediante nota de fecha 22 de octubre de 2021 (el “Contrato de Usufructo”). Con fecha 9 de febrero de 2023 GEMSA cedió a GLSA su posición contractual bajo el Contrato de Usufructo, conforme fuera instrumentado por escritura pública N° 60 de fecha 7 de marzo de 2023, adquiriendo GLSA el carácter de usufructuaria bajo dicho contrato, y conforme dicha cesión fuera aceptada por LDC con fecha 9 de febrero de 2023. De esta manera, la Emisora adquirió el derecho al uso y goce sobre el Predio para el emplazamiento de la Central Térmica Arroyo Seco. Dicho Predio linda hacia el norte con la calle pública Playa Hermosa, la cual lo separa del límite de predio de la aceitera propiedad de LDC.

A la fecha de este Prospecto, la primera fase del proyecto se encuentra muy avanzado y se espera inicie operación durante el mes de septiembre 2024, lo que agregará 100MWde nueva capacidad a la red.

La segunda etapa se espera esté operativo durante el primer trimestre de 2025, lo que permitirá entonces alcanzar una capacidad total de 133 MW. La energía eléctrica que se genere en base a las Turbinas de Gas será entregada al MEM a través del SADI, siendo el punto de conexión al mismo la Estación Transformadora General Lagos de 132 Kv.

Historia del Proyecto Arroyo Seco

El 10 de mayo de 2017 la SE mediante su Resolución N° 287, instruyó a CAMMESA a convocar a interesados a ofertar nueva capacidad de generación y de producción de energía eléctrica proveniente de la instalación de nueva capacidad de generación mediante la utilización de la tecnología de (i) cierre de ciclo combinado o (ii) cogeneración. GECE participó en dicha convocatoria presentando una oferta para la generación de energía eléctrica en Arroyo Seco.

De esta manera, el 25 de septiembre de 2017, a través de la Resolución N° 820, la SE determinó que la oferta formulada por GECE resultó seleccionada en el marco de la convocatoria y, como consecuencia, GECE suscribió el Contrato de Abastecimiento, por una potencia contratada de 100 MW, por un plazo de 15 años, contados a partir de la fecha comprometida de finalización del Proyecto o de la fecha de habilitación comercial de la Central Térmica Arroyo Seco (la “Fecha de Habilitación Comercial Comprometida”), lo que ocurriera primero.

De acuerdo al Contrato de Abastecimiento suscripto, la fecha de inicio de las operaciones comerciales en la Central Térmica Arroyo Seco, había sido prevista para el 23 de enero de 2020 (la “Fecha Comprometida de Finalización del Proyecto”). A partir de la Resolución N° 39/2022 la SE determinó que aquellos Agentes Generadores que hubieran suscripto Contratos de Demanda Mayorista y que no hubieran habilitado sus operaciones comerciales con anterioridad a la fecha acordada, estarían habilitados a manifestar una nueva fecha de habilitación comercial comprometida extendida dentro de los 30 días corridos (la “Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida”), determinándose asimismo que los proyectos cuyos titulares optaran por manifestar la Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida, estarían sujetos a la adecuación del precio por la disponibilidad de potencia y que la finalización del plazo de vigencia de los contratos de abastecimiento suscriptos sería a los 15 años contados a partir de la Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida. Adicionalmente, la Resolución N° 39/2022 establece que para aquellos agentes generadores que hubieran suscripto contratos de demanda mayorista de energía eléctrica en el marco de la Resolución N°287/2017, que no hubieran alcanzado la habilitación comercial a la fecha de su publicación y que no opten por alguna de las alternativas indicadas precedentemente, el contrato de demanda mayorista de energía eléctrica quedará resuelto de pleno derecho, automáticamente, sin necesidad de notificación alguna y sin derecho a

indemnización de ningún tipo a favor de la parte vendedora, debiendo procederse a la ejecución de la garantía oportunamente constituida.

De esta manera, GECE optó por manifestar una Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida del Contrato de Abastecimiento, fijada para el 25 de abril de 2024, fecha a partir de la cual entrará en vigencia el Contrato de Abastecimiento (la “Nueva Fecha Comprometida de Finalización del Proyecto”).

Como consecuencia de la Fusión 2021, a través de la cual GEMSA absorbió a GECE, GEMSA se convirtió en el titular del Contrato de Abastecimiento con CAMMESA (para mayor información respecto de la Fusión 2021 remitirse a la sección “*Estructura de la Emisora, accionistas principales y partes relacionadas del Proyecto*”).

Posteriormente GEMSA y la Emisora solicitaron a la Secretaría de Energía su conformidad para la cesión de la posición contractual de GEMSA a favor de la Emisora en el Contrato de Abastecimiento, a fin de que la Emisora adquiriera la calidad de parte vendedora en el marco de Resolución SE 287/2017. Al respecto, con fecha 20 de diciembre de 2022, la Secretaría de Energía manifestó que no tenía objeciones que formular al requerimiento efectuado, instruyendo se instrumente debidamente ante CAMMESA los mecanismos a efectos de permitir la cesión de la posición contractual referida. En consecuencia, con fecha 23 de enero de 2023, CAMMESA y la Emisora suscribieron el Contrato de Abastecimiento en los mismos términos en los que éste había sido adjudicado originalmente a GECE.

Monto de la Inversión y Financiación del Proyecto Arroyo Seco

La inversión total del Proyecto Arroyo Seco será de aproximadamente 200 millones de Dólares (IVA incluido) incluyendo activos físicos, servicios de ingeniería y desarrollo, capital de trabajo, intereses durante la construcción y otras erogaciones financieras.

A los fines de financiar el Proyecto Arroyo Seco, con fecha 8 de marzo de 2023, la Emisora concluyó exitosamente la colocación y emisión de las Obligaciones Negociables Clase I, con fecha de vencimiento el 28 de marzo de 2028 y las Obligaciones Negociables Clase III, con fecha de vencimiento el 28 de marzo de 2033, las cuales fueron emitidas por un monto total de US\$90.310.286.

Posteriormente, la Emisora concluye la colocación y emisión de las Obligaciones Negociables Adicionales Clase I, con fecha de vencimiento el 28 de marzo de 2028 y las Obligaciones Negociables Adicionales Clase III, con fecha de vencimiento el 28 de marzo de 2033, las cuales fueron emitidas por un monto total de US\$139.891.490.

Las Obligaciones Negociables Clase I y las Obligaciones Negociables Clase III se encuentran garantizadas por (i) el contrato de fideicomiso de garantía y pago suscripto entre la Emisora, como fiduciante, y Banco de Servicios y Transacciones S.A. (“BST”), en su carácter de fiduciario y representante de los beneficiarios, con fecha 22 de diciembre de 2022 (conforme fuera enmendado íntegramente con fecha 24 de febrero de 2023 (el “Contrato de Fideicomiso en Garantía y Pago”)); (ii) un contrato de prenda con registro en primer grado de privilegio suscripto entre la Emisora, en su carácter de deudor prendario, y BST en su carácter de agente de la garantía, con fecha 24 de febrero de 2023, a fin de constituir un derecho real de prenda en primer grado de privilegio sobre los componentes de los Equipos del Proyecto actualmente depositados e inscriptos en la localidad de San Nicolás (la “Prenda de los Equipos del Proyecto”); (iii) una prenda en primer grado de privilegio sobre el 100% de las acciones de la Emisora, instrumentada a través del contrato de prenda de acciones de fecha 24 de febrero de 2023 suscripto entre GEMSA, Armando Roberto Losón, Holen S.A. y Carlos Bauzas en calidad de accionistas, BST en calidad de agente de la garantía y la Emisora (la “Prenda de Acciones”); y (iv) un seguro de caución instrumentado a través de la póliza N° 26.806 de fecha 23 de febrero de 2023 (el “Seguro de Caución”).

A la fecha del presente, la Emisora no ha celebrado la totalidad de los contratos relativos al Proyecto Arroyo Seco, incluyendo los contratos principales del Proyecto Arroyo Seco (con excepción del Contrato de Obra Civil conforme se detalla a continuación).. Para mayor información, ver “*Descripción de los Contratos Principales del Proyecto Arroyo Seco*” de esta sección.

Cronograma del Proyecto Arroyo Seco y Suministros

Se espera que la etapa de construcción del Proyecto Arroyo Seco termine en o antes de la Nueva Fecha Comprometida de Finalización del Proyecto, es decir el 25 de abril de 2024, fecha de inicio de operación comercial comprometida contractualmente con CAMMESA.

Dentro de este plazo se procederá a la realización de los trabajos de instalación, reacondicionamiento y conexión de los equipos de generación. A su vez, se espera que, en su pico máximo, haya un total de alrededor de 700 operarios trabajando en simultáneo. La cantidad total de trabajadores que se precisará (tanto directos como indirectos) será de alrededor de 7.000 hombre-mes repartidos entre las diferentes especialidades que se requieren.

El Proyecto Arroyo Seco comprende un importante número de actividades con impacto directo en la economía, tales como, compras de bienes nacionales, contratación de servicios y empleo de mano de obra local de diversas disciplinas y especialidades que totalizan un valor estimado de US\$ 200 millones de Dólares (IVA Incluido). Respecto de los suministros nacionales, estos están comprendidos principalmente por equipos mecánicos, equipos eléctricos, estructuras metálicas, materiales de cañerías, materiales eléctricos y materiales de instrumentación, además de pinturas, materiales de aislación y suministros para los servicios de personal y de obra

Algunas de las principales obras que se realizarán durante la construcción serán las siguientes:

- instalación de las dos Turbinas de Gas Siemens modelo SGT-800 de 54 MW de potencia nominal cada una, con sus equipos auxiliares;
- instalación de la Turbina de Vapor Siemens modelo SST-300 de 25 MW y equipos auxiliares;
- instalación de las dos Calderas de Recuperación marca VOGT de 100 Tn/h.

Beneficios del Proyecto Arroyo Seco

A continuación se describen ciertos beneficios asociados con el Proyecto Arroyo Seco:

- Matriz Energética Argentina:
 - mayor generación de energía con igual cantidad de combustible primario (mejora en la eficiencia), con consecuencias positivas para la balanza comercial; y
 - mayor oferta energética eficiente, contribuyendo con la reducción del costo de generación.
- Medioambiente:
 - mejora en la eficiencia con la consecuente reducción de emisiones de CO₂ y NO_x.
- La Emisora:
 - instala 133MW de capacidad; y
 - comenzará a generar ingresos provenientes de la capacidad instalada.

La tecnología de la Emisora

Características Técnicas de la Central Térmica de Cogeneración Arroyo Seco

Los principales activos del Proyecto Arroyo Seco son los siguientes:

(i) Turbinas de Gas:

Se trata de turbo grupos de gas, modelo Siemens SGT-800, de 54 MW de potencia bruta nominal generando a una tensión de 132 kV. El principal combustible de las Turbinas de Gas será gas natural, pudiendo también funcionar con Gasoil.

(ii) Calderas de Recuperación:

Corresponde a 2 Calderas de Recuperación, marca VOGT, que producirá cada una 60 Tn/Hr de vapor a partir del aprovechamiento de calor de los gases de escape de las turbinas. El vapor producido será utilizado principalmente y en su gran mayoría para provisión a la planta industrial aceitera propiedad de LDC. Las Calderas de Recuperación utilizan como agua de alimentación una combinación de agua desmineralizada proveniente de la planta de tratamiento de agua y de agua proveniente del condensado de la turbina de vapor. La Calderas de Recuperación de tipo horizontal y no demanda fuego adicional, por lo que no implica un incremento en el consumo de combustible con respecto al consumo de las Turbinas de Gas, sino que sólo emplea el calor entregado por los gases de escape de las Turbinas de Gas para la producción de vapor. El agua de alimentación es impulsada mediante tres grupos de bombeo para circular en el interior de la caldera en contracorriente con los gases de escape de la turbina de gas, los cuales a la salida del equipo tiene una temperatura de 141°C.

(iii) Turbina a Vapor:

La Turbina de Vapor, es modelo SST-300 marca Siemens de 25 MW de potencia nominal. Esta turbina será alimentada por el vapor producido de las Calderas de Recuperación.

Una vez aprovechada su energía útil generando energía eléctrica, el vapor de salida de la máquina se destinará al proceso industrial de LDC.

En su conjunto, el sistema conseguirá una gran eficiencia energética, maximizando la producción eléctrica y ahorrando combustible.

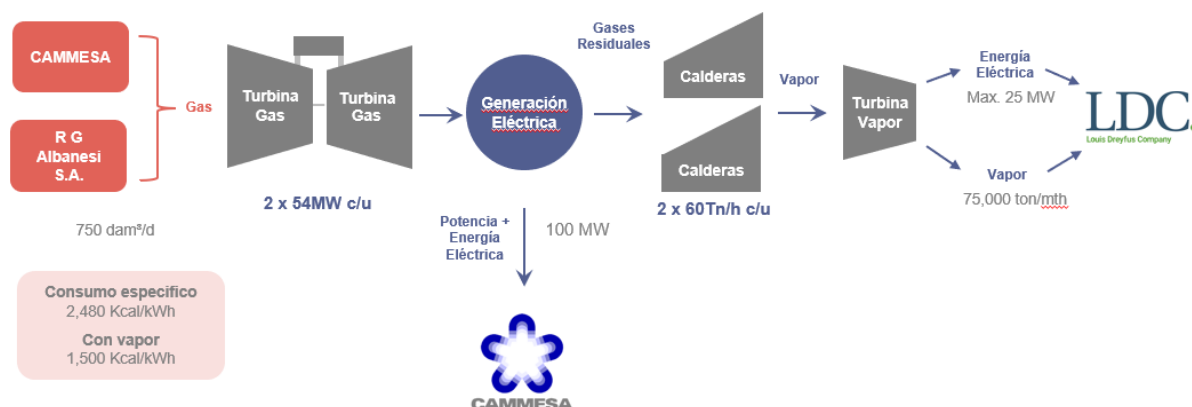
(iv) Instalaciones auxiliares:

Los sistemas complementarios, denominados BOP, consisten en el Sistema de Agua-Vapor. Sistemas eléctricos de Baja y Media Tensión, el Sistema de Lucha contra Incendio, Sistemas de Enfriamiento de Aire para Generación y de Agua para Condensación. Se dispondrá de un Edificio Operativo para equipos de Proceso, Sala de Control y Planta de Agua Demi, de un Edificio de Administración y Mantenimiento y de Portería y Control de Accesos.

La Estación Transformadora y de Maniobras de 132 kv dispondrá de 8 campos de maniobra y doble barra y el sistema de alimentación de Gas dispondrá de un gasoducto de alta presión de 14 km para uso exclusivo de la Planta

Esquema operativo de la Central Térmica Arroyo Seco

A continuación se describe el esquema operativo de la Central Térmica Arroyo Seco:



Síntesis de la tecnología de la Central Térmica Arroyo Seco

Sistema Térmico

Las turbinas de gas utilizan como combustible gas natural. La Central Térmica Arroyo Seco no operará en esta primera etapa con Gasoil como combustible alternativo. Desde cada una de las Turbinas de Gas, los gases de escape se conducirán a una caldera de recuperación horizontal generando vapor, y luego serán evacuados por la chimenea de escape. Las Calderas de Recuperación producirán vapor de alta presión y temperatura, y alimentarán a la Turbina de Vapor. A fin de suplir las demandas variantes del proceso industrial de LDC, las Calderas de Recuperación poseerán una serie de elementos de regulación que les permitirán ajustar la producción de vapor a lo requerido. Dispondrán de una válvula diverter de gases de escape, un quemador de postcombustión alimentado por gas natural, un intercambiador de calor externo, un desacelerador de presión deslizante y un atemperador de vapor de proceso.

La Turbina de Vapor tendrá una extracción controlada de 12 barg que será utilizada para abastecer el caudal de proceso de LDC que podrá variar entre los 90 ton/h y 180 ton/h. También se tendrá la posibilidad de condensar a presión de vacío, una pequeña proporción del vapor generado. El condensador se enfriará por bombeo de agua desde una torre de enfriamiento. La energía producida por la Turbina de Vapor será entregada a LDC para sus consumos internos.

Desde el condensador de la Turbina de Vapor, el agua retornará a las Calderas de Recuperación constituyendo un ciclo cerrado, previo paso por un tanque de mezcla y dos intercambiadores externos, uno por equipo. En el tanque de mezcla se recuperará el vapor condensado de la planta industrial LDC y se alimentará el agua de reposición del ciclo de ser necesario. Además del suministro de vapor para proceso, la Central Térmica Arroyo Seco entregará agua desmineralizada para abatimiento de condensados, enfriamiento de aceite y operación de centrifugas. LDC abastecerá agua clarificada para alimentación de la planta de tratamiento. La diferencia entre la demanda total de agua del sistema y la entregada por LDC se cubrirá con agua extraída de las napas subterráneas.

Descripción de los Contratos Principales del Proyecto Arroyo Seco

- Contrato de Obra Civil

En Marzo de 2023, la Emisora celebró con Brakkovic S.A. el contrato que regula los trabajos civiles de la Central Térmica de Cogeneración Arroyo Seco (el “Contrato de Obra Civil”), los que incluyen: cabo los siguientes trabajos: (i) movimiento de suelos; (ii) construcción de las fundaciones de los equipos de generación y del sistema de BOP; y (iii) canalizaciones para el tendido de las cañerías necesarias y tendidos eléctricos, instrumentación y control.

La obra civil por llevar a cabo en el predio donde se ubicará la Central Térmica Arroyo Seco comienza con el movimiento de suelo necesario para asegurar la implantación de las futuras instalaciones, y materializar los niveles para las bases de equipos, calles de circulación interna y el correcto escurrimiento de las aguas de lluvia.

Durante la ejecución de este trabajo, se construirá en forma simultánea la Malla de Puesta a Tierra del sistema. Para ello se utilizará conductor de cobre desnudo de 19 hilos unidos mediante morsetos de compresión por medio de indentadora hidráulica. También se instalarán las jabalinas de PAT en la ubicación y cantidad que surjan del proyecto correspondiente.

Se prevé asimismo la construcción de un cerco de alambre perimetral, guardia de acceso y estacionamiento, edificio de administración, depósito de repuestos, talleres de mantenimiento y oficinas técnicas para mantenimiento. También se construirán las bases para los tanques de almacenamiento de agua, bases para transformadores auxiliares, bases pileta para las torres de enfriamiento y un edificio operativo centralizado donde se ubicará la sala de chillers, la sala de eléctrica para tableros de MT y BT, la sala de control, el laboratorio y la planta de tratamiento de agua.

La obra civil de mayor envergadura consiste en la ejecución de las bases para las Turbinas de Gas, las bases de Calderas de Recuperación, la base de la Turbina de Vapor y un edificio sala de TV el cual contará con un puente grúa de 20 TN.

De acuerdo con los diagramas elaborados por ingeniería, se llevarán a cabo en forma subterránea los cañeros para el tendido de conductores eléctricos. Los mismos se realizarán con caños de PVC de 110 mm y 160 mm de diámetro y cantidades adecuadas a las necesidades de cada tramo. Los cañeros finalizarán en cámaras de hormigón armado de 1,2 m x 1,2 m x 1,5 m de profundidad, las cuales contarán con tapas metálicas para resguardo de ingreso de agua de lluvia.

El tendido de las cañerías para vinculación de los diferentes sistemas se realizará por medio de un cañero metálico elevado, construido íntegramente de perfiles metálicos soldados y soportados sobre bases de hormigón. El mismo contará con un ramal central desde el que se derivaran las vinculaciones a las islas de TG/HRSG, sala de chillers, isla de torre de enfriamiento y sector de tanques y sala de TV. Desde el mismo se vincularán los diferentes servicios con LDC por medio de un paso elevado sobre la calle pública.

La obra correspondiente a la playa de maniobras de alta tensión consiste en la construcción de 3 pórticos de hormigón armado premoldeado para alojar un total de 8 campos, una sala de control de playa y las bases para 2 transformadores de potencia de 75 MVA con sus respectivos muros parallama.

Al norte de la playa de maniobras de alta tensión se construirá la estación de separación y regulación del gasoducto de alimentación. La misma contará con un cerramiento de alambre perimetral y acceso independientes desde la vía pública.

- Contrato de Montaje electromecánico y Contrato de Montaje de Equipamiento

La Emisora, en el mes de junio de 2023, celebró con RAFA S.A. el Contrato de Montaje Electromecánico, relativo a los trabajos de montaje de la estación transformadora y de la línea de alta tensión, incluyendo la totalidad de las obras civiles correspondientes (el “Contrato de Montaje Electromecánico”).

Asimismo, en julio de 2023 la Emisora celebró con Siemens Energy S.A. contratos de servicio de montaje electromecánico respecto de las distintas turbinas de gas del Proyecto Arroyo Seco, en relación con el montaje electromecánico de las Turbinas de Gas, cuyos derechos de cobro han sido debidamente cedidos al Contrato de Fideicomiso con fechas 7 de agosto de 2023 y 17 de agosto de 2023, respectivamente.

Se destinó una fracción de terreno lindero de aproximadamente 2,5 hectáreas perteneciente a LDC para la instalación de obradores de las empresas contratistas, y depósito temporal de cajones con materiales y equipos a instalar. Sobre el mismo se realizarán trabajos de adecuación para soportar las condiciones de trabajo requeridas.

La torre de enfriamiento a montar concentrará el agua para refrigeración del condensador de TV, los sistemas auxiliares de TG y RV y los chillers. Estará diseñada para un caudal nominal de 5130m³/h y será provista por la fábrica SINAX. Consiste en 8 módulos iguales preensamblados en fábrica y seccionado en 3 partes cada uno para su ensamble final en sitio. Serán de fibra de vidrio y PRFV con estructura soporte metálica de acero galvanizado. Se montarán sobre una batea de hormigón armado a construir.

Para la adecuación de temperatura del aire de admisión de las TG se prevé un sistema cerrado de agua de refrigeración que circulará por las serpentinas provistas por Siemens en la casa de filtros. El agua se refrigerará con 3 chillers CARRIER de 1150 TnR cada uno, instalados en un galpón anexo al edificio operativo junto al sistema de bombeo correspondiente.

- Contrato de Gasoducto

En abril de 2023 la Emisora celebró con Pietel S.A. el contrato de gasoducto que rige los trabajos de construcción de gasoducto.

El alcance del Contrato de Gasoducto consiste en: (i) la finalización de la ingeniería de detalle y apta para construcción del gasoducto; y (ii) la compra de los materiales y equipos necesarios para la construcción y montaje del gasoducto.

- Sistema de Agua

LDC proveerá el agua necesaria que demande el proceso de producción de vapor hasta un caudal máximo de 180 m³/h. La misma será entregada por cañerías provenientes desde el predio de la industria. La misma es agua captada del río Paraná que será procesada en la planta clarificadora antes de ser enviada a la Central Térmica Arroyo Seco. Dentro del predio donde se ubicará la Central Térmica Arroyo Seco el agua clarificada se almacenará en 1 tanque con una capacidad de almacenamiento de 3500 m³ y tendrá 22 m de diámetro. El Agua Clarificada se utilizará para dos propósitos fundamentales. Uno será la reposición de agua a la torre de enfriamiento del circuito de refrigeración de TV y TG, la cual requerirá aproximadamente 95 m³/h en condiciones de máxima demanda. El otro será la producción de Agua Desmineralizada para la reposición al sistema de vapor.

La Planta de Tratamiento de Agua se instalará en un galpón anexo al edificio operativo. El tratamiento consistirá en un sistema de ultrafiltración, un doble paso de ósmosis inversa y un pulidor final por electro deionización. El proceso será en línea y tendrá una capacidad máxima de producción total de 210m³/h, con 3 líneas de 70m³/h cada una. La planta será totalmente automatizada y se operará mediante un sistema central de comando. Contará con un scada en sala de control y laboratorio dedicado. Esta producción se almacenará en 1 tanque de almacenamiento de 1750 m³ y 15 m de diámetro.

Para suplir la demanda total de agua del sistema para aquellos casos fortuitos de falta de suministro de agua del lado LDC, se realizarán 4 perforaciones subterráneas para la captación de agua de las napas freáticas, distribuidos convenientemente en el predio. El agua proveniente de las perforaciones subterráneas se conducirá por las cañerías de recolección hasta ser almacenadas en 2 tanques de agua de pozo de 150m³ de capacidad cada uno y 4m de diámetro.

El tanque de Agua Clarificada y Agua Desmineralizada serán de acero al carbono pintado íntegramente y a construir en sitio. Los tanques de agua de pozo serán prefabricados y trasladados a sitio íntegramente terminados.

El agua de rechazo del sistema de tratamiento será vertida a la cámara de efluentes de la planta, la cual será finalmente drenada por gravedad un canal de desagües próximo al predio, previo paso por las cámaras de aforo y muestreo.

El agua Desmineralizada producida se destinará para la reposición del circuito de la caldera, y para la provisión del agua requerida como provisión a LDC. Esta última se bombeará por medio de un sistema de bombas al pie del tanque de almacenamiento por cañerías de acero inoxidable hasta el límite del predio, en donde se encuentra el punto de entrega correspondiente.

El agua de pozo se utilizará también para el servicio de agua sanitaria de la planta. El agua potable se obtendrá de provisión externa.

- Sistema de Vapor

Las Calderas de Recuperación producirán vapor de alta presión a 69bar y 485°C, hasta un caudal máximo de 100Tn/h cada una.

El vapor se conducirá por cañerías independientes hasta un colector de alta presión en proximidades del edificio de TV el cual contará con la instrumentación y los respectivos sistemas de seguridad del proceso. Desde allí se derivará una cañería hacia el interior de la sala acometiendo a la alimentación de la TV.

El vapor de media presión a 14bar y un caudal máximo de 180Tn/h se tomará de las conexiones para extracción de la TV y se lo acondicionará por atemperación con agua condensada para lograr una temperatura de 210°C de acuerdo a los requerimientos de LDC, para posteriormente direccionarlo a un colector de media presión próximo a la sala de TV el cual contará con la instrumentación y los respectivos sistemas de seguridad del proceso. Desde allí se derivará la cañería de acero al carbono de 24" de diámetro aislada que proveerá el vapor en condiciones para consumo.

La totalidad de las cañerías de vapor serán de acero al carbono. Para el vapor de alta presión el acero será aleado P11. Se montarán sobre piperack y soportes metálicos con apoyos móviles para absorber las deformaciones por dilatación.

Para la alimentación de agua a las calderas se utilizará agua de condensado de retorno de LDC y agua de condensado de la TV. El agua faltante en el sistema se complementará con Agua Desmineralizada producida en la planta de tratamiento de agua. El tanque de mezcla recolecta los diferentes flujos y genera un pulmón para el correcto funcionamiento de las bombas de reposición. Este tanque será de 10m de largo y 3,5m de diámetro con un volumen de aproximadamente 85m³ construido en chapa de acero inoxidable con aislación térmica. Este tanque tendrá la instrumentación y los elementos de seguridad de proceso correspondientes.

- Drenajes y Efluentes

Se construirá un sistema de cañerías enterradas de PVC para la recolección de los drenajes industriales de los diferentes equipos y procesos. El sistema drenará por gravedad a través de cámaras de paso para inspección y limpieza y verterá a un canal de salida previo paso por una cámara de aforo y muestreo de hormigón armado que se ubicará en el límite del predio. Los residuos oleosos líquidos que eventualmente pudieran generarse serán contenidos en los sitios de generación a través de cámaras y bateas de contención convenientemente dimensionadas. Específicamente en el drenaje de los transformadores de potencia de 132kV se construirá un sistema de separación continua para el tratado del agua de lluvia que recolectasen las bateas, reteniendo los posibles derrames de aceite en una cámara dedicada. El agua de esta separación se verterá al sistema de drenajes. El agua de lluvia se recolectará por gravedad a través de las calles de circulación interna y a través de canales pluviales se derivará hacia la cuneta de la calle pública.

- Sistema contra incendios

Los turbogrupos Siemens estarán equipados con un sistema de detección y extinción de incendios provistos por el fabricante de los mismos. El sistema abarca las instalaciones incorporadas dentro del enclosure de máquina. La extinción se realiza mediante la inundación por CO₂, a través de la inyección de gas de botellas a alta presión alojadas en un compartimiento dedicado, instalado junto a cada turbogrupa.

Para el resto de las instalaciones, la detección temprana de posibles incendios se llevará a cabo mediante la instalación de una Central de Incendios equipada con sensores de humo, sensores de llama y pulsadores manuales ubicados en lugares estratégicos de acuerdo con el estudio que surja al respecto. También se incorporarán alarmas sonoras sectorizadas, alarma general de incendios y de evacuación.

El sistema de extinción general de planta consistirá en una instalación que combinará el alcance de una red hidrantes y rociadores y un de plantel extintores portátiles distribuidos adecuadamente de acuerdo a los estudios de carga de fuego que resultare. El agua se distribuirá por una red subterránea de cañería de PEAD y se bombeará desde una sala de bombas dedicada para el sistema. En la sala se instalarán una bomba eléctrica y una motobomba de 350m³/h de capacidad, adicionalmente existirá una bomba jockey para la presurización de la red. El agua a utilizar provendrá de un tanque exclusivo para el sistema con una capacidad de 750m³. Los transformadores de potencia de 132kV contarán con sistema de extinción de incendios por diluvio con rociado de agua. El sistema de extinción cumplirá las exigencias reglamentarias de la normativa nacional de aplicación.

- Sistema de Gas Natural

La Central Térmica Arroyo Seco será abastecida con gas natural para la alimentación de los turbogeneradores y las Calderas de Recuperación por medio de una cañería de aproximación (gasoducto) de alta presión a construir

para tal fin. La misma derivará en proximidad de la localidad de Villa Amelia desde la cañería troncal de TGN mediante un sistema de doble conexión a los gasoductos San Jerónimo a Cardales de 30" diámetro en el Pk 53 y el gasoducto Norte Troncal de 24" de diámetro en el PK 1508, y se extenderá por aproximadamente 14,5 km hasta llegar al predio de CTAS. La cañería a utilizar será de acero al carbono revestido con polietileno extruido tricapa de 8" de diámetro y se diseñará para el transporte de 35500 m³/h de gas natural a una presión de diseño de 61,7 bar.

En el punto de derivación del gasoducto troncal se construirá la Estación de Separación, Medición y Odorización (ESMyO), sobre una fracción de terreno a adquirir en el sector. En la misma se instalará la trampa de lanzamiento de scrappers, el sistema de filtrado, medición y el equipo odorizador de gas. Posteriormente la cañería se extenderá hasta la Ruta Provincial RP25S y sobre esta hasta un camino vecinal por el que se llegará hasta la intersección con la Autopista Buenos Aires-Rosario. Posteriormente continuará por camino vecinal hasta el cruce con el doble ramal ferroviario de las empresas Ferrocarriles Argentinos y NCA. Finalmente, la cañería seguirá por la cuneta de la calle pública para posteriormente cruzar la Ruta Provincial RP21 e ingresar a la propiedad de la empresa LDC, donde se llegará al sector del predio de la Central Térmica Arroyo Seco destinado al emplazamiento de la PRP. En esta última se instalará la trampa de recepción de scrappers, la válvula automática de bloqueo de línea, el sistema calentador de gas y planta reguladora de presión para reducir la presión de gas natural a 30 bar. Esta última se montará sobre un skid en doble puente de regulación que contará con válvulas de regulación de presión auto controladas, válvulas de bloqueo por exceso de presión y válvulas de seguridad por alivio.

El cruce de las rutas RP25S, Autopista Bs As-Rosario y RP21 se realizará por medio del sistema de tuneado teledirigido.

La totalidad de las cañerías e instalaciones de superficie contarán con un sistema de protección catódica y protección anticorrosiva, y la señalización requerida por la normativa de aplicación.

Dentro del predio de la Central Térmica Arroyo Seco, se construirá la instalación interna que distribuirá el combustible a los puntos de consumo, siendo estos los turbogrupos y las Calderas de Recuperación de calor. La cañería será de acero al carbono con revestimiento de polietileno extruido tricapa de 8" de diámetro y se diseñará para una presión de 40 bar. Se instalará en forma subterránea y contarán con un sistema de protección catódica y protección anticorrosiva, y la señalización requerida por la normativa de aplicación. Antes del ingreso a los puntos de consumo se instalará un sistema de filtros coalescentes para la remoción de posibles arrastres de condensaciones y líquidos provenientes del sistema de distribución.

- Media Tensión

El transporte de la energía eléctrica de generación a entregar el SADI por medio de la nueva ET se realizará en 11,5Kv. Los cables de potencia que saldrán del interruptor de cada una de las Turbinas de Gas serán de cobre de 400mm² de sección y se tenderán por trincheras subterráneas de hormigón hasta la llegada al transformador de elevación a 132Kv.

La energía para consumo de LDC que se producirá en la Turbina de Vapor se entregará en 13,2Kv. Los cables serán de cobre de 240mm² y se montarán sobre bandeja en forma aérea por el piperack de cañerías que vincula a la Central Térmica Arroyo Seco con el predio de LDC para finalmente interconectarse a las celdas de media tensión de la ET.

Además se prevé realizar la distribución interna de energía eléctrica en media tensión a los equipos auxiliares de mayor potencia, siendo estos los siguientes: bombas de reposición de caldera (alta presión), bombas de refrigeración de condensador de TV, chillers y sistema de arranque de TG. Para estos casos se construirá una sala eléctrica de media tensión y se instalará el tablero de celdas para las operaciones de maniobra y control del sistema. Los cables se tenderá por canalizaciones subterráneas (cámaras y cañeros) y aéreas (piperack) según el caso.

- Alta Tensión

La interconexión al sistema de Alta Tensión se realizará a través de una nueva estación de transformación de 132kV/11,5kV a emplazar en el predio de la propia Central, la cual se vinculará con las líneas de 132kV a San Nicolás II y Villa Constitución-Industrial.

La nueva ET contará con una doble barra de cables de Al/Ac 300/50mm² y dispondrá de 8 campos los cuales se destinarán a:

- 2 campos para la instalación de los transformadores de 75MVA de potencia de la nueva generación que elevarán la energía generada de 11,5 a 132kV.

- 4 campos destinados a las vinculaciones de entrada y salida de las líneas de alta Tensión San Nicolás II y Villa Constitución-Industrial.
- 1 campo para el conjunto de barras.
- 1 campo de reserva para una futura salida de línea de la empresa distribuidora EPE.

La obra civil contempla la construcción de los pórticos premoldeados en H°A° para el montaje de los cables de la barra, postecillos para equipos de playa y bases para los transformadores. Adicionalmente se prevé la construcción de la sala para comando y proyecciones, calles de circulación interna, cerco perimetral y portón de acceso desde la calle pública y desde la propia Central Térmica Arroyo Seco.

Para la acometida de las líneas de Alta Tensión a la nueva ET se modificará la traza de las mismas mediante la instalación de nueva postación de hormigón, y cambio de la configuración de cables a simple terna y doble terna (ambas en disposición vertical) y cambio de cables en alguno de los tramos.

Los campos que quedarán en servicio contarán con el equipamiento correspondiente para su funcionamiento, operación y control, es decir, transformadores de corriente, transformadores de tensión, seccionadores de línea, interruptores de línea y descargadores.

Las siguientes tablas contienen las principales características de los principales equipamientos de la Central Térmica Arroyo Seco:

Maquinas	Que usan...	Para producir...	Para ser vendido a...
Instalación de turbinas a gas 2x54 MW	→ Gas Natural	→ Energía Eléctrica	→ CAMMESA
Instalación de Calderas 2x100 Tn/h	→ Gases residuales de la generación de la turbina de gas	→ Vapor	→ LDC para su proceso productivo
Instalación de turbina a vapor 1x25 MW	→ Vapor	→ Energía Eléctrica	→ LDC / CAMMESA

La Emisora seleccionará cuidadosamente los proveedores de turbinas y equipos mediante un detallado proceso de evaluación, que se centra en su trayectoria comercial y las relaciones previas del Grupo Albanesi. Los contratos por mantenimiento y asistencia técnica se celebrarán con los mismos proveedores de equipos y esperamos que tengan un plazo promedio aproximado de cinco años, con el objeto de asegurar una alta disponibilidad de los equipos y acceso a componentes y repuestos para el adecuado funcionamiento y mantenimiento de las turbinas. Esto le permitirá contar con niveles mínimos de indisponibilidad de generación eléctrica y predecir más fácilmente los costos de mantenimiento. El Grupo Albanesi considera a sus proveedores como socios en sus negocios, procurando desarrollar y mantener con ellos relaciones sostenidas en el tiempo.

Contratos de Mantenimiento

La Emisora tiene la intención de celebrar contratos de mantenimiento de largo plazo con Siemens, proveedor de las Turbina de Gas, que garanticen una disponibilidad de stock de repuestos en planta recomendados por Siemens, un técnico de Siemens en forma permanente que asista al equipo propio de la central en la coordinación de los mantenimientos preventivos y correctivos, la realización de inspecciones programadas en base a hitos de horas equivalentes de operación o arranques de la turbina, e inspecciones menores y mayores. Con respecto a las

Calderas de Recuperación, se estima contar con repuestos críticos y sistemas redundantes que permitan minimizar eventuales indisponibilidades.

Situación Actualizada de la Obra y Grado de Avance al 30 de junio de 2024

Avance de Obra (Trimestre)	2T23	3T23	4T23	1T24	2T24	3T24	4T24	1T25
Obra civil y Piping ESM&O								
Hot Tap's TGN								
PH y Secado Gasoducto								
PEM Gasoducto								
Modificación traza y diseño LATs 132 kv								
Montajes pórticos, postecillos y soportes de Playa								
Obras Civiles ET Arroyo Seco								
Montaje Equipos de Playa de 132 kv								
Pruebas ET C/Comunic FO								
Habilitación final ETAS								
Montaje ElectroMecánico TG11								
Precomisionado TG11								
Montaje ElectroMecánico TG12								
Precomisionado TG12								
Montaje ElectroMecánico HRSG11								
Lavado Químico HRSG11-12								
Soplado Vapor HRSG11-12								
Montaje ElectroMecánico TV13								
Precomisionado TV13								
Comisionado TV13								
Montaje Piping BOP Ciclo Abierto								
Montaje Piping BOP Ciclo Cerrado								
Montaje Eléctrico BOP - CA y CC								
Montaje Instrumentación BOP - CA y CC								
Precomisionado Ciclo Abierto								
Precomisionado Ciclo Cerrado								

Esquema contractual para la comercialización de la energía eléctrica y el vapor

La energía eléctrica generada por la Central Térmica Arroyo Seco será entregada al MEM a través del SADI, en virtud del Contrato de Abastecimiento del Proyecto celebrado entre la Emisora y CAMMESA. A continuación se describen las principales características de dichas contrapartes.

CAMMESA

De acuerdo a lo previsto en el art. 35 de la Ley 24.065, el Decreto 1192 de julio de 1992 dispuso la creación de CAMMESA sobre la base del Despacho Nacional de Cargas. Sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Interconectado Nacional ("SIN"). La racionalidad en la ejecución y coordinación del despacho apunta a que los precios mayoristas en el mercado spot se determinen en base al costo marginal de producción y transporte del sistema, y a que se maximice al mismo tiempo la seguridad y calidad de los suministros.

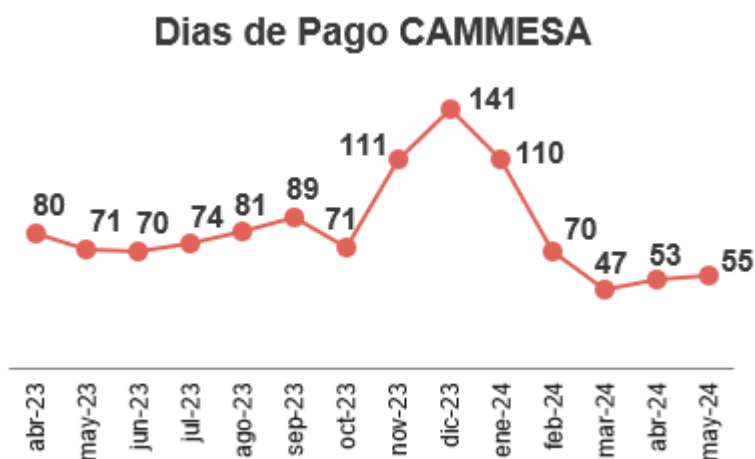
Es una empresa de gestión privada con propósito público. El paquete accionario de CAMMESA es propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico en un 80%. El 20% restante está en poder del Ministerio Público

que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos. El 80% señalado se integra en partes iguales por los Agentes Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios con un 20% de participación cada uno.

CAMMESA actúa como mandatario de los diversos actores del MEM en lo relativo a la colocación de potencia y energía, organizar y conducir el uso de las instalaciones de transporte en el mercado spot, como agente de comercialización de la energía y potencia proveniente de importaciones y de emprendimientos binacionales, y también gestiona cobros, pagos o acreditaciones de las transacciones que se celebren entre los actores del MEM.

En virtud de los procedimientos estipulados por CAMMESA los Agentes del MEM tienen derecho a recibir los pagos al tercer día hábil posterior al cual CAMMESA recibe el pago de los agentes deudores (Distribuidoras, Grandes Usuarios). Dichos agentes deudores tienen un plazo de pago estipulado regulatoriamente en 39 días. En un escenario normalizado los agentes acreedores (generadores de energía) deberían recibir pagos a los 41 días del cierre de la transacción económica mensual que ocurre el primer día de cada mes.

En los últimos años, debido a las condiciones regulatorias en el sector eléctrico argentino que afectaron la rentabilidad y viabilidad económica de los servicios públicos de energía, algunos agentes del MEM incumplieron con sus pagos a CAMMESA, lo cual afectó la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus obligaciones de pago a las empresas generadoras de electricidad, entre las que nos encontramos. Debido a que los pagos de CAMMESA se efectivizan en Pesos, toda demora en su pago genera un riesgo cambiario.



- **Contrato de Abastecimiento del Proyecto Arroyo Seco:**

Conforme a lo informado precedentemente, el 10 de mayo de 2017, la SEE mediante su Resolución 287/2017, efectuó una convocatoria pública a interesados a ofertar nueva capacidad de generación y de producción de energía eléctrica asociada para celebrar contratos de demanda mayorista con CAMMESA. El 25 de septiembre de 2017 se emitió la Resolución SEE 820/17 que determinó que la oferta de la Emisora resultaría seleccionada en el marco de dicha convocatoria.

GECE suscribió el Contrato de Abastecimiento con CAMMESA con fecha 28 de noviembre de 2017 con relación al Proyecto Arroyo Seco, por una potencia contratada de entre 100MW y habiendo previsto la fecha de inicio de las operaciones comerciales en la Central Térmica Arroyo Seco para el 23 de enero de 2020. Más tarde, como consecuencia del dictado de la Resolución General CAMMESA 39/2022, GECE optó por manifestar una Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida del Contrato de Abastecimiento, fijada para el 25 de abril de 2024, fecha a partir de la cual entrará en vigencia el Contrato de Abastecimiento (*para mayor información por favor remitirse al apartado “Historia del Proyecto Arroyo Seco” de la presente sección*).

Como consecuencia de la Fusión 2021, GEMSA adquirió la titularidad del Contrato de Abastecimiento con CAMMESA. Posteriormente, GEMSA y la Emisora solicitaron a la Secretaría de Energía su conformidad para la cesión de la posición contractual de GEMSA a favor de la Emisora en el Contrato de Abastecimiento, a fin de que la Emisora adquiriera la calidad de parte vendedora en el marco de Resolución SE 287/2017. Al respecto, con fecha 20 de diciembre de 2022, la SE manifestó que no tenía objeciones que formular al requerimiento efectuado, instruyendo se instrumente debidamente ante CAMMESA los mecanismos a efectos de permitir la

cesión de la posición contractual referida. Con fecha 23 de enero de 2023, CAMMESA y la Emisora suscribieron el Contrato de Abastecimiento en los mismos términos en los que éste había sido adjudicado originalmente a GECE. A la fecha de este Prospecto, la totalidad de los flujos bajo el Contrato de Abastecimiento se encuentran cedidos al Fideicomiso de Garantía y Pago del Proyecto Arroyo Seco a favor de la Emisora.

Asimismo, durante la vigencia del Contrato de Abastecimiento con CAMMESA, la Emisora ha celebrado los siguientes contratos con LDC:

- Abastecimiento de Vapor

En virtud del contrato celebrado originalmente entre GEMSA (como continuadora de GECE) y LDC con fecha 15 de mayo de 2018, conforme fuera enmendado con fecha 9 de febrero de 2023 con motivo de la cesión de la posición contractual por parte de GEMSA a la Emisora (el “Contrato de Abastecimiento de Vapor y Energía Eléctrica”), esta última se comprometió a vender vapor en las cantidades requeridas por LDC (en adelante, el “Vapor Contratado”), y LDC se comprometió a recibir el vapor requerido para destinarlo al proceso productivo de la Planta General Lagos, como así también se comprometió a abonar a la Emisora el precio del vapor establecido. Asimismo, en sus requerimientos de vapor, LDC se compromete a dar prioridad al vapor producido por GLSA con el equipamiento por sobre cualquier otro vapor que pudiera producir LDC o que pudiera adquirir de terceros. Paralelamente, LDC gozará de prioridad y preferencia para el uso y adquisición del vapor producido por GLSA con el equipamiento. El vapor no consumido por LDC podrá ser utilizado libremente por GLSA. El vapor suministrado por GLSA a LDC será en baja presión, y sólo en caso de acuerdo de ambas partes podrá ser en alta presión. En caso que GLSA no pudiese abastecer a LDC con el vapor requerido en las cantidades y/ o condiciones que ésta especificase, por causas atribuibles a GLSA o CAMMESA, entonces GLSA se compromete a abastecer a LDC con el gas suficiente para sustituir la carencia del vapor requerido y no suministrado a LDC. A la fecha de este Prospecto, los derechos de cobro bajo el Contrato de Abastecimiento de Vapor y Energía Eléctrica se encuentran cedidos al Fideicomiso de Garantía y Pago por medio de escritura pública N° 92 de fecha 1 de marzo de 2023.

La Emisora espera que la fecha de operación comercial para la venta vapor a LDC ocurra en o antes del 25 de enero de 2025.

- Abastecimiento de Energía Eléctrica

En virtud del Contrato de Abastecimiento de Vapor y Energía Eléctrica, GLSA se comprometió se compromete a vender energía eléctrica en las cantidades requeridas por LDC, y este se comprometió a recibir la energía eléctrica requerida y generada en una turbina de contrapresión para destinarlo al proceso productivo de la Planta General Lagos, como así también se compromete a abonar a GLSA el precio de la energía eléctrica que corresponda a cada requerimiento según lo indicado. Asimismo, LDC se comprometió a dar prioridad a la energía eléctrica producida por la Emisora con el equipamiento por sobre cualquier otra que pudiera producir LDC o que pudiera adquirir de terceros, sin comprometerse a tomar ningún volumen mínimo de energía eléctrica. Paralelamente, LDC gozará de prioridad y preferencia para el uso y adquisición de la energía eléctrica producida por GLSA con el equipamiento. La energía eléctrica no consumida por LDC podrá ser utilizada libremente por la Emisora. A la fecha del presente Prospecto, la totalidad de los derechos de cobro bajo el Contrato de Abastecimiento de Vapor y Energía Eléctrica se encuentran cedidos al Fideicomiso de Garantía y Pago por medio de escritura pública N° 92 de fecha 1 de marzo de 2023.

- Abastecimiento de Agua Clarificada

Durante la vigencia del Contrato de Abastecimiento, LDC proporcionará a GLSA la cantidad de agua necesaria para la generación de la totalidad del vapor producido con el equipamiento. El agua será entregada por LDC a La Emisora, quien declara que se han realizado los estudios correspondientes y que el agua a suministrarse por LDC cumple y cumplirá con las especificaciones técnicas. Sin perjuicio de ello, GLSA tendrá derecho a analizar el agua entregada por LDC a los efectos de verificar que se cumplan las especificaciones técnicas previstas, teniendo el derecho a rechazar la provisión del agua si tales especificaciones no se cumplieran. En tal caso, así como en el caso en que la cantidad de agua suministrada no sea suficiente para la generación de la cantidad de vapor requerida, GLSA podrá proveerse del agua por sí misma. Si aún en tal caso, no fuera suficiente la cantidad de agua para la generación de la totalidad de la cantidad de vapor requerida, LDC abonará, en cualquier caso, la suma correspondiente al consumo mínimo.

- Abastecimiento de Agua Desmineralizada

La Emisora será responsable de producir agua desmineralizada para la reposición del condensado que no retoma, como así también, para que LDC realice los abatimientos en su proceso. Dichos costos de producción serán trasladados a LDC en su justa incidencia.

- **Abastecimiento de Gas Natural**

Una vez que el Proyecto Arroyo Seco sea puesto en marcha, el consumo de gas de LDC en la Planta de General Lagos se reducirá en un 90% aproximadamente. En razón de ello, las partes resolverán la manera de atender la obligación de LDC de pago de transporte firme con RGA en función de la propuesta de prestación de servicio de transporte firme de gas de fecha 3 de abril de 2013 que fuera aceptada por LDC por un volumen de 100.000 m3, de forma de que LDC no se vea afectada económicamente por las obligaciones asumidas en dicho contrato y por el consecuente posterior menor consumo de gas.

A continuación, se describen las principales características del Contrato de Abastecimiento:

- (i) Esquema de Tomar o Pagar (“take or pay”);
- (ii) Moneda: denominado en dólares estadounidenses;
- (iii) Plazo del Contrato de Abastecimiento: duración de 15 años a partir de la Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida o a partir de la fecha de inicio de operación comercial, lo que ocurra primero;
- (iv) Garantía de Cumplimiento: la Emisora, como condición para la suscripción y entrada en vigencia del Contrato de Abastecimiento debe constituir y mantener vigente una garantía de cumplimiento de habilitación comercial, a satisfacción de CAMMESA, por un valor equivalente a USD 12.480.000;
- (v) Penalidades: Ante el eventual incumplimiento de la Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida del Contrato de Abastecimiento, se deberá abonar, por cada día de atraso, una penalidad que se facturará mensualmente y no superará la Garantía de Cumplimiento antes mencionada y cuyo monto se determinará en relación con el valor de la potencia contratada; y
- (vi) Reconoce los costos de Operación y Mantenimiento y combustible.

En dicho Contrato de Abastecimiento se estableció como fecha de inicio de operación comercial de la parte eléctrica el 23 de enero de 2020 y estaba previsto que, en caso de obtener la habilitación comercial antes de la fecha mencionada, el Contrato de Abastecimiento podía ser iniciado anticipadamente, por hasta un plazo máximo de seis (6) meses previos a la fecha comprometida. Asimismo, se establecían penalidades por un retraso en el inicio de la operación comercial. No obstante, conforme a lo informado precedentemente, a raíz de la Resolución 29/2022 de la SE, se determinó que los Agentes Generadores que hubieran suscripto contratos de demanda mayorista y que no hubieran habilitado sus operaciones comerciales con anterioridad a la fecha acordada, estarían habilitados a manifestar una Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida. De ese modo, GECE manifestó una Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida y fue habilitada para dar inicio a sus operaciones a partir de la fecha 25 de abril de 2024 (para mayor información, remitirse a “*Historia del Proyecto*” de la presente sección).

Para una descripción más detallada del funcionamiento del MEM, el procedimiento de determinación del precio de la energía eléctrica bajo dicho mercado y sus diferencias con otros marcos regulatorios, véase el título “*Descripción de la Industria Eléctrica en la Argentina y su Regulación*” en el presente Prospecto.

- ***Descripción de los Contratos de Compra de Equipos del Proyecto***

- ***Contrato de Compraventa de las Turbinas de Gas***

Con fecha 9 de agosto de 2017, GECE suscribió un contrato con Siemens Industrial Turbomachinery AB (actualmente Siemens Energy AB) conforme fuera enmendado, para la adquisición de una turbina de gas modelo Siemens SGT – 800. Asimismo, con fecha 4 de diciembre del mismo año, ambas partes suscribieron un nuevo contrato para la adquisición de otra turbina de gas del mismo modelo que la adquirida en el mes de agosto (conjuntamente los “Contratos de Compraventa de Turbinas de Gas”).

Con fecha 1 de febrero de 2023 GEMSA envió a Siemens una oferta de reconocimiento (*consent and acknowledgement agreement*), a los fines de contemplar expresamente la posibilidad de que GEMSA pueda vender, aportar o de cualquier forma transferir a la Emisora la titularidad de las turbinas de gas objeto de los Contratos de Compraventa de Turbinas de Gas. Dicha oferta fue posteriormente aceptada por Siemens con fecha 6 de febrero de 2023.

Se espera que GEMSA aporte y/o transfiera a la Emisora los equipos individualizados en el Contrato de Compraventa de Turbinas de Gas a los fines de que ésta pueda desarrollar el Proyecto Arroyo Seco.

- ***Contrato de Compraventa de Calderas de Recuperación de Calor***

El 12 de enero de 2018, GECE suscribió con Vogt Power International Inc., un contrato para la adquisición de las Calderas de Recuperación de Calor, sus accesorios y el servicio técnico necesario una vez que el Proyecto Arroyo Seco estuviera operativo. Como consecuencia de la Fusión 2021, GEMSA adquirió este contrato.

Conforme surge del Contrato de Transferencia de Equipos, se espera que GEMSA aporte y/o transfiera a la Emisora las calderas de recuperación individualizadas en el Contrato de Compraventa de Calderas de Recuperación de Calor una vez que dichos equipos sean nacionalizados a los fines de que ésta pueda desarrollar el Proyecto Arroyo Seco.

- Contrato de Compraventa de la Turbina de Vapor

Con fecha 26 de marzo de 2018, GECE y Siemens suscribieron un contrato de compraventa de la Turbina de Vapor modelo SST – 300 para la planta de cogeneración en Arroyo Seco.

Como consecuencia de la Fusión 2021, GEMSA adquirió la titularidad del Contrato de Compraventa de la Turbina de Vapor. A la fecha del presente Prospecto, el saldo de precio bajo el Contrato de Compraventa de Turbina de Vapor fue cancelado en su totalidad por GEMSA pero la Turbina de Vapor adquirida bajo el mencionado contrato se encuentra actualmente prendada a favor de BLC Asset Solutions B.V. (“BLC”) en garantía de las obligaciones asumidas por GEMSA bajo el acuerdo de cesión contractual celebrado entre GEMSA y BLC con fecha 12 de diciembre de 2018 (conforme fuera enmendado, el “Acuerdo de Retrocesión”) (la “Prenda BLC”), el cual tiene como fecha de vencimiento junio de 2023.

Conforme surge del Contrato de Transferencia de Equipos, dentro de los 60 días corridos contados desde el 12 de junio de 2023, GEMSA deberá (i) cancelar la Prenda BLC y (ii) transferir a la Emisora los equipos derivados del Contrato de Compraventa de Turbina de Vapor, mediante la realización de un aporte de capital en especie.

(iii) Transferencia de los Equipos del Proyecto a la Emisora – El Contrato de Transferencia de Equipos

Con fecha 24 de febrero de 2023, GEMSA y la Emisora celebraron un convenio por medio del cual GEMSA se comprometió a transferir a la Emisora los Equipos del Proyecto (el “Contrato de Transferencia de los Equipos del Proyecto”), de acuerdo al siguiente detalle:

- En forma de aporte de capital, GEMSA contribuirá a GLSA las calderas de recuperación y los restantes equipos complementarios, la porción de los Equipos del Proyecto a ser adquiridos bajo el Contrato de Compraventa de Turbinas de Gas y los Equipos del Proyecto adquiridos bajo el Contrato de Compraventa de Turbina de Vapor;
- En forma de venta, GEMSA transferirá a GLSA la porción de los Equipos del Proyecto a ser adquiridos bajo el Contrato de Compraventa de Turbinas de Gas.

Todo ello de conformidad con los términos del Contrato de Transferencia de los Equipos del Proyecto y de acuerdo a lo establecido a continuación:

- Equipos del Proyecto ya aportados por GEMSA a la Emisora:

Con fecha 4 de enero de 2023 los accionistas de la Emisora realizaron un aporte de capital en especie en la Emisora, el cual fue integrado mediante la contribución de ciertos componentes que integran las Calderas de Recuperación de Calor adquiridas de Vogt bajo el Contrato de Compraventa de Calderas de Recuperación de Calor. Los restantes componentes de la Caldera de Recuperación de Calor serán aportados de acuerdo con lo previsto en los apartados siguientes.

En consecuencia, en esa misma fecha la Emisora celebró una asamblea extraordinaria de accionistas por la cual aumentó su capital social en la suma de \$ 970.569.434 (pesos novecientos setenta millones quinientos sesenta y nueve mil cuatrocientos treinta y cuatro), pasando de \$ 1.675.698 (pesos un millón seiscientos sesenta y cinco mil seiscientos noventa y ocho), a \$ 972.245.132 (pesos novecientos setenta y dos millones doscientos cuarenta y cinco mil ciento treinta y dos), quedando en consecuencia el capital representado por 972.245.132 (novecientos setenta y dos millones doscientos cuarenta y cinco mil ciento treinta y dos) acciones ordinarias, nominativas, de un peso \$1 valor nominal cada una y con derecho a un voto por acción. A la fecha de este Prospecto, el aumento de capital antes mencionado se encuentra pendiente de inscripción en el registro público correspondiente.

- Equipos del Proyecto a ser aportados por GEMSA a la Emisora

El Contrato de Transferencia de Equipos establece que (i) GEMSA deberá realizar sus mejores esfuerzos para nacionalizar los componentes de las calderas en julio 2024 y de la turbina de gas en noviembre de

2023 y (ii) que GEMSA deberá realizar los aportes en especie y tomar todos los actos societarios que correspondan en su calidad de accionistas de GLSA (incluyendo sin limitación la realización de las asambleas de accionistas que correspondan) a más tardar dentro de los 30 Días Hábiles de la nacionalización de los mencionados componentes.

Asimismo, conforme lo previsto en el Contrato de Transferencia de Equipos, dentro de los 60 días corridos contados a partir del 12 de junio de 2023, GEMSA deberá (i) cancelar la Prenda BLC y (ii) transferir dichos equipos a GLSA mediante la realización de un aporte de capital en especie, y por su parte, la Emisora deberá incorporar dichos equipos a la Prenda de Equipos del Proyecto.

- Equipos del Proyecto a ser vendidos por GEMSA a la Emisora

Bajo el Contrato de Transferencia de Equipos, GEMSA se comprometió a vender, y GLSA se comprometió a adquirir, ciertos componentes de las turbinas de gas a ser adquiridos bajo el Contrato de Compraventa de las Turbinas de Gas por un valor de hasta SEK 189.000.000, pagadero en una o más cuotas.

El precio de compra de los mencionados componentes de los mencionados equipos deberá ser pagado por GLSA a GEMSA en una o más cuotas, en pesos. Dicho precio de compra también incluirá el reembolso de determinados gastos incurridos por GEMSA relacionados con la adquisición de los mencionados Equipos del Proyecto, incluyendo sin limitación los gastos razonables y documentados relacionados con el transporte, el almacenamiento y la nacionalización de los mencionados Equipos del Proyecto, entre otros.

Conforme surge de la sexta enmienda al Contrato de Compraventa de la Turbina de Gas suscripta con fecha 17 de abril de 2023, se espera que la totalidad de los equipos sean entregados en o antes del 2 de octubre de 2023.

- Contrato de Servicios Administrativos, Financieros y de Gerenciamiento de Obra

Con fecha 27 de diciembre de 2022, la Emisora suscribió con RGA un contrato para la prestación de servicios administrativos, financieros y de gerenciamiento de obra por parte de RGA a la Emisora, por el cual el primero brindará apoyo diario brindado por profesionales de su staff para el correcto funcionamiento administrativo de la Emisora, en las tareas a desarrollar en la obra del Proyecto Arroyo Seco. El asesoramiento incluye la asistencia impositiva y legal, el asesoramiento financiero y contable, la representación institucional, servicios de asistencia operativa en los sectores de cuentas a pagar, cuentas por cobrar, compras y tesorería, entre otros. Teniendo en consideración que el mismo ha sido celebrado en términos y condiciones de mercado, como contraprestación por los servicios administrativos y financieros brindados por RGA, esta recibirá una remuneración total anual de USD 1.250.000, más IVA, pagadera mensualmente, mientras que por los servicios de gerenciamiento recibirá una remuneración total y única de USD 1.320.000, más IVA, la cual fue abonada en un 75% con la suscripción del presente contrato, y el 25% restante será abonado en 24 cuotas mensuales.

- Contratos con LDC (Louis Dreyfus Company Argentina)

En 2018, la Emisora celebró un acuerdo con LDC para la compra de vapor. LDC comenzó a operar en Argentina en 1897 y ha crecido para convertirse en una de las mayores empresas del país. Es un comercializador y procesador mundial de productos agrícolas. Desde 2004, LDC comenzó a invertir en infraestructura portuaria, logística y activos industriales, contando actualmente con una red de activos de almacenamiento en 19 ubicaciones del país. En el año 2005 acentuó su presencia en las principales zonas agrícolas del país para mejorar la originación de soja para las plantas de procesamiento de Santa Fe acercándose de este modo a los principales los agricultores locales.

Actualmente comercializa cereales, algodón, oleaginosas, fertilizantes, agroquímicos y semillas, y ofrece soluciones financieras y logísticas a los productores argentinos, apoyados por una extensa red de activos y puertos estratégicamente ubicados, así por como un equipo comercial altamente calificado.

LDC cuenta con una planta en General Lagos (la “Planta General Lagos”) que posee una línea de procesamiento de soja para la producción de aceite y harina, con una capacidad de procesamiento anual de 2,5 millones de toneladas. General Lagos es el segundo puerto privado más grande de Argentina, embarcando de más de cinco millones de toneladas de mercaderías al año y tiene una capacidad anual de producción de 30.000 toneladas de lecitina y 60.000 toneladas de glicerina. LDC también cuenta con dos líneas de producción para procesar aceite de soja para biodiesel, con una capacidad de producción anual de 600.000 toneladas. Esto la convierte en la mayor planta de elaboración de biodiesel a base de soja del mundo, y lo posiciona como el principal productor y exportador nacional de biodiesel

○ **Contrato de Vapor y Energía Eléctrica**

Con fecha 15 de mayo de 2018, GECE suscribió con LDC un acuerdo para la venta de vapor y energía eléctrica, por el cual GECE deberá suministrar mensualmente vapor a LDC con los fines de llevar adelante los procesos productivos que LDC tiene en su planta ubicada en el Complejo Industrial Arroyo Seco, General Lagos, Provincia de Santa Fe. GECE se comprometió a emplear esfuerzos comerciales razonables tendientes a entregar vapor y energía eléctrica a LDC antes de los 30 meses contados a partir de la Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida. Conforme a lo establecido en este contrato, el Proyecto Arroyo Seco deberá tener la capacidad instalada suficiente para, bajo condiciones operativas normales, abastecer a LDC del volumen de vapor y energía máximo.

Como consecuencia de la Fusión 2021, GEMSA adquirió la titularidad del Contrato de Vapor y Energía Eléctrica, lo cual fue consentido por LDC mediante nota de fecha 22 de octubre de 2021.

Con fecha 9 de febrero de 2023 LDC y la Emisora celebraron una enmienda al Contrato de Abastecimiento de Vapor y Energía Eléctrica a los fines de efectivizar la cesión de la posición contractual realizada por GEMSA a la Emisora con fecha 9 de febrero de 2023, por medio de la cual la Emisora adquirió el carácter de parte bajo dicho contrato y GEMSA quedó liberada de toda responsabilidad para con LDC.

A la fecha del presente Prospecto, el Contrato de Vapor y Energía Eléctrica se encuentra cedido al Fideicomiso de Garantía y Pago por medio de escritura pública N° 92 de fecha 1 de marzo de 2023.

Como consecuencia de la Fusión 2021, GEMSA adquirió la titularidad del Contrato de Vapor y Energía Eléctrica, y a la fecha del presente Prospecto, la Emisora se encuentra manteniendo negociaciones con LDC para enmendar el presente contrato a los fines de extender el plazo de vigencia del mismo bajo su titularidad.

○ **Contrato de Usufructo**

Mediante escritura pública N° 356 fecha 31 de mayo de 2018, LDC constituyó un derecho real de usufructo sobre una fracción de 47.990,2941 m2 del terreno donde se ubica la planta Arroyo Seco de su propiedad, a favor de GECE, a los fines exclusivos de instalar el proyecto de cogeneración y la realización de tareas y actividades auxiliares a dicho destino, incluyendo pero no limitado, a la generación de vapor y energía eléctrica.

Como consecuencia de la Fusión 2021, GEMSA adquirió la titularidad del Contrato de Usufructo, lo cual fue consentido por LDC mediante nota de fecha 22 de octubre de 2021. Con fecha 9 de febrero de 2023 GEMSA cedió a GLSA su posición contractual bajo el contrato de Usufructo, adquiriendo GLSA el carácter de usufructuaria bajo dicho contrato, conforme dicha cesión fuera aceptada por LDC con fecha 9 de febrero de 2023.

La cesión de la posición contractual antes mencionada ha sido perfeccionada por escritura pública N° 60 de fecha 7 de marzo de 2023 y se encuentra inscripta en el Registro de Propiedad Inmueble de la Ciudad de Rosario, de conformidad con lo exigido por el artículo 1.616 inciso 6) del Código Civil y Comercial. En este sentido, en dicha fecha y por medio de la mencionada escritura, GLSA y LDC suscribieron una enmienda al Contrato de Usufructo a los fines de formalizar la cesión de la posición contractual antes mencionada y a los fines de incluir términos y condiciones complementarios a dicho contrato.

A la fecha de este Prospecto, el Contrato de Usufructo se encuentra cedido al Fideicomiso de Garantía y Pago por medio de escritura pública N°68 de fecha 14 de marzo de 2023

○ **Contrato de Comodato**

A la fecha de este Prospecto, en el marco de Contrato de Abastecimiento Vapor y Energía Eléctrica, con fecha 9 de febrero de 2023 la Emisora y LDC celebraron un contrato mediante el cual LDC otorga en comodato gratuito a GLSA una parte del inmueble identificado como “Lote II del Plano Nro. 139.376/97” ubicado en la localidad de Arroyo Seco. Provincia de Santa Fe sujeto a usufructo, correspondiente a una porción de terreno de 3,3248 hectáreas, a los fines de que GLSA pueda instalar los obradores correspondientes a la construcción del proyecto de cogeneración.

El plazo de vigencia del Contrato de Comodato fue pactado por el plazo de 21 meses desde la celebración del mismo, pudiendo ser renovado por un único período adicional de 6 meses a opción del comodatario.

A la fecha del presente Prospecto, el Contrato de Comodato se encuentra cedido al Fideicomiso de Garantía y Pago por medio de escritura pública N° 93 de fecha 1 de marzo de 2023.

○ **Acuerdos Marco con LDC**

Acuerdo Marco 2

Con fecha 15 de mayo de 2018, LDC y GECE celebraron un acuerdo marco de cesión de contratos para la recepción de gas natural y reserva de capacidad de transporte y STF (el “Acuerdo Marco 2”), en virtud del cual LDC adquirió el derecho de ceder a GECE y/o cualquier sociedad afiliada, total o parcialmente, en forma temporaria o permanente, cualquier contrato de compra-venta de gas natural y/o de reserva de capacidad de transporte y STF de gas natural suscripto por LDC.

Como consecuencia de la Fusión 2021, GEMSA adquirió la titularidad del Acuerdo Marco 2. lo cual fue consentido por LDC mediante nota de fecha 22 de octubre de 2021. A la fecha de este Prospecto, la Emisora se encuentra manteniendo negociaciones para enmendar el presente contrato a los fines de extender el plazo de vigencia del mismo bajo su titularidad.

Con fecha 9 de febrero de 2023 LDC y la Emisora celebraron una enmienda al Acuerdo Marco Nro. 2 a los fines de efectivizar la cesión de la posición contractual realizada por GEMSA a la Emisora con fecha 9 de febrero de 2023, por medio de la cual la Emisora adquirió el carácter de parte bajo el Acuerdo Marco Nro. 2.

A la fecha del presente Prospecto, el Acuerdo Marco N° 2 se encuentra cedido al Fideicomiso de Garantía y Pago por medio de escritura pública N° 91 de fecha 1 de marzo de 2023.

Acuerdo Marco 3

Con fecha 12 de febrero de 2019, LDC y GECE celebraron un acuerdo marco (el “Acuerdo Marco 3”), en el marco del Acuerdo de Vapor y Energía Eléctrica, en virtud del cual GECE se comprometió a financiar y contratar directamente por indicación de LDC las obras necesarias a realizar en la planta de LDC en General Lagos, para que LDC se encuentre en condiciones de recibir el vapor y la energía eléctrica.

Como consecuencia de la Fusión 2021, GEMSA adquirió la titularidad del Acuerdo Marco 3, lo cual fue consentido por LDC mediante nota de fecha 22 de octubre de 2021.

Con fecha 9 de febrero de 2023 LDC y la Emisora celebraron una enmienda al Acuerdo Marco Nro. 3 a los fines de efectivizar la cesión de la posición contractual realizada por GEMSA a la Emisora con fecha 9 de febrero de 2023, por medio de la cual la Emisora adquirió el carácter de parte bajo el Acuerdo Marco Nro. 3.

A la fecha del presente Prospecto, el Acuerdo Marco N° 3 se encuentra cedido al Fideicomiso de Garantía y Pago por medio de escritura pública N° 95 de fecha 1 de marzo de 2023.

Acuerdo Marco Nro. 4

Con fecha 9 de febrero de 2023, la Emisora y LDC celebraron un cuarto acuerdo marco para la captación e imputación de “bonos verdes” que eventualmente pueda generar el Proyecto Arroyo Seco. Por medio del Acuerdo Marco Nro. 4 LDC asumió la obligación de proveer todo tipo de asesoramiento a fin de que el Proyecto califique como emisor de “bonos verdes” bajo el registro o normativa internacional que sea aplicable.

A la fecha del presente Prospecto, el Acuerdo Marco N° 4 se encuentra cedido al Fideicomiso de Garantía y Pago por medio de escritura pública N° 94 de fecha 1 de marzo de 2023.

Seguridad y cuestiones ambientales

Sistema de Gestión Integrado Corporativo

Las centrales de generación de energía eléctrica de Grupo Albanesi operan bajo un Sistema de Gestión Integrado Corporativo, certificado conforme las Normas ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 y ISO 45001:2018. En particular

al Proyecto Arroyo Seco se le aplicarán los mismos estándares de Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud en el Trabajo que al resto de las compañías del grupo.

La puesta en práctica sostenida de este sistema constituye un marco que garantiza un óptimo desempeño en el tiempo para el cumplimiento y control de las disposiciones internas de la organización en materia ambiental y la legislación aplicable. Su mantenimiento permite, asimismo, detectar oportunidades de mejora continua como parte del ciclo “planificar, hacer, verificar y actuar”.

Para garantizar la eficacia del sistema, se realizan auditorías periódicas, las cuales son herramientas fundamentales para la Emisora. Estas auditorías permiten evaluar el comportamiento del personal y su compromiso con la cultura empresarial, así como identificar contratistas que no cumplen con los estrictos criterios ambientales y de seguridad del grupo.

Como parte de este Sistema de Gestión Integrado, se cuenta con una Política Integrada de Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud en el Trabajo. Esta política, establecida por la alta dirección, refleja el compromiso del grupo en:

- Contribuir mediante sus lineamientos fundamentales de gestión al establecimiento de un marco de referencia para la definición de objetivos estratégicos, operativos y de apoyo o soporte.
- Trabajar en todos los órdenes y niveles de la organización velando por el desarrollo sostenible y la protección del medio ambiente, incluida la prevención de la contaminación.
- Fortalecer la conciencia y el respeto de sus integrantes por el uso racional y responsable de los recursos naturales.
- Trabajar sostenidamente orientando sus esfuerzos, talentos y capacidades en pos de la mejora continua en el desempeño.
- Cumplir con las exigencias legales aplicables y otros requisitos a los cuales la organización suscriba, además de los originados por las necesidades de los clientes y sus expectativas.
- Asegurar la consulta y participación de los trabajadores y de los representantes de los trabajadores.
- Proporcionar condiciones de trabajo seguras y saludables para la prevención de lesiones y deterioro de la salud, apropiadas al propósito, tamaño, contexto de la organización y a la naturaleza específica de sus riesgos y oportunidades.
- Atender los reclamos y sugerencias de partes interesadas externas e internas, brindando un adecuado tratamiento y respuesta conforme a sus expectativas.
- Trabajar proactiva y mancomunadamente entre los integrantes de la organización para promover el continuo desarrollo eficiente de la actividad, eliminando los peligros y reduciendo los riesgos para la Seguridad y Salud en el Trabajo.

La alta dirección asume y materializa el apoyo necesario para el adecuado ejercicio y mejora de su Sistema de Gestión Integrado, proporcionando a todos los niveles de la organización la motivación, el entrenamiento y las responsabilidades para el logro satisfactorio de sus objetivos de trabajo. Para ello, define y pone a disposición la política para que sea implementada en permanente correspondencia con la realidad de sus procesos y servicios.

Los Sistemas de Gestión Ambiental de las Centrales han mantenido históricamente sus certificaciones ISO de manera ininterrumpida. En este orden, durante el primer semestre del 2024 se concretó exitosamente una nueva instancia de auditorías externas en los sitios a cargo del ente certificador IRAM. Como resultado, se obtuvo la recertificación del Sistema de Gestión Ambiental y, además, la certificación de todas las centrales en los sistemas de Calidad, Seguridad y Salud en el Trabajo por un periodo de tres años, con vigencia renovada hasta julio del 2027.

Los Sistemas de Gestión Ambiental de las Centrales han mantenido históricamente sus certificaciones ISO de manera ininterrumpida. En este orden, durante el primer semestre del 2024 se concretó exitosamente una nueva instancia de auditorías externas en los sitios a cargo del ente certificador IRAM. Como resultado, se obtuvo la recertificación del Sistema de Gestión Ambiental y, además, la certificación de todas las centrales en los sistemas de Calidad, Seguridad y Salud en el Trabajo por un periodo de tres años, con vigencia renovada hasta julio del 2027.

Planificación Ambiental

En el marco de sus Planificación Ambiental, las Centrales del Grupo Albanesi desarrollan sus actividades para dar cumplimiento a los objetivos y metas previstos en:

- Programa de manejo de residuos sólidos y semisólidos, de efluentes líquidos y emisiones a la atmósfera.

- Programa de actividades relativas a la prevención de emergencias ambientales: preparación de la infraestructura y del personal para hacer frente a contingencias derivadas de riesgos tecnológicos o de la ocurrencia de fenómenos naturales.
- Cronograma de Monitoreo de Parámetros Ambientales: determinaciones de emisiones gaseosas, análisis de agua de pozo, calidad de efluente industrial, mediciones de ruido, inspecciones a aparatos sometidos a presión, gestión de residuos peligrosos, etc.
- Programa de seguimiento de Habilitaciones y Permisos.

Aprobaciones y autorizaciones

El proyecto cuenta con las siguientes aprobaciones ambientales emitidas:

- Aprobación del Estudio de Impacto Ambiental para la construcción y operación de una Central Térmica para generación de energía eléctrica otorgado del Ministerio de Medio Ambiente de Santa Fe.
- Aprobación del Estudio de Impacto Ambiental para la construcción y puesta en servicio de la Estación Transformadora (ET) Arroyo Seco, la cual vinculará dos líneas de alta tensión existentes San Nicolas II y Villa Constitución Industrial, contemplando además la modificación de 500 metros de las trazas existentes y cambios de estructuras de hormigón otorgado del Ministerio de Medio Ambiente de Santa Fe.
- Aprobación del Estudio de Impacto Ambiental para la construcción y operación de un gasoducto para alimentar con Gas Natural a la Central Térmica del Ministerio de Medio Ambiente de Santa Fe.
- Certificado de Zonificación y de Aptitud de Proyecto de Drenajes Urbanos del Ministerio de Infraestructura y Transporte de Santa Fe.
- Autorización para construir 4 perforaciones de explotación destinadas a generación de energía en la Central Térmica Arroyo Seco (40000 l/h) del Ministerio de Infraestructura y Transporte de Santa Fe.

Seguros

Las Sociedades que integran el Grupo Albanesi mantienen seguros adecuados de conformidad con las prácticas de la actividad, sobre sus equipos de producción y otros activos.

Para el Proyecto Arroyo Seco, durante la etapa de construcción se contrató una póliza de seguros de Todo Riesgo Construcción y Montaje que ampara los riesgos derivados de los trabajos de construcción e ingeniería. Esta póliza incluye la cobertura de Pérdida de Beneficios Anticipada (ALOP por sus siglas en inglés), la cual cubre la pérdida anticipada de beneficios de un proyecto como consecuencia del acaecimiento de un siniestro que retrase el plazo estimado de comienzo de la operación comercial de la central y además incluye la cobertura de responsabilidad civil. Durante esta etapa también se contrató un seguro de Transporte que cubre las pérdidas o daños que puedan sufrir los componentes de las turbinas durante el transporte nacional, internacional o urbano, ya sea por transporte terrestre, aéreo o marítimo.

A medida que la central comience la etapa de operación comercial se contratará una póliza de Todo Riesgo Operativo la cual sustituirá la póliza de TRCyMantes mencionada. Esta póliza amparará todos los riesgos de pérdida o daño físico ocurridos a los bienes propios y/o por los cuales fuera responsable, siempre que dichos daños sucedan en forma accidental, súbita e imprevista y hagan necesaria la reparación y/o reposición de alguno de ellos. Esta póliza incluirá la cobertura de pérdida de beneficios, la cual tiene por objeto cubrir las pérdidas generadas como consecuencia de la paralización de las actividades ocasionadas un siniestro, tanto en lo referente al beneficio que deja de percibirse como así también a los gastos que continúa soportando la empresa a causa de su inactividad.

Asimismo las Sociedades Controladas mantendrán vigentes los seguros de responsabilidad civil, de transporte, automotor, de vida, Todo Riesgo y Operación y ART.

Descripción de la Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación

Antecedentes

Hacia 1990, prácticamente toda la industria de energía eléctrica de la Argentina estaba controlada por el sector público. En 1991, el Gobierno argentino inició un proceso de privatización de las compañías estatales de generación, transmisión y distribución de electricidad. En enero de 1992, el Congreso de la Nación Argentina (“Congreso Nacional”) aprobó la Ley 24.065, que junto con la Ley 15.336, sus decretos reglamentarios y normativa complementaria conforma el marco regulatorio de la electricidad (el “Marco Regulatorio de la Electricidad”), el cual, junto con el Decreto 634/1991 y las Leyes 23.696 y 23.697, estableció los lineamientos para la reestructuración y privatización del sector eléctrico. El Marco Regulatorio de la Electricidad, que continúa brindando el marco para la regulación del sector eléctrico, diferenció la generación, transmisión y distribución de electricidad como actividades distintas (éstas dos últimas, caracterizadas como servicios públicos), cada una de las cuales estaba sujeta a una normativa específica aplicable a cada segmento.

El objetivo final de la privatización era propender a una reducción de las tarifas que los usuarios pagaban y mejorar la calidad del servicio de suministro en general. Este proceso de privatización comenzó en febrero de 1992 con la venta de varias instalaciones importantes de generación térmica y continuó con la venta de los paquetes mayoritarios de compañías que se crearon a tal fin, a las cuales se les dio en comodato la infraestructura de transmisión y distribución y de otras instalaciones de generación hidroeléctrica y termoeléctrica.

Sin embargo, mediante la Ley N° 25.561 (la “Ley de Emergencia Pública”), combinada con la devaluación del Peso y las altas tasas de inflación, tuvo un grave efecto sobre las empresas de servicios públicos en general y sobre las compañías dedicadas a la generación de energía eléctrica. Dado que las empresas de servicios públicos estaban impedidas de incrementar las tarifas, la inflación derivó en disminuciones de sus ingresos en términos reales y el deterioro de su desempeño operativo y situación patrimonial. La mayoría de las empresas de servicios públicos además habían contraído importantes endeudamientos en moneda extranjera bajo el régimen de la Ley de Convertibilidad (tal como se definirá más adelante) y, tras la devaluación del Peso, la carga por el servicio de la deuda de estas empresas sufrió un significativo aumento, lo que forzó a que muchas de éstas suspendieran los pagos de su deuda en moneda extranjera en 2002. Esta situación ocasionó que numerosas empresas transportistas y distribuidoras de electricidad de Argentina pospusieran nuevas inversiones en sus redes.

Por su parte, la imposición de precios topes (Resolución 240/2003), entre otras medidas, también ocasionó graves efectos sobre las empresas generadoras de energía eléctrica.

Para hacer frente a la crisis de electricidad, el Gobierno, a partir del año 2002, ha modificado en diversas oportunidades las normas del Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”). Estas modificaciones incluyen, entre otras, la imposición de topes en los precios que los distribuidores pagan por la adquisición de energía eléctrica (conforme a la Resolución SE N° 8/2002) y el requisito de que todos los precios cobrados por las empresas generadoras se calculen sobre la base del precio del gas natural (también regulado por el Gobierno), independientemente del combustible efectivamente utilizado en las actividades de generación (conforme a la Resolución SE N° 240/2003), lo que conjuntamente generó un importante déficit estructural en la operación del MEM.

En diciembre de 2004, el Gobierno argentino dictó nuevas normas para el mercado eléctrico (conforme a las Resoluciones SE N° 826/2004, N° 712/2004 y 1427/2004), para la construcción de dos nuevas centrales de ciclo combinado de 800 MW cada una. Estas dos centrales comenzaron su operación comercial en ciclo abierto durante 2008 y en ciclo combinado durante el primer trimestre de 2010. La construcción se financió en parte con los saldos acreedores de las empresas generadoras, derivados del margen entre el precio de venta de energía y el costo variable de generación, que se transfirieron al Fondo Para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el MEM (el fondo para inversiones exigido para aumentar el suministro de electricidad en el MEM, o FONINVEMEM). Las empresas generadoras de electricidad aceptaron la oportunidad de participar en los proyectos del FONINVEMEM, conforme a la Resolución SE N° 1.427/2004.

La construcción de estas nuevas centrales evidenció una decisión del Gobierno argentino de adoptar un papel más activo en la promoción de inversiones en el sector energético de la Argentina. Además de estos proyectos, en abril de 2006, el Congreso Nacional sancionó una ley que autorizó al Gobierno Nacional a crear un fondo especial para financiar mejoras de infraestructura en el sector energético argentino, mediante la ampliación de la infraestructura de generación, distribución y transporte de gas natural, propano y electricidad. Las contribuciones a este fondo se realizan a través de cargos específicos trasladados a los clientes como un detalle en sus facturas de energía.

En 2006, la Secretaría de Energía implementó el Programa Energía Plus (en virtud de la Resolución SE N° 1.281/2006) con el objetivo de crear un incentivo y aumentar la generación de electricidad. Los proyectos implementados bajo el Programa Energía Plus no están sujetos a las regulaciones del mercado en materia de precios, sino que estos pueden negociarse libremente entre las empresas generadoras de electricidad y los usuarios.

El Programa Energía Plus buscó aumentar la generación de electricidad y satisfacer la demanda interna. Por tal motivo, CAMMESA requiere que todos los grandes usuarios (con consumos superiores a 300 Kw, en adelante los “GU”) contraten la diferencia entre su demanda actual y la correspondiente a 2005 a las nuevas empresas de generación bajo el Programa Energía Plus.

Con el objetivo de incrementar el suministro de energía eléctrica, el Gobierno argentino también implementó un programa llamado “Energía Eléctrica Entregada”, a través del suministro de pequeñas centrales térmicas transportables y/o centrales eléctricas móviles (Resoluciones SE 220/2007 y 1836/2007).

El Gobierno nacional continuó implementando diversas medidas para regular la operación del MEM y la de los agentes intervinientes, tales como la Resolución SE N° 95/2013, en virtud de la cual se fijaron nuevos valores para la remuneración de costos fijos y variables a pagarse a los generadores, cogeneradores y autogeneradores por las ventas de energía, y se agregó una remuneración adicional. Estos valores no se aplicarán a las centrales hidroeléctricas binacionales, a la generación nuclear y a la generación comprendida bajo el marco de contratos regulados por la SE, tales como los contratos celebrados bajo el Programa Energía Plus. Esta resolución establece la suspensión temporaria de nuevos contratos del mercado a término del MEM, excepto los previstos en el artículo 1 de esa resolución, y establece que una vez extinguidos los contratos vigentes en el mercado a término, los GU deben comprar la energía a CAMMESA. La resolución asimismo establece que la gestión comercial y la entrega de combustible a las centrales del MEM se centralizarán en CAMMESA. La Resolución N° 95/2013 de la SE, modificada por la Resolución N° 529/2014, ha sido modificada en reiteradas ocasiones con el objetivo de ir actualizando los valores remunerativos de los generadores. La Resolución SE N° 22/2016, N° 19/2017, luego la Resolución SRRYME N° 1/2019, la Resolución N° 31/2020, la Resolución SE N° 440/2021, la Resolución SE N° 238/2022, la Resolución SE N° 826/2022, la Resolución SE N° 750/2023 la Resolución SE N° 869/2023 y, por último, la Resolución SE N° 9/2024,, modificaron el régimen completo de remuneración de generación. Véase *“Información de las Co-Emisoras—Normas con Influencia en Generadores Eléctricos”*.

En diciembre de 2015, el Gobierno argentino, mediante el Decreto N° 134/2015, declaró la emergencia del sector eléctrico nacional, vigente hasta el 31 diciembre de 2017. El estado de emergencia permitió al Gobierno argentino tomar acciones destinadas a garantizar el suministro de electricidad en Argentina. Tales acciones involucraron instruir al ex Ministerio de Energía y Minería (“MEyM”) a desarrollar e implementar, con la colaboración de todas las entidades públicas nacionales, un programa coordinado para garantizar la calidad y la seguridad del sistema eléctrico y racionalizar el consumo de energía de las entidades públicas.

A fines de 2019 fue promulgada la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva N° 27.541, que, entre otras medidas, estableció un congelamiento de 180 en las tarifas de energía y gas natural bajo jurisdicción federal, y el relanzamiento de una revisión tarifaria integral o revisión de carácter extraordinario, permitiendo la intervención del Poder Ejecutivo en los entes reguladores (ENRE y ENARGAS) por el término de un año. Dicho plazo fue prorrogado por medio del Decreto 1020/2020 (y regiría por cinco años, hasta el año 2022), en lo que respecta a la suspensión de aumentos tarifarios en servicios públicos bajo jurisdicción federal, y la intervención del ENRE y el ENARGAS. Asimismo, mediante dicho decreto se dio comienzo al proceso de renegociación de las licencias de transporte y distribución de gas natural que había sido dispuesta por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. El Decreto 1020/20 dispone que el proceso de renegociación deberá ser completado en un plazo de dos años (que expira en diciembre de 2022) y que, hasta tanto dicho proceso culmine, se acordarán cuadros tarifarios transitorios con las concesionarias de transporte y con las distribuidoras, facultando al ENARGAS a establecer esquemas transitorios de tarifas en caso de no poder arribarse a un acuerdo

Por su parte, en febrero de 2020 se dictó la Resolución 31/2020 que modificó significativamente el régimen de remuneración previsto en la Resolución 1/2019 y estableció un nuevo esquema de remuneración en Pesos, con importantes reducciones en relación a aquella, y a su vez, estipuló en su Anexo VI un mecanismo de ajuste mensual en función de los índices mayoristas del INDEC. Sin embargo, el Anexo VI nunca fue implementado.

Luego, en mayo del 2021, la SE dictó la Resolución 440/2021, que derogó la Resolución 31/2020 antes mencionada. Esta nueva resolución eliminó el factor de ajuste previamente contemplado en la Resolución 31/2020. Asimismo, la Resolución 440/2021 estableció un nuevo esquema de remuneración para los generadores, co-generadores y auto-generadores del MEM que no tengan su energía comprometida bajo un CE. En particular, se modifican los valores de la Resolución 31/2020 y estipuló un aumento de la remuneración de los sujetos mencionados en torno al 29%, retroactivo a febrero de 2021. Posteriormente, a través de la Resolución SE 238/2022 se incrementaron los valores de energía en un 30%, retroactivo a febrero de 2022 con un adicional del 10% a partir de junio de 2022. Asimismo, mediante el Decreto N° 332/22 del 16 de junio de 2022, se estableció un ajuste tarifario en virtud de un régimen de segmentación de subsidios a usuarios residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por red, implementado por la SE a través de la Resolución 467/2022 del 27 de junio de 2022. Esta resolución publicada el 14 de diciembre de 2022 dispuso un incremento en la remuneración a aplicarse a partir de las liquidaciones correspondientes a los meses de noviembre y diciembre de 2022, febrero y agosto de 2023. Adicionalmente, se instruyó a realizar una reliquidación de las transacciones económicas por la venta de energía correspondientes a septiembre y octubre de 2022, afectadas por un factor de 1,2. Asimismo, la Resolución N° 826/2022 fue posteriormente modificada por las Resoluciones

Nº 59/2023, 750/2023 y 869/2023, disponiendo estas últimas dos nuevos valores. Finalmente, la Resolución Nº 869/2023 determinó las remuneraciones aplicables a partir de las transacciones económicas de noviembre de 2023, actualizadas a partir de febrero de 2024 mediante Resolución Nº 9/24. Adicionalmente, como respuesta al brote de coronavirus (Covid-19), el 24 de marzo de 2020, el Gobierno argentino dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia 311/2020, que estableció que, entre otras empresas, las prestadoras de los servicios públicos de energía eléctrica no podrán disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a determinados usuarios, en caso de mora o falta de pago de hasta tres facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020, incluyendo a usuarios con aviso de corte en curso. Posteriormente, por medio del Decreto Nº 756/2020 se estableció que las prestadoras de los servicios de energía eléctrica, entre otras, no podrán disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a usuarios en caso de mora o falta de pago de hasta siete facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020. Asimismo, a través de la norma mencionada, se prorrogó el plazo de vigencia del Decreto 311/2020 desde su vencimiento hasta el 31 de diciembre de 2020. Dicho plazo no ha vuelto a ser prorrogado por lo que la medida ya no se encuentra vigente. Adicionalmente, con fecha 9 de marzo de 2021 fue publicada la Resolución Nº 58/2021 emitida por el ENRE que estableció la prohibición del corte del servicio eléctrico a usuarios de las distribuidoras Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (“EDENOR”) y Empresa Distribuidora Sur S.A. (“EDESUR”) por deudas previas al 28 de febrero de 2021 que se hayan originado o agravado durante la vigencia del Aislamiento Social, Preventivo y Obligatorio. Asimismo, a fin de que los usuarios puedan abonar los consumos actuales evitando incurrir en nuevas deudas, se instruyó a las concesionarias a que emitan la liquidación de servicio público incluyendo únicamente los importes correspondientes a los consumos del período, la carga impositiva y, si corresponde, las cargas municipales.

Asimismo, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia Nº 756/2020, se prorrogó el plazo de vigencia del Decreto 311/2020 desde su vencimiento hasta el 31 de diciembre de 2020. Dicho plazo no ha vuelto a ser prorrogado, por lo que la medida ya no se encuentra vigente.

Por su parte, es importante mencionar que el día 18 de diciembre de 2023 se declaró la emergencia del Sector Energético Nacional mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia Nro. 55/2023 (el “DNU 55”), en lo que respecta a los segmentos bajo jurisdicción federal de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, y de transporte y distribución de gas natural, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024. Asimismo, mediante el DNU 55 se instruyó a la SE a elaborar, poner en vigencia e implementar un programa de acciones necesarias e indispensables con relación a tales sectores con el fin de establecer los mecanismos para la sanción de precios en condiciones de competencia y libre acceso, mantener en términos reales los niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión, para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural en condiciones técnicas y económicas adecuadas para los prestadores y los usuarios de todas las categorías. En tal marco, el DNU 55 dispuso el inicio de un proceso de RTI, con relación a los segmentos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural, y habilitó adecuaciones tarifarias transitorias.

Así también, el día 21 de diciembre de 2023 el Presidente de la Nación emitió el Decreto de Necesidad y Urgencia Nº 70/2023 (el “DNU 70/2023”) que, además de declarar la emergencia pública en varias materias, incluyendo económica y tarifaria hasta el 31 de diciembre de 2025 y hacer hincapié en la desregulación del comercio, los servicios y la industria, dispuso las “Bases para la Reconstrucción de la Economía Argentina”. Entre sus títulos más destacables se encuentra el de “Energía”, bajo el que se prevén una serie de reformas al marco normativo del sector energético. El DNU 70/2023 facultó a la SE a redeterminar la estructura de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía eléctrica y gas natural. Este beneficio deberá considerar principalmente un porcentaje de los ingresos del grupo conviviente, conforme las tarifas vigentes en cada punto de suministro. La SE también tendrá facultades para definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y efectiva percepción de los subsidios por parte de los usuarios, determinando los roles y tareas que desempeñarán de manera obligatoria los distintos actores públicos, empresas concesionarias, y otros actores o agentes que integren los sistemas del servicio público de que se trate, en su carácter de responsables primarios. Al respecto, la Resolución Nº 8/2024 de la SE convocó a Audiencia Pública a realizarse el 29 de febrero de 2024 con el objeto de evaluar y dar tratamiento a (1) la redeterminación de la estructura de subsidios vigente a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de electricidad y gas natural, incluyendo la consideración de los subsidios destinados a aquellos usuarios que carecen de conexión a la red de gas natural; (2) su incidencia sobre el precio estacional (PEST) en el MEM, el precio del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) y el precio del gas propano indiluido por redes; y (3) la readecuación del esquema de subsidios previsto en el Programa Hogares con Garrafa (HOGAR) aprobado por el Decreto Nº 470 del 30 de marzo de 2015.

Autoridades Regulatorias

Las principales autoridades regulatorias actualmente a cargo del mercado eléctrico argentino son las siguientes:

- (1) la SE;

- (2) el ENRE, y
- (3) CAMMESA.

El 11 de diciembre de 2015, por medio del Decreto N° 13/2015, se modificó la Ley de Ministerios N° 22.520, creando el Ministerio de Energía y Minería (“ME&M”), el cual absorbía las funciones de la Secretarías de Energía y Minería y entidades descentralizadas que se encontraban bajo la órbita del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (en vigencia a partir del 11 de diciembre de 2015). El 5 de septiembre de 2018, a través del Decreto N° 801/2018, el Gobierno Argentino dispuso el reordenamiento estratégico de ministerios, causando la disolución del ME&M y su transformación en Secretaría de Gobierno de Energía – creada a través del Decreto 802/2018-, la cual quedó dentro de la órbita de control del Ministerio de Hacienda. Con el cambio de administración en el Gobierno Argentino, por medio del Decreto N° 7/2019 de fecha 10 de diciembre de 2019, se modificó nuevamente la Ley de Ministerios, creándose el Ministerio de Desarrollo Productivo y disponiendo bajo su órbita a la Secretaría de Energía de la Nación. Por último, por medio del Decreto N° 706/2020 de fecha 29 de agosto de 2020, se modificó la Ley de Ministerios, disponiendo bajo la órbita del Ministerio de Economía a la Secretaría de Energía de la Nación.

De acuerdo con lo previsto en el Decreto N° 50/2019 (Modificado por Decreto N° 804/2020), las funciones de la SE son:

- Intervenir en la elaboración y ejecutar la política energética nacional;
- Entender en los planes, programas y proyectos del área de su competencia;
- Intervenir en la elaboración y fiscalización del régimen de combustibles y entender en la fijación de sus precios, cuando así corresponda;
- Intervenir en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área energética, en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra o de servicios públicos, así como en la elaboración de normas de regulación de las licencias de servicios públicos aplicables a los regímenes federales en materia energética;
- Ejercer las funciones de autoridad de aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética;
- Entender en la elaboración de estructuras arancelarias en materia de energía;
- Entender en el diseño y ejecución y, asistir en la elaboración de la política de reembolsos y reintegros a la exportación;
- Asistir al/a la Ministro/a en la investigación y desarrollo tecnológico en las distintas áreas de energía;
- Ejercer las atribuciones otorgadas a los órganos del Estado Nacional en la Ley N° 27.007;
- Dirigir la representación en las empresas del sector energético, donde posee participación accionaria y ejerza la tenencia accionaria;
- Coordinar la gestión de los Directores que representan al Estado Nacional en aquellas empresas del sector energético con participación estatal en el ámbito de la jurisdicción;
- Promover la aplicación de la política sectorial fomentando la explotación racional de los recursos y la preservación del ambiente;
- Promover la utilización de nuevas fuentes de energía, la incorporación de oferta hidroeléctrica convencional y la investigación aplicada a estos campos;
- Asistir en la celebración de los acuerdos de cooperación e integración internacionales e interjurisdiccionales en materia energética en los que la Nación sea parte, y supervisar su ejecución;
- Entender en el diseño y la ejecución de la política de relevamiento, conservación, recuperación, defensa y desarrollo de los recursos naturales en el área de energía. Ejercer la representación de la Secretaría en el Consejo Federal de la Energía Eléctrica;
- Entender en la definición de la política nuclear, en todo lo relacionado con los usos pacíficos de la energía nuclear o fuentes radiactivas, el ciclo de combustibles, la gestión de residuos radiactivos, el desarrollo e investigación de la actividad nuclear, y en particular lo relacionado con la generación de energía nucleoelectrica;
- Ejercer el control tutelar del ENRE y el ENARGAS. Entender en la elaboración, ejecución y control de las políticas energéticas de la Nación, tendiendo al aprovechamiento, uso racional y desarrollo de los recursos;
- Propiciar y celebrar convenios con entidades públicas y privadas y participar en las negociaciones con organismos nacionales e internacionales en materia de energía.

El ENRE es un organismo autárquico creado por Ley N° 24.065, cuyas facultades regulatorias y jurisdiccionales, incluyen, entre otras:

- exigir el cumplimiento del Marco Regulatorio de la Electricidad;
- dictar los reglamentos a los que deben ajustarse los agentes del MEM;
- controlar la prestación de servicios eléctricos y exigir el cumplimiento de los términos y condiciones de las concesiones;

- supervisar el cumplimiento de adoptar las normas aplicables a las empresas de generación, transporte y distribución, y a los usuarios de electricidad y otras partes relacionadas, en relación con la seguridad, procedimientos técnicos, medición y facturación de consumos eléctricos, interrupción y reconexión de suministro, acceso de terceros a las instalaciones utilizadas en la industria de la electricidad y calidad de los servicios ofrecidos;

- prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas y discriminatorias entre participantes de la industria de la electricidad;

- aplicar sanciones por violación de concesiones y otras reglamentaciones relacionadas; y

- realizar el arbitraje de conflictos entre los participantes del sector eléctrico.

Habitualmente, el ENRE opera bajo la administración de un Directorio integrado por cinco miembros designados por el Gobierno Argentino. Dos de los miembros son propuestos por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (“CFEE”). El CFEE se financia con un porcentaje de los ingresos percibidos por CAMMESA por cada MWh vendido en el mercado. El sesenta por ciento (60%) de los fondos percibidos por el CFEE se reserva para el Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales, del cual el CFEE distribuye fondos a las provincias que cumplieron con ciertas disposiciones tarifarias específicas. El cuarenta por ciento (40%) restante se invierte en el desarrollo de servicios eléctricos en resto del país.

La Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva N° 27.541 (la “Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva”) declaró la emergencia pública en materia tarifaria y energética (entre otras) y delegó en el Poder Ejecutivo Nacional una variedad de funciones para cumplir con los objetivos previstos en la norma. Entre ellas facultó al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir administrativamente al ENRE por el término de un año.

En consecuencia, mediante el Decreto N° 277/2020, del 17 de marzo de 2020, se ordenó la intervención del ENRE hasta el 31 de diciembre de 2020 y se dispuso la suspensión de las funciones de los miembros del Directorio a partir de su entrada en vigencia. Se designó como interventor a José Basualdo Richards, quien en diciembre del 2020, sería reemplazado en sus funciones por María Soledad Marín.

Posteriormente por Decreto N° 1020/2020 del 16 de diciembre de 2020 se prorrogó por un año más la intervención del ENRE, plazo que, formalmente, finalizó el 31 de diciembre de 2021. Sin embargo, a la fecha, el ENRE continúa bajo intervención.

CAMMESA es una empresa de gestión privada con propósito público y sin fines de lucro creada por el Decreto N°1192/1992, sobre la base de la figura del Despacho Nacional de Cargas, según lo previsto en el artículo 35 de la Ley N° 24.065 cuya función es coordinar técnica y administrativamente la oferta y la demanda de energía eléctrica dentro de un sistema de operación en tiempo real, centralizando y procesando la información producida por los agentes del MEM. CAMMESA es responsable del despacho y la operación de la red nacional y la gestión de las transferencias económicas en el MEM. Sus accionistas poseen una participación del 20% cada uno y son los siguientes (i) Estado Nacional; (ii) la asociación que representa las empresas de generación; (iii) la asociación que representa las empresas de transmisión; (iv) la asociación que representa las empresas de distribución; y (v) la asociación que representa los GU.

La Secretaría de Energía posee y ejerce los derechos de las acciones estatales de CAMMESA por intermedio de la SE. Actualmente, la señora Flavia Royón es la presidente y Directora de CAMMESA.

A pesar de que CAMMESA no es una compañía con participación mayoritaria estatal; (i) recibe fondos del Estado, (ii) tiene propósito público; y (iii) numerosas decisiones se toman a base a las instrucciones de la SE. En mayor profundidad, a partir de la Resolución SE 2022/2005, CAMMESA está sujeta, por parte de la SE, a (a) instrucciones regulatorias; (b) mandatos regulatorios; y (c) instrucciones por cuenta y orden.

CAMMESA funciona como la entidad encargada de despacho, es decir, es responsable por el despacho de energía y el funcionamiento de la red, así como el manejo de las transacciones económicas del MEM. En este sentido, actúa principalmente como intermediario al recolectar las sumas de dinero de los deudores del sistema (es decir, de distribuidores y GU) y los entrega a los acreedores (los generadores). Usualmente, lo obtenido de distribuidores y GU no es suficiente para pagar las deudas, por lo que el Gobierno Nacional cancela las deudas a través de fondos gubernamentales y subsidios. Asimismo, esta compañía interviene en la compraventa de energía eléctrica en el extranjero; compra y administra combustibles para los generadores del MEM (de acuerdo con el artículo 8 de la Resolución SE N° 95/2013 y el artículo 4 de la Resolución SE N° 529/2014 y sus modificatorias); controla la operación del mercado a término en base a las necesidades y con el fin de optimizar el uso de la energía; y se encarga del envío de electricidad al SADI, maximizando la seguridad y calidad de la electricidad y minimizando los precios.

CAMMESA es administrada por un Directorio formado por representantes de sus accionistas. El Directorio de CAMMESA está compuesto por diez Directores titulares y diez Directores suplentes. Cada una de las

asociaciones que representan a las empresas de generación, transmisión y distribución y a los GU tiene derecho a designar a dos Directores titulares y dos Directores suplentes de CAMMESA. Los otros Directores de CAMMESA son el Director de la SE, quien es a su vez presidente del Directorio en virtud de la delegación de la SE, y un miembro elegido conjuntamente entre la SE y los representantes a las empresas de generación, transmisión y distribución y a los GU, que actúa como vicepresidente. Las decisiones adoptadas por el Directorio requieren el voto favorable del presidente del Directorio. Los costos operativos de CAMMESA se financian a través de aportes obligatorios de los agentes del MEM.

Facultades regulatorias de las provincias

Las provincias pueden regular los sistemas eléctricos bajo su propia jurisdicción. Las autoridades de aplicación serán las encargadas de otorgar y controlar las concesiones de distribución de electricidad provincial dentro de sus territorios. No obstante, si un participante del sector eléctrico provincial se conecta al SADI, también debe cumplir con reglamentaciones federales. En términos generales, las provincias adhieren a los lineamientos regulatorios federales y establecen instituciones similares (excepto por el rol de CAMMESA). Por otra parte, es muy poco habitual que existan sistemas eléctricos provinciales aislados y la mayor parte de los actores provinciales se conectan al SADI y compran y venden electricidad en el MEM.

Participantes Clave

La Ley N° 24.065 enunció a los participantes clave que interactúan en el MEM. Los generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios son agentes del MEM. Los comercializadores son considerados participantes aunque no alcancen la categoría de agente del MEM. La generación de energía eléctrica es calificada como una actividad de interés general en la medida que esté afectada al servicio público de transmisión y distribución de electricidad, pero realizada en el marco de un mercado competitivo. En tal sentido, de acuerdo con el Decreto 1398/1992, la actividad de generación de energía eléctrica, por responder al libre juego de la oferta y la demanda, debe ser sólo regulada en aquellos aspectos y circunstancias que afecten el interés general.

Generadores

Los generadores son empresas que operan y son dueños de centrales de generación de electricidad y que venden su producción ya sea en forma parcial o total a través del SADI.

Dentro del MEM la actuación de un Generador es: (a) física, como responsable de la operación central; (b) comercial, como vendedor en el Mercado Spot y en el Mercado a Término de su capacidad de producción de energía y potencia, debiendo pagar las deudas que resulten en el MEM de esta comercialización, tales como las compras que efectúe en el Mercado Spot para cumplir con ventas contratadas en el Mercado a Término, los cargos de transporte, y el cargo por gastos del Organismo Encargado del Despacho (“OED”), y recibiendo los ingresos que resulten de esta comercialización.

Por su parte, los generadores están sujetos a las normas de programación y despacho establecidas en las resoluciones y administradas por CAMMESA. Los generadores privados también pueden acceder a contratos directos con distribuidores o con GU. Sin embargo, esta posibilidad fue suspendida por la Resolución SE N° 95/2013, que aún está vigente, con excepción del Programa de Energía Plus y los contratos de suministro de energía renovable.

Para diciembre del año 2019, la potencia instalada de Argentina reportada por CAMMESA era de 39.719 MW. En mayor profundidad las empresas de generación térmica generaron 80.137GWh (59,8%), las empresas de generación hidroeléctrica generaron 35.370GWh (26,4%), las empresas de generación nuclear generaron 7.927 (5,9%) y las de generación de energía renovable generaron 7.728 (5,8%). A su vez, en el año 2020, las empresas de generación térmica generaron 82.336 GWh (61,4%), las empresas de generación hidroeléctrica generaron 29.093 GWh (21,7%), las empresas de generación nuclear generaron 10.011(7,5%) y las renovables, 12.737 GWh (9,5%). En 2019, las importaciones ascendieron a 2,746 GWh y las exportaciones a 261.2 GWh. Por su parte, en 2020, la importación decreció comparativamente al 2019, a 1,204 GWh, y la exportación aumentó a 3,089 GWh. Luego, para diciembre 2021, la potencia instalada reportada por CAMMESA fue de 42.989 MW. En particular, la energía generada por empresas de energía térmica fue de 90.073 GWh (63,15%), las empresas de generación hidroeléctrica generaron 24.116 GWh (16,9%), las empresas de generación nuclear generaron 10.170 GWh (7.13 %), y las de generación de energía renovable generaron 17.435 GWh (12,23%).

Los generadores de energía eléctrica cuya fuente es térmica (generación por gas natural, líquidos derivados del petróleo como gasoil y fueloil, o carbón) no necesitan una concesión del Poder Ejecutivo Nacional para funcionar, a diferencia de los generadores cuya fuente es hidráulica, que sí necesitan una concesión del Poder Ejecutivo Nacional, en tanto se trate del aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica de los cursos de agua pública cuando la potencia normal que se conceda exceda de 500 kilovatios. A pesar de que las provincias

son las dueñas de los afluentes en cuestión, es el Estado Nacional quien tiene jurisdicción sobre aquel en todo lo atinente a su aprovechamiento hidroeléctrico.

Los términos típicos incluidos en estos acuerdos de concesión incluyen, entre otros: derecho a usar los recursos e instalaciones hídricas por un plazo determinado (por ej., 30 años) cuando el dique es propiedad del Estado Nacional o cualquier gobierno provincial y la opción a favor del concedente de extender o renovar el plazo de la concesión por una cantidad determinada de años. Por lo general, el concesionario efectúa un pago inicial al Gobierno Nacional o al provincial por única vez a cambio de los derechos otorgados en la concesión y paga periódicamente un canon y/o regalías al respectivo gobierno de la provincia en la que está situado el río, a cambio del uso de este recurso hídrico. Normalmente, estos cánones periódicos varían según la energía generada.

Transportistas

El transporte de energía eléctrica es una actividad caracterizada como servicio público. Las empresas transportistas tienen una concesión del Estado Nacional para transportar energía eléctrica desde el punto de suministro mayorista hasta los distribuidores. La actividad de transporte en la Argentina está subdividida en dos sistemas: el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión ("STEEAT"), que opera a 500 kV y transporta energía eléctrica entre regiones, y el sistema de distribución troncal ("STEEDT"), que opera a 132/220 kV y conecta a los generadores, distribuidores y GU dentro de la misma región. La Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. ("Transener") es la única compañía a cargo del STEEAT, y existen seis compañías regionales dentro del STEEDT (Litsa, Transnoa, Transnea, Transpa, Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A. ("Transba") y Distrocuyo). Además de estas compañías, existen compañías transportistas independientes que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las compañías del STEEAT o del STEEDT.

Los servicios de transporte y distribución se llevan a cabo a través de concesiones. Las empresas de transporte tienen a su cargo la operación y el mantenimiento de sus redes, pero no son responsables de la ampliación del sistema. Las concesiones de transporte operan de conformidad con estándares técnicos, de seguridad y confiabilidad establecidos por el ENRE. Se aplican multas cuando la empresa concesionaria de transporte no cumple con dichos estándares, especialmente aquellos relativos a cortes de suministro y tiempo de inutilización de la red. Las empresas generadoras sólo pueden construir líneas para conectarse a la red de suministro. Los usuarios pagan por la nueva capacidad de transporte contratada por ellos o en su nombre. El ENRE debe llevar a cabo un proceso de audiencia pública para estos proyectos, y luego emitir un "Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública". Las redes de transporte o distribución conectadas a un sistema integrado deben brindar libre acceso a todos aquellos terceros que quieran ingresar al SADI siempre y cuando cumplan con el sistema regulado de tarifas a menos que exista una restricción de capacidad.

Distribuidores

La distribución de energía eléctrica también es una actividad caracterizada como servicio público. Los distribuidores son empresas que poseen una concesión para distribuir energía eléctrica a los usuarios finales. Por este motivo, deben suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva, por una tarifa (VAD) y en virtud de condiciones establecidas en el Marco Regulatorio de la Electricidad y su respectivo contrato de concesión. Los contratos de concesión incluyen multas en caso de falta de suministro. Las tres compañías de distribución que se desprendieron de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires ("SEGBA") son (i) EDENOR, (ii) EDESUR y (iii) Empresa Distribuidora La Plata ("EDELAP"), las cuales representan más del 41% del mercado de energía eléctrica en la Argentina. Sólo unas pocas compañías de distribución como Empresa Provincial de Energía de Córdoba, Empresa Provincial de Energía de Santa Fe y Empresa Provincial de Energía de Misiones permanecen en manos de gobiernos provinciales y cooperativas. Por su parte, EDELAP fue transferida a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires.

El Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires ("OCECBA") supervisa el cumplimiento por parte de los distribuidores de la Provincia de Buenos Aires, incluidos EDENOR, EDESUR y EDELAP, así como los distribuidores municipales, de las disposiciones de sus respectivos contratos de concesión.

Se otorgaron concesiones de distribución y venta minorista, con términos específicos para el concesionario establecidos en el contrato. Los períodos de concesión se dividen en "períodos de administración" que le permiten al concesionario abandonar la concesión en determinados intervalos.

Grandes Usuarios del MEM

El MEM clasifica a los grandes usuarios de energía en tres categorías: (1) Grandes Usuarios Mayores (“GUMA”), (2) Grandes Usuarios Menores (“GUME”) y (3) Grandes Usuarios Particulares (“GUPA”).

Cada una de estas categorías de usuarios tiene diferentes necesidades en lo que respecta a las compras para satisfacer su demanda de energía. Por ejemplo, los GUMA están obligados a comprar el 50% de su demanda a través de contratos de abastecimiento y el resto en el mercado spot, mientras que los GUME y GUPA están obligados a comprar la totalidad de su demanda a través de contratos de abastecimiento.

Comercializadores

Por último, la Ley N° 24.065 contempla la figura de los comercializadores, quienes realizan actividades de compra-venta de energía eléctrica para terceros y por cuenta y orden de terceros en el MEM.

A través del artículo 5 del Decreto 186/1995, el Poder Ejecutivo Nacional reconoció la calidad de participante del MEM a: (i) las empresas que obtengan autorización de la SE para comercializar la energía eléctrica proveniente de interconexiones internacionales y emprendimientos binacionales; (ii) las empresas que, sin ser agentes del MEM, comercialicen energía eléctrica en bloque; y (iii) las empresas que, sin ser agentes del MEM, exploten instalaciones utilizadas en Función de Vinculación Eléctrica, también denominada Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica. Con la Resolución N° 21/1997, el entonces Secretario de Energía y Puertos reguló el ingreso de participantes del MEM, y el régimen de comercialización del MEM (actualmente Anexos 31 y 32 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios) que, entre otras cosas, establece para actuar como comercializador del MEM es necesario no ser agente reconocido del MEM. El comercializador puede realizar transacciones en el MEM una vez que adquiera la calidad de participante del MEM (artículo 1°, Decreto N° 186/1995). La actuación del comercializador dentro del MEM se limita a la compra y venta de energía eléctrica, por cuenta propia o por mandato, producida y consumida por terceros. El comercializador puede intervenir en las operaciones comerciales del MEM pero no en las operaciones físicas. La empresa habilitada expresamente como Comercializador del MEM puede llevar a cabo las siguientes funciones dentro del MEM: (i) comercialización de generación; (ii) comercialización de demanda; (iii) comercialización de importación y exportación; (iv) comercialización de regalías.

Límites y restricciones

A los fines de preservar la competencia en el mercado de la electricidad, los participantes del sector de electricidad se encuentran sujetos a restricciones verticales y horizontales, dependiendo del segmento del mercado en el cual operan.

Restricciones verticales

Las restricciones verticales se aplican a empresas que tienen la intención de participar simultáneamente en distintos sub-sectores del mercado de la electricidad. Estas restricciones verticales fueron impuestas por la Ley N° 24.065 y se aplican de modo diferente dependiendo de cada sub-sector de la siguiente manera:

Generadores

- (i) En virtud del artículo 31 de la Ley N° 24.065, ningún generador, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o controlante de una empresa transportista; y
- (ii) En virtud del artículo 9 del Decreto N° 1.398/1992, dado que una empresa distribuidora no puede ser propietaria de unidades de generación, el titular de unidades de generación no puede ser propietario de concesiones de distribución. Sin embargo, los accionistas del generador de electricidad pueden ser propietarios de una entidad que sea titular de unidades de distribución, ya sea por sí o a través de otra entidad creada a fin de ser propietaria o controlante de unidades de distribución.

Transportistas

- (i) En virtud del artículo 31 de la Ley N° 24.065, ninguna empresa transportista, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, podrá ser propietaria o accionista mayoritaria o controlante de una empresa de generación;
- (ii) En virtud del artículo 31 de la Ley N° 24.065, ninguna empresa transportista, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, puede ser propietaria o accionista mayoritaria o controlante de una empresa de distribución; y
- (iii) En virtud del artículo 30 de la Ley N° 24.065, las empresas transportistas no pueden comprar ni vender energía eléctrica.

Distribuidores

- (i) En virtud del artículo 31 de la Ley N° 24.065, ninguna empresa de distribución, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, puede ser propietaria o accionista mayoritaria o controlante de una empresa transportista; y
- (ii) En virtud del artículo 9 del Decreto N° 1.398/1992, una empresa de distribución no puede ser propietaria de unidades de generación. Sin embargo, los accionistas de la empresa distribuidora de electricidad pueden ser propietarios de unidades de generación, ya sea por sí o a través de cualquier otra entidad creada a fin de ser propietaria o controlante de unidades de generación.

Definición de control

El término “control” mencionado en el artículo 31 de la Ley N° 24.065 (que establece restricciones verticales), no se encuentra definido en el Marco Regulatorio de la Electricidad. No obstante, el artículo 33 de la Ley General de Sociedades establece que “*se consideran sociedades controladas aquellas en que otra sociedad, en forma directa o por intermedio de otra sociedad a su vez controlada: (1) posea participación, por cualquier título, que otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en las reuniones sociales o asambleas ordinarias; o (2) ejerza una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades.*” Sin embargo, no podemos asegurar que los entes reguladores de la electricidad aplicarán este estándar de control al implementar las restricciones descriptas precedentemente.

El marco regulatorio descripto precedentemente prohíbe la titularidad o el control en forma simultánea de (1) empresas de generación y de transporte, y (2) empresas de distribución y de transporte.

Restricciones horizontales

Además de las restricciones verticales descriptas precedentemente, las empresas de distribución y transmisión se encuentran sujetas a restricciones horizontales, tal como se describió más arriba.

Transportistas

- (i) De conformidad con el Artículo 32 de la Ley N° 24.065, dos o más empresas transportistas pueden fusionarse o consolidarse en un mismo grupo empresario sólo si hubieren obtenido la autorización expresa del ENRE. Dicha aprobación también es necesaria cuando una empresa transportista pretende adquirir acciones de otra empresa de transporte de electricidad;
- (ii) En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por las empresas privadas que operan líneas de transporte con una capacidad mayor a 132Kw y menor a 140Kw, el servicio es prestado por el concesionario en forma exclusiva en ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión; y
- (iii) En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por la empresa privada que opera los servicios de transporte de alta tensión con una capacidad igual o mayor a 220 Kw, la empresa debe prestar el servicio en forma exclusiva y tiene derecho a prestar el servicio en todo el país, sin restricciones territoriales.

Distribuidores

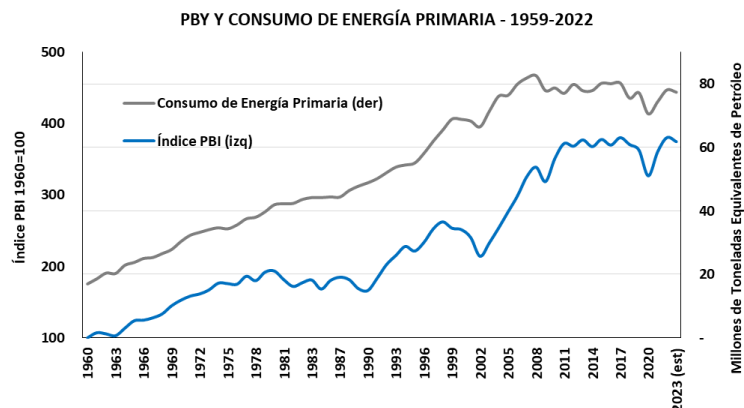
- (i) Dos o más empresas de distribución pueden fusionarse o consolidarse en un mismo grupo económico sólo si hubieren obtenido la autorización expresa del ENRE. Dicha aprobación también es necesaria cuando una empresa de distribución pretende adquirir acciones de otra empresa de transporte o distribución de electricidad; y
- (ii) En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por empresas privadas que operan las redes de distribución, el servicio es prestado por el concesionario en forma exclusiva en ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión.

Estructura Energética Argentina

Características estructurales del Sector Energético

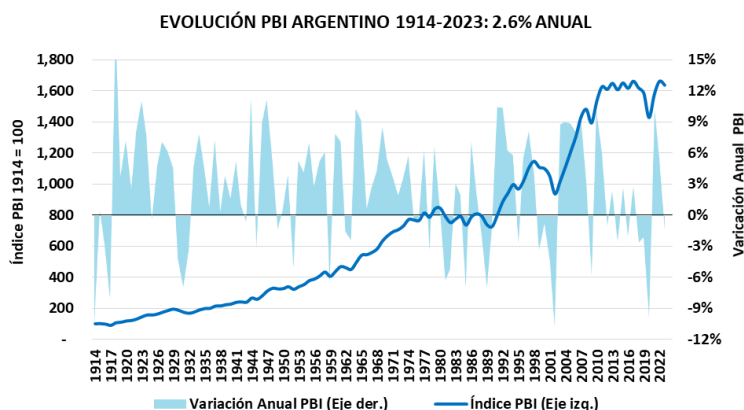
La demanda y consumo energético en la Argentina tienen correlación positiva con el Producto Bruto Interno, como sucede en otros países con desarrollo económico intermedio. Esta correlación implica que a mayor crecimiento económico la demanda energética consolidada de todos los productos energéticos también se incrementa. La evolución inversa cuando decrece la economía también se cumple, aunque con menor intensidad, ya que a disminución de la actividad económica se produce una reducción del consumo energético, pero de menor magnitud.

El crecimiento histórico del consumo energético tuvo un promedio anual de 2.6% desde 1959 hasta 2022, y un promedio anual normalizado de solo 0.7% anual desde la Gran Crisis de 2002. Tras la importante caída de consumo energético y del PBI en 2020 de -8.6% y -9.9% respectivamente, se produjo una reversión relevante en 2021 con +5.4% y +10.3% respectivamente. Estimaciones preliminares para 2022 indican una recuperación menor de +3.1% en consumo energético, y +5.5% del PBI.



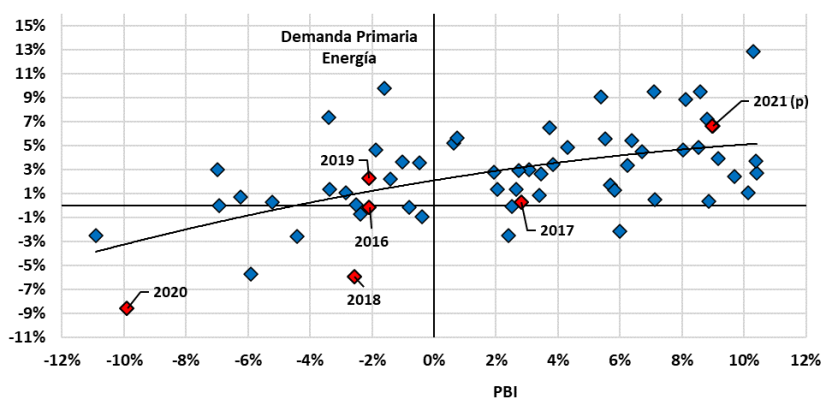
Los cambios de políticas económicas influyen en el consumo energético. En 2018 la recesión de -2.6% de 2017 con +2.8% con temperaturas inferiores a las del año previo en meses de verano, impactaron en la demanda de energía, que se redujo -6.0% interanual. En 2019 pese a la nueva caída del PBI de -2.1% respecto a 2018, se produjo un incremento en el consumo energético de 2.2% respecto a 2018, con influencia de tarifas de gas y electricidad congeladas desde inicios de año, y precios de combustibles congelados desde agosto 2019.

Las consecuencias derivadas de las medidas de restricción en la pandemia COVID 19, impactaron en la economía argentina. Durante 2020, las medidas de aislamiento derivaron en una contracción económica histórica de -9.9%. La reducción en el consumo energético también fue histórica, con -8.6% pese a bajas temperaturas del invierno en relación al invierno 2019.



En 2021, la economía se recuperó +10.3% anual según el INDEC, con incremento de +5.3% en consumo energético. En 2022 el PBI creció +5.5% con consumo de energía +5.0%, con temperaturas más frías que las históricas en mayo y junio 2022. Estimaciones del consumo de energía en 2023 se sitúa en torno a -0.9%, con temperaturas moderadas y economía con promedio-1.5% inferior a 2022.

PBI Y DEMANDA PRIMARIA DE ENERGÍA



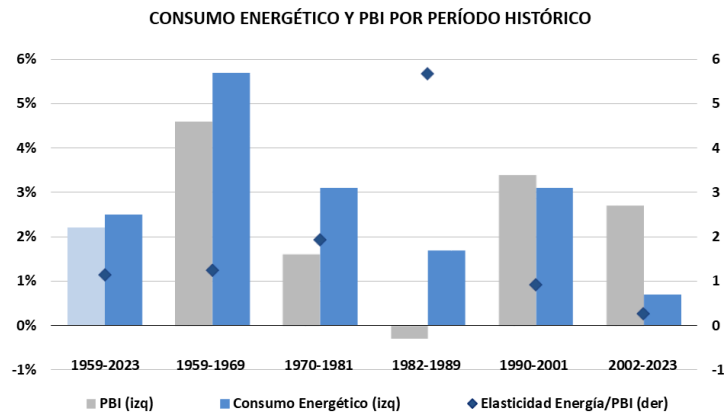
Los cambios macroeconómicos iniciados en diciembre 2023 incluyen como un ítem esencial al retiro de subsidios energéticos de gas y electricidad, con inicio de recomposición de tarifas energéticas desde febrero 2024 a pesar de la recesión económica incipiente.

El crecimiento del consumo energético entre 2003 y 2010 fue resultado de un crecimiento económico elevado, impulsado por segmentos Residencial y Comercial de demanda de productos energéticos, como se advierte en los parámetros del consumo gasífero, de naftas y especialmente de electricidad. El estancamiento económico entre 2011 y 2020, con alternancia entre años positivos y negativos similares, redujo la tasa de crecimiento del consumo energético del período previo. Probablemente, los bajos precios y tarifas de combustibles, gas y electricidad de aquellos años hayan incentivado el consumo, aunque probaron ser insostenibles para la macroeconomía argentina.

La elasticidad del consumo energético en relación al PBI en los últimos dos grandes ciclos político-económicos - década de 1990 y de 2000-2023 - es menor a décadas previas. Las restricciones a la demanda energética por suministro insuficiente, y la necesidad de importar energía para complementar la oferta local, tuvieron impacto en la economía. Si existiera un proceso de crecimiento económico sólido en el futuro, la necesidad de abastecimiento energético sin dudas será creciente y mayor al de los últimos veinte años.

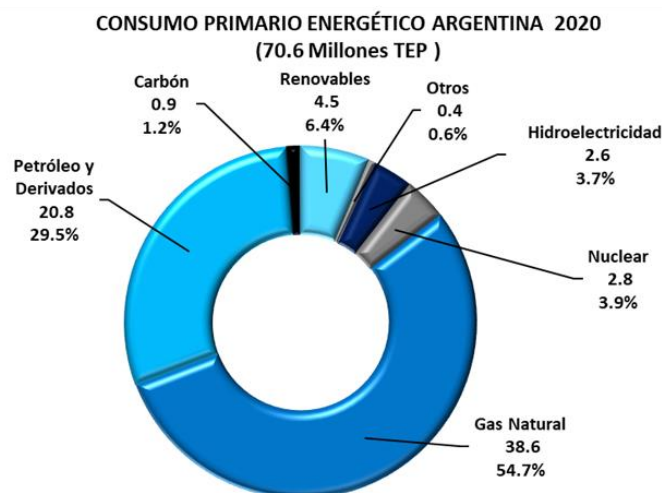
PERÍODO HISTÓRICO-ECONÓMICO	PBI ANUAL	CONSUMO ENERGÉTICO	ELASTICIDAD ENERGÍA/PBI
1959-2023	2.2%	2.5%	1.1
1959-1969	4.6%	5.7%	1.2
1970-1981	1.6%	3.1%	1.9
1982-1989	-0.3%	1.7%	5.7
1990-2001	3.4%	3.1%	0.9
2002-2023	2.7%	0.7%	0.3

Las restricciones de abastecimiento de productos energéticos como gas natural en el último ciclo de crecimiento económico hasta 2011 a pesar del crecimiento moderado de demanda energética en términos amplios, generaron problemas en el suministro efectivo a la demanda. La prioridad de abastecimiento de consumidores del segmento Residencial-Comercial de gas y electricidad con la recuperación industrial de PyMEs, dio lugar a restricciones y menor crecimiento del consumo energético de grandes consumidores.

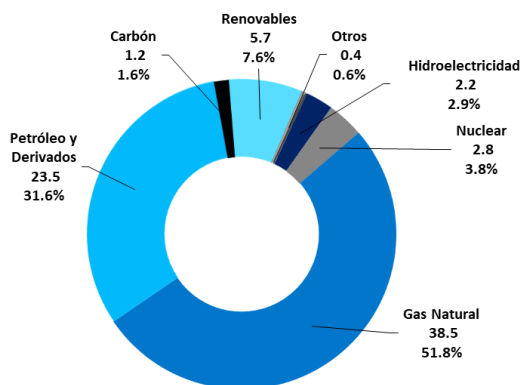


La estructura del consumo primario energético en la Argentina es dependiente de los hidrocarburos fósiles, con 86.8% en 2016, 86.5% en 2017, 85.8% en 2018, 86.1% en 2019; 85.4% en 2020; 85.1% en 2021. En 2022 la tendencia no se modificó, con 86.0%. Se estiman cambios poco significativos en 2023, probablemente en 84.5% por incremento de oferta hidroeléctrica y nuclear en el sector eléctrico junto a un crecimiento más moderado de fuentes renovables.

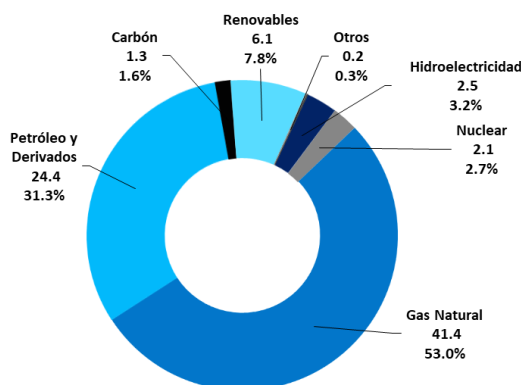
El porcentaje de fuentes de origen fósil se redujo levemente en los últimos años por la obligación a refinadores de combustibles de incorporar porcentajes crecientes de biodiesel y bioetanol en el gas oil y naftas, como por incorporación de plantas de generación eólica y solar. Si bien el proceso de incorporación de plantas eléctricas de fuentes renovables continúa, es inferior al de años previos por saturación de líneas de transmisión eléctrica.



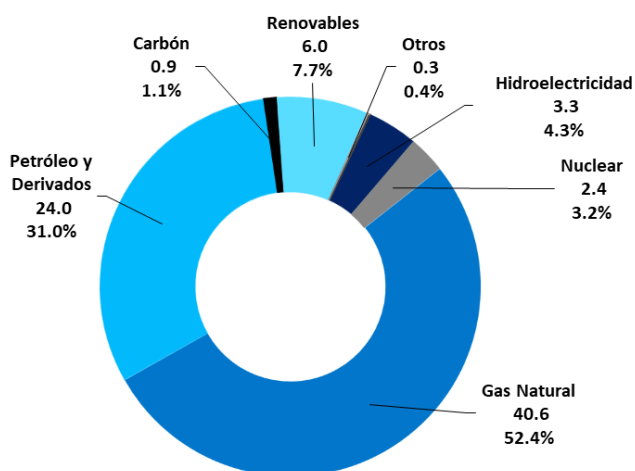
CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA 2021
(74.4 Millones TEP)



CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA 2022
(78.1 Millones TEP)



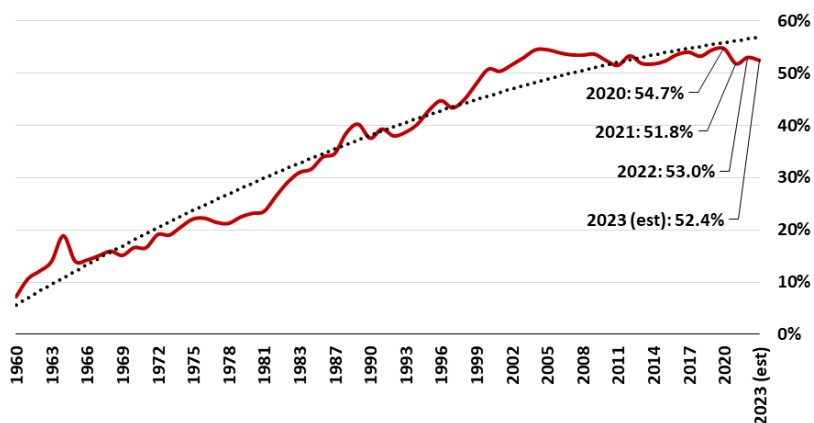
CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA
PROVISORIO ESTIMADO 2023 (77.47 Millones TEP)



Por la naturaleza, característica y costo de las inversiones necesarias, existe dificultad en modificar la estructura de consumo primario energético en el corto plazo en favor de fuentes hidroeléctricas, nuclear o renovables. Igualmente, las diferentes Administraciones mantienen políticas de incremento de fuentes renovables en el abastecimiento eléctrico, a pesar del por financiamiento escaso y limitaciones en líneas de transmisión eléctrica.

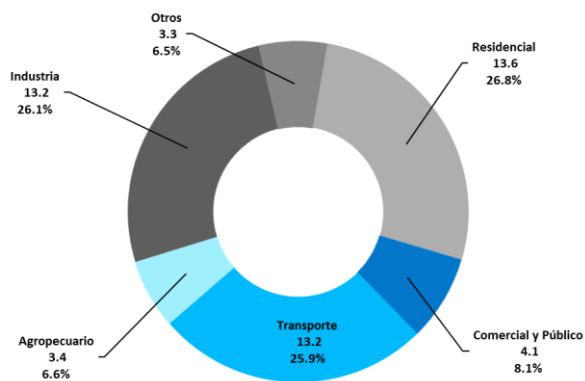
La participación del gas natural en el consumo energético primario 53.2% en 2018, 54.5% en 2019, 54.7% en 2020 , 51.8% en 2021, 53.0% en 2022, y un estimado de 52.4% en 2023 fluctúa en función de las cantidades importadas de gas natural desde Bolivia, Gas Natural Licuado (GNL) y producción local desde distintas cuencas. A pesar de la mayor producción de 2019, y 2021-2023, la demanda de gas continúa parcialmente insatisfecha en meses de invierno en segmentos como Industrial y Generación Termoeléctrica. En el invierno 2020 se evidenció un mayor déficit de oferta por la reducción de producción comercial local de gas, – el mayor porcentaje de caída anual de las últimas décadas - que se mitigó parcialmente por la recuperación de cuenca Neuquina en los inviernos 2021 y 2022.

PARTICIPACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL CONSUMO PRIMARIO DE ENERGÍA EN ARGENTINA

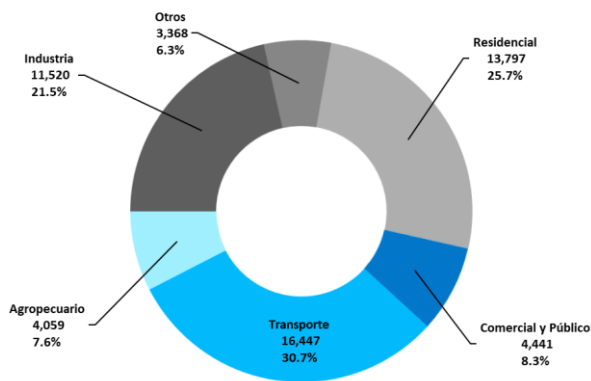


El Consumo Energético Final en la Argentina – esto es, el Consumo Primario Energético neto de las pérdidas intrínsecas en producción y transporte de productos energéticos primarios, y de la transformación en productos energéticos finales -, se distribuye en forma equilibrada entre Transporte, Industria y Residencial/Comercial. Esta distribución es similar a otros países en desarrollo con territorio extenso y tamaño medio de población.

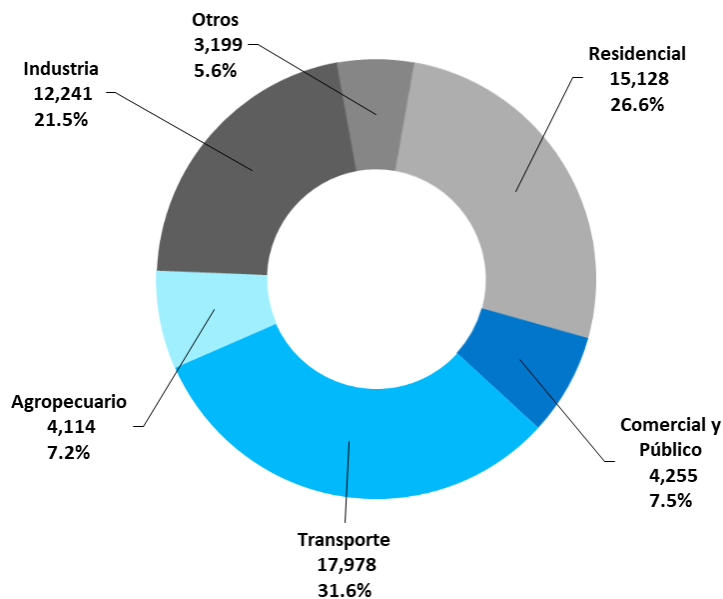
ARGENTINA - CONSUMO FINAL DE ENERGÍA 2020 (50.8 Millones TEP)



ARGENTINA - CONSUMO FINAL DE ENERGÍA 2021 (53.6 Millones TEP)



ARGENTINA - CONSUMO FINAL DE ENERGÍA 2022 (56.9 Millones TEP)



Como síntesis, pueden detallarse las siguientes características particulares de la demanda y oferta energética en la Argentina:

- Estructura sesgada hacia el Petróleo y Gas, característica de grandes exportadores de hidrocarburos como Medio Oriente, Rusia, países exportadores de LNG de África, o Venezuela.
- Adicionalmente, posee la particularidad que entre 50 y 55% del consumo primario interno de energía se basa en gas natural a pesar de restricciones a la demanda potencial en meses de invierno. La restricción de abastecimiento final de gas lleva a la sustitución por otros combustibles como gas oil y fuel oil en generación eléctrica y algunas industrias, y a restricciones directas a la actividad industrial en algunas ramas industriales.
- La penetración de gas en el consumo energético es relevante para los standards mundiales, solo superada por pocos países con producciones excedentes de gas para exportación.
- Recuperación de oferta local en gas y petróleo desde fin de 2020, en consonancia con tendencia de recuperación económica hasta inicios de 2023.
- Aumento continuo de oferta de hidrocarburos en cuenca Neuquina, y reducción en las restantes cuencas productivas del país.
- Recuperación de inversión en petróleo y gas tras la crisis económica de 2020. El denominado Plan Gas.Ar permitió detener el proceso de caída productiva y saturar la capacidad de transporte desde cuenca Neuquina en 2021-2023, a pesar del ingreso del nuevo gran gasoducto desde esta cuenca en agosto 2023.
- El Plan Gas.Ar fue extendido a fin de 2022 hasta diciembre 2028, con ampliación de volúmenes para completar las dos primeras etapas del nuevo gasoducto desde Neuquén hasta el oeste de Buenos Aires, y ampliación de tramos finales.
- Recuperación de demanda energética de segmentos Industrial, Transporte y Comercial tanto en gas como en electricidad, desde fin de 2020 hasta inicios de 2023.
- El congelamiento de tarifas de gas y electricidad dispuesta mediante Decretos de Necesidad y Urgencia de diciembre 2019 se extendió en 2020 y tuvo un ajuste de solo 9% en el primer semestre de 2021. Si bien se implementaron ajustes adicionales inferiores a la evolución de la inflación, solo a fin de 2022 se inició un ajuste mayor para reducir el déficit fiscal y subsidios para cierto segmento de ingresos elevados de los consumidores. En 2022 y 2023 se aprobaron ajustes parciales en márgenes de transporte y distribución de gas y electricidad para permitir mantener la operación.
- La Revisión Tarifaria Integral postergada para 2023, no se realizó. LA nueva Administración se propone iniciarla en el segundo trimestre 2024.

Estructura de demanda y suministro de energía eléctrica

Estructura de la Oferta Eléctrica en la Argentina

El parque de generación eléctrica en la Argentina evolucionó de modo dispar a lo largo de la historia, con diferentes períodos de incremento de la oferta en respuesta a las políticas para satisfacer la demanda de las distintas Administraciones.

CAMMESA reporta la existencia de 43.774 MW nominales instalados y habilitados comercialmente a fin de diciembre 2023 comparados con 42.927 MW en diciembre 2022, con incremento de +2.0% por la adición de 847 MW. Este incremento de potencia supera la reducción de -0.1% del 2022, que fue la primera desde 2006.

Las incorporaciones de 2023 fueron principalmente cierre de ciclos combinados con incorporación de unidades turbo vapor, unidades renovables eólicas y solares. La potencia disponible operativa estimada durante el verano 2023/2024 se sitúa en torno a 29.000 MW-30.000 MW – inferior a la demanda máxima de potencia, aunque con disponibilidad de importaciones, principalmente desde Brasil -, con reserva técnica rotante de 7.2% del orden de 2.050 MW. La ausencia de ajustes de remuneración razonables a unidades sin contratos de potencia firme agudizó el incremento de indisponibilidad de unidades térmicas.

La demanda del 1° de febrero 2024 se registró el nuevo récord de consumo de potencia máxima con 29.653 MW. A las 14:48 hs de ese jueves, con reserva rotante de 7.2% de 2.135 MW e importaciones de 2.264 MW, la indisponibilidad fue elevada, aunque inferior a 2023. Se reportaron 6.417 MW de unidades térmicas indisponibles debido a la política de remuneraciones reducidas para unidades que despachan al mercado spot sin contratos; adicionalmente se reportaron 740 MW hidroeléctricos indisponibles, y 437 MW nucleares en mantenimiento, aunque en menor nivel que en el anterior registro máximo de inicios de 2023. Las importaciones desde países limítrofes permitieron contar con un excedente local disponible de 713 MW, principalmente térmicos.

A diferencia de 2017 y 2018 en que se habían incorporado motores y turbinas a gas (TG) en respuesta a la contratación por Resolución 21/2016, en 2019 el aumento de potencia comenzó a provenir de cierres de ciclos

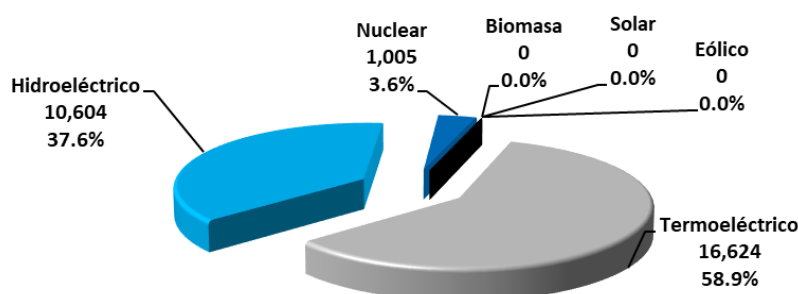
combinados con unidades turbo vapor (TV) bajo Resolución 287/2017, como también ciclos de cogeneración como el de CT Renova.

En 2019 ingresaron TG por 174 MW comparado con 1.232 MW en 2018; en 2020 se redujo el parque TG en 1.112 MW pasando de ciclos abiertos a ciclos combinados bajo Resolución 287/2017. En 2021 continuó este proceso con reducción de 343 MW de TG, y en 2022 se retiraron 128 MW de unidades TG que se enviaron a otros países al finalizar los contratos bajo los cuales estuvieron disponibles; en 2023 se redujo el parque TG en 537 MW principalmente por conversión a ciclo combinado.

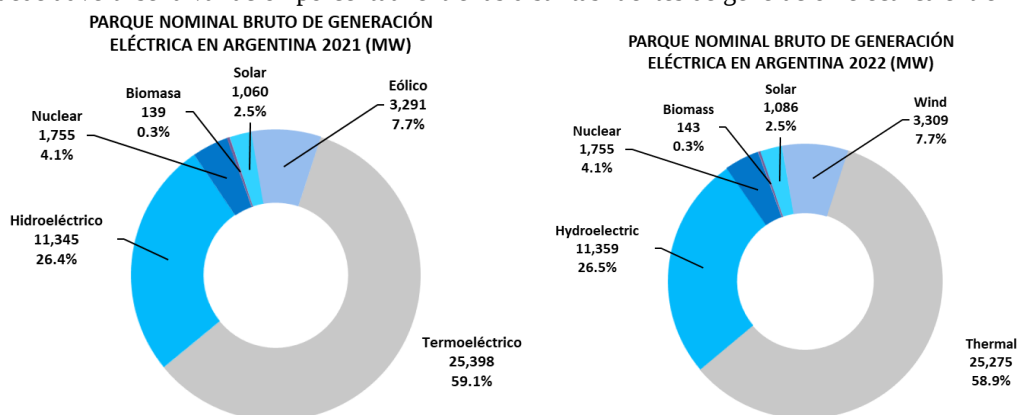
El correlato de lo citado en el párrafo anterior fue que en 2019 se incorporaron 210 MW en cierre de ciclos combinados comparado con 598 MW en 2018, y en 2020 el incremento fue sustancial con 1.875 MW en esta categoría de potencia. En 2021 se incorporaron 383 MW finalizando la mayor parte del proceso iniciado bajo la Resolución 27/2017. En 2022 se produjo un ajuste negativo técnico de 3 MW sin incorporaciones, y en 2023 el incremento fue nuevamente sustancial con 735 MW con el cierre del ciclo Ensenada de Barragán principalmente. No se produjeron cambios en unidades hidroeléctricas, nucleares o grupos Turbo-Vapor en 2021, 2022, y 2023 tras la repotenciación de algunos turbos grupos de centrales hidroeléctricas que habían incorporado 22 MW en 2019 y 22 MW en 2020.

En 2019 se produjo el ingreso sustancial de 1.130 MW nominales de fuentes renovables – principalmente eólicas - comparado con 709 MW en 2018. En 2020, y a pesar de restricciones operativas en la construcción por las disposiciones sanitarias, se incorporaron otros 1.408 MW renovables, principalmente eólicas. En 2021 se incorporaron nuevamente 1.002 MW renovables con mayor participación solar, y 60 MW en 2022. En 2023, la incorporación de fuentes renovables fue nuevamente importante con 685 MW, solares y eólicas.

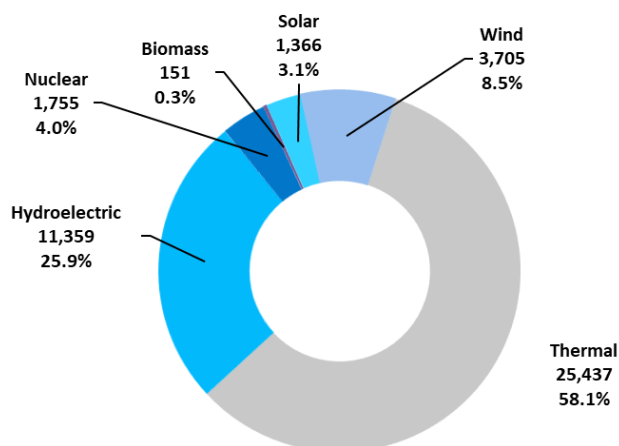
PARQUE NOMINAL BRUTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ARGENTINA 2010 (MW)



Puede advertirse la variación porcentual entre las distintas fuentes de generación eléctrica entre 2010 y 2023.



PARQUE NOMINAL BRUTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ARGENTINA 2023 (MW)



Las restricciones financieras del Estado condicionan el ritmo de incorporación de centrales como hidroeléctricas o nucleares que fueron construidas con fondos públicos, por su elevado monto de inversión y largos plazos de ejecución. Los proyectos de dos centrales hidroeléctricas en construcción por 1.310 MW en Santa Cruz con financiamiento de la República Popular China, los planes sin avance concreto de dos centrales nucleares de gran porte con financiamiento del mismo país, y la central hidroeléctrica binacional en Aña Cuá en el canal de Yacyretá se encuentran suspendidos sin avances por la nueva Administración.

Por su menor costo y tiempo de ejecución, en las últimas décadas prevalecieron los proyectos termoeléctricos, aunque requiriendo suministro de gas natural y combustibles líquidos. La incorporación de generación termoeléctrica encontró restricciones de provisión de combustibles fósiles de producción local entre 2004 y 2017, en particular de gas natural. Por esto, las Administraciones desde 2016 procuran brindar incentivos a la producción y ampliar la capacidad de transporte de gas.

Durante la etapa de iniciativa privada de desregulación del Sector Eléctrico en la década de 1990, los inversores privados concentraron la ampliación de la oferta en generación termoeléctrica. Tras la crisis del régimen regulatorio del Sector Eléctrico en el 2002, las inversiones continuaron con intervención del Estado, también expandiendo la oferta en generación termoeléctrica. El Estado había reanudado en 2004 obras de terminación de la central hidroeléctrica Yacyretá, aunque su operación fuera de condiciones de diseño llevó a daño parcial en sus 20 turbo grupos, en curso de reparación desde entonces. También la central nuclear Atucha II fue completada entre 2002 y 2015, aunque con baja confiabilidad y alta indisponibilidad en su despacho.

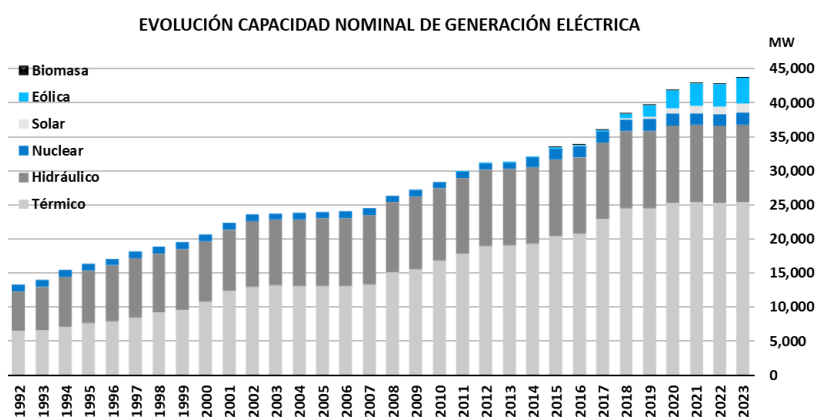
Entre 2016 y 2019 se lanzó la contratación de nueva potencia de origen termoeléctrico y fuentes renovables. La inversión en nueva oferta termoeléctrica se logró mediante contratos de disponibilidad de potencia y remuneración de despacho de energía con 10 y 15 años de extensión con CAMMESA, remunerados en dólares estadounidenses pagados al tipo de cambio oficial. También se incorporaron unidades renovables con contratos de 20 años con CAMMESA, para la adquisición de la energía despachada pagada en dólares estadounidenses pagados al tipo de cambio oficial, para unidades eólicas, solar, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas.

El incremento de la oferta de generación eléctrica desde 1992, se concentra en un 30.7% entre 1992 y 2001 de mercado eléctrico desregulado. No obstante, la parálisis inversora tras la crisis del régimen contractual y regulatorio desde 2002, el desabastecimiento grave de suministro eléctrico de 2007 motorizó proyectos de generación con intervención y financiamiento estatal. Existió una incorporación de potencia de generación relevante en 2002-2015 – en especial desde 2008 - que constituye el 34.9% del total incorporado desde 1992. Entre 2016 y 2023, la potencia incorporada asciende a 10.209 MW con 34.4% del total adicionado desde 1992, por el impulso dado en 2016 y 2017 ya que en 2019 volvió a interrumpirse la corriente inversora en nuevos proyectos. En los tres períodos indicados, la expansión se concentró en generación termoeléctrica. Entre 2016 y 2019 se gestó la incorporación de unidades de fuentes renovables algunos pocos de cuyos proyectos continúan ingresando, con retrasos.

INCREMENTO OFERTA NOMINAL (MW) - DATOS NOMINALES							
PERÍODO	TÉRMICO	HIDROELÉCTRICO	NUCLEAR	BIOMASA	EÓLICA SOLAR	TOTAL PERÍODO	DISTRIBUCIÓN POR REGIMEN REGULATORIO
1992-2023	18,642	5,098	750	151	5,071	29,712	
1992-2001	5,945	3,183	0	0	0	9,128	30.7%
2002-2015	7,703	1,734	725	17	195	10,375	34.9%
2016-2023	4,994	181	25	134	4,876	10,209	34.4%

La oferta hidroeléctrica creció 81.4% desde 1992 por incorporación de Piedra del Águila y Pichi Picún Leufú en Comahue, y terminación de Yacyretá en el Noreste. La oferta termoeléctrica creció 274% desde 1992 con períodos de fuerte aceleración, y el parque nuclear aumentó 74.6%. En 1992 no existían generadores de origen renovable.

Desde febrero 2006 los datos del Sistema Patagónico - en la Tabla siguiente - se reportan en el Sistema Integrado Argentino, detallados en la segunda Tabla. Hasta febrero 2006, las unidades en Patagonia se encontraban desvinculadas del Sistema Argentino de Interconexión Eléctrica.



POTENCIA NOMINAL BRUTA INSTALADA (Datos en MW a Diciembre de cada año)					
DATOS MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA - SISTEMA PATAGÓNICO					
AÑO	TÉRMICO			HIDROELÉCTRICO	TOTAL OFERTA NOMINAL
	TG	CC	SUBTOTAL		
1992	254	0	254	540	794
1993	254	0	254	540	794
1994	254	0	254	540	794
1995	255	0	255	494	749
1996	331	0	331	494	825
1997	322	0	322	494	816
1998	322	0	322	519	841
1999	317	0	317	519	836
2000	258	0	258	519	777
2001	258	68	326	519	845
2002	196	63	259	519	778
2003	196	63	259	519	778
2004	196	63	259	519	778
2005	196	63	259	519	778

POTENCIA NOMINAL BRUTA INSTALADA (Datos en MW a Diciembre de cada año)											
DATOS MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA - SISTEMA INTEGRADO											
AÑO	TÉRMICO					HIDROELÉCTRICO	NUCLEAR	BIOMASA	SOLAR	EÓLICA	TOTAL OFERTA NOMINAL
	TV	TG	DI	CC	SUBTOTAL						
1992	4,857	1,518	82	84	6,541	5,721	1,005				13,267
1993	4,836	1,597	84	84	6,601	6,384	1,005				13,990
1994	4,836	2,128	84	84	7,132	7,309	1,005				15,446
1995	4,867	2,683	4	144	7,698	7,629	1,005				16,332
1996	4,783	2,943	4	144	7,874	8,230	1,005				17,109
1997	4,752	3,143	4	550	8,449	8,748	1,005				18,202
1998	4,548	3,161	4	1,513	9,226	8,668	1,005				18,899
1999	4,515	2,698	4	2,365	9,582	8,925	1,005				19,512
2000	4,515	2,032	4	4,238	10,789	8,925	1,005				20,719
2001	4,515	2,039	4	5,856	12,414	8,925	1,005				22,344
2002	4,521	2,223	4	6,271	13,019	9,586	1,005				23,610
2003	4,521	2,339	4	6,296	13,160	9,628	1,005				23,793
2004	4,526	2,317	4	6,299	13,146	9,699	1,005				23,850
2005	4,496	2,277	4	6,299	13,076	9,939	1,005				24,020
2006	4,463	2,264	4	6,363	13,094	10,009	1,005				24,108
2007	4,573	2,359	26	6,363	13,321	10,226	1,005				24,552
2008	4,438	3,512	267	6,935	15,152	10,233	1,005				26,390
2009	4,438	3,744	398	7,046	15,626	10,604	1,005				27,235
2010	4,438	3,588	607	8,185	16,818	10,604	1,005				28,427
2011	4,445	3,493	1,131	8,725	17,794	11,135	1,005		1	7	29,942
2012	4,451	4,036	1,347	9,191	19,025	11,175	1,005		6	109	31,320
2013	4,451	4,061	1,388	9,191	19,091	11,176	1,010		8	162	31,447
2014	4,451	4,309	1,415	9,191	19,366	11,178	1,525		8	187	32,264
2015	4,451	4,981	1,784	9,227	20,443	11,178	1,730	17	8	187	33,564
2016	4,451	5,251	1,834	9,227	20,764	11,240	1,755	17	8	187	33,971
2017	4,451	6,006	2,003	10,436	22,896	11,243	1,755	22	8	227	36,150
2018	4,451	7,237	1,808	11,034	24,531	11,288	1,755	23	191	750	38,538
2019	4,251	7,411	1,653	11,245	24,560	11,310	1,755	46	439	1,609	39,719
2020	4,251	6,298	1,693	13,120	25,362	11,344	1,755	108	759	2,623	41,951
2021	4,251	5,956	1,688	13,503	25,398	11,345	1,755	139	1,060	3,291	42,988
2022	4,251	5,828	1,696	13,500	25,275	11,359	1,755	143	1,086	3,309	42,927
2023	4,251	5,291	1,660	14,235	25,437	11,359	1,755	151	1,366	3,705	43,773

La Potencia Instalada Nominal se concentra en generación termoeléctrica, aunque su indisponibilidad es elevada en relación a otras fuentes de generación, a excepción de la nuclear que evidencia indisponibilidad recurrente por mantenimientos programados y también imprevistos. Una cantidad no menor de unidades termoeléctricas muestra indisponibilidad recurrente y no se encuentra en condiciones confiables de despacho, incluyendo el período de invierno en que las restricciones de combustibles reducen la potencia efectiva disponible. Puede verse la potencia instalada a diciembre 2022 y su evolución respecto a 2021 en las dos Tablas siguientes:

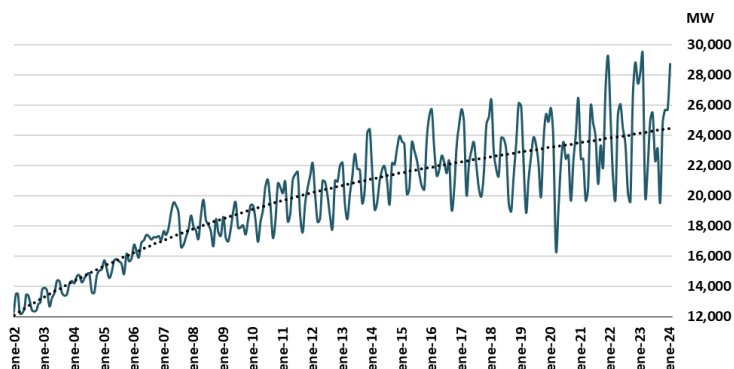
CAPACIDAD NOMINAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (MW) - DICIEMBRE 2022												
REGION	TV	TG	CC	DI	TÉRMICO	NUCLEAR	HIDROELÉCTRICO	SOLAR	EÓLICA	BIOGAS/BIOMASA	TOTAL	%
CUYO	120	114	384	40	658	0	1,154	312			2,124	4.9%
COMAHUE	0	501	1,490	96	2,087	0	4,769		253	2	7,111	16.6%
NOA	261	725	1,945	349	3,280	0	218	703	158	5	4,364	10.2%
CENTRO		626	789	51	1,466	648	919	71	128	21	3,253	7.6%
GBA-LIT-BAS	3,870	3,565	8,591	833	16,859	1,107	945		1,195	45	20,151	46.9%
NEA	0	12	0	328	340	0	2,745			71	3,156	7.4%
PATAGONIA	0	286	301	0	587	0	607		1,575		2,769	6.5%
MÓVIL											0	0.0%
TOTAL	4,251	5,829	13,500	1,697	25,277	1,755	11,357	1,086	3,309	144	42,928	100.0%
% TERMICOS	16.8%	23.1%	53.4%	6.7%	100.0%							
% TOTAL					58.9%	4.1%	26.5%	2.5%	7.7%	0.3%	100.0%	

CAPACIDAD NOMINAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (MW) - DICIEMBRE 2023												
REGION	TV	TG	CC	DI	TÉRMICO	NUCLEAR	HIDROELÉCTRICO	SOLAR	EÓLICA	BIOGAS/BIOMASA	TOTAL	%
CUYO	120	114	384	40	658	0	1,154	512			2,324	5.4%
COMAHUE	0	501	1,490	64	2,055	0	4,769		253	2	7,079	16.5%
NOA	261	699	1,945	343	3,248	0	220	736	194	5	4,403	10.3%
CENTRO		626	721	53	1,400	648	919	118	240	21	3,346	7.8%
GBA-LIT-BAS	3,870	3,053	9,395	804	17,122	1,107	945		1,443	53	20,670	48.2%
NEA	0	12	0	328	340	0	2,745			71	3,156	7.4%
PATAGONIA	0	286	301	0	587	0	607		1,575		2,769	6.5%
MÓVIL											0	0.0%
TOTAL	4,251	5,291	14,236	1,632	25,410	1,755	11,359	1,366	3,705	152	43,747	101.9%
% TERMICOS	16.8%	20.9%	56.3%	6.5%	100.5%							
% TOTAL					58.1%	4.0%	26.0%	3.1%	8.5%	0.3%	100.0%	

El récord de demanda de potencia eléctrica para un Día Hábil fue superado en sucesivas oportunidades desde diciembre 2021, en el transcurso de olas de calor principalmente en la región central del país de mayor demanda. El registro máximo de 2022 se produjo el viernes 14 de enero de 2022 con incremento de 6.7% (4.108 MW de aumento) respecto al del 25 de enero de 2021, con 28.231 MW y restricciones forzadas de difícil estimación. El martes 6 de diciembre de 2022 se superó nuevamente este registro con 28.283 MW y cortes a la demanda. El sábado 11 de marzo de 2023 de muy alta temperatura y muy inusual para ese mes, se superó el récord de consumo de potencia para un sábado con 26.719 MW y un aumento de 1.8% (484 MW de aumento) respecto al registro previo; desde 2021 se superan los máximos con incrementos sustanciales. Este valor no fue superado hasta la fecha.

En cuanto a los registros máximos de consumo de energía diaria también se verifican en verano. El viernes 14 de enero de 2022 se llegó al récord de consumo de energía para un día hábil con 575.9 MWh, 5.8% mayor al de enero de 2019. Las olas de calor sucesivas de fin de 2022 e inicios de 2023 llevaron a 590.7 GWh/d el 13 de marzo de 2023, superado el 1° de febrero 2024 con 597.7 GWh/d.

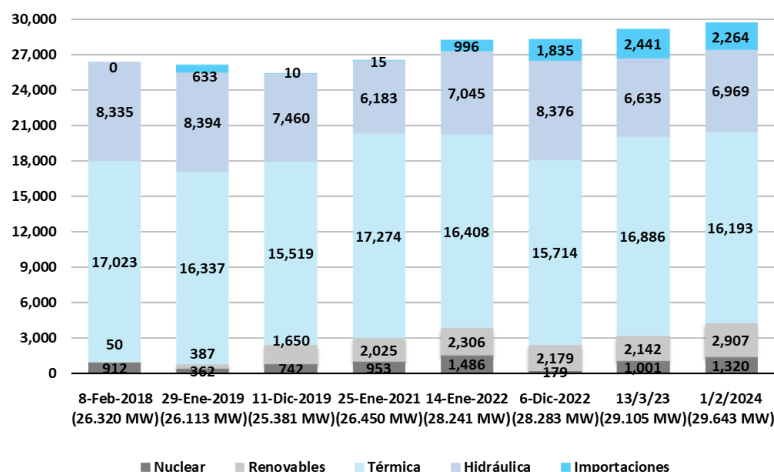
DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA (ESTIMACIÓN CON CORTES)



EVOLUCIÓN RECIENTE DE RECORDS DE CONSUMO ELÉCTRICO EFECTIVO						
DÍA	RECORDS ANTERIORES		RECORDS ACTUALES		VARIACION	MW
	POTENCIA (MW)					
Sábado	11-feb-23	26,746	11-mar-23	27,203	1.7%	457
Domingo	11-dic-22	23,724	12-feb-23	25,739	8.5%	2,015
Día Hábil	13-mar-23	29,105	1-feb-24	29,653	1.9%	548
DÍA	ENERGÍA (GWh/d)				VARIACION	GWh
Sábado	15-ene-22	559.0	11-mar-23	559.8	0.1%	0.8
Domingo	16-ene-22	543.6	12-feb-23	543.6	0.0%	0.0
Día Hábil	13-mar-23	590.7	1-feb-24	597.7	1.2%	7.0

En febrero de 2024 se alcanzó un nuevo registro máximo de potencia eléctrica, con 713 MW de excedentes de capacidad de generación, con indisponibilidad que presentó 6.417 MW térmicos más 740 MW hidroeléctricos y 437 MW nucleares. A pesar de esta indisponibilidad, el aporte termoeléctrico fue 16.193 MW sin superar el despacho récord del parque termoeléctrico de 17.274 MW del 25 de enero de 2021.

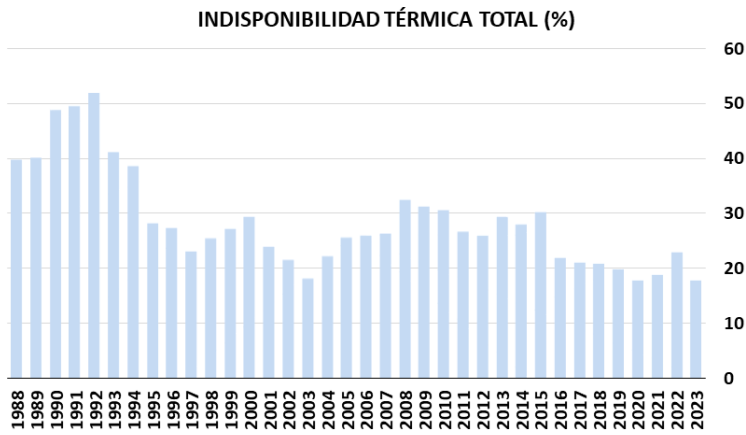
ABASTECIMIENTO DEL MÁXIMO DE POTENCIA ELÉCTRICA (MW)



La escasez de reserva de generación eléctrica hasta 2016 tanto en días de invierno como de verano, se resolvió con la incorporación de una cantidad importante de nuevas unidades de potencia. Durante los días fríos de los inviernos 2019 y 2020 se comprobó que la incorporación de nueva potencia eléctrica mejoró con amplia capacidad disponible, solo limitada por disponibilidad de combustibles. El respaldo de potencia se revirtió desde 2020 hasta la fecha debido a que la insuficiente remuneración a la potencia y energía que despacha al mercado spot junto con la finalización de contratos de potencia con CAMMESA que no se renovaron, incrementó la indisponibilidad de estas unidades.

La indisponibilidad termoeléctrica había mejorado hasta 2018-2019, pero desde 2021 se deteriora en generadores con unidades que no cuentan con una proporción importante de contratos de venta de potencia con CAMMESA. Estas unidades no tuvieron fondos para inversiones en mantenimiento necesarias, que habían recibido hasta 2018/2019. Un ajuste de estas remuneraciones a fin de 2022 y durante 2023 e inicios de 2024 - que se detallará más adelante -, no aparece como suficiente hacia el futuro, ya que no alcanzan a reflejar el incremento de costos, que mayormente siguen la evolución del dólar estadounidense y los impuestos vinculados.

Desde los últimos meses de 2021 hasta 2022, CAMMESA reportó en sus Informes Mensuales la disminución de disponibilidad del parque térmico, con una mejora en algunas unidades en 2023 con incorporación de unidades nuevas, que permitió mitigar la indisponibilidad de unidades más antiguas, como se refleja a continuación:



El incremento de potencia disponible había mejorado hasta 2019-2021 con el ingreso de centrales nuevas. En 2021 se incorporó de la unidad de cogeneración de Terminal 6 en que participa Central Puerto S.A., y la operación estable de la cogeneración de Renova en la que participa el Grupo Albanesi. En 2022 no hubo incorporaciones relevantes, con retraso de algunos meses en el ciclo combinado de Ensenada de Barragán de Pampa Energía-YPF.

Entre las incorporaciones térmicas de 2023, se cita el cierre de ciclo combinado Ensenada de Barragán que comenzó su operación comercial en febrero 2023 adicionando 279 MW netos, y una unidad TG en CT Ezeiza de Generación Mediterránea del Grupo Albanesi en diciembre en anticipación de su cierre de ciclo combinado en 2024. El cierre de ciclo combinado en la CT Brigadier López de Central Puerto extiende su demora a 2024.

Las empresas del Grupo Albanesi participaron de modo relevante en varias centrales adjudicadas desde 2016 a pesar de la finalización de contratos de potencia previos, en general en plazos convenidos con nuevas unidades ingresadas. Tras el ingreso de la central de cogeneración Renova con 172 MW en 2021 (Central Térmica Cogeneración Timbúes) se destaca la reanudación de los ingresos en la CT Ezeiza. Previamente, el Grupo Albanesi había sido partícipe activo en la incorporación de unidades TG desde inicios de los 2000 con un rol destacado para sustentar el crecimiento de la oferta de potencia. En la licitación pública internacional convocada por Resolución SEE 21/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía y Minería, el Grupo Albanesi resultó adjudicatario de 420 MW. Las centrales adjudicadas bajo dicha Resolución 21 se encuentran enteramente completadas. El Grupo Albanesi participó activamente con las siguientes centrales:

- La Central Térmica Ezeiza de Generación Mediterránea S.A. fue habilitada comercialmente en septiembre 2017, con dos turbinas Siemens SGT800 de 50 MW cada una, y una tercera turbina de 50 MW incorporada en 2018. Como se indicó, en diciembre 2023 se habilitó comercialmente la cuarta TG con 52 MW.
- La Central Térmica Independencia de Generación Mediterránea S.A. obtuvo la habilitación comercial de una turbina Siemens SGT800 de 50 MW adicional en agosto 2017, y la segunda turbina adicional de similar potencia en 2018. Ambas unidades se encuentran habilitadas con 60 MW cada una.
- La Central Térmica Riojana de Generación Mediterránea S.A. obtuvo la habilitación comercial de una nueva turbina Siemens SGT800 de 50 MW en mayo 2017, adicional a tres unidades previas de 12-13 MW preexistentes.
- La Central Térmica Modesto Maranzana de Generación Mediterránea S.A. incorporó 100 MW de potencia nominal en julio 2017, que se agregaron a 250 MW preexistentes.
- En la Central Térmica Roca se implementó el cierre a ciclo combinado incorporando una unidad turbo vapor de 60 MW en 2018 a la turbina a gas de 130 MW preexistente.

Adicionalmente, diferentes empresas del Grupo Albanesi fueron adjudicadas con otros contratos con CAMMESA para expandir su potencia. En el marco de la licitación pública internacional para cierre de ciclo combinado y cogeneración eléctrica convocada por Resolución SEE 287-E/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía y Minería, el Grupo Albanesi resultó adjudicado con 3 proyectos para instalar 351 MW de nueva capacidad, junto a otras unidades de diferentes empresas. Albanesi logró la operación plena de la denominada cogeneración Renova en Santa Fe como se citó previamente, a pesar de la interrupción de financiamiento al país desde la crisis de 2018/2019. El grupo Albanesi participó en el proceso de incorporación de capacidad de generación bajo Resolución SEE 287-E/2017, con las siguientes centrales:

- El proyecto de cogeneración de la Central Térmica Cogeneración Timbúes de 172 MW en la provincia de Santa Fe, en asociación con Renova – productor de aceite y crushing de soja - que se encuentra en operación desde 2019 y a plena capacidad completa desde 2021, con alto factor de disponibilidad y despacho.
- Cierre de Ciclo por 125 MW adicionales con unidades turbo vapor en la CT Modesto Maranzana, en Córdoba. Este proyecto se encuentra en desarrollo avanzado para incorporación a mediados de 2024.

- Cierre de Ciclo por 150 MW en unidades turbo vapor en la CT Ezeiza en Buenos Aires, en proceso de finalización inminente a inicios de 2024. En esta central se adicionó una TG de 50 MW en diciembre 2023 y se encuentra próximo a inicios de ensayos la TV de 100 MW. Adicionalmente el Grupo Albanesi desarrolla un proyecto de cogeneración de 108 MW en arroyo Seco, en la provincia de Santa Fe.

Infraestructura Eléctrica

Existen tres grandes centros de oferta de generación eléctrica en la Argentina:

- Ciudad de Buenos Aires-Gran Buenos Aires-Litoral (en Litoral incluimos Salto Grande)
- Comahue
- Noreste

Otros centros de generación relevantes son el Noroeste, y crecientemente el sur de la provincia de Buenos Aires. Históricamente, la oferta y la demanda eléctrica estaban vinculados por un sistema radial hacia Buenos Aires, con riesgos de inestabilidad en diversas regiones de reciente crecimiento de demanda con generación local insuficiente, como Cuyo, Noroeste en Salta, Centro y Gran Buenos Aires. Durante la Administración del 2002 al 2015 se realizaron grandes inversiones en una expansión del sistema de transmisión eléctrico en 500 kV con tendido periférico de líneas de extra alta tensión en 550 kV:

- NOA-NEA
- Nueva línea Litoral-Buenos Aires
- Comahue-Cuyo
- Patagonia Sur

En la Administración del 2015 al 2019 no se realizaron nuevas líneas de transmisión eléctrica de extra alta tensión, ni tampoco en la Administración 2020-2023 debido a la restricción financiera del país y la incertidumbre regulatoria. La inversión se concentró en subestaciones eléctricas y líneas de transmisión de menor tensión, para reforzar abastecimiento a ciertas regiones del país como el Noreste, Noroeste, y la provincia de Buenos Aires, o para dar acceso a ciertos proyectos eólicos y solares que saturaron la capacidad libre de acceso a la transmisión eléctrica.

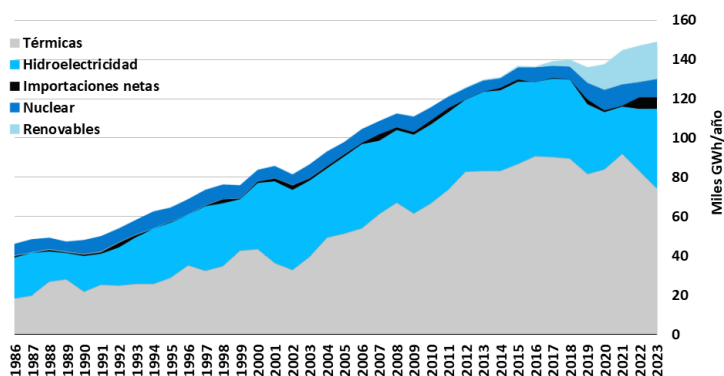
A pesar de anuncios tras un inédito black out total el 16 de junio de 2019 que afectó a todo el país y países vecinos, la Administración que asumió en diciembre 2019 no logró concretar la construcción de nuevas líneas de transmisión que se intentaron licitar en 2019, ni un anuncio de una gran nueva subestación en el acceso al Gran Buenos Aires con empresas de China, tras los cortes de suministro en CABA-GBA en enero 2022.

La nueva Administración indicó que las nuevas inversiones en transmisión eléctrica no serán realizadas por el Estado Nacional sino por inversores privados mediante esquemas de iniciativas privadas, cuya reglamentación y seguridad regulatoria deberá ser aun establecida y detallada.

Es necesario construir líneas que alivien la congestión que sitúa al límite a las líneas existentes en el eje Centro-Litoral-GBA, y líneas más cortas en Buenos Aires y Santa Fe. Asimismo, si la Administración decidiera que el sistema debe continuar incorporando nuevas unidades de origen renovable, será imprescindible ampliar o construir nuevas líneas de transmisión desde la Patagonia, o desde el sur de Buenos Aires, o desde Cuyo y Noroeste, ya que la capacidad actual es insuficiente para absorber esa nueva oferta. Algunas unidades de generación renovable no pueden despachar simultáneamente con unidades termoeléctricas por insuficiente capacidad de transmisión en líneas del Noroeste o Patagonia.

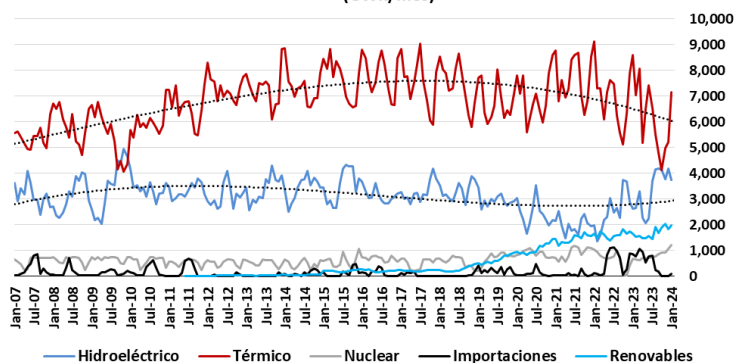
La Demanda Bruta de Electricidad para mercado interno y externo – incluyendo las pérdidas en el sistema de transmisión y distribución y el consumo propio en unidades de generación rotante –, se sustentó en el suministro termoeléctrico en las últimas décadas, acompañado con un leve incremento de la oferta hidroeléctrica por la incorporación de la etapa final de la CH Yacretá desde el 2006. Desde 2017 se incorpora la generación renovable, con relevancia creciente.

EVOLUCIÓN SUMINISTRO HISTÓRICO ELÉCTRICO BRUTO

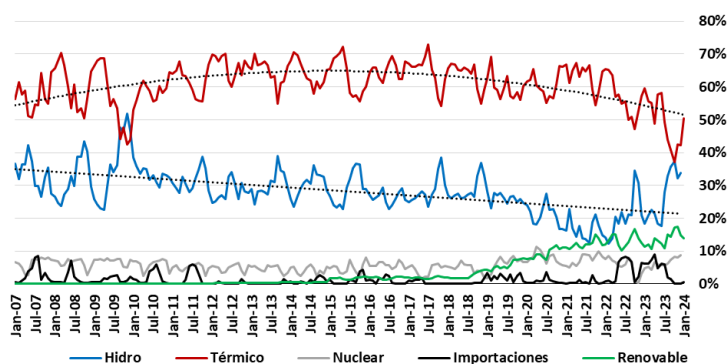


La oferta hidroeléctrica varía considerablemente entre los diferentes meses del año, y entre diferentes años influida por períodos de sequía: 2021 fue el año de menor aporte hidroeléctrico desde 1993 extendiendo la reducción de oferta hasta el invierno 2022, en que parece haberse modificado el patrón de bajos aportes. Asimismo, varía entre años debido a la mayor o menor oferta de lluvias en el Noreste, o de lluvias y nieve en el Comahue, Cuyo, y Noroeste en menor medida

SUMINISTRO BRUTO DE ELECTRICIDAD (GWh/mes)

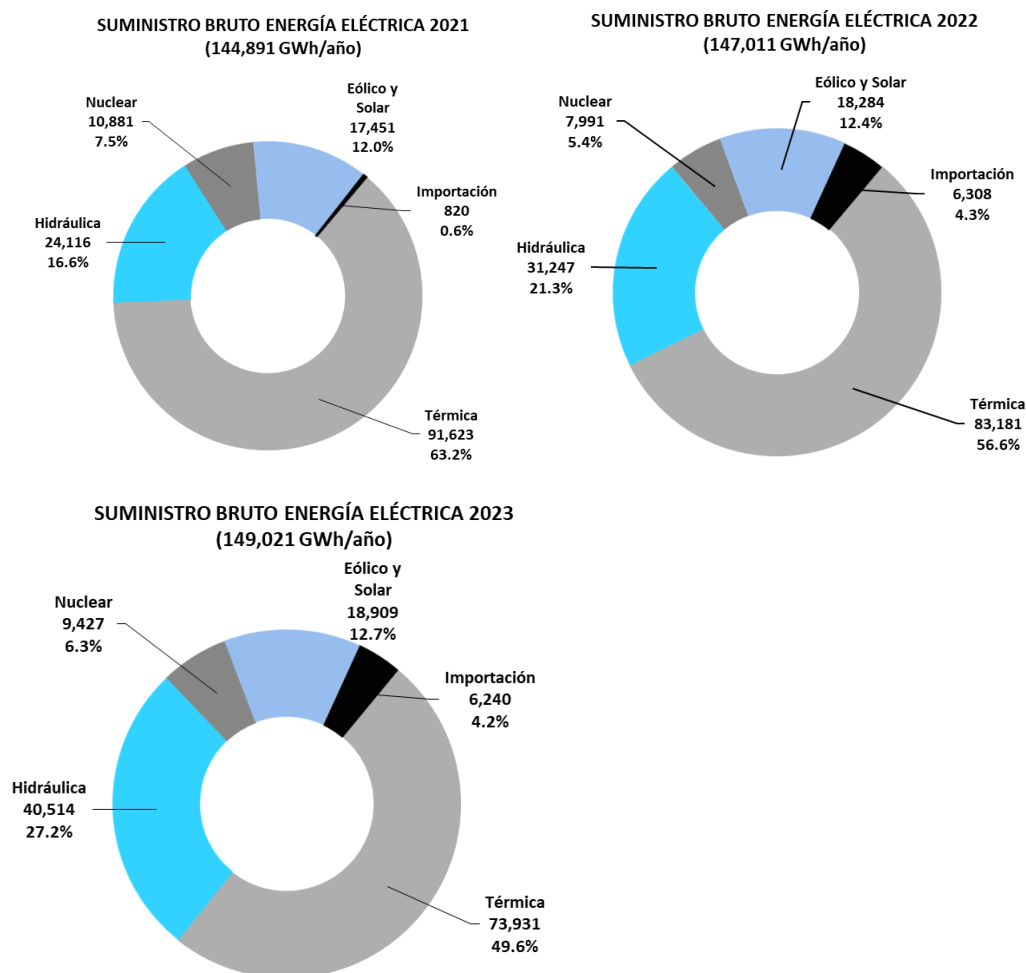


SUMINISTRO BRUTO DE ELECTRICIDAD



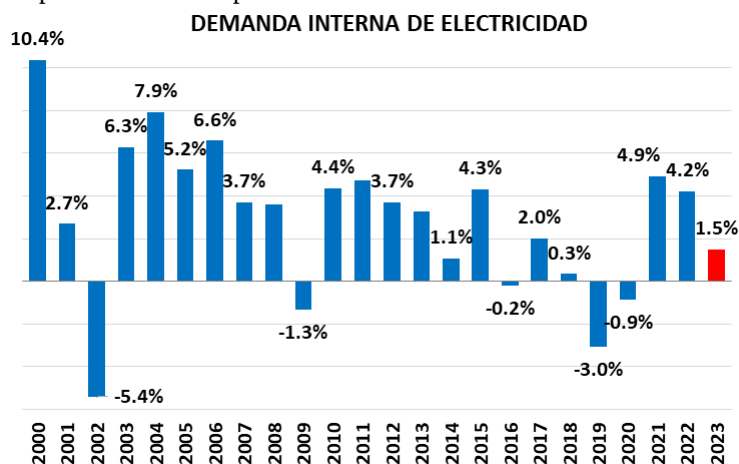
La participación del sector hidroeléctrico desde el invierno 2009 hasta inicios de 2010 – hasta 50% -, marcó el máximo para esta fuente, inusual en la Argentina. Esto naturalmente redujo la importación de combustibles para generación térmica. Aquella situación excepcional de oferta hidroeléctrica no se repitió, y por el contrario se verificaron años con sequías pronunciadas que encarecieron el suministro eléctrico.

2017 y 2018 contaron con buen aporte hidroeléctrico, reduciéndose desde 2019 con -11.5%, y -17.7% adicional en 2020. La sequía simultánea en Comahue, Noreste, y Cuyo en 2021 produjo una reducción de -17.1% en 2021 (-39.6% respecto a 2018). La sequía extendida hasta mitad de 2022 tuvo una mejora en los últimos meses con recuperación interanual +29.6% en 2022. En 2023 la mejora hidroeléctrica se consolidó con otro incremento de +29.6% sobre el muy buen 2022.



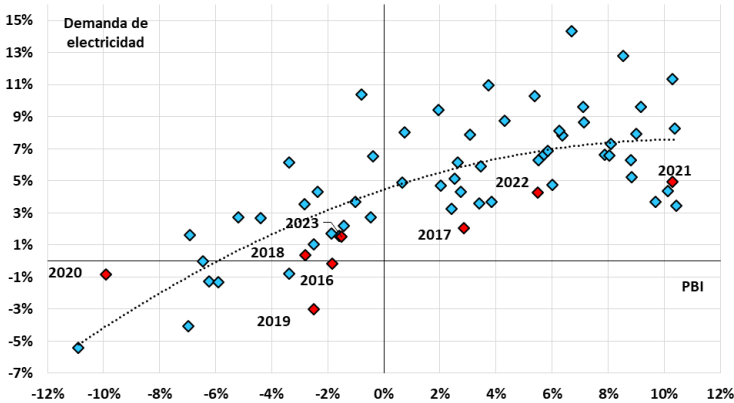
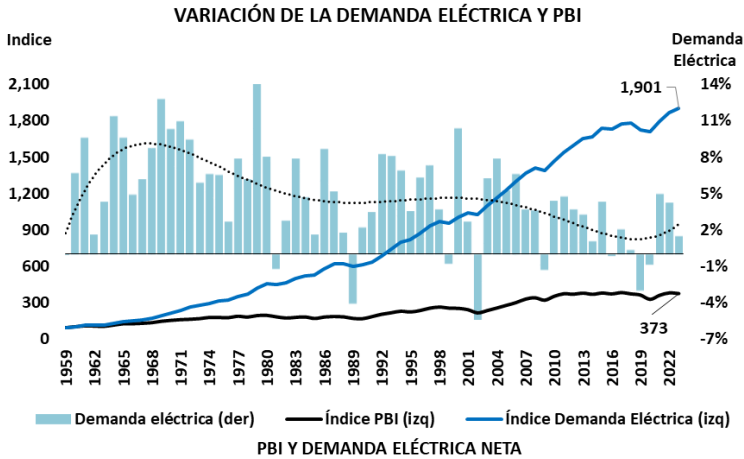
La demanda de energía eléctrica mostró entre 2016 y 2020 un desaceleramiento de la tendencia de crecimiento, por incrementos tarifarios y bajo crecimiento económico. La tendencia se profundizó en 2019 con temperaturas invernales moderadas y crisis económica. Durante 2020, la contribución de exportaciones a Brasil en los últimos meses llevó a un repunte de 1.2% respecto a 2019, con la demanda del mercado interno reducida por efectos del aislamiento sanitario.

La demanda interna bruta de electricidad se redujo -3.0% en 2019, y -0.9% en 2020, con fuerte recuperación de +4.9% en 2021 y un sólido +4.2% en 2022. La reactivación económica desde 2021 llevó a una expansión de la demanda interna importante que se extendió hasta inicios de 2023. En 2023, el desaceleramiento económico y temperaturas más templadas llevaron a una reducción de la tasa interanual a +1.5%.



La tendencia de largo plazo muestra morigeración de la demanda de electricidad en períodos de caída de la economía como 2016, 2018, 2019 o 2020, con influencia de los ajustes tarifarios que se implementaron hasta febrero 2019 para mejorar parcialmente la cobertura del costo de abastecimiento eléctrico. En 2020 el efecto de las medidas para controlar la pandemia COVID 19 produjo una reducción de demanda en segmentos industrial

y comercial. Probablemente el inicio de 2024 muestre reducción importante en la demanda eléctrica, por menor actividad económica, ajustes tarifarios, y menores temperaturas en marzo respecto al extraordinario marzo 2023. La correlación entre evolución del PBI y demanda eléctrica muestra dispersión, aunque puede concluirse que ante reducción fuerte del PBI la demanda eléctrica se reduce relativamente poco. Igualmente debe considerarse que, en un entorno de crecimiento económico bajo, la demanda eléctrica crece a tasas mayores al PBI.

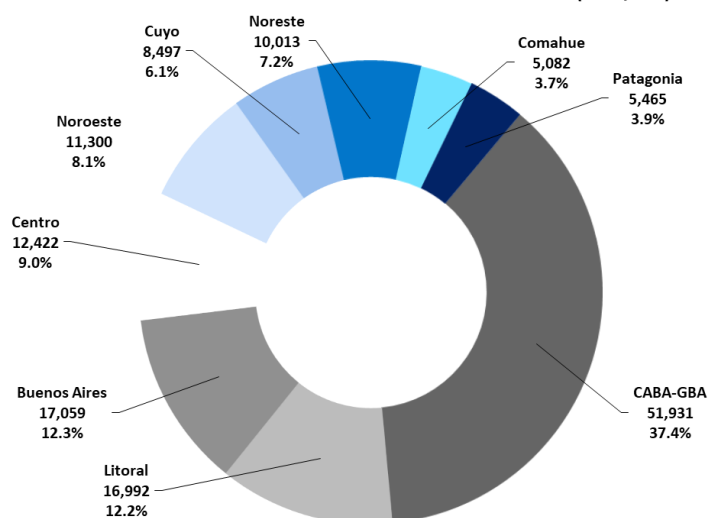


CAMMESA divide a la Argentina en Regiones que presentan características similares desde el punto de vista de la demanda, de características socio-económicas, y de integración de cada subsistema eléctrico. La demanda se localiza concentrada en el área CABA-Gran Buenos Aires-Litoral, que representó 62.2% de la demanda eléctrica total del país en 2021 y 62.0% en 2022 al reabrirse actividades principalmente en el Gran Buenos Aires en 2021 y 2022.

Nuestra estimación para 2023 muestra variaciones menores con un estimado de 61.8% en la región central del país, con alto crecimiento en regiones como Noroeste, y Noreste superiores al resto de las regiones. Los cambios de la presente estructura no serán materiales en el futuro, por lo que las inversiones de abastecimiento eléctrico se concentrarán en las regiones GBA-CABA-Litoral.

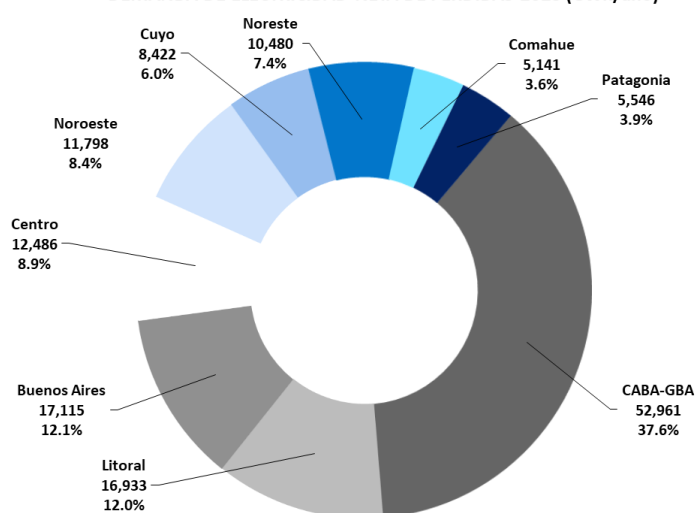
DEMANDA ENERGÍA POR REGIÓN NETA DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN - 2022							
REGIÓN	GWh/año	DISTRIBUCIÓN		VARIACIÓN 2022/2021		VARIACIÓN 2022/2020	
CABA-GBA	51,931	37.4%	37.4%	1,280	2.5%	3,545	7.3%
Litoral	16,992	12.2%	49.7%	530	3.2%	1,647	10.7%
Buenos Aires	17,059	12.3%	62.0%	879	5.4%	2,585	17.9%
Centro	12,422	9.0%	70.9%	830	7.2%	1,336	12.0%
Noroeste	11,300	8.1%	79.1%	604	5.6%	867	8.3%
Cuyo	8,497	6.1%	85.2%	500	6.3%	549	6.9%
Noreste	10,013	7.2%	92.4%	173	1.8%	408	4.2%
Comahue	5,082	3.7%	96.1%	163	3.3%	265	5.5%
Patagonia	5,465	3.9%	100.0%	-78	-1.4%	253	4.8%
TOTAL	138,761	100.0%	100.0%	4,881	3.6%	11,454	9.0%

DEMANDA DE ELECTRICIDAD NETA DE PÉRDIDAS 2022 (GWh/año)

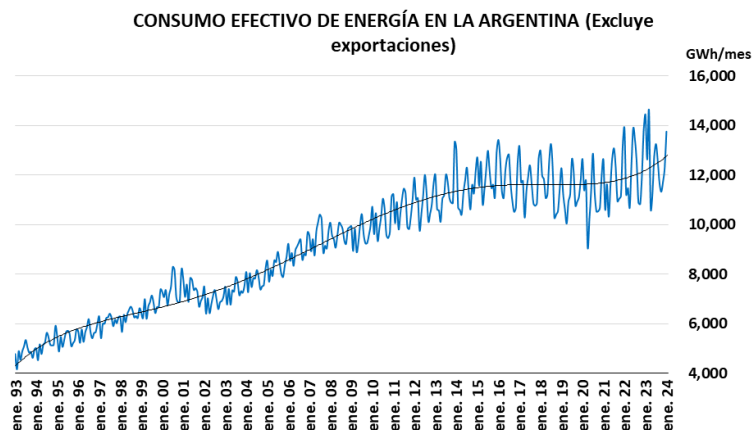


DEMANDA ENERGÍA POR REGIÓN NETA DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN - 2023							
REGIÓN	GWh/año	DISTRIBUCIÓN		VARIACIÓN 2023/2022		VARIACIÓN 2023/2021	
CABA-GBA	52,961	37.6%	37.6%	1,030	2.0%	2,310	4.6%
Litoral	16,933	12.0%	49.6%	-59	-0.3%	471	2.9%
Buenos Aires	17,115	12.1%	61.8%	56	0.3%	935	5.8%
Centro	12,486	8.9%	70.6%	64	0.5%	894	7.7%
Noroeste	11,798	8.4%	79.0%	498	4.4%	1,102	10.3%
Cuyo	8,422	6.0%	85.0%	-75	-0.9%	425	5.3%
Noreste	10,480	7.4%	92.4%	467	4.7%	640	6.5%
Comahue	5,141	3.6%	96.1%	59	1.2%	222	4.5%
Patagonia	5,546	3.9%	100.0%	81	1.5%	3	0.1%
TOTAL	140,882	100.0%	100.0%	2,121	1.5%	7,002	5.2%

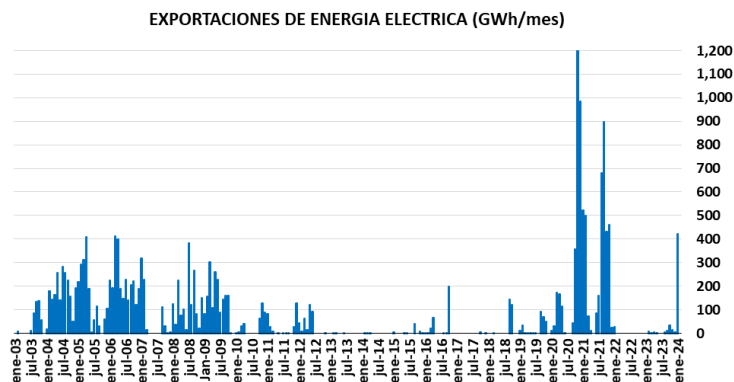
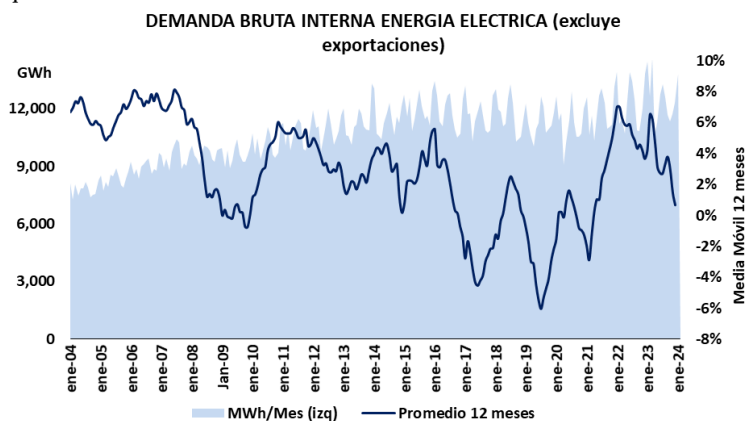
DEMANDA DE ELECTRICIDAD NETA DE PÉRDIDAS 2023 (GWh/año)



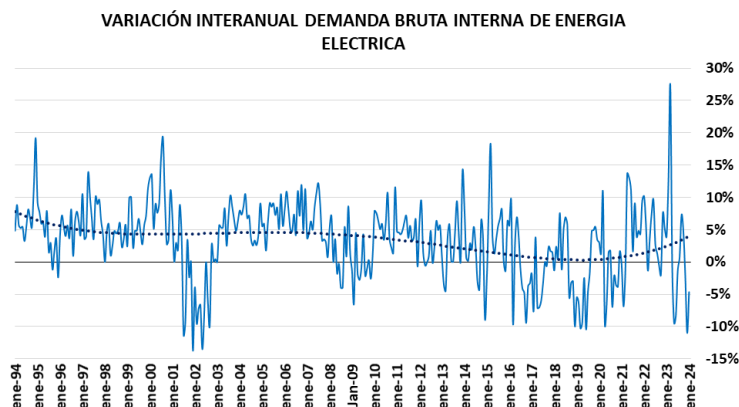
En 2020, la se redujo la demanda bruta interna -1.0% pese al congelamiento tarifario, debido a las restricciones y aislamiento. La caída económica de -9.9% impactó en el ritmo de incremento de demanda. En 2021, se produjo una fuerte reversión de la demanda bruta interna con +4.9% con congelamiento tarifario y reactivación económica. En 2022 se extendió el crecimiento de la demanda eléctrica en el mercado interno con +4.2%, con cierta disminución de las tasas en los últimos meses del año. La incidencia de alta temperatura en febrero y marzo 2023 pero moderadas en el invierno 2023, sumado al deterioro de la actividad económica a fin de 2023 llevó la tasa de crecimiento de demanda bruta a una disminución interanual de +1.5% en 2023.

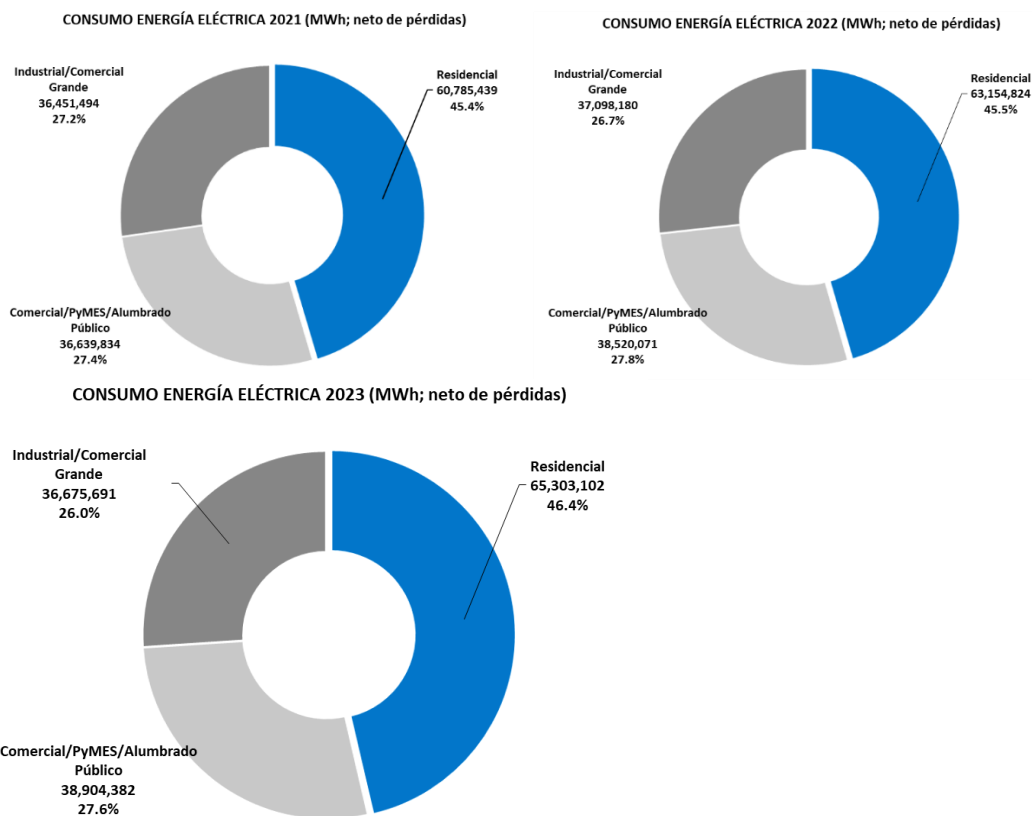


La evolución de la demanda de energía se advierte en la variación del promedio móvil de doce meses, que muestra la inercia del proceso hasta mitad de 2019, incipiente recuperación posterior, renovada caída por efecto del aislamiento social de 2020 hasta inicios de 2021, y fuerte recuperación hasta inicios de 2023. Consideramos que el crecimiento visto se revertirá en el inicio de 2024 al menos hasta el invierno.



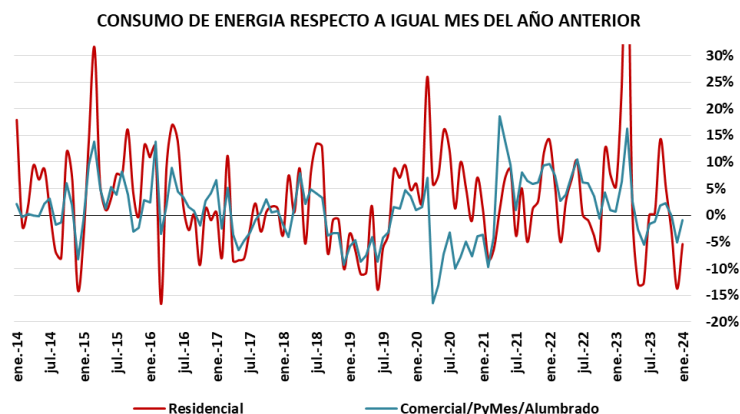
El aislamiento de 2020 llevó a reducciones interanuales inusuales de dos dígitos, y no debidas a la influencia de temperaturas de invierno o de verano. La reversión desde mitad de 2021 se advierte con nuevos registros interanuales de más de 10% y hasta 15% en el invierno 2021. Por el contrario, en 2023 se revierten estas tasas de crecimiento y se muestran registros negativos.



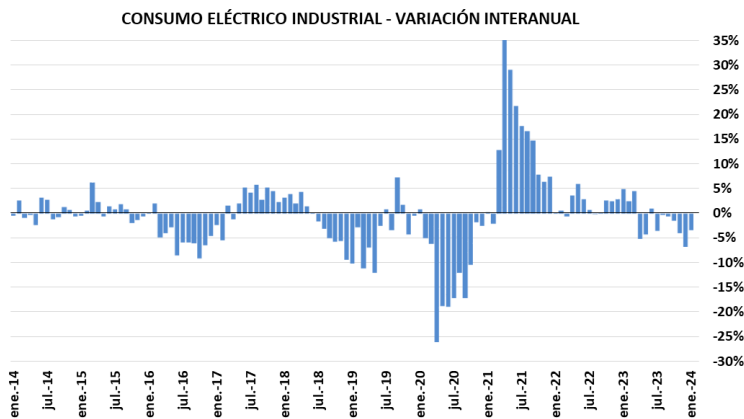


En 2019 se produjo una reducción de -2.9% en la demanda anual de energía eléctrica. El segmento de demanda eléctrica Residencial se contrajo -2.6% en 2019, tras expansión de +2.0% en 2018, influido por las temperaturas de invierno y de verano. En 2020 se registró un fuerte aumento de 8.1% por el congelamiento tarifario y el aislamiento social, con más personas en sus domicilios. En 2021, el consumo eléctrico del segmento Residencial aumentó +1.3% a pesar de menor número de personas en sus domicilios, impulsado por reactivación económica y congelamiento tarifario. En 2022 el consumo Residencial aumentó +3.9% con congelamiento tarifario y meses de alta temperatura al inicio del año, y frío en mayo y junio. En 2023 la demanda Residencial aumentó +3.4% impulsada por los extraordinarios incrementos interanuales bajo las olas de calor de febrero y marzo 2023.

En 2019 la tendencia de demanda eléctrica del segmento Comercial y PyMEs se acentuó a -3.2%, con una recesión económica fuerte en este sector. En 2020 se registró una fuerte contracción de -5.3% por la grave crisis económica y aislamiento, con reversión parcial de +4.5% en 2021 y mayor aun en +5.1% en 2022. La desaceleración económica llevó el registro de 2023 a un incremento anual de solo +1.0%.



En 2019 la tendencia recesiva se acentuó, con contracción anual de -3.8%. En 2020 se registró una fuerte contracción de -11.3% por la crisis económica, con recuperación desde fin de año al comparar con malos meses de 2019. En 2021 la reversión fue muy importante con +13.2% situando el consumo de este segmento por sobre el fin de 2019. En 2022 la recuperación continuó con dinamismo, acumulando una expansión anual de +1.8%. La fuerte contracción de actividad de fin de año llevó el registro de 2023 a -1.1%.



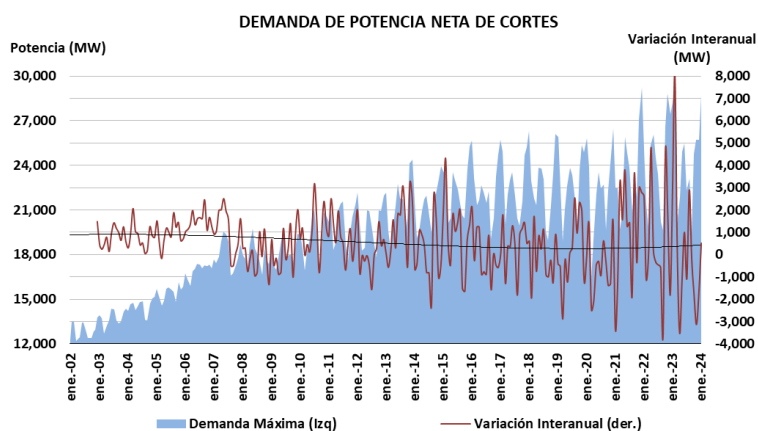
El crecimiento de la demanda de energía desde los años 2000, incrementó la necesidad de abastecimiento de combustibles para el despacho del parque generador termoeléctrico. A su vez, la demanda puntual horaria de potencia incidió sobre el parque de generación disponible para atender la demanda máxima en horas de la noche de invierno, o especialmente de la tarde en días de verano. A fin de minimizar los riesgos de cortes intempestivos al segmento residencial y comercial, se recurrió entre 2007 y 2014 a restricciones consensuadas al consumo de grandes industrias, como por ejemplo en los inviernos 2010 y 2011 – sin llegar a los niveles extraordinarios del invierno 2007 -, que no fueron necesarios en 2012. En 2013, nuevamente se requirieron reducciones de demanda eléctrica industrial en diciembre para atender la demanda residencial y comercial, al igual que en enero 2014. Ni en días de verano ni de invierno 2015 fueron necesarias restricciones, aunque se produjeron interrupciones forzadas de suministro por inconvenientes en distribución eléctrica.

En febrero 2016, la elevada demanda eléctrica residencial y comercial por temperaturas elevadas, originó cortes programados e intempestivos en la distribución eléctrica, que CAMMESA estimó en 1.000 MW. En el 2017 la demanda se moderó y fue menor a la disponibilidad del sistema de generación, por mayor oferta disponible y temperaturas moderadas. En 2018 se superó el récord de demanda de potencia en febrero, atendido sin contratiempos con disponibilidad local y sin necesidad de importaciones.

En el inicio de 2019, las temperaturas elevadas impulsaron la demanda de potencia, atendida con reservas suficientes. En 2020, el excedente de generación disponible permitió atender un nuevo récord de demanda de potencia sin problemas, con excedentes importantes y mínimas interrupciones forzadas a nivel de distribución.

La situación de 2021 permitió satisfacer la demanda máxima de potencia de fin de enero con excedentes suficientes, y también la de invierno. En el inicio de 2022 se presentó una ola de calor aguda en la región Central del país, que llevó la demanda máxima de potencia a nuevos récords que fueron superados el 6 de diciembre de 2022. La satisfacción de esta demanda en enero 2022 fue compleja y se registraron cortes a nivel de distribución y transmisión en el Noreste, y en líneas de subtransmisión en la provincia de Buenos Aires.

En marzo 2023 una inusual ola de calor en todo el país llevó a máximos de abastecimiento con restricciones del orden de 300 MW en el día de máxima demanda. En 2024 no existieron problemas relevantes en el abastecimiento de nuevos records de demanda de potencia.

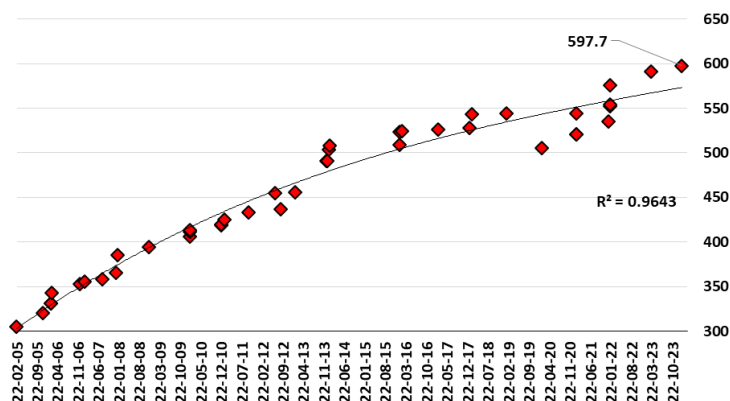


En ningún invierno del 2015 al 2023 se marcaron registros máximos de potencia. En el verano 2017 se marcó un récord de potencia para un día Hábil hasta esa fecha, con altas temperaturas en Buenos Aires con 25.628 MW. El 8 de febrero de 2018 se superó aquel récord de demanda de potencia con 26.320 MW, que fue superado recién el 25 de enero de 2021 con 26.450 MW. Como se indicó, el 14 de enero de 2022 se superó largamente el récord de consumo efectivo de potencia eléctrica con 28.231 MW, aunque probablemente se hayan producido cortes

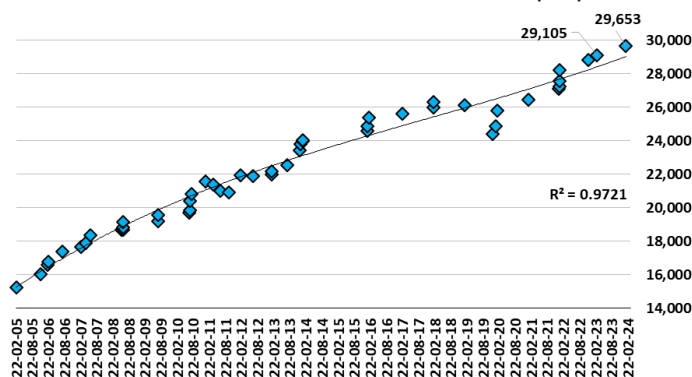
del orden de 1.000 MW alrededor de las 15 hs en que se registró la mayor demanda. En las olas de calor de diciembre 2022, y febrero y marzo 2023 se superaron sucesivamente máximos de consumo de potencia.

En cuanto a demanda de energía diaria para un día Hábil, se llegó a 526.3 GWh el 24 de febrero de 2017. Este registro se superó el 8 de febrero de 2018 con 543.0 GWh, y el 29 de enero de 2019 con 544.4 GWh. El 14 de enero de 2022 y pese a cortes en el país, el consumo de energía diaria máxima en un día hábil llegó a 575.9 MWh. Igual que con la potencia, en las olas de calor de 2023 se superaron máximos de consumo diario de energía, y el 1º de febrero de 2024 se alcanzó un nuevo máximo sin cortes de 597.7 GWh/d.

MÁXIMOS DE CONSUMO DE ENERGÍA DIARIA (GWh/d)

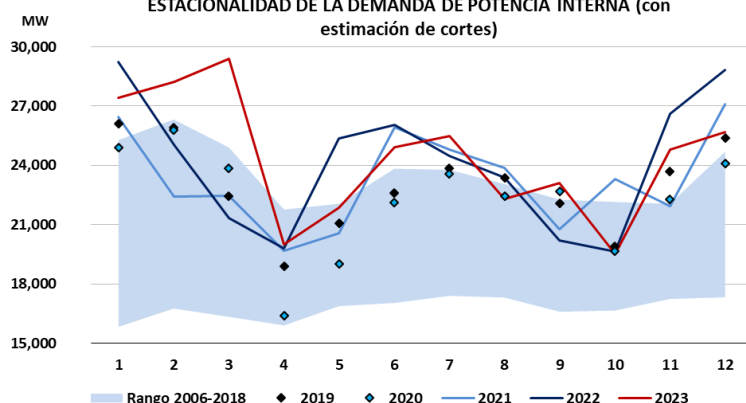


MÁXIMOS DE CONSUMO EFECTIVO DE POTENCIA (MW)

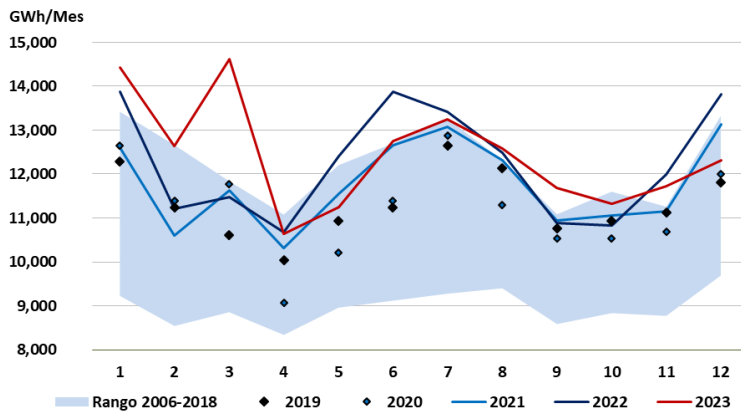


Al igual que en el gas natural, la estacionalidad de la demanda eléctrica – tanto en la variable de energía como en la de potencia – influye en las necesidades de inversión que se dimensionan para atender máximos de demanda de potencia estival, generando excedentes en otros momentos del año.

ESTACIONALIDAD DE LA DEMANDA DE POTENCIA INTERNA (con estimación de cortes)



ESTACIONALIDAD DE LA DEMANDA INTERNA DE ENERGIA



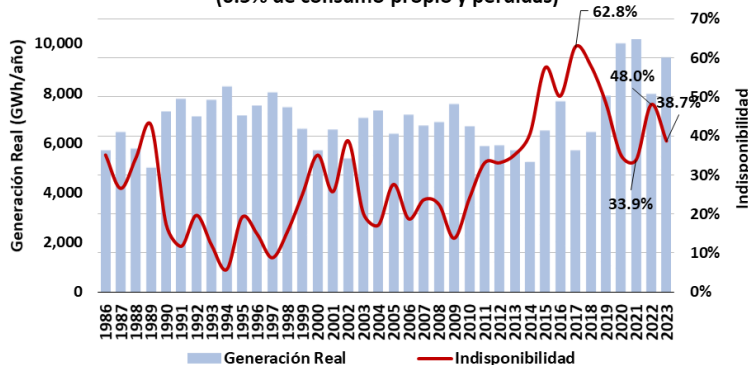
Como se explicó previamente, la capacidad nominal de generación no coincide necesariamente con la que se encuentra disponible en forma efectiva en los momentos de máxima demanda. Tanto en verano como en invierno, la capacidad efectiva de generación encuentra limitaciones de diferente índole.

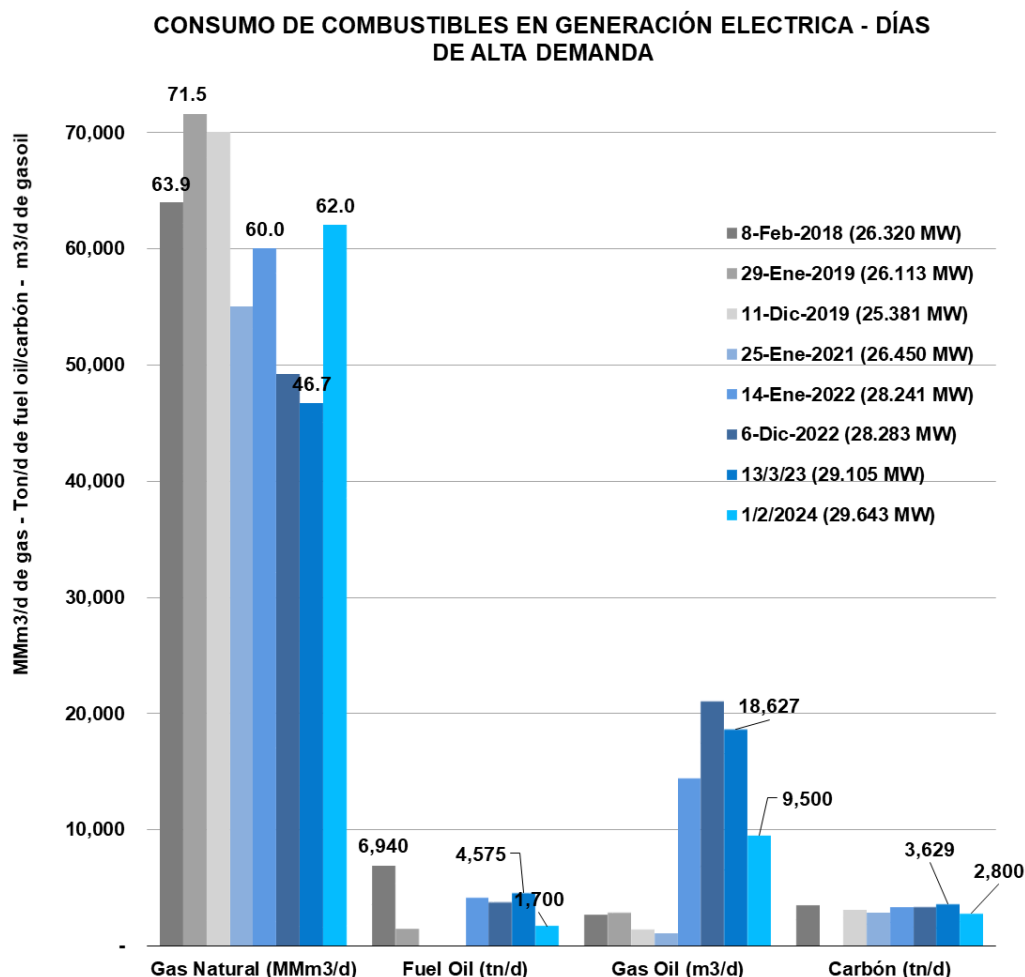
El parque de unidades TV de las centrales más importantes localizadas en CABA y la provincia de Buenos Aires, posee décadas de funcionamiento y alto consumo específico, que se procuró reemplazar incorporando nuevos ciclos combinados y plantas de cogeneración - como los proyectos en que participa el Grupo Albanesi -, y centrales de fuentes renovables. Se estima que pese a la existencia de 4.251 MW nominales de generación TV reportada por CAMMESA, solo puede contarse para despacho regular en el orden de 1.200 MW en forma simultánea y sostenida a lo largo de días de exigencia. No obstante, la obsolescencia y alto consumo específico relativo, es probable que estas unidades continúen despachadas inclusive en forma forzada en días de alta demanda para abastecer la demanda dentro de la Ciudad de Buenos Aires, donde no es posible instalar grandes líneas de transmisión eléctrica para llevar suministro a consumidores. Algo similar ocurre con algunas unidades TG en ciclo abierto y motores diésel, que por distintas causas poseen disponibilidad inferior a la nominal. Las unidades bajo los Programas Energía Distribuida de ENARSA en base a gas oil comenzaron a retirarse al finalizar los contratos a término con los que contaban para sus ingresos, y baja remuneración para ventas spot.

Las políticas de incorporación agresiva de nueva potencia entre 2016 y la crisis de 2018, tuvieron resultados positivos en la atracción de capital para las inversiones. El incremento de indisponibilidad de unidades térmicas que llegó a 35.2% el 14 de enero y algo superior en diciembre 2022 y marzo 2023 de máxima demanda, muestra un desvío considerable respecto al promedio del orden de 18-20% de años previos con mejora parcial en 2023. El proceso inflacionario y devaluatorio de los últimos años no fue compensado con ajustes acordes con las remuneraciones para las unidades sin contratos a término.

El porcentaje indisponible del parque hidroeléctrico es menor al térmico. La reparación del daño de Yacyretá se encuentra en su fase final de reparación de sus 20 turbo grupos. En el parque nuclear la indisponibilidad histórica es alta, con mantenimientos periódicos a realizar en sus unidades. La CN Embalse que retornó a operación en febrero 2019 sí muestra evolución satisfactoria, tras más de 3 años de trabajos para extender su vida útil. El parque nuclear operó con CN Atucha I y CN Atucha II, con despacho errático entre 2017 y 2019. La CN Atucha II se encontró afectada desde noviembre 2018 con breves reingresos hasta que en 2021 retornó a operación, aunque con limitación del 70% de su potencia útil. En el fin de 2021 y en 2022, la central debió salir de operación nuevamente hasta fin de 2023.

GENERACION NUCLEAR NETA AL MERCADO EN LA ARGENTINA (6.5% de consumo propio y pérdidas)





La disponibilidad de combustibles en meses de invierno es un factor limitante en la disponibilidad, que se suma a la indisponibilidad técnica por mantenimientos o roturas. Los costos y logística para suministrar fuel oil, gas oil y carbón en sustitución del gas natural, son ítems relevantes para la disponibilidad.

En diciembre 2019, el Ministerio de Producción emitió una Resolución concentrando todas las adquisiciones y asignaciones de combustibles a las centrales termoeléctricas, desactivando la firma de contratos entre generadores y proveedores de gas especialmente. En 2020, 2021 y 2022, el sistema operó con CAMMESA concentrando casi la totalidad de las adquisiciones de gas y combustibles y transporte. La nueva Administración explicitó que esa decisión concentrada en CAMMESA será modificada tras pasándose las obligaciones a las empresas generadoras, de un modo que aún requiere detalles y avances concretos con aspectos contractuales y de implementación práctica relevantes.

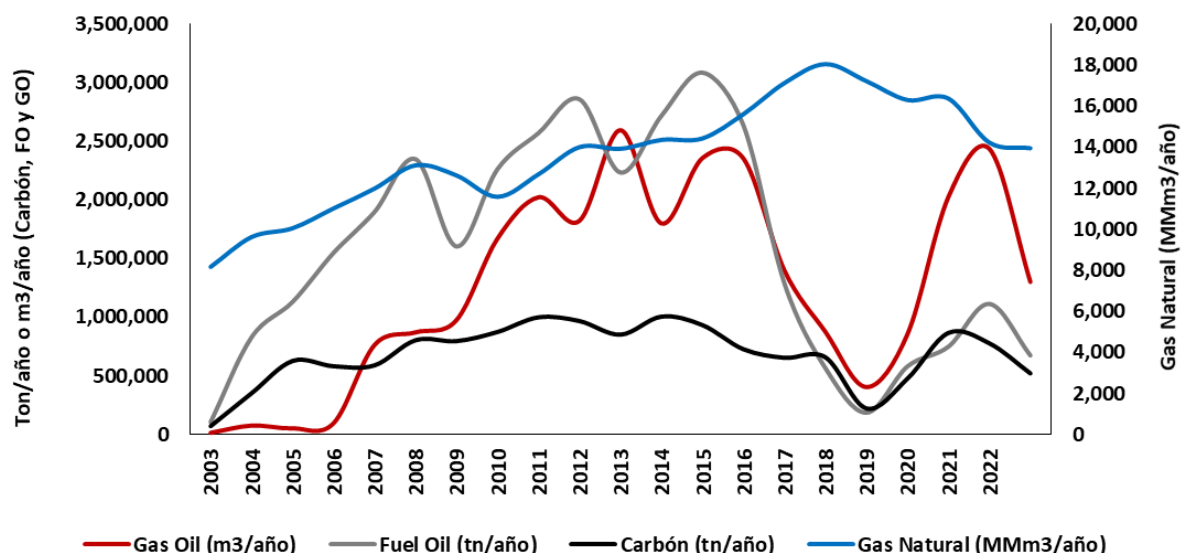
Ante la insuficiencia de gas en meses de invierno, se consumieron combustibles alternativos para generar energía eléctrica con costos que en ocasiones superaron 250 USD/MWh hasta el invierno 2014, tras el cual se produjo una fuerte caída de precios internacionales de productos energéticos, que permitió reducir los costos de generación termoeléctrica. La mayor disponibilidad de gas local con precios en reducción desde 2017, permitió una mejora en estos costos de generación. En 2020 la nueva reducción de precios internacionales permitió superar la menor oferta de gas local con costos moderados. Sin embargo, esta situación favorable comenzó a revertirse a fin de 2021 por el incremento de precios de combustibles y especialmente de LNG hacia el fin del año, sumado al requerimiento de mayor consumo de combustibles para abastecer la demanda eléctrica por la menor oferta hidroeléctrica.

Consumo de Combustibles para Generación Eléctrica Comercial

	COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA																				
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Gas Natural (MMm3/año)	8,163	9,617	10,044	11,012	11,976	13,110	12,616	11,576	12,675	13,998	13,915	14,349	14,421	15,605	17,117	18,040	17,209	16,292	16,361	14,217	13,944
Gas Oil (m3/año)	14,235	75,791	51,843	95,887	763,381	870,538	975,393	1,670,909	2,021,726	1,821,184	2,593,311	1,799,266	2,356,281	2,352,279	1,397,308	874,280	403,879	852,526	2,024,513	2,435,079	1,300,226
Fuel Oil (tn/año)	105,463	828,973	1,130,594	1,548,527	1,897,076	2,346,662	1,602,534	2,262,663	2,569,142	2,857,279	2,233,211	2,717,285	3,084,248	2,634,138	1,286,119	565,173	185,592	579,841	748,051	1,112,659	673,656
Carbón (tn/año)	71,373	351,573	626,685	581,702	589,352	803,420	795,738	873,896	998,896	966,575	851,278	1,004,376	932,349	726,295	653,617	657,317	221,842	474,988	865,711	777,025	520,633

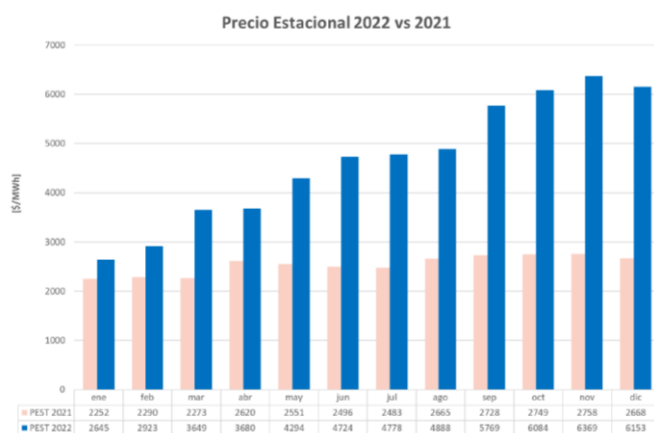
[Handwritten signature]

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

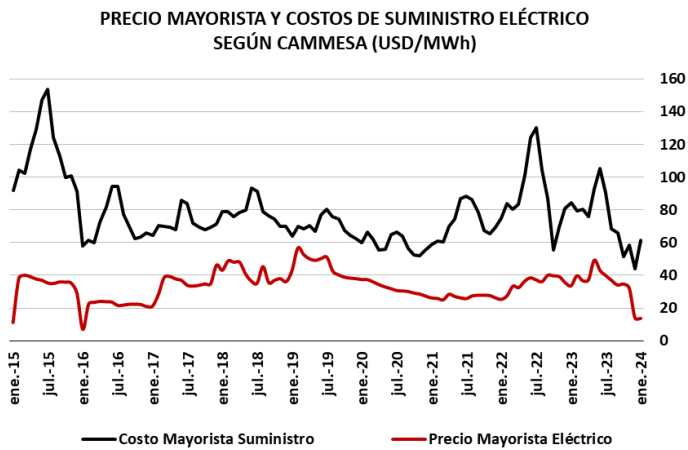


El Costo Monómico de generación de CAMMESA se traslada desde 2018 como precio efectivo únicamente a grandes consumidores del segmento Industrial. El traslado es solo parcial a los segmentos de consumidores Residenciales y Comerciales y PyMEs, a pesar de los incrementos dispuestos para el Precio Estacional de la Energía entre febrero 2016 y 2019. La devaluación de la moneda retrasó la recuperación efectiva de costos de generación en el sistema desde febrero 2019 en que se volvió a congelar el Precio Estacional y tarifas finales a consumidores residenciales, comerciales y PyMEs sin reflejar el incremento de costos en dólares y en pesos. Este congelamiento nominal en pesos del Precio Estacional se extendió desde diciembre 2019 por disposición de la denominada Ley de Solidaridad, prorrogada en numerosas oportunidades durante el 2020 hasta 2022.

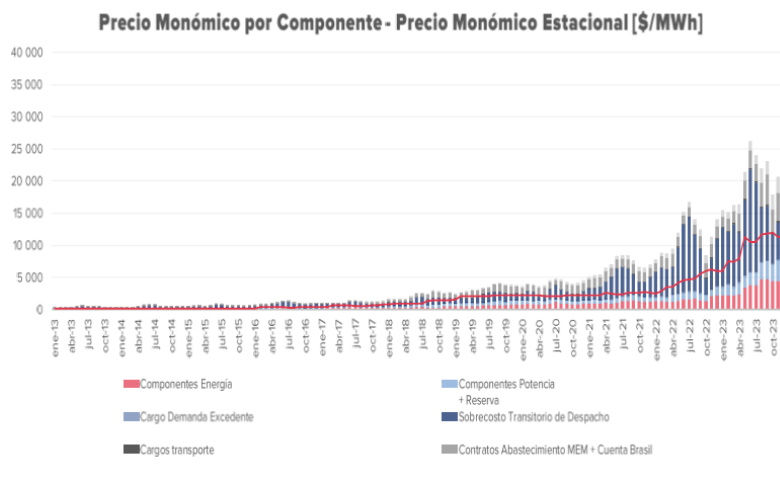
En el inicio de 2022 se realizó una Audiencia Pública que incrementó moderadamente en pesos el Precio Estacional de la energía eléctrica para abril-octubre 2022. A fin del año se aprobaron nuevos incrementos a grupos variables de consumidores, con retiro de subsidios a la categoría N1 de ingresos altos, representando aproximadamente 33% de los consumidores residenciales de electricidad, con el fin de reducir el déficit fiscal. En 2023 no se realizaron nuevos ajustes relevantes debido al proceso electoral.



Desde enero 2021 la vigencia del denominado Plan Gas.Ar dispuso que CAMMESA contratara gas a término con precios promedio a lo largo del año – más elevados en meses de invierno, con menores volúmenes - en el orden de 3.5 USD/MMBTU hasta diciembre 2024, que como se detalló fueron extendidos hasta diciembre 2028. La reducción relevante en precios internacionales del petróleo y combustibles influyó en una reducción de costos de abastecimiento eléctrico entre fin de 2019 y 2021. En 2021 se produjo una reversión marcada en esta tendencia, incrementándose el déficit económico-financiero de CAMMESA que toma a su cargo el costo de combustibles. CAMMESA reporta en detalle el balance económico-financiero mayorista del sistema de abastecimiento eléctrico en sus informes mensuales. En 2022 el déficit fue creciente debido al alto costo de importación de combustibles, que se moderó en 2023.

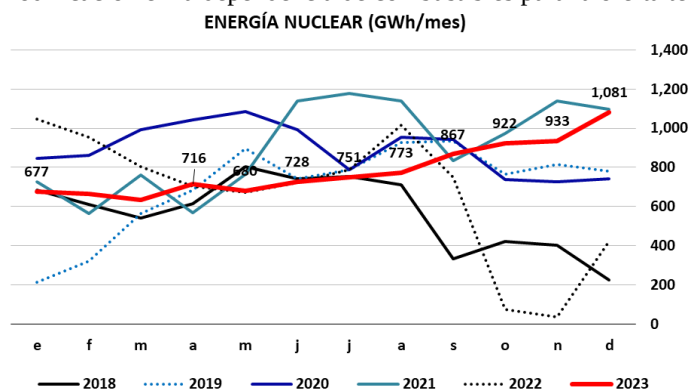


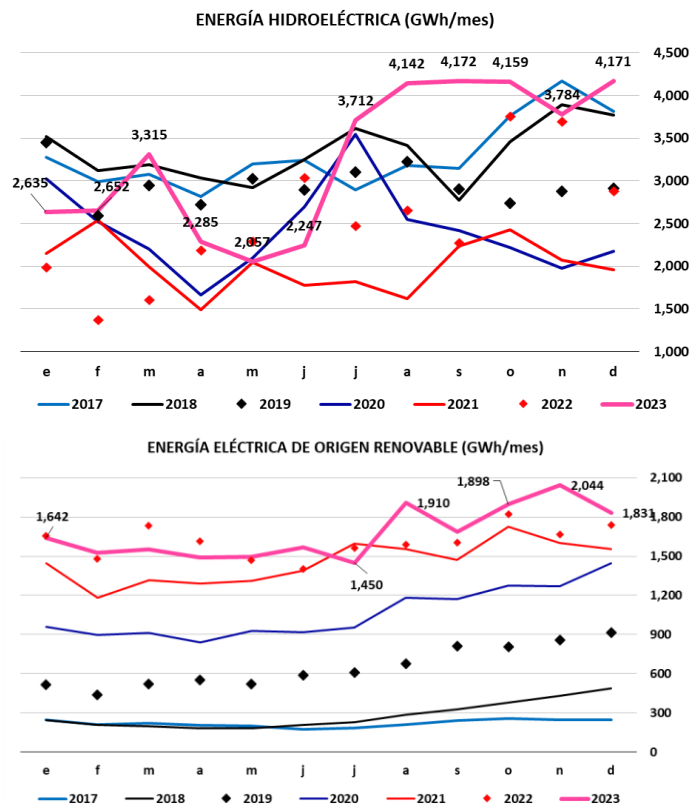
Evolución del precio monómico medio en paso mensual desde 2013 [\$/MWh]



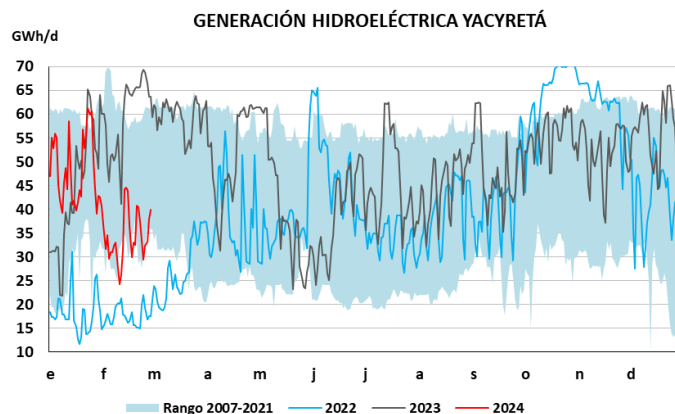
Los Ciclos Combinados son protagonistas crecientes en la oferta térmica, con complemento limitado de unidades TV, y unidades TG. Durante los próximos años se mantendrá un despacho termoeléctrico elevado, con consumo de combustibles fósiles con predominancia del gas que superará limitaciones logísticas al expandirse la red de gasoductos troncales, disminuyendo el costo de abastecimiento.

El avance de fuentes renovables incidió moderadamente en el despacho termoeléctrico entre 2020 y 2022, debido a que la reducción hidroeléctrica propulsó el despacho termoeléctrico para satisfacer la demanda. En 2023, la reversión de la baja oferta hidroeléctrica influyó en el bajo despacho termoeléctrico. Los nuevos proyectos hidroeléctricos y nucleares demandarán años e inversiones de miles de millones de dólares para lograr una modificación en la dependencia de combustibles para la oferta termoeléctrica.

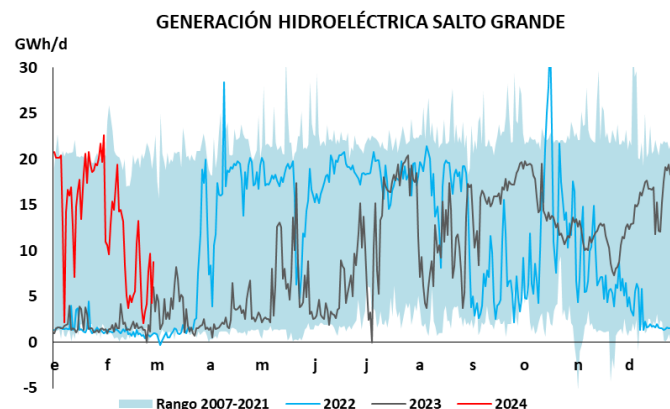




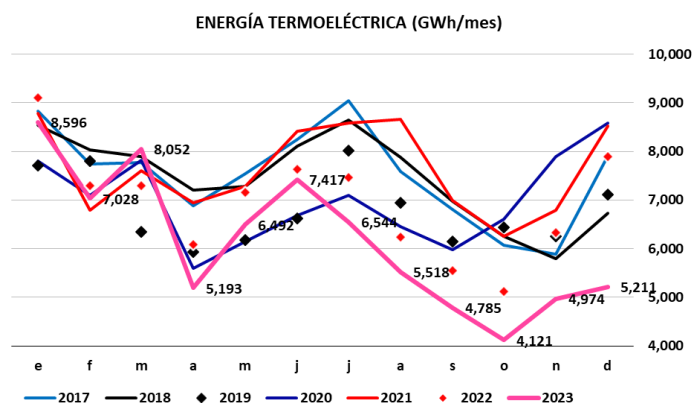
Entre 2020 y el invierno de 2022, la sequía que afectó el caudal de los ríos del Sudeste y Sur de Brasil influyó en la disponibilidad de la central Yacyretá. 2023 muestra valores de aporte hidroeléctrico superiores a los históricos, y el inicio de 2024 alguna reducción en los aportes.



La situación hídrica sobre el río Uruguay aún no se modificó, aunque existieron meses positivos en el segundo semestre 2022 en la CH Salto Grande. El inicio de 2023 tuvo valores de aporte hidroeléctrico mínimos en esta central, con recuperación marcada posteriormente.



No existen centrales hidroeléctricas en construcción a excepción de las dos represas hidroeléctricas de punta en el río Santa Cruz, que aún demandarán algunos años en finalizar su construcción completa y la necesidad de una nueva línea de transmisión eléctrica desde Santa Cruz hasta Buenos Aires.

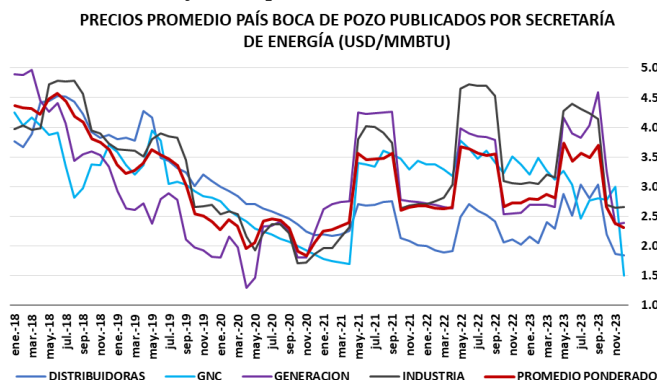


La posibilidad de firmar contratos de largo plazo con productores de gas por parte de las centrales termoeléctricas, quedó suspendida con la Resolución 12/2019 de la nueva Administración, que solo permite tal posibilidad a CAMMESA.

El despacho efectivo de los Ciclos Combinados se realiza en función del combustible del que disponen – con interrumpibilidad de gas natural en invierno para algunas plantas, con suministro centralizado de CAMMESA –, en tanto las unidades TV y TG presentan alta indisponibilidad. Los costos derivados de la mayor generación termoeléctrica con consumo de combustibles líquidos, incrementa el gasto general de generación del sistema eléctrico como se ve en el gráfico en Pesos corrientes publicado por CAMMESA.

Los precios de gas con destino a generación eléctrica fueron establecidos en Dólares desde julio 2009 con un sendero de crecimiento para gas proveniente de cada cuenca, con un incremento importante en términos relativos, aunque en 2010 no se produjeron aumentos para el gas convencional – a diferencia del gas de algunos proyectos específicos más complejos tenían costos de desarrollo más elevados superiores a 5 U\$/MMBTU en boca de pozo en cuenca Neuquina.

No obstante, los precios de gas local destinados a generación termoeléctrica se mantuvieron reducidos en promedio hasta mitad de 2016 en que el Gobierno decidió incrementarlos a 4.50 a 5.2 U\$/MMBTU dependiente de la cuenca de origen. Estos precios se mantuvieron en 2017 y hasta mitad de 2018, en que comenzaron a reducirse en diferentes esquemas de compra organizados por el Gobierno. Estos precios se recuperaron desde 2021 con estabilidad en 2022 y 2023 por efecto del Plan Gas.Ar.



Normas con Influencia en Generadores Eléctricos

La normativa de CAMMESA y Secretaría de Energía ha ido evolucionando con algunas señales positivas para ciertos generadores termoeléctricos de alta eficiencia, al reconocerse mayores ingresos en función de mejoras en la disponibilidad de potencia y despacho regular en base a diferentes tipos de combustibles.

1 - Resolución 1281/2006 - Energía Plus

En primer lugar, debe destacarse la importante Resolución 1281/2006 conocida como creadora del régimen de Energía Plus. Esta importante norma propició la inversión en nuevas unidades de generación termoeléctrica, ya que, estableció que los consumidores industriales de energía eléctrica con demandas superiores a 300 kW,

deberían contratar su abastecimiento de demanda por sobre el nivel que hubieran tenido en el año 2005 con empresas de generación eléctrica que adicione nuevas unidades de oferta.

La norma propiciaba que los generadores con nueva oferta de generación eléctrica, y los consumidores industriales con demanda superior a la del 2005, negociaran acuerdos de suministro eléctrico en forma directa. La norma establece que la Secretaría de Energía debería aprobar los contratos que se celebrasen, en función de una remuneración adecuada de la inversión y costos de operación y combustibles.

El efecto directo de esta Resolución 1281/2006 fue la inversión privada en nuevas unidades de generación termoeléctrica por parte de inversores privados, que encontraron ingresos razonables que permitieron un retorno financiero sobre sus inversiones. Empresas privadas industriales y generadores privados como GEMSA, Genelba S.A., Generación Independencia S.A., Central Loma de la Lata S.A. y Central Güemes S.A. son las empresas más importantes actuando en este mercado, que cuenta con la posibilidad de ofrecer un suministro a precios realistas que cubren sus costos y remuneran sus inversiones.

2 - Resolución 220/2007

Complementando la Resolución 1281/2006, la Secretaría de Energía publicó el 18 de enero de 2007 la importante Resolución 220/2007, por la cual amplía la posibilidad de contratación de la energía a generar por inversores en nueva oferta de generación.

Esta Resolución 220/2007 establece que CAMMESA podrá firmar Contratos de Abastecimiento con *“las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, presentadas por parte de Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores”* que a la fecha de la Resolución no estuvieran en actividad. De este modo, se establece que numerosos proyectos de inversión en los cuales participaba Energía Argentina S.A. – ENARSA –, e inversores privados pudieran vender a largo plazo – hasta un máximo de 10 años – su nueva potencia y la energía que pudieran aportar cuando fueran despachados.

Estos Contratos de Abastecimiento MEM o Contratos de Abastecimiento 220 como se conocen en el mercado energético, contemplan el pago de todos los costos operativos y variables, así como también la remuneración de la inversión y una utilidad para la empresa, de modo similar a los contratos bajo el esquema de Energía Plus descriptos anteriormente. Este impulso de un nuevo contratante de potencia y energía de largo plazo propició la inversión por parte de inversores en nueva oferta de generación termoeléctrica, entre los que se destacan GEMSA y Generación Independencia S.A., entre otras empresas en las que participa AESA.

El cumplimiento por parte de CAMMESA de sus obligaciones de pago emergentes de esta modalidad contractual bajo la Resolución 220/2007 es satisfactorio y permitió el financiamiento de distintas inversiones. Si bien el plazo de pago se extendió por sobre 60 días, el mismo es respetado en forma regular por CAMMESA, lo que brinda certidumbre y confiabilidad para el financiamiento de nuevas inversiones de tamaño acotado por parte del sector privado. ENARSA presenta una modalidad de pago similar, cumpliéndose con las condiciones contractuales que algunos generadores poseen con esta empresa estatal.

3 - Resolución 95/2013

El 22 de marzo de 2013, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 95/2013 que incrementa los ingresos de los generadores eléctricos que cumplan con determinadas condiciones de disponibilidad de su potencia y provisión de energía, vinculados con la tecnología y eficiencia con la que cuenten.

Esta Resolución 95 aplica un esquema de remuneración de los costos fijos de Agentes Generadores, incluso de aquellos que hubieran calificado bajos las resoluciones 1281/2006 y 220/2007 anteriormente descriptas. Bajo este esquema de la Resolución 95, y desde las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2013, se remunera la Potencia Puesta a Disposición de las unidades generadoras en las horas de remuneración de la potencia de acuerdo con ciertos requerimientos.

Asimismo, se estableció que el valor del Precio de la Remuneración de los Costos Fijos no podrá ser en ningún caso inferior a 12 \$/MW-hrp. La Resolución 95/2013 estableció un esquema de remuneración de Costos Variables – no referidos a combustibles – que se determina mensualmente en función de la energía efectivamente generada. Este esquema de remuneración es asimismo función del tipo de combustible, reconociendo mayor remuneración cuando el consumo de combustibles es gasoil por los mayores costos aparejados a este combustible.

Adicionalmente se creó un concepto de *“Remuneración Adicional”*, por el cual los generadores perciben ingresos adicionales, una porción de los cuales se cobra en forma directa y otra se destina a un fideicomiso para ser reinvertido en nuevos proyectos de infraestructura en el Sector Eléctrico establecidas por la Secretaría de Energía.

Independientemente de los valores absolutos de estos mayores ingresos y del detalle de los mismos, y de la complejidad intrínseca de la Resolución 95/2013, la misma se considera relevante por representar mayores ingresos a los generadores eléctricos.

La Resolución 95/2013 estableció que se suspendía la registración de nuevos Contratos a Término para la venta de energía eléctrica directa a consumidores industriales. Los consumidores industriales pasaron a adquirir su energía directamente de CAMMESA, y los generadores solo percibirían ingresos derivados de los conceptos establecidos en la Resolución 95/2013. A fin de percibir estos ingresos, los generadores debieron renunciar a reclamos legales y administrativos por modificación de lo previsto originalmente en el Marco Regulatorio.

La Resolución 95/2013, modificada por la Resolución 529/2014, ha sido modificada en reiteradas ocasiones con el objetivo de ir actualizando los valores remunerativos de los generadores. Las Resoluciones de la Secretaría de Energía 22/2016, 19/2017 y luego las Resoluciones de la entonces Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico 1/2019, 31/2020, 440/2021 y 238/2022 de la actual Secretaría de Energía, modificaron el régimen completo de remuneración de generación.

4 – Nota 2053/2013

La Nota SE 2053/2013 estableció el orden de prelación en los pagos de los diferentes conceptos de la Resolución 95/2013, otorgando el primer lugar a los costos fijos de generación, seguidos de los costos variables no combustibles, los de combustibles propios si los hubiera, y la Remuneración Adicional directa; en segundo término, se pagaría el Servicio de Regulación de Frecuencia y Reserva de Coro Plazo, y en tercer orden la Remuneración Adicional Fideicomiso.

La Nota 2035 también estableció que el abastecimiento de los combustibles a las centrales y la gestión comercial y despacho de los mismos quedaría centralizado en CAMMESA.

5 - Resolución 529/2014

El 23 de mayo de 2014, se publicó la Resolución 529/2014 de la Secretaría de Energía que incrementó los montos de remuneración de costos fijos, costos variables y Remuneración Adicional para generadores térmicos e hidráulicos nacionales establecidos por la Resolución 95/2013, anteriormente detallada.

La Resolución 529/2014 modificó la Remuneración de Costos Fijos en función de su disponibilidad. Esta Resolución adicionalmente creó un nuevo esquema de “Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes” para los generadores a los que les resultare aplicable el concepto, que se determina mensualmente en función de la Energía Total Generada. CAMMESA deberá emitir certificados de liquidaciones para proveer al pago por el generador de los mantenimientos mayores que pudieran requerir sus unidades, sujeto a aprobación de la Secretaría de Energía.

6 - Resolución 482/2015

Con considerable retraso, el 17 de julio de 2015 se publicó la Resolución 482/2015 de la ex Secretaría de Energía de la Nación por la cual se ajustaron e incrementaron diversos conceptos de remuneración de costos fijos, costos variables y Remuneración Adicional indirecta y Fideicomiso para generadores térmicos e hidráulicos nacionales establecidos por la Resolución 95/2013 y ajustadas a su vez por la Resolución 529/2014, anteriormente detalladas. Adicionalmente estableció los valores para los mantenimientos mayores. También redefinió el incentivo de mayores ingresos en función de la eficiencia operativa en función del consumo específico de combustibles.

Asimismo, la Resolución incluye norma recursos adicionales destinados a las inversiones a ser desarrolladas en el programa de inversiones en el fideicomiso FONINVEMEM 2015-2018.

Esta Resolución sufrió retrasos y originó costos financieros a diversos generadores eléctricos que fueron afectados en parte por la depreciación de la moneda del 2015 que mensualmente redujo los ingresos en Dólares, y a la vez y más importante aún, por el incremento de costos diversos por el proceso inflacionario experimentado en 2015. La Resolución se aplicó en forma retroactiva a las liquidaciones de febrero 2015. La presente Resolución se aplicó en forma retroactiva a las liquidaciones de febrero 2015 y hasta el mes de diciembre de 2018.

7 - Resolución 22/2016

El 30 de marzo de 2016 se publicó la Resolución 22/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación por la cual se ajustaron e incrementaron diversos conceptos de remuneración de costos fijos, costos variables y

Remuneración Adicional indirecta y Fideicomiso para generadores térmicos e hidráulicos nacionales establecidos por la Resolución 95/2013 y ajustadas a su vez por la Resolución 529/2014 y 482/2015, anteriormente detalladas. Los ajustes fueron considerables en algunos segmentos, y el nuevo Gobierno procuró reconocer el impacto en diferentes costos e inversiones de mantenimiento que había tenido la devaluación de la moneda, así como el proceso inflacionario. La Resolución se aplicó en forma retroactiva a las liquidaciones de febrero 2016.

La Resolución mantuvo el concepto de recursos adicionales destinados a financiar las inversiones contempladas en el programa de inversiones en el fideicomiso FONINVEMEM 2015-2018.

El 27 de enero de 2017 el Ministerio de Energía y Minas emitió la Resolución SEE 19 - E/2017 que estableció un nuevo esquema de remuneración a los generadores eléctricos, estableciendo remuneraciones dólares. La Resolución SEE 19- E/2017 está dirigida a valorizar las disponibilidades de potencia con un reconocimiento adecuado de los costos, mediante el compromiso de disponibilidad a mediano plazo bajo contratos de un plazo de tres años denominados “Ofertas de Disponibilidad Garantizada”.

La resolución establece la posibilidad de traspasar estos contratos a distribuidoras eléctricas y a consumidores comerciales e industriales. La Resolución SEE 19- E/2017 entró en vigencia el 1 de febrero de 2017, y sustituyó lo provisto por la Resolución SEE 22/2016. La resolución introdujo incentivos para mejorar la eficiencia de los generadores, al igual que consideraciones específicas para generadores hidroeléctricos y de fuentes renovables.

8 - Resolución SE 6/2016

La Resolución SE 6/2016 emitida por el Ministerio de Energía y Minas el 25 de enero de 2016 estableció un aumento en el precio de la electricidad que son pagados por los usuarios finales. A su vez, esta resolución diferenció el aumento de precios que se transferirá a los consumidores residenciales de energía, de otros consumidores.

El aumento del precio para los consumidores residenciales fue importante en términos porcentuales, aunque desde valores reducidos, por lo que el impacto del valor absoluto fue inicialmente moderado. Los consumidores industriales de electricidad tuvieron incrementos moderados en niveles más altos ya que se cobra a estos consumidores los sobrecostos transitorios originados en las importaciones de electricidad y en los contratos de generadores con CAMMESA, a pesar de que una gran parte de estos costos incrementales se incurre en satisfacer la demanda de los consumidores residenciales y comerciales. Estos cargos se suman ahora a toda la demanda, por lo que también se añaden a los consumidores industriales que ya tenían acuerdos de Energía Plus en el marco de la Resolución SE 1281/2006. Esta disposición fue retirada de los consumidores con contratos bajo el programa Energía Plus meses después de la implementación de la Resolución SE 6/2016, ya que consistía en un doble cargo para estos consumidores.

El principal efecto de esta medida fue procurar reducir las subvenciones al Precio Estacional de Electricidad para diferentes consumidores, para reducir la dependencia de CAMMESA de las transferencias periódicas de fondos que se reciben del Estado.

La Resolución SE 7/2016 del Ministerio de Energía y Minería reguló los aumentos del Precio Estacional de la Electricidad a través de instrucciones al ENRE estableciendo los horarios de tarifas de Edenor y Edesur. La ENRE emitió la Resolución SEE 1/2016 con el nuevo calendario de tarifas aplicable a Edenor y Edesur, aumentando las tarifas, y derogó el Plan de Uso Racional de la Energía. Resoluciones similares se aprobaron en febrero de 2017 y cada seis meses hasta 2019.

9 - Resolución 21/2016

La Resolución SEE 21/2016 ofreció incentivos para la instalación de nueva capacidad de generación de energía, al ofrecer contratos de compra de energía PPA denominados en Dólares, con Pagos de Capacidad Fija y Pagos de Suministro variables vinculados a costos de generación, para la capacidad de generación de energía recién instalada que alcanza las operaciones comerciales. Los PPA recientes de los generadores termoeléctricos fueron adjudicados en virtud de la Resolución E 21/2016, en virtud de la cual la Secretaría de Energía Eléctrica estableció un procedimiento de licitación para la venta de nueva capacidad de generación a CAMMESA para los períodos de verano 2016/2017, invierno 2017, y verano 2017/2018. La Secretaría de Energía Eléctrica recibió ofertas de empresas de generación por 6.611 MW de disponibilidad de capacidad, y el 15 de junio de 2016, se adjudicó un total de 2.871 MW de capacidad. La reapertura adicional del proceso de licitación permitió aproximadamente 500 MW de unidades adicionales.

Los generadores, que fueron adjudicados bajo la Resolución SEE 21/2016, han ingresado a PPAs con Agentes MEM representados por CAMMESA. Estos PPA tienen plazos entre cinco y 10 años, y prevén una capacidad agregada igual o superior a 10 MW por unidad generadora y 40 MW en conjunto. La remuneración está denominada en Dólares por MW al mes y en Dólares de los Estados Unidos por MW por hora, y tiene en cuenta el costo del combustible. CAMMESA suministra combustible para la generación a su costo, de conformidad con el artículo 8 de la Resolución SE 95/2013, hasta un límite de eficiencia de combustible especificado medido en Kcal/KWh (el "Consumo Específico Garantizado"). En general, los PPA prevén que si, debido a un cambio futuro en las regulaciones, un generador tiene que comprar combustible en el mercado en lugar de suministrarlo por CAMMESA, y reembolsará al generador el costo de dicho combustible, hasta el Consumo Específico Garantizado.

10 - Resolución E 19/2017

La Resolución E 19/2017 emitida por la Secretaría de Energía Eléctrica el 27 de enero de 2017 fue una orden muy relevante que regulaba los pagos para generadores anteriores o nuevos generadores que vendían electricidad al mercado spot. Se ofrecieron a diferentes generadores que se encontraban en diferentes esquemas de contratos de compra de energía como la Resolución SE 220/2007, la Resolución 1281/2006 y otras, a celebrar contratos de energía estacional de capacidad garantizada (denominados Compromisos de Disponibilidad Garantizada) durante tres años, en virtud de los cuales las diferentes unidades generadoras comprometidas por las empresas recibirían una capacidad de pago en Dólares, y un pago de energía cuando se despacharan.

Se invitó a las empresas a ofrecer potencia disponible para los periodos estacionales de noviembre a abril y de mayo a octubre, comprometiéndose a mantener la disponibilidad de capacidad y recibir un pago mensual en Dólares que varía con la eficiencia de la unidad generadora. A pesar de ello, existían incentivos para mejorar la disponibilidad de capacidad de energía, se reconoció un pago más elevado a las unidades más ineficientes. Se reconocieron incentivos adicionales para los meses pico. Los combustibles todavía se consideraban administrados por CAMMESA, y los generadores de energía térmica recibían un pago por la energía real enviada al mercado y por la energía rotativa. También se incluyeron y remuneraron las plantas hidroeléctricas, con pagos de mayor capacidad para plantas más pequeñas.

La Resolución 19/2017 promovió inversiones en unidades más antiguas que mejoraron la disponibilidad de capacidad de energía de los generadores heredados que habían invertido antes de regímenes contractuales especiales después de la ruptura en 2002 de las reglas del mercado de energía. La Resolución 19/2017 también fue importante para modificar los pagos de Pesos a Dólares, evitando ajustes periódicos de la Resolución 95/2013. Sin embargo, el enfoque conceptual era similar al concepto subyacente de los costos de remuneración y un margen implícito para las diferentes unidades de poder. La Resolución 19/2017 también estableció un marco para el pago de los generadores que se envían al mercado spot antes de que las unidades en virtud de los Acuerdos de Compra de Energía entraran en un despacho comercial aprobado por CAMMESA, como cualquier unidad que generara en un período de prueba en virtud de la Resolución 21/2016, Resolución 287/2017, o diferentes contratos en virtud de las licitaciones de RenovAr para plantas de energía renovable.

11 - Resolución 287-E/2017

La Resolución 287-E/2017 emitida por la Secretaría de Energía Eléctrica el 10 de mayo de 2017, solicitaba ofertas de nueva capacidad de energía que cerraran ciclos termoelectrónicos abiertos o proyectos de cogeneración por diferentes inversores interesados y compañías eléctricas. El objetivo de la Resolución 287-E/2017 era reducir el costo global de generación de electricidad resultante de proyectos que mejorarían la productividad mediante la adición de turbinas de vapor que utilizarían gases de escape de ciclos abiertos constituidos por motores o turbinas, consumiendo la misma cantidad de combustibles. Además, abrió la oportunidad de maximizar las oportunidades en las plantas industriales de generar electricidad ya sea mediante el uso del vapor generado en el proceso industrial para generar electricidad, o el uso de gases de escape del proceso industrial para generar electricidad en menor medida.

La Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a organizar la licitación y a celebrar acuerdos de compra de energía a largo plazo para contratar la demanda de energía de los proyectos seleccionados.

12 - Resolución 46/2018

La Resolución 46/2018 de Secretaría de Energía el 31 de julio de 2018 encomendó al Subsecretario de Electricidad que implementara procedimientos para asegurar la disponibilidad de gas natural para la generación de energía. Estableció precios máximos de referencia del gas natural en la cabeza del pozo para las diferentes cuencas de Argentina. Esos precios máximos de referencia serían los más altos que CAMMESA estaba autorizado a pagar a los proveedores de gas en Argentina, con la excepción de la empresa estatal Integración Energética Argentina Sociedad Anónima (IEASA) que importaba gas de Bolivia y LNG a precios potencialmente más altos que los precios máximos de referencia.

13 - Resolución 70/2018

La Resolución 70/2018 emitida por el Secretario de Energía el 6 de noviembre de 2018 permitió a los generadores de energía, así como a los cogeneradores y generadores de automóviles, adquirir y comprar combustibles por su cuenta para su envío. Dichas compras de combustibles se valorarían de acuerdo con la metodología de reconocimiento de los costes variables de producción por parte de CAMMESA, que actualmente utilizan los precios máximos de referencia establecidos en lo dispuesto en la Resolución 46/2018. La compra de combustibles para el suministro a centrales térmicas no era obligatoria y CAMMESA continúa comprando y entregando combustibles para generadores de energía que no han optado por entrar en este procedimiento.

14 - Resolución 1/2019

La Resolución 1/2019 emitida por el Secretario de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico el 28 de febrero de 2019, reemplazó formalmente la Resolución 19/2017 emitida por el ex Secretario de Energía Eléctrica a partir del 1 de marzo de 2019. La Resolución 1/2019 mantuvo el concepto de capacidad de energía garantizada para ser comprometida por los generadores de energía, pero introdujo diferencias entre los trimestres que indican una reducción en los pagos en dólares estadounidenses para los meses del valle del año como de marzo a mayo, o de septiembre a noviembre. Los pagos sobre la capacidad se redujeron aún más para el despacho de plantas con factores de utilización más bajos. Los pagos de la energía real enviada al mercado se incrementaron en función del tipo de combustible, con pagos más altos asignados al consumir gasóleo, petróleo residual, carbón distinto del gas natural.

15 - Resolución 12/2019

La Resolución 70/2018 fue revertida por la Resolución 12/2019 emitida por la nueva Administración. Se decidió concentrar nuevamente en CAMMESA la adquisición total de combustibles, en particular gas natural. La Resolución 12/2019 fue emitida después de la licitación de compra de gas interrumpible para enero 2020, que logró precios por debajo del costo de desarrollo, aprovechando los excedentes existentes y la necesidad de productores de absorber costos fijos. La decisión de modificar el status quo concentrando las compras de gas e impidiendo a los generadores adquirir su propio combustible, podría ser recurrida legalmente por generadores eléctricos que despachaban de base, pero ahora no reciben asignación de gas por parte de CAMMESA. CAMMESA aún no define realizar contrataciones de gas a largo.

16 – Reorganización sectorial

Desde la asunción de la Administración Macri en 2015, el Sector Energético se mantuvo en el centro de la atención pública y de las decisiones del Gobierno, como un medio para procurar normalizar los desequilibrios financieros y fiscales de la economía.

El Gobierno inició su gestión creando un Ministerio de Energía y Minería con una estructura de cuatro Secretarías de Estado y un conjunto de Subsecretarías y Direcciones Nacionales en las que se designaron profesionales con experiencia en los distintos campos del Sector Energético.

La readecuación tarifaria de gas y electricidad implementada desde 2016 hasta 2019, enfrentó la oposición de dirigentes políticos y de diferentes consumidores, que se reflejaron en reclamos legales y judiciales que demoraron la aplicación de ajustes hasta impedir la continuación de estas políticas. Este proceso derivó en oposición política y en 2018, la devaluación del peso y el proceso inflacionario agudizaron las críticas. Esto llevó a modificaciones de ministros en junio 2018, y una posterior reorganización ministerial que retrotrajo al ex Ministerio de Energía y Minería a una Secretaría de Gobierno de Energía desde agosto 2018.

En diciembre 2018 se produjo un nuevo cambio de autoridad y fue designado como Secretario de Gobierno de Energía el Lic. Gustavo Lopetegui, quien se había desempeñado como Vicejefe de Gabinete hasta agosto 2018. Las designaciones de funcionarios del área eléctrica como de otras dependencias del Sector Energético, mantienen la tesitura de designar a profesionales con experiencia.

La situación en 2019 se agravó por sucesivas devaluaciones de la moneda y cambios regulatorios, ingresando en un nuevo congelamiento de tarifas de gas y electricidad que implica similar comportamiento en el Precio Estacional de la Electricidad.

17 – Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública

La nueva Administración que asumió en diciembre 2019 aun no introdujo nuevas medidas, más que la denominada Ley de Solidaridad 27.541 aprobada en diciembre 2019, que estableció un congelamiento de 180 días en tarifas de gas y electricidad, que se trasladó en un congelamiento de la remuneración de unidades de generación anteriores al 2016.

Esta Ley también ordenó la intervención de los Entes Reguladores – entre ellos el de la electricidad – ordenando el inicio de la Revisión Tarifaria Integral, que, pese al plazo establecido y sucesivas renovaciones, no fue iniciada. La nueva Administración también reiteró decisiones de la Administración anterior, ya que la Secretaría de Energía cambió su titularidad en menos de un año y pasó a depender del ministerio de Producción al de Economía.

18 – Resolución 31/2020

La Resolución 31/2020 del 27 de febrero 2020 sucedió a la Resolución 1/2019, estableciendo un nuevo esquema de remuneración a los generadores eléctricos que no mantuvieron Contratos a Término con CAMMESA, de modo retroactivo desde el 1° de febrero de 2020.

La Resolución SE 31/2020 reduce los pagos a generadores de energía eléctrica sin contratos a término, pesificar los valores de los diferentes servicios, y establece una metodología de ajuste de los mismos. La Resolución 31 también introduce pagos adicionales a generadores, tanto térmicos como hidroeléctricos, que mitigan la reducción de montos reconocidos en concepto de Precio Base de la Potencia.

- La R31 se aplica a todas las unidades generadoras que no están bajo las diferentes modalidades de contratos PPA con CAMMESA.

- La Resolución 31 adopta un tipo de cambio de 60 AR\$/USD como referencia para convertir varios de los pagos en USD prevalecientes hasta la fecha de emisión de la norma, incluidos y detallados en la Resolución 1/2019 de enero 2019.

Este valor resultó ser muy inferior al prevaleciente desde la fecha misma de emisión de aplicación de la Resolución 31, y más aún a inicio de 2021.

- Los valores de los pagos se determinan en pesos, y se ajustarían mensualmente a partir del tercer mes de validez de la Resolución 31, con fecha de inicio retroactiva a febrero de 2020.

Este punto no fue cumplido hasta el momento y fue modificado de algún modo por la Resolución 440/2021 como se verá más adelante. Los reclamos de parte de los generadores afectados no fueron satisfechos por la Secretaría de Energía.

- Este ajuste de los valores se basa en una formula objetiva que ponderaría el 60% del índice del IPC del INDEC, y el 40% del IPIM . Se trata de un cambio importante respecto a la Resolución 95/2013 que ajustaba los montos anualmente con una evaluación discrecional.

- Otra modificación importante es que los generadores térmicos no podrían adquirir sus propios combustibles, en línea con la Resolución 12/2019 citada previamente. Existe una excepción a este punto, que la constituye el abastecimiento a las unidades generadoras bajo el régimen de la Resolución 287/2017, y la Resolución 220/2007 de Energía Plus, que adquieren sus propios combustibles.

- Mantiene sin cambios los meses y los períodos del año para los que es aplicable la declaración de Disponibilidad Garantizada Ofrecida de Potencia. No obstante, se introduce un cambio conceptual y material importante, al considerarse las primeras 25 horas del mes que requieran mayor necesidad de despacho de unidades térmicas para satisfacer la demanda, y las segundas 25 horas de mayor requisito. Esta determinación horaria se utiliza con el fin de reconocer un pago adicional tanto a unidades térmicas como hidroeléctricas. Cualquier generador que sea despachado durante esas horas, recibirá un reconocimiento adicional en el ítem de Energía.

- La Resolución 31 redujo 45% el Precio Base de la Potencia de generadores térmicos que no declaren Disponibilidad Garantizada Ofrecida de potencia, es decir que operen puramente en el mercado spot sin ningún compromiso sobre la disponibilidad de su potencia.

- Reduce el Precio Base de la Potencia a generadores térmicos que sí declaren Disponibilidad Garantizada Ofrecida de potencia. La reducción es de 14.3% en meses del verano y del invierno, y de 18.1% durante los "meses valle" de baja demanda. Por ejemplo, el Precio Base de la Potencia sería equivalente en Pesos a 6,000 USD/MW-mes durante los meses de verano e invierno, en comparación con 7,000 USD/MW-mes de la R1/2019.

- Se aplica una reducción moderada en el factor para calcular el Precio Base de la Potencia para aquellos generadores que tengan un factor de despacho reducido; para aquellas unidades que posean un factor de despacho mayor a 70%, no existen modificaciones a estos factores.

- Se introduce un pago adicional equivalente en pesos a 625 USD/MW ajustado por un cierto factor, para aquellas unidades que sean requeridas despachar en la citada 25+25 horas. Este pago equivalente a 625 USD/MW al tipo de cambio de 60 AR\$/USD se ajusta por un factor de 1.2 en meses de verano e invierno si la unidad se despacha durante las 25 horas del mes más requeridas, y con un factor de 0.6 en las segundas 25 horas más requeridas de aporte térmico. Estos factores de ajuste son 0.2 y 0.0 en "meses de valle".

- El concepto de pago por la Energía, estará constituido por la energía generada real, más la energía en reserva rotante. No hay cambios en los pagos de la energía real generada en comparación con la R1/2019, que se mantiene al equivalente en pesos de 4 USD/MWh; tampoco hay cambios en el pago de la energía teórica de la reserva rotante operada al equivalente en pesos de 1.4 USD/MWh.

- Similares consideraciones se establecen para unidades hidroeléctricas.

19 – Nota NO-2020-24910606-APN-SE#MDP

Esta Nota del 8 de abril de 2020 de la Secretaría de Energía notificó a CAMMESA a no aplicar el ajuste automático de contemplado en la Resolución 31/2020 que proveía que se aplicarían ajustes con una formula objetiva que ponderaría el 60% del índice del IPC del INDEC, y el 40% del IPIM.

Esta Nota y su efectiva implementación por CAMMESA, constituyen un quiebre importante en la nueva regulación de la nueva Administración.

De este modo se retomó discrecionalidad en cuanto a la ocasión de los ajustes a realizar por las remuneraciones de estas unidades que despachan al mercado spot, y también sobre la magnitud de las mismas al perderse una formula objetiva que de algún modo reflejaría la evolución de los costos de los generadores sin contratos a término.

20 – Resolución 440/2021

La Resolución 440/2021 del 19 de mayo 2021 modifica la Resolución 31/2020, manteniendo el esquema de remuneración a los generadores eléctricos que no mantuvieron Contratos a Término con CAMMESA, de modo retroactivo desde el 1° de febrero de 2021.

La Resolución ajusta las remuneraciones determinadas en solo 29% entre febrero 2020 y febrero 2021, pese a la depreciación de la moneda del orden de 45% y la inflación vigente del orden de 48% en Índice de Precios Mayoristas Nivel General y 41% en Índice de Precios al Consumidor entre febrero de 2020 y 2021.

La Resolución 440/2021 estableció 30 días a los generadores eléctricos para desistir de reclamos y comenzar a cobrar las nuevas remuneraciones.

El deterioro de ingresos a generadores que ya fue reducido en términos históricos desde febrero 2019 con agravamiento en 2020 y 2021, produjo un incremento severo de la indisponibilidad que se describió previamente. La Resolución 238/2022 de abril 2022 actualizó la remuneración, así como sucesivas Resoluciones 826/2022 de diciembre 2022, y 869/2023 de octubre 2023 (ver punto IV.20).

21 – Resolución 1037/2021

La Resolución 1037/2021 estableció un reconocimiento adicional a los generadores en el concepto de Energía Base derivado de las exportaciones realizadas a Brasil por CAMMESA.

Sin embargo, la Secretaría de Energía no definió el modo de instrumentación a los generadores eléctricos, sino que emitió la Resolución 593/2022 por la que decidió asignar la renta incremental para el financiamiento de obras del denominado “Plan Federal de Transporte Eléctrico Regional” propiciado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica.

La Resolución 606/2023 instruyó a CAMMESA a realizar una operación de crédito del Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista para garantizar la disponibilidad de fondos necesarios para ejecutar la obra de transporte de gas “Proyecto De Reversión Del Gasoducto Norte – Obras Complementarias Al Gasoducto Presidente Néstor Kirchner”.

22 – Resolución 238/2022 y 826/2022

Ante la gravedad de la situación operativa de unidades de generación sin contratos a término, la Secretaría de Energía aprobó la Resolución 238/2022 en abril 2022, que ajustó parcialmente y de modo inferior a la evolución inflacionaria, las diferentes remuneraciones a estos generadores.

La situación desfavorable de incremento marcado de indisponibilidad, llevó a que en diciembre 2022 se aprobara la Resolución 826/2022 que estableció un reconocimiento adicional a los generadores que venden su energía al mercado spot, manteniendo la estructura creada por la Resolución 31/ 2020.

23 – Resolución 961/2023

La Secretaría de Energía por una Nota a CAMMESA la instruyó a suspender el proceso de firma de los contratos de los proyectos adjudicados de la convocatoria Contratos de Abastecimiento de Confiabilidad de Generación Térmica (TerConf) de Resolución 936/2024, que habían sido licitados para sumar 3.340 MW de potencia. Seguramente esta decisión se vincula al hecho de retirar al Estado de transferencias y obligaciones de CAMMESA para dejar a los actores del mercado establecer sus contrataciones.

24 – Resolución 9/2024

La nueva Administración expresó en varias oportunidades su preocupación en actualizar la remuneración de las unidades de generación sin contratos en el contexto inflacionario y de devaluación.

La nueva Administración emitió la Resolución 9/2024 el 7 de febrero 2024 estableciendo nuevos valores transitorios “de aplicación excepcional y hasta tanto se definan e implementen gradualmente los mecanismos regulatorios orientados a lograr un funcionamiento autónomo, competitivo y sustentable que permita la libre

contratación entre la oferta y demanda, y un funcionamiento técnico, económico y operativo que posibilite la integración de las diferentes tecnologías de generación para asegurar un sistema confiable y de mínimo costo”.

Los fundamentos de esta norma son de máxima importancia hacia el futuro, ya que explícitamente indica que estos ajustes son provisorios y excepcionales en cuanto a la adecuación de los conceptos remunerados, estableciendo que el sistema eléctrico tendrá nuevas reglas de operación que deberán entrar en vigencia no más allá del 1° de julio de 2024.

25 – Resolución 7/2024

Esta Resolución 7 de la nueva Administración es igualmente relevante que la 9/2024, en el sentido de ajustar el Precio Estacional de la Energía con incrementos sustanciales en el mismo a los consumidores Residenciales N1, al igual que a PyMes de carácter industrial o comercial, al retirar en forma completa los subsidios. No obstante, los mismos se mantienen para todos los consumidores N2 y N3 (en su energía base de 400 KWh/mes) que representan el 65% de los consumidores residenciales, aunque consumen el 74% de la energía de este segmento. Sin embargo, la importancia radica en la señal de la nueva Administración de reducción acelerada de los subsidios y normalización del funcionamiento financiero del sistema eléctrico.

26 – Resolución 101 y 102/2024

Estas Resoluciones del ENRE bajo la nueva Administración actualizan nuevos márgenes de distribución y tarifas finales a consumidores de diferentes categorías, de las distribuidoras eléctricas EDESUR y EDENOR respectivamente, con fuertes aumentos que constituyen la señal de normalización para este segmento de la cadena de electricidad en el país.

FACTORES DE RIESGO

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, Ud. debe considerar cuidadosamente los riesgos que se describen a continuación. Los negocios de la Compañía, su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones podrían verse seriamente afectados de manera negativa, entre otras cosas, por cualquiera de estos riesgos. Los riesgos que se describen a continuación son los conocidos por la Compañía y aquellos que actualmente cree que podrían afectarla de manera considerable. Los negocios de la Compañía también podrían verse afectados por riesgos adicionales que actualmente la Compañía no conoce o no considera significativos.

Riesgos relacionados con el Proyecto Arroyo Seco

Los ingresos operativos de la Emisora dependen sustancialmente del Proyecto Arroyo Seco.

La Emisora se encuentra actualmente desarrollando el Proyecto Arroyo Seco, de generación de energía. Los ingresos operativos de la Emisora se derivarán exclusivamente de este proyecto, el cual está siendo financiado por la Emisora y mediante los fondos obtenidos por la emisión de las Obligaciones Negociables Clase I y las Obligaciones Negociables Clase III. Con la puesta en marcha de la Central Térmica Arroyo Seco, la Emisora espera que sus ingresos netos anuales asciendan a USD 39,3 millones.

El Proyecto Arroyo Seco aún no ha alcanzado su culminación. Esta situación presenta varios riesgos que podrían afectar material y adversamente la condición financiera de la Emisora, los resultados de operaciones y su liquidez.

La construcción y puesta en marcha de la Central Térmica Arroyo Seco trae aparejados distintos riesgos, incluyendo sin limitación:

- la obtención de la habilitación comercial por parte de CAMMESA, cumplir con cronogramas de construcción, y satisfacer distintos estándares de rendimiento operativo y ambiental;
- dificultades operativas propias de la industria en la cual se desenvuelve, pudiendo afectar la capacidad de generar vapor y/o electricidad, e influyendo de ese modo en forma adversa en los resultados de las operaciones y en consecuencia en el desarrollo del Proyecto Arroyo Seco;
- problemas relacionados con la compra de bienes nacionales y el empleo de la mano de obra local; y
- actividades de ingeniería y construcción complejas relativas a los trabajos de instalación, reacondicionamiento y conexión de los equipos de cogeneración que podrían involucrar dificultades técnicas imprevistas, interrupciones en la cadena de suministro y sobrecostos.

Estos desafíos operativos podrían retrasar la culminación del proyecto o bien aumentar los costos totales, en cuyo caso los ingresos operativos esperados de la Emisora podrían verse afectados, lo cual podría tener un efecto adverso sobre los resultados de sus operaciones y podría afectar en forma negativa su capacidad de financiamiento.

Adicionalmente, la Central Térmica Arroyo Seco podría no generar vapor o electricidad suficiente debido, entre otras cosas, a escasez o interrupciones en la provisión de gas, errores operativos y otros problemas operativos y técnicos y modificaciones no previstas del marco legal o regulatorio en el cual opera. Si ello sucediera la Emisora no posee otros activos significativos que le permitan contar con un ingreso de fondos con los cuales afrontar las eventuales pérdidas que se generarían por la interrupción del funcionamiento de la Central Térmica Arroyo Seco, y/o por su incapacidad de hacer frente a las obligaciones asumidas.

Para más información respecto a las necesidades operativas del Proyecto Arroyo Seco véase “Proyecto Arroyo Seco” en la sección “Información sobre la Emisora” de este Prospecto.

Demoras en la finalización del Proyecto Arroyo Seco podrían afectar los resultados de las operaciones de la Compañía

El Proyecto Arroyo Seco implica la construcción de la Central Térmica Arroyo Seco, comprendiendo todas las etapas desde la ingeniería hasta la construcción y puesta en marcha de la planta de cogeneración, habiéndose fijado de acuerdo al Contrato de Abastecimiento suscripto con CAMMESA, una Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida para el 25 de abril de 2024. Sin embargo, debido a nuevos atrasos en la ejecución de las obras correspondientes al Proyecto Arroyo Seco, la Nueva Fecha de Habilitación Comercial Comprometida podría sufrir más retrasos. Todos los atrasos podrían implicar mayores costos a la Compañía (véase “Historia del Proyecto Arroyo Seco” en “Información sobre la Emisora” en este Prospecto). Eventuales demoras adicionales en la iniciación y desarrollo del Proyecto debido a modificaciones adversas en el ambiente político o regulatorio, condiciones climáticas adversas que puedan retrasar la terminación de las obras, entre otras circunstancias, podrían impedir despachar electricidad y vapor en la nueva fecha programada y/o generar

mayores costos, y/o derivar en penalidades bajo el Contrato de Abastecimiento, afectando a su vez la situación patrimonial y el resultado de las operaciones de la Compañía.

El incumplimiento o la terminación por parte de LDC del Contrato de Vapor y Energía Eléctrica, podría afectar sustancialmente y en forma adversa los resultados de las operaciones de la Compañía

El vapor generado por la Central Térmica Arroyo Seco será utilizado principalmente y en su gran mayoría para provisión a la Planta General Lagos propiedad de LDC, en el marco del Contrato de Venta de Vapor y Energía Eléctrica (para mayor información ver “*Contratos con LDC (Louis Dreyfus Company Argentina)*” en “*Información sobre la Emisora*” de este Prospecto). En el marco de dicho contrato, la Emisora se comprometió a vender vapor en las cantidades requeridas por LDC y LDC se comprometió a recibir el vapor requerido para destinarlo al proceso productivo de la Planta General Lagos, como así también a abonar a la Emisora el precio del vapor establecido y a dar prioridad al vapor producido por la Emisora con el equipamiento por sobre cualquier otro vapor que pudiera producir LDC o que pudiera adquirir de terceros. El acaecimiento de ciertas circunstancias fácticas no previstas ni contempladas por las partes al momento de celebrar el Contrato de Venta de Vapor y Energía Eléctrica, o circunstancias posteriores que califiquen como caso fortuito o fuerza mayor, pueden derivar en una renegociación de sus términos contractuales, principalmente en lo que respecta al precio convenido, o incluso la terminación de dicho contrato, circunstancia que podría afectar adversamente la situación financiera de la Compañía y en consecuencia su capacidad de finalización del Proyecto Arroyo Seco.

Riesgos relacionados con la Argentina

La Emisora depende de las condiciones macroeconómicas.

La Compañía es una sociedad anónima que forma parte de un grupo de sociedades constituidas y existentes de conformidad con las leyes de la República Argentina y sustancialmente todas sus operaciones, activos e ingresos se encuentran en el país. En consecuencia, la actividad comercial, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía dependen, en gran medida, de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales de la Argentina.

La economía argentina ha experimentado una importante volatilidad en las décadas recientes, caracterizadas por periodos de crecimiento bajo o negativo, altos niveles de inflación y devaluación monetaria. Los cambios en la demanda internacional de productos argentinos, la falta de estabilidad y competitividad del Peso con respecto a otras divisas, la menor confianza entre consumidores e inversores externos y locales, el mayor índice de inflación e incertidumbre política a futuro, entre otros factores, podrían afectar el desarrollo de la economía argentina.

Actualmente, la economía de Argentina permanece vulnerable e inestable, a pesar de los esfuerzos del Gobierno Nacional para contener la inflación y la inestabilidad cambiaria, reflejada por las siguientes condiciones económicas:

- Durante los últimos años, la Argentina experimentó altos niveles de inflación. Si bien en los últimos meses la tasa de inflación se encuentra descendiendo, no es posible asegurar que esta continúe desacelerando o que no vuelva a incrementar en el futuro. Para mayor información ver “*Altos niveles de inflación podrían afectar la economía argentina y tener un impacto negativo en los resultados de las operaciones de la Sociedad*”, en la presente sección.
- El desempleo y el empleo informal siguen siendo altos afectando el consumo interno.
- La deuda soberana de Argentina, medida en términos porcentuales del PBI, sigue siendo alta. Para mayor información, véase “*La capacidad de Argentina de obtener financiamiento de los mercados internacionales puede verse limitada, lo cual a su vez puede restringir su margen para implementar reformas y políticas públicas y fomentar el crecimiento económico, así como afectar la capacidad de las empresas argentinas de obtener financiamiento*”;
- Si bien el actual gobierno se encuentra tomando medidas apuntadas a reducir el gasto público, éste fue creciente durante los últimos años, contribuyendo de manera sostenida al déficit fiscal;
- La caída de la producción local, la demanda internacional y los precios para los principales commodities de exportación de Argentina;
- Shocks económicos externos adversos;
- Las inversiones, medidas en términos porcentuales del PBI, siguen siendo muy bajas para sostener cualquier perspectiva de crecimiento;

- El gobierno argentino ha establecido diferentes restricciones relacionadas con las exportaciones e importaciones de bienes y servicios y con el acceso al mercado cambiario;
- El suministro, transporte o capacidad de transmisión de energía o gas natural podría no ser suficiente para suministrar o alimentar la actividad industrial (limitando el desarrollo industrial como resultado) y el consumo;
- Las expectativas económicas del Gobierno Argentino podrían no cumplirse y el proceso de restaurar la confianza en la economía argentina podría tomar más tiempo del esperado.

Tal como sucedió en el pasado reciente, la economía argentina podría verse negativamente afectada si las presiones políticas y sociales impiden la implementación por parte del Gobierno Argentino de políticas destinadas a controlar la inflación, generar crecimiento y elevar la confianza de los consumidores e inversores, o si las políticas implementadas por el Gobierno Argentino diseñadas para alcanzar estas metas no son exitosas. Estos hechos podrían afectar negativamente la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía o generar una caída en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

Al igual que en el pasado reciente, la economía argentina puede verse afectada de manera adversa si las presiones políticas y sociales inhiben la implementación por parte del Gobierno Nacional de políticas diseñadas para controlar la inflación, generar crecimiento y aumentar la confianza de consumidores e inversores, o si las políticas que implemente para lograr dichos fines fracasan. No puede garantizarse que la actividad comercial, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora no se verán afectados por acontecimientos económicos, sociales y políticos futuros en Argentina.

Los acontecimientos políticos y las medidas políticas adoptadas en Argentina podrían afectar la economía del país y el sector energético en particular.

El 10 de diciembre de 2023 asumió la presidencia de Argentina Javier Milei. El nuevo gobierno enfrenta significativos desafíos económicos y sociales, incluyendo alta inflación y déficit fiscal. Asimismo, el nuevo gobierno no cuenta con mayoría ni en el Senado ni en la Cámara de Diputados, por lo tanto, necesitará realizar alianzas con otras fuerzas políticas para poder llevar adelante las medidas previstas.

En los días posteriores, el nuevo gobierno impulsó medidas de shock tales como una devaluación del Peso frente al Dólar Estadounidense del 54,2%, llevando el tipo de cambio oficial a los \$800. Asimismo, el nuevo gobierno anunció e implementó ciertas reformas con el propósito de desregular la economía. A través del Decreto de Necesidad y Urgencia N°70/2023, la nueva administración tomó medidas para ajustar las cuentas y las finanzas públicas, derogando y modificando ciertas leyes y decretos. Estas medidas incluyen reformas en el sector público y las empresas estatales, la desregulación de sectores como la salud, la energía, la aviación, el turismo y otras industrias, así como la simplificación de los trámites en el comercio exterior, la flexibilización de las leyes laborales, ajustes en las normas contractuales para facilitar los contratos en moneda extranjera, entre otras. Además, se declaró el estado de emergencia en aspectos económicos, financieros, fiscales, administrativos, previsionales, tarifarios, sanitarios y sociales hasta el 31 de diciembre de 2025. Dicho decreto está sujeto a la aprobación del Congreso Nacional, que tiene la facultad de rechazar su validez, y se encuentran en proceso numerosas acciones judiciales las cuales cuestionan su constitucionalidad. Asimismo, cabe destacar que se han dictado algunas medidas cautelares que suspenden los efectos del capítulo IV del DNU 70/2023 en relación con las modificaciones laborales. Asimismo, se encuentran en curso algunas acciones judiciales que cuestionan la constitucionalidad del decreto, algunas de éstas últimas causas fueron rechazadas en primera instancia y en algún caso en segunda instancia pero todas ellas fueron apeladas.

Con fecha 14 de marzo de 2024, el Senado rechazó el DNU con 42 votos en contra y 25 a favor, pero a la fecha de este Prospecto aún resta la decisión de la Cámara de Diputados para determinar el futuro de la norma. Por lo tanto, el DNU 70/23 continuará vigente hasta ser rechazado también por la Cámara de Diputados. No es posible predecir si el Decreto 70/2023 permanecerá en vigor, su evolución a nivel judicial o el impacto que su aplicación podría tener en nuestros resultados de operaciones y situación financiera.

El 28 de junio de 2024 Congreso de la Nación Argentina aprobó la Ley de Bases en la que, entre las múltiples cuestiones que abarca, se incluye una amplia declaración de emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa y social entre otras por el plazo de un año y la delegación de facultades legislativas en el Poder Ejecutivo vinculadas a materias determinadas de administración y de emergencia. Entre otras cuestiones, la ley incluye:

- Modificaciones en el cálculo del impuesto a las ganancias para personas físicas, en el régimen de monotributo, bienes personales y blanqueo de capitales.
- Se autoriza la privatización, ya sea total o parcial, de ciertas empresas y sociedades de propiedad total o mayoritaria del Estado nacional.
- Un Régimen de Incentivos para las Grandes Inversiones (“RIGI”) para proyectos que involucren inversiones iguales o superiores a los US\$ 200 millones.
- La creación de una prestación de retiro proporcional para aquellas personas que, alcanzando la edad jubilatoria, no alcancen los años de aportes previsionales necesarios.
- Una reforma laboral y del régimen jubilatorio.

Es difícil predecir el impacto que las medidas adoptadas o que se adopten en el futuro puedan tener sobre la economía argentina, la situación política y social y su impacto sobre nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones. (para mayor información, ver “*Factores de Riesgo— La intervención del gobierno en la economía argentina podría impactar negativamente en la economía y en la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora*”).)

La Emisora no puede asegurar que los acontecimientos en Argentina no afecten a las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales del país y, en consecuencia, afecten a su negocio, resultado de las operaciones y situación financiera

Las fluctuaciones significativas en el valor del Peso podrían impactar negativamente en la economía argentina y en la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.

El Peso ha sufrido devaluaciones significativas con respecto al Dólar en el pasado y ha seguido devaluándose frente a esa divisa en los meses recientes. A pesar de los efectos positivos de la devaluación del Peso sobre la competitividad de ciertos sectores de la economía argentina, también puede tener profundos impactos negativos sobre la economía del país y la situación patrimonial de los ciudadanos y las empresas. La devaluación que el Peso sufrió en los últimos años afectó la capacidad de las empresas argentinas de pagar sus deudas denominadas en moneda extranjera, conllevó un muy alto nivel de inflación, redujo significativamente el salario real y, por lo tanto, tuvo un impacto negativo sobre las empresas cuyo éxito depende de la demanda en el mercado interno, y afectó la capacidad del Gobierno Nacional de cumplir con sus obligaciones de pago de la deuda externa.

Además, nuestros resultados de operaciones están expuestos a fluctuaciones cambiarias y cualquier devaluación del peso frente al dólar estadounidense y otras monedas fuertes puede afectar adversamente nuestro negocio y los resultados de las operaciones. Como nuestros ingresos se recaudan principalmente en pesos argentinos, estamos expuestos al riesgo de tipo de cambio entre el Peso argentino y el Dólar Estadounidense, por nuestras cuentas a cobrar denominadas en dicha moneda.

Por otro lado, un aumento sustancial del valor del peso frente al Dólar también representa riesgos para la economía argentina. Una apreciación real significativa del peso podría afectar las exportaciones, lo cual a su vez podría tener un impacto negativo en el crecimiento del PBI y el empleo y disminuir los ingresos del sector público argentino al reducirse el cobro de impuestos en términos reales, dado que actualmente es muy dependiente de los aranceles de exportación.

Altos niveles de inflación podrían afectar la economía argentina y tener un impacto negativo en los resultados de las operaciones de la Sociedad.

La inflación ha socavado significativamente la economía argentina y la capacidad del gobierno para promover condiciones que permitan un crecimiento estable. En los últimos años, Argentina ha enfrentado presiones inflacionarias, lo cual se observa en los precios sustancialmente mayores del combustible, la energía y los alimentos, entre otros factores. En las últimas décadas el Gobierno Nacional ha implementado distintos programas para intentar controlar la inflación y monitorear precios de bienes y servicios esenciales, incluido el congelamiento de precios de productos y servicios clave y acuerdos de soporte de precios entre el gobierno y empresas del sector privado en varias industrias y mercados.

De acuerdo con el INDEC, el índice de inflación nacional fue 50,9% en 2021, 94,8% para el 2022 y 211,4% para el 2023. Para el año corriente, según las tasas oficiales del IPC publicadas por INDEC representaron un 20,6% en enero, un 13,2% en febrero, un 11,0% en marzo, un 8,8% para abril, 4,2% en mayo, un 4,6% en junio y un

4,0% en el mes de julio de 2024, y acumuló en el primer semestre del año una variación de 79,8%. En la comparación interanual, el incremento alcanzó el 271,5%.

Si bien la actual administración se encuentra tomando medidas para reducir la tasa de inflación, no es posible asegurar el éxito de esas medidas. Un nivel alto de inflación afecta la competitividad internacional de Argentina al diluir los efectos de una devaluación del peso, impacta negativamente en el nivel de actividad económica y empleo y socavaría la confianza en el sistema bancario argentino, lo cual podría limitar aún más la disponibilidad de crédito local e internacional para las empresas. Un alto nivel de incertidumbre y una falta de estabilidad general en términos de inflación podrían además conllevar plazos contractuales más breves y afectar la capacidad de planificación y toma de decisiones.

Si los niveles de inflación se mantuvieran o aumentaran en el futuro, el desarrollo de la economía argentina podría verse afectado y el acceso al crédito aún más restringido.

No puede asegurarse que la inflación y/u otros acontecimientos políticos, sociales y económicos futuros en Argentina, que exceden a la Emisora, no afectarán adversamente su situación patrimonial o los resultados de sus operaciones, incluyendo su capacidad de pago de los servicios de capital y/o intereses de sus deudas a su vencimiento, inclusive respecto de las Obligaciones Negociables.

La credibilidad de varios índices económicos argentinos ha sido puesta en duda, lo cual puede conllevar una falta de confianza en la economía argentina y, a su vez, podría limitar la capacidad de la Emisora para acceder al crédito y los mercados de capital.

Hasta 2015 la credibilidad del IPC y de otros índices publicados por el INDEC fue cuestionada. El 8 enero de 2016, basado en la determinación de que el INDEC había fallado en producir información estadística confiable, particularmente la relacionada con el IPC, con el PBI y con el comercio exterior, así como con las tasas de pobreza y desempleo, la administración de Macri declaró el estado de emergencia del sistema nacional de estadísticas y en el organismo oficial a cargo del sistema, el INDEC, al tiempo que anunció que el INDEC implementaría ciertas reformas metodológicas y ajustará determinadas estadísticas macroeconómicas sobre la base de tales reformas. Así se suspendió temporalmente la publicación de ciertos datos estadísticos hasta que se complete una revisión integral del instituto a fin de recuperar su capacidad de producir información confiable. En 2017, el INDEC comenzó a publicar un IPC nacional (el "IPC nacional"), que se basa en una encuesta realizada por el INDEC y varias oficinas provinciales de estadística en 39 áreas urbanas, incluida cada una de las provincias de la Argentina.

La interrupción de la publicación de los índices del INDEC ha generado incertidumbre en la economía de Argentina, y toda corrección o reformulación de los índices del INDEC en el futuro podría generar una menor confianza en la economía argentina, lo que a su vez podría tener un efecto adverso en la capacidad de la Compañía de acceder a los mercados de capitales internacionales para financiar sus operaciones y crecimiento, afectando a su vez los resultados de sus operaciones y situación patrimonial, incluyendo la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento.

Adicionalmente, parte de la deuda soberana argentina se ajusta a través del CER, que es un índice monetario estrechamente ligado a la inflación. Por lo tanto, cualquier aumento significativo de la inflación podría resultar en un aumento de la deuda soberana argentina pendiente de pago.

La Compañía podría verse afectada negativamente en caso de producirse una crisis financiera global o regional o ante condiciones crediticias y de mercado desfavorables.

Los efectos de una crisis financiera global o regional y el eventual impacto en el sistema financiero global podrían tener un efecto negativo sobre los negocios, la situación patrimonial, la capacidad de acceder al crédito o a los mercados de capitales internacionales y los resultados de las operaciones de la Compañía, especialmente en una economía emergente, como es el caso de Argentina. Esta situación se dio en 2008, cuando la crisis económica mundial produjo una abrupta caída en la actividad económica de Argentina a lo largo del 2009, acompañada de presiones inflacionarias, depreciación del Peso y una baja en el nivel de confianza de los consumidores e inversores. Adicionalmente, en el 2020 comenzó una nueva crisis financiera global como consecuencia del coronavirus (Covid-19), enfermedad surgida en Wuhan, China, y luego expandida mundialmente.

No es posible predecir cuál sería el efecto de una crisis económica en la Compañía y en sus clientes. Una situación económica frágil a nivel mundial o local podría tener un efecto negativo en los ingresos de la Compañía. Factores económicos tales como la inflación, el desempleo, y la disponibilidad de crédito también podrían tener un efecto adverso significativo sobre la situación patrimonial y resultados operativos de la Compañía. La situación financiera y económica de Argentina o de otros países de América Latina, tales como Brasil, también podrían

tener un impacto negativo sobre la Compañía y terceros con quienes la Compañía realiza o pueda realizar negocios.

La economía argentina es vulnerable a los embates externos que se pueden generar por sucesos adversos que afecten a sus principales socios comerciales. Una caída significativa en el crecimiento económico de cualquiera de los mayores socios comerciales de la Argentina (entre ellos Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos) podría acarrear un impacto adverso sustancial en la balanza comercial de Argentina y afectar en forma adversa el crecimiento económico del país. La menor demanda de exportaciones argentinas podría tener un efecto adverso sustancial en el crecimiento económico de la Argentina. Por ejemplo, las devaluaciones de magnitud considerable en las monedas de Brasil y China y la desaceleración de sus respectivas economías podrían afectar negativamente a la economía argentina. La Argentina podría verse afectada de manera adversa por sucesos económicos o financieros negativos en otros países, lo cual a su vez puede causar un efecto adverso en la situación patrimonial y en los resultados de las operaciones de la Sociedad. Los menores ingresos de capitales y la caída en los precios de los títulos valores afectan negativamente a la economía real de un país por vía de tasas de interés más altas o volatilidad monetaria. Además, la Argentina también puede resultar afectada por sucesos que ocurren en otros países que tienen incidencia en los ciclos económicos mundiales.

La invasión de Rusia a Ucrania desencadenó y continúa desencadenando una escalada de acciones armadas e inestabilidad regional y podría dar lugar a sanciones económicas más severas contra Rusia impuestas por Estados Unidos, la Unión Europea y otros países. El conflicto generó un importante aumento en los precios de los commodities y en los precios internacionales del crudo y del gas, lo cual ha generado un incremento en los precios de los combustibles y, por ende, la aceleración de la inflación a nivel mundial. Por otra parte, las sanciones económicas impuestas contra Rusia podrían dar lugar a escasez de materiales primas y commodities, lo cual, a su vez, podría contribuir a incrementar la inflación en todo el mundo e interrumpir la cadena de suministro, en general y, en particular, en el sector de energía.

Asimismo, en octubre de 2023, se desató el conflicto entre Israel y Hamas, en la Franja de Gaza. El movimiento palestino Hamas, que controla la Franja de Gaza hace más de 15 años, realizó una infiltración a través del militarizado límite con Israel. Los ataques de Hamas motivaron una respuesta inmediata de Israel, que declaró el estado de guerra. A la fecha del presente Prospecto, el conflicto bélico continúa y no se puede anticipar cuáles serán las consecuencias en caso de que el mismo escale más allá de las fronteras de ambos países.

Debido a las incertidumbres inherente a la escala y duración de estos acontecimientos y sus efectos directos e indirectos, no es razonablemente posible estimar el impacto que este conflicto armado tendrá en la economía y en los mercados financieros mundiales, en la economía argentina y, en consecuencia, en el negocio, la situación financiera o el resultado de las operaciones de la Emisora. Cualquier interrupción provocada por la acción militar de Rusia o que dé lugar a sanciones podría exacerbar el impacto de otros riesgos descriptos en este Prospecto.

En consecuencia, los acontecimientos que se susciten en los principales socios regionales, incluyendo los países miembros del Mercosur, podrían tener un efecto material negativo en la economía argentina, en el interés de los inversores en empresas argentinas, e, indirectamente, en las operaciones, negocios y resultados de la Emisora, así como en su capacidad de honrar sus deudas, incluyendo las Obligaciones Negociables.

Desde el 1 de julio de 2018, el Peso Argentino califica como una moneda de una economía hiperinflacionaria, y la Emisora está obligada a reexpresar sus estados contables históricos para aplicar ajustes por inflación, lo que podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones y su situación financiera, así como la de sus subsidiarias argentinas.

De acuerdo con la NIC 29 de Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias (la “NIC 29”), los estados financieros de entidades cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria deben ser ajustados para reflejar los efectos de las variaciones de un índice general de precios. La NIC 29 no establece cuándo surge la hiperinflación, y el IASB no identifica jurisdicciones hiperinflacionarias específicas. Sin embargo, la NIC 29 brinda una serie de pautas no exclusivas que consisten en (i) analizar la conducta de la población, precios, tasas de interés y salarios antes de la evolución de los índices de precios y la pérdida de poder adquisitivo de la moneda, y (ii) como característica cuantitativa, verificar si el índice de inflación acumulado a tres años se aproxima al 100% o lo supera. En junio de 2018, el Grupo de Tareas de Prácticas Internacionales del Centro de Calidad de Auditoría (International Practices Task Force, “IPTF”), que monitorea a los países que experimentan alta inflación, clasificó a Argentina como un país con un índice de inflación acumulado proyectado a tres años mayor al 100%. Asimismo, también se identificaron ciertos factores macroeconómicos cualitativos previstos en la NIC 29. Por lo tanto, las sociedades argentinas que aplican las NIIF, tales como la Emisora, deben aplicar la NIC 29 a sus estados financieros para los períodos finalizados a partir del 1 de julio de 2018.

El ajuste por inflación, incluyendo la indexación impositiva, tal como el exigido por la NIC 29, había sido originalmente prohibido en virtud de la Ley 23.928. Asimismo, el Decreto N° 664/03, dictado por el Gobierno Nacional, instruyó a las autoridades regulatorias tales como la CNV a aceptar únicamente estados financieros

reportados en moneda constante. Sin embargo, el 4 de diciembre de 2018, la Ley 27.468 (“Ley 27.468”) derogó el Decreto N° 664/03 y modificó la Ley 23.928 indicando que la prohibición de realizar ajuste por inflación deja de ser aplicable a los estados financieros presentados con fines regulatorios. Ciertas autoridades regulatorias, como la CNV, actualmente exigen que los estados financieros para períodos finalizados a partir del 31 de diciembre de 2018 sean ajustados por inflación de acuerdo con la NIC 29. En consecuencia, los estados contables auditados de la Compañía incluidos en este Prospecto, entre ellas las cifras de períodos anteriores (hecho éste que no afecta las decisiones adoptadas respecto de la información financiera para tales períodos) y, salvo indicación en contrario, la información financiera incluida en otras secciones de este Prospecto, fueron reexpresadas a los fines de considerar las variaciones en el poder adquisitivo general de la moneda funcional de la Compañía (el Peso) de acuerdo con la normas contables y la Resolución General N° 777/2018 de la CNV.

La Ley 27.468 también sustituyó al índice de precios mayoristas (“IPM”) por el IPC como el índice para comparar la indexación impositiva, y modificó los estándares para la aplicación del procedimiento de indexación impositiva. Asimismo, la Ley 27.468 establece que durante los tres primeros años a partir del 1 de enero de 2018, deberá realizarse la indexación impositiva si la variación del IPC supera un 55% en 2018, 30% en 2019 y 15% en 2020. El 23 de diciembre de 2019 el Congreso de la Nación sancionó la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, que estableció que el resultado positivo o negativo generado por la aplicación del ajuste por inflación correspondiente al primer y segundo ejercicio económico a partir del 1 de enero de 2019, será imputado de la siguiente forma: un sexto (1/6) en ese mismo ejercicio, y los cinco sextos (5/6) restantes en partes iguales en los cinco ejercicios económicos subsiguientes.

No es posible predecir cuál será el impacto total que las modificaciones en la aplicación del procedimiento de indexación impositiva y los ajustes asociados puedan tener en los estados financieros de la Emisora, ni los efectos que dichas modificaciones puedan generar en la alícuota impositiva efectiva o en los negocios, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Compañía.

La capacidad de Argentina de obtener financiamiento en los mercados internacionales puede verse limitada, lo cual a su vez puede restringir su margen para implementar reformas y políticas públicas y fomentar el crecimiento económico, así como afectar la capacidad de las empresas argentinas de obtener financiamiento.

En 2005 y 2010 Argentina realizó oferta de canje y logró reestructurar aproximadamente el 92% de su deuda soberana, que se encontraba en default desde finales de 2001. Los *holdouts* que se negaron a participar en las reestructuraciones demandaron a Argentina en varios países, incluido Estados Unidos. Finalmente, luego de una larga controversia entre estos acreedores y la Argentina, el gobierno finalmente alcanzó acuerdos con tenedores de una porción significativa de los bonos en default y canceló sus deudas con la mayoría de los *holdouts* mediante la emisión de bonos por U\$S 16.500 millones a 3, 5, 10 y 30 años, el 22 de abril de 2016. Por medio de dicha emisión, Argentina recuperó acceso a los mercados de capitales internacionales. Si bien el monto de los reclamos involucrados ha disminuido considerablemente, continúan pendientes de resolución en diversas jurisdicciones los procesos iniciados por los tenedores que no aceptaron la oferta de Argentina.

Asimismo, los accionistas extranjeros de algunas empresas argentinas presentaron reclamos ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (el “CIADI”) con el argumento de que las medidas de emergencia adoptadas por el Gobierno Nacional durante la crisis de 2001 y 2002 incumplieron con los estándares de trato justo y equitativo establecidos en varios tratados bilaterales de inversión suscritos por Argentina. Adicionalmente, se presentó una demanda contra Argentina en los tribunales de Nueva York por la compañía de energía Petersen Energía Inversora S.A., reclamando compensación por acciones que poseía de la ahora nacionalizada YPF S.A. (“YPF”) compañía de energía. Estos reclamos pendientes podrían llevar a sentencias adversas sustanciales contra el país, embargos o medidas cautelares sobre los activos argentinos o podrían hacer caer a la Argentina en cesación de pagos respecto de sus obligaciones, lo que podría impedir que la Argentina obtenga condiciones o tasas de interés favorables al acceder a los mercados de capitales internacionales o que no acceda a financiamiento internacional en absoluto. A la fecha, varias de estas disputas se han solucionado y un número significativo de casos están en proceso o han sido suspendidos temporalmente debido al acuerdo de las partes.

La continuidad de los litigios con el resto de los acreedores *holdout*, así como el mantenimiento de los reclamos ante el CIADI y otros planteos en contra del Gobierno Nacional, o cualquier situación futura de cesación de pagos de la Argentina respecto de sus obligaciones financiera podría hacer imposible que empresas argentinas accedan a los mercados internacionales de capital o bien podría hacer que los términos de dichas operaciones sean menos favorables que los ofrecidos a empresas de otros países de la región, lo cual potencialmente afectaría la situación patrimonial de la Emisora.

En junio de 2018 el Gobierno Nacional, entonces presidido por Mauricio Macri, llegó a un acuerdo con el FMI para una línea de crédito por un monto de U\$S 50.000 millones con una duración de 36 meses, bajo la modalidad stand-by. A fines de septiembre de 2018, el Gobierno Nacional llegó a un acuerdo adicional con el FMI,

aumentando los recursos disponibles por U\$S 19.000 millones hasta fines de 2019 y elevando el monto total disponible en el marco del programa a U\$S 57.100 millones hasta 2021. A la fecha del presente Prospecto, la Argentina ha recibido desembolsos bajo el acuerdo por U\$S46.100 millones. Sin embargo, el gobierno de Alberto Fernández ya ha anunciado que no tienen intención de solicitar desembolsos adicionales bajo dicho acuerdo con el objetivo de renegociar los términos de repago del acuerdo con el FMI como consecuencia de la imposibilidad de la Argentina de poder cumplir con sus obligaciones de pago bajo el mismo en los términos en los que fue firmado.

Además, producto de la inestabilidad financiera y económica de la Argentina durante el 2019, con fecha 6 de abril de 2020 se publicó el Decreto N° 346/2020 mediante el cual el Gobierno Nacional dispuso el diferimiento de los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de la deuda pública nacional instrumentada mediante títulos denominados en Dólares emitidos bajo ley argentina hasta el 31 de diciembre de 2020, o hasta la fecha anterior que el Ministerio de Economía determine, considerando el grado de avance y ejecución del proceso de restauración de la sostenibilidad de la deuda pública. Asimismo, se exceptuó de dicho diferimiento a ciertos títulos públicos que, por sus características específicas, justifican la razonabilidad de tales excepciones, los cuales se encuentran comprendidos en el diferimiento de pagos de interés y capital dispuesto por el Decreto N° 346/20. Se aclara al público inversor que, a la fecha del presente Prospecto, la Emisora no tiene en cartera títulos incluidos dentro de este Decreto N° 346/2020.

En este sentido, el 21 de abril de 2020 el Gobierno Nacional lanzó un canje de deuda (el “Canje”) con el objetivo de refinanciar su deuda externa, reconfigurando los pagos de intereses y capital originalmente previstos, de manera tal en que sean sustentables y no comprometan el desarrollo y potencial crecimiento de Argentina en los próximos años. A tal fin, el Gobierno Nacional propuso el canje de diferentes series de bonos denominados en moneda extranjera (Dólares, Euros y Francos Suizos) y regidos bajo la legislación del Estado de Nueva York o inglesa, según el caso, que fueran emitidos oportunamente bajo los acuerdos de fideicomiso (Indentures) 2005 y 2016 por nuevas series de bonos denominados en Dólares o en Euros.

El Canje estaba abierto en el período comprendido entre el 21 de abril de 2020 y el 8 de mayo de 2020, fecha que fuera prorrogada sucesivas veces hasta que el 4 de agosto de 2020 el Gobierno Nacional informó haber llegado a un acuerdo con ciertos acreedores a fin de reestructurar su deuda habiendo extendido la fecha para manifestar su consentimiento hasta el 28 de agosto de 2020. Con 31 de agosto de 2020 el Gobierno Nacional anunció que la oferta obtuvo el 93,55% de aceptación, lo que permite el canje del 99,01% de los bonos a ser reestructurados.

Asimismo, el 15 de septiembre de 2020, el Gobierno Nacional anunció los resultados definitivos de la reestructuración de los títulos públicos denominados en Dólares emitidos bajo ley local, en la que se obtuvo la aceptación del 99,41% de los bonistas. El 4 de noviembre de 2020, el Gobierno Nacional anunció la reapertura de la reestructuración de los títulos públicos denominados en Dólares emitidos bajo ley local con el fin de alcanzar el 100% de aceptación de los bonistas.

Adicionalmente, en mayo de 2021, el Presidente Alberto Fernández, junto con el ex Ministro de Economía Martín Guzmán, se reunió con las máximas autoridades de los socios del Club de París para solicitar la prórroga de las fechas de vencimiento de la deuda con dicho organismo. Asimismo, el presidente Alberto Fernández se reunió también en mayo, con la Directora gerente del FMI, Kristalina Georgieva, por la renegociación de la deuda argentina.

Con fecha 28 de enero de 2022, el Presidente Alberto Fernández anunció la llegada de un acuerdo con el FMI para la refinanciación del préstamo de más de 44.000 millones de Dólares que dicho organismo otorgó al país en 2018. Según lo acordado, el FMI refinanciará durante los próximos dos años y medio los 44.000 millones de Dólares que la Argentina adeuda. A cambio, la Argentina se comprometió, entre otras cuestiones, a reducir el déficit fiscal al 0,9% del PBI para el 2024. El 25 de marzo de 2022, el directorio ejecutivo del FMI aprobó el acuerdo alcanzado con Argentina. Posteriormente, hasta la sexta revisión, correspondiente al trimestre que terminó en septiembre de 2023, el FMI aprobó las revisiones a las metas acordadas con la Argentina y desembolsó fondos a fin de que Argentina pudiera afrontar los vencimientos con dicho organismo.

El 10 de enero de 2024, el Gobierno Nacional y el FMI anunciaron que llegaron a un acuerdo respecto de la séptima revisión, correspondiente al trimestre que terminó el 31 de diciembre de 2023. Asimismo, bajo dicho acuerdo se establecieron nuevas metas a cumplir en 2024, entre las cuales se encuentre alcanzar un déficit fiscal del 0,9% del PBI. Dicho fue aprobado por el Directorio Ejecutivo del FMI el 1 de febrero de 2024, lo cual hizo posible el desembolso de aproximadamente US\$4.700 millones.

Por último, El 10 de marzo de 2023, la Corporación Federal de Seguro de Depósitos de los Estados Unidos (“FDIC”) tomó el control de Silicon Valley Bank. Esto significó la mayor quiebra de un banco estadounidense desde la crisis financiera del 2008. Días antes del cierre del banco, sus autoridades habían anunciado que

necesitaban recaudar U\$S2.250 millones para cubrir pérdidas, lo que llevó a que sus clientes retiraran depósitos por un monto de U\$S 42.000 millones. A fin de evitar que la crisis de confianza en el sistema bancario se extendiera, la Reserva Federal anunció que garantizará todos los depósitos de los clientes del banco. Sin embargo, la falta de confianza en el sistema bancario se extendió, afectando a otras entidades financieras, como Signature Bank, que también fue intervenido por la FDIC, y First Republic Bank, que el 16 de marzo de 2023 fue rescatado por los grandes bancos estadounidenses que depositaron U\$S30.000 millones, luego que los clientes de ambos bancos retiraran importantes sumas de sus depósitos. En la misma línea, y tras la caída de diversos bancos estadounidenses, el valor bursátil y el valor de los títulos del Credit Suisse Bank comenzaron a caer, provocando uno de los colapsos financieros más importantes de los últimos tiempos. Ante dicha situación, y con el fin de restaurar la confianza en el sistema financiero, con fecha 19 de marzo de 2023 se anunció la fusión entre Credit Suisse Bank UBS, siendo esta última la entidad sobreviviente. Dicha fusión ha sido aprobada por el gobierno suizo, quien se encuentra preparando medidas de emergencia y planea reducir la legislación para acelerar el proceso de fusión. Asimismo, dicha fusión contó con el apoyo del Departamento Federal de Finanzas de Suiza, el Banco Nacional Suizo y la Autoridad de Supervisión del Mercado Financiero de Suiza (FINMA).

No es posible asegurar que la Argentina cuente con la capacidad para obtener financiamiento en los mercados para hacer frente a sus obligaciones, como así tampoco el impacto que podría tener la imposibilidad del Gobierno de Alberto Fernández de renegociar los compromisos externos del país, y en caso de que se renegocie, en qué términos finalmente se concretaría. Como en el pasado, esto puede derivar en nuevas acciones legales contra el Gobierno Nacional y en la ejecución de aquellas que a la fecha del presente Prospecto se encuentran en curso y pendientes de resolver. Esto puede afectar adversamente la capacidad del Gobierno Nacional de implementar las reformas necesarias para impulsar el crecimiento del país y reactivar su capacidad productiva. Asimismo, la incapacidad de Argentina para obtener crédito en los mercados internacionales podría tener un impacto directo en la capacidad de la Emisora para acceder a dichos mercados a fin de financiar sus operaciones y crecimiento, incluyendo el financiamiento de inversiones de capital, lo que afectaría negativamente la condición financiera, los resultados de operación y los flujos de caja de la Emisora.

Ciertos riesgos son inherentes a una inversión en una compañía que opera en una economía de mercado independiente (standalone) como lo es la Argentina.

De acuerdo al último informe de la compañía estadounidense Morgan Stanley Capital Index (“**MSCI**”), en su informe de clasificación de mercado, Argentina es considerada un Mercado Independiente o *Standalone*, clasificación que se reserva para aquellos países que tienen barreras de accesibilidad a los inversores extranjeros, tensiones políticas, mercados de capitales pequeños y economías pobres o que carecen de regulaciones adecuadas. La inversión en los mercados de estas características conlleva riesgos. Estos riesgos incluyen la inestabilidad política, social y económica que pueden afectar los resultados económicos de la Argentina que se derivan de varios factores, incluyendo los siguientes: (a) altas tasas de interés; (b) los cambios bruscos en los valores de las divisas; (c) altos niveles de inflación; (d) control de cambios y capital; (e) controles de salarios y precios; (f) regulaciones para importar equipos y otras necesidades relevantes para las operaciones; (g) los cambios en las políticas económicas o fiscales, y (h) las tensiones políticas y sociales.

En el caso de Argentina, la clasificación como mercado *Standalone* fue justificada en virtud de que la prolongada severidad de los controles de capital en el mercado de valores de la Argentina no está en línea con los criterios de accesibilidad al índice de Mercados Emergentes de MSCI. De este modo, Argentina quedó fuera de la clasificación de Mercado Emergente que compartía con países como Brasil, Chile, Colombia, México y Perú y pasó a compartir la categoría de Mercados Independientes con países como Jamaica, Panamá, Zimbabue, El Líbano y Palestina.

La Argentina había ingresado a la categoría de Mercado Emergente en el año 2018, con la advertencia de que para permanecer en dicha categoría, debía garantizar la libre accesibilidad al mercado cambiario. Sin embargo, desde la imposición de controles de cambio en septiembre de 2019, su categorización se encontraba en revisión.

Como consecuencia de la reclasificación, diversas empresas argentinas sufrieron un impacto negativo en el valor de sus acciones y se espera que tengan, en el futuro, mayores dificultades para obtener financiamiento.

Las condiciones económicas y de mercado en Argentina, influyen en el mercado de valores emitidos por empresas argentinas. Asimismo, la volatilidad en los mercados de valores en América Latina y en otros mercados emergentes y “standalone”, así como los aumentos potenciales en las tasas de interés en los Estados Unidos y otros países desarrollados, pueden tener un impacto negativo en el valor de negociación de los valores negociables y en la capacidad y los términos en los que la Compañía puede acceder a los mercados de capitales internacionales.

La Compañía no puede asegurar que ninguno de los factores enumerados anteriormente y la percepción de riesgo en Argentina y otros mercados puedan no tener un efecto material adverso en su capacidad para reunir capital, incluida su capacidad de refinanciar eventualmente pasivos, lo que podría afectar negativamente sus planes de inversión y consecuentemente su condición financiera y resultados de operación, teniendo también un impacto negativo en los valores negociados. La Compañía no puede garantizar el posible impacto adverso de los factores discutidos anteriormente en la situación financiera y/o resultados de operaciones.

La intervención del gobierno en la economía argentina podría impactar negativamente en la economía y en la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.

En el pasado, el Gobierno Argentino intervino en forma directa en la economía, por ejemplo, mediante expropiaciones o nacionalizaciones, control de cambios y controles de precios, entre otros.

En 2008, el Gobierno Argentino dispuso la nacionalización de las Administradoras de Fondos de Jubilaciones y Pensiones. Como resultado de ello, todos los recursos administrados por los fondos de pensiones privados, incluyendo participaciones accionarias significativas en un gran porcentaje de compañías listadas, fueron transferidos a un fondo separado (Fondo de Garantía de Sustentabilidad o el “FGS”) a ser administrado por la ANSES. En abril de 2012, el Gobierno Argentino dispuso la nacionalización de YPF e impuso importantes cambios en el sistema dentro del cual operan las empresas petroleras. En febrero de 2014, el Gobierno Argentino y Repsol S.A., quien era titular de las acciones de YPF, anunciaron que habían alcanzado un acuerdo sobre los términos de la indemnización correspondiente a Repsol, dando por finalizado el reclamo presentado por Repsol ante el CIADI.

En 2008, el Gobierno Nacional dispuso la nacionalización de las Administradoras de Fondos de Jubilaciones y Pensiones (“AFJPs”) y en abril de 2012, la nacionalización de YPF.

El 9 de junio de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 522/2020 la administración de Alberto Fernández declaró la intervención transitoria de la empresa Vicentín S.A.I.C. por un plazo de 60 días, con el fin de asegurar la continuidad de las actividades de la empresa, la conservación de los puestos de trabajo y la preservación de sus activos y patrimonio. Asimismo, el Gobierno Nacional había dispuesto la remisión al Congreso de la Nación de un proyecto de ley para declarar a la empresa utilidad pública y sujeta a expropiación. No obstante, el 31 de julio de 2020, a través del Decreto N°636/2020, el Poder Ejecutivo Nacional dispuso la derogación del Decreto N°522/2020 que establecía la intervención transitoria de la empresa Vicentín S.A.I.C.

Esta nueva intervención por parte del gobierno generó incertidumbre en torno a la posibilidad de que se sigan interviniendo empresas en crisis que cuenten con una deuda considerable de entidades estatales.

Recientemente, en el mercado de generación de energía, mediante la Resolución N°RESOL-2024-58-APN-SE#MEC de la Secretaría de Energía de fecha 6 de mayo de 2024, CAMESSA y varias de las compañías generadoras de energía celebraron enmiendas a contratos de compraventa de energía eléctrica relativos al pago de las transacciones económicas correspondientes a los meses de diciembre de 2023, y enero y febrero de 2024.

La Compañía no puede garantizar que el Gobierno Argentino no intentará intervenir y/o expropiar a la Sociedad, y tampoco puede predecir los efectos que la eventual intervención y/o expropiación de otras compañías, particularmente compañías del sector energético, pueda tener sobre la condición financiera de la Compañía, los resultados de sus operaciones y sus perspectivas de crecimiento. Es difícil predecir el impacto de las medidas que el actual gobierno ha adoptado, o de aquellas que podrían tomarse, incluidas las medidas relacionadas con el sector energético, dado el alto grado de regulación estatal e intervención en esta industria. Además, la Compañía no puede garantizar que las políticas y programas actuales que se aplican al sector de generación continúen en el futuro.

No es posible garantizar que estas u otras medidas que el gobierno actual o los gobiernos futuros puedan adoptar no tendrán un impacto negativo en la economía argentina y, por lo tanto, en el negocio, la situación patrimonial, los resultados de las operaciones y la capacidad de hacer pago bajo Obligaciones Negociables de la Emisora.

Los controles cambiarios y las restricciones a los ingresos y egresos de capitales, así como a la importación de bienes, podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional, afectar de manera adversa a la economía argentina y, como consecuencia, a la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.

El 1 de septiembre de 2019, se reintrodujeron ciertas restricciones cambiarias al ingreso y egreso de divisas al país con el objeto de disminuir la volatilidad de la variación del tipo de cambio y de restaurar el nivel mínimo de reservas del BCRA. Los nuevos controles aplican respecto de la formación de activos externos de residentes, el pago de deudas financieras con el exterior, el pago de dividendos, pago de importaciones de bienes y servicios, obligación de ingreso y liquidación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, entre otros. Estos controles

fueron endurecidos durante la gestión de Alberto Fernández, y la actual administración se encuentra tomando algunas medidas para morigerarlos. Por otra parte, también se dictaron otras reglamentaciones en virtud de las cuales ciertas transacciones en materia cambiaria quedaron sujetas a la previa aprobación de las autoridades fiscales argentinas. Como consecuencia, las autoridades argentinas redujeron significativamente el acceso al mercado de cambio para los individuos y entidades del sector privado, dando lugar a un mercado no oficial de comercialización de Dólares, que difiere considerablemente de la cotización oficial del tipo de cambio entre el Peso y el Dólar. La volatilidad, apreciación o depreciación adicional del Peso o la reducción de las reservas del BCRA como resultado de la intervención cambiaria podrían afectar negativamente a la economía argentina y la capacidad de la Compañía de cumplir con sus obligaciones de deuda.

Asimismo, el nivel de reservas internacionales depositadas en el Banco Central disminuyó significativamente durante los últimos, debilitando la capacidad del Gobierno Argentino de intervenir en el mercado de cambios y brindar acceso a dichos mercados a entidades del sector privado tales como la Compañía. Las reservas internacionales del Gobierno Nacional ascendieron a U\$S 44.598 millones al 31 de diciembre de 2022 y U\$S 38.008 millones al 20 de marzo de 2023. Las medidas que el Gobierno Argentino adopte en el futuro podrían reducir aún más el nivel de las reservas internacionales depositadas en el Banco Central en el futuro.

El contexto de volatilidad e incertidumbre continúa a la fecha del presente Prospecto. El contexto macroeconómico podría limitar el acceso al mercado de deuda, lo que podría crear dificultades en la renegociación de los pasivos existentes. Sin perjuicio de ello, la Dirección de la Sociedad monitorea permanentemente la evolución de las variables que podrían afectar su negocio, para definir su curso de acción e identificar los potenciales impactos sobre su situación patrimonial y financiera.

Las medidas tendientes a restringir el acceso al mercado cambiario podrían afectar la capacidad de la Sociedad para acceder al MLC para adquirir las divisas necesarias para hacer frente a sus obligaciones financieras. La Compañía no puede predecir cómo evolucionarán las restricciones cambiarias actuales, particularmente las limitaciones sobre las transferencias de fondos al exterior, dado que el Gobierno Nacional podría imponer nuevos controles de cambio o restricciones al traslado de capitales, modificar y adoptar otras medidas que podrían restringir la capacidad de la Compañía de acceder al mercado de capitales internacional, afectar la capacidad de la Compañía de efectuar pagos de capital e intereses de deuda y otros montos adicionales al exterior (incluyendo pagos relacionados con las Obligaciones Negociables, para el caso de la Compañía) o afectar de otra forma los negocios y los resultados de las operaciones de la Compañía.

A la fecha de este Prospecto, no se puede predecir el impacto que tendrán estas medidas y otras que en el futuro adopte el Gobierno Nacional en la economía del país en su totalidad y en el sector financiero en particular. Un entorno económico internacional menos favorable, la falta de estabilidad, la competitividad del Peso frente a otras monedas extranjeras, la disminución de los niveles de confianza entre los consumidores y los inversores nacionales e internacionales, una mayor tasa de inflación y futuras incertidumbres políticas, entre otros factores, podrían afectar el desarrollo de la economía argentina y causar volatilidad en los mercados de capitales locales. Todo ello podría limitar la capacidad de la Emisora de acceder al mercado de capitales internacional, de efectuar pagos de capital e intereses de deuda y otros montos adicionales al exterior (incluyendo pagos relacionados con las Obligaciones Negociables) o afectar de otra forma los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Para mayor información sobre los controles de cambio vigentes, véase “*Información Adicional – Controles de Cambio*” de este Prospecto.

Las medidas del gobierno, así como la presión de los sindicatos, podrían requerir aumentos salariales o mayores beneficios para los trabajadores, lo cual podría incrementar los costos operativos de las empresas.

Las relaciones laborales en la Argentina están reguladas por legislación específica, en especial por la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744 y la Ley de Convenios Colectivos de Trabajo N° 14.250, que disponen, entre otras cosas, cómo han de llevarse adelante las negociaciones salariales y de otra índole. La mayoría de las actividades industriales o comerciales están reguladas por un convenio colectivo de trabajo específico, que agrupa a todas las empresas según el sector industrial o por sindicato. Si bien el proceso de negociación es uniforme, cada cámara de industria o comercio negocia los incrementos salariales y beneficios laborales con el sindicato correspondiente a dicha actividad comercial o industrial. Las partes quedan obligadas por la decisión final una vez que cuenta con la homologación de la autoridad laboral y deben observar los aumentos salariales establecidos para todos los empleados representados por el sindicato respectivo y a quienes se les aplica el convenio colectivo de trabajo pertinente. Además, cada empresa puede, sin perjuicio de los incrementos salariales obligatorios acordados con el sindicato, dar a sus empleados incrementos adicionales en función de mérito o beneficios en virtud de un esquema de compensación variable.

Los empleadores argentinos, tanto en el sector público como en el privado, han sufrido una considerable presión de sus empleados y de las organizaciones gremiales para aumentar los salarios y brindar beneficios adicionales

a los trabajadores. A causa de los elevados niveles de inflación, los trabajadores y las organizaciones gremiales reclaman incrementos salariales significativos.

Entre las medidas adoptadas por la administración de Alberto Fernández, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 34/2019, de fecha 13 de diciembre de 2019, se declaró la emergencia pública en materia ocupacional por el término de 180 días, plazo que fuera extendido sucesivas veces por, entre otros, los Decretos de Necesidad y Urgencia N° 528/2020, 39/21, 413/21 y 886/21 hasta el 30 de junio de 2022. En tal sentido, en caso de despido sin justa causa durante dicho plazo, la trabajadora o el trabajador afectado tenía derecho a percibir el doble de la indemnización correspondiente de conformidad con la legislación vigente. Asimismo, por medio del Decreto N° 329/2020, el Gobierno Argentino dispuso, en el marco del brote de coronavirus (i) la prohibición de despidos sin causa y con causa en fuerza mayor o falta/disminución de trabajo no imputable al empleador; y (ii) la prohibición de suspensiones decididas por empleadores invocando la fuerza mayor o la falta/disminución de trabajo no imputable al empleador, en cada caso, por un período de 60 días hábiles desde la fecha de publicación, entre otras medidas. Dichas medidas fueron prorrogadas hasta el 30 de junio de 2022 y a la fecha del presente Prospecto ya no se encuentran en vigencia.

Adicionalmente, el 14 de agosto de 2020, el Congreso Nacional sancionó la Ley de Teletrabajo N° 27.555. El propósito de dicha ley es establecer requisitos mínimos legales para la regulación del teletrabajo en aquellas actividades que, debido a su naturaleza y características particulares, lo permitan. Asimismo, esta ley incorpora al régimen de contrato aprobado por la Ley N° 20.744 determinadas provisiones relacionadas al teletrabajo como la jornada laboral, los elementos de trabajo y los derechos y obligaciones del empleado, entre otros.

En el futuro, el gobierno podría adoptar nuevas medidas que impliquen mayores aumentos salariales o reconozcan beneficios adicionales para los trabajadores; tanto la masa de trabajadores como los sindicatos pueden presionar para lograr dichas medidas. Cualquier incremento en los salarios o en los beneficios a los trabajadores podría generar mayores costos y reducir los resultados operativos para las empresas argentinas, incluida la Emisora.

Una caída sostenida de los precios globales de los principales commodities que exporta la Argentina podría tener un efecto adverso para el crecimiento económico de la Argentina.

El mercado de las *commodities* se caracteriza por su alta volatilidad. Los precios elevados de los *commodities* contribuyeron significativamente al aumento de las exportaciones argentinas desde 2002, así como de los ingresos que el Estado percibió en concepto de impuestos sobre las exportaciones. Sin embargo, esta dependencia de la exportación de ciertos productos básicos como la soja volvió a la economía argentina más vulnerable a las fluctuaciones en sus precios. Desde principios de 2015, los precios internacionales de los *commodities* correspondientes a las principales exportaciones argentinas de productos básicos han caído, lo cual tuvo un efecto adverso en el crecimiento económico del país. Aunque los precios crecieron y se estabilizaron, si los precios internacionales de los *commodities* cayeran, la economía argentina podría verse afectada negativamente. Asimismo, a causa de condiciones climáticas adversas puede verse afectada la producción de dichos bienes del sector agrícola, que representan una porción significativa de los ingresos argentinos procedentes de exportaciones.

Tales circunstancias tendrían un impacto negativo en los niveles de ingresos para el estado, en las divisas disponibles y en la capacidad del estado para cumplir con el servicio de su deuda soberana, y podría generar presiones recesivas o inflacionarias, según cuál sea la reacción del gobierno. Cualquiera de estos resultados impactaría de manera adversa en el crecimiento económico de la Argentina y, por lo tanto, en la situación patrimonial y en los resultados de las operaciones de la Emisora.

Un elevado nivel de gasto público podría derivar en consecuencias adversas a largo plazo para la economía argentina.

En los últimos años, el gasto público del Estado Nacional se ha incrementado considerablemente. En 2019, el gasto del sector público nacional alcanzó un 18,8% en términos del PBI y con un déficit fiscal primario del 0,5% del PBI. En 2022, los gastos del sector público nacional alcanzaron un incremento del 70,5%, y el gobierno informó un déficit fiscal primario del 2,4% del PBI. Durante el mes de diciembre de 2023, el sector público nacional registró un déficit primario de \$1.991.316,1 millones. Por otra parte, se registró un déficit financiero de \$2.400.353 millones, producto del pago de intereses de la deuda pública neto de los intra-sector público, que alcanzó los \$409.037 millones.

En los últimos años, el Gobierno Nacional ha recurrido al Banco Central y al ANSES para satisfacer parte de sus requisitos de financiamiento. El saldo fiscal primario podría verse afectado adversamente en el futuro si el gasto público sigue aumentando a un ritmo más acelerado que el ingreso a causa de, por ejemplo, prestaciones de la seguridad social, asistencia financiera a provincias con problemas financieros y mayor gasto en obras públicas y

subsidios, incluidos los subsidios a los sectores de energía y transporte. Un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar adversamente la capacidad del gobierno de acceder a los mercados financieros a largo plazo y, a su vez, limitar más el acceso de las compañías argentinas a dichos mercados. Adicionalmente, un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar la capacidad del gobierno de subsidiar a los consumidores del sector eléctrico.

Frente a esto, el Ministerio de Economía presentó, el 12 de diciembre de 2023, el programa económico de la nueva administración de Javier Milei, el cual establece modificaciones estructurales al régimen económico apuntadas a eliminar el déficit fiscal y su financiamiento mediante la emisión monetaria del BCRA, con el objetivo de alcanzar un equilibrio fiscal financiero.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora no puede prever con exactitud cuáles serán las consecuencias sobre la economía argentina en general o sobre su actividad en particular que tendrán las medidas que el Gobierno Nacional y el BCRA pudieran tomar para cumplir con los objetivos fiscales y de inflación actuales o futuros, y cómo podrían afectar a su actividad, afectando inevitablemente su capacidad de pagar las Obligaciones Negociables.

Antes de la modificación a la Ley de Mercado de Capitales, introducidas por la Ley de Financiamiento Productivo, la CNV, de oficio o mediando denuncia de accionistas o tenedores de Obligaciones Negociables que representaran al menos el dos por ciento (2%) del capital social o del monto en circulación de Obligaciones Negociables, podían realizar una inspección de la Emisora y, eventualmente, designar un veedor en la Emisora o hasta incluso separar a los órganos de administración de la misma.

La Emisora se encuentra sujeta al contralor de la CNV y por lo tanto al poder de policía que ésta pueda ejercer. En este sentido, la Ley 26.831 en su artículo 20 otorgaba a la CNV la posibilidad de (i) designar veedores con facultad de veto de las resoluciones adoptadas por el órgano de administración de la Emisora y hasta (ii) separar al órgano de administración de la Emisora por un plazo máximo de ciento ochenta (180) días hasta regularizar las deficiencias encontradas.

Dichas facultades podían ser ejercidas por la CNV cuando, como resultado de realizar investigaciones e inspecciones en las emisoras, en los relevamientos efectuados, fueren vulnerados los intereses de los accionistas minoritarios y/o tenedores de títulos valores sujetos a oferta pública. Asimismo, el Decreto N° 1023/2013, que fuera derogado, estableció que los relevamientos podrán ser efectuados de oficio por la CNV o a solicitud de accionistas o tenedores de valores negociables que representen al menos el dos por ciento (2%) del capital social o del monto en circulación del valor negociable en cuestión, tales como las Obligaciones Negociables. Estos últimos también deberían demostrar que existía un daño actual y cierto o que se encontraban ante un riesgo futuro grave que podía dañar sus derechos.

El mencionado artículo 20 fue modificado por la Ley de Financiamiento Productivo 27.440, eliminando los puntos (i) y (ii) descriptos en el primer párrafo del presente factor de riesgo.

De todas maneras, la Emisora no puede asegurar que, en el futuro, como resultado de una modificación normativa y regulatoria, la CNV no tenga facultades para, actuando de oficio o mediante denuncia, designar un veedor en la Emisora o separar a su órgano de administración, o aumentar el grado de intervención en los actores del mercado. Dichas medidas podrían afectar la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora y, consecuentemente, su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

El alcance de la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria es difícil de determinar.

Con fecha 1 de marzo de 2018 entró en vigencia la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria N° 27.401 (la “Ley de Responsabilidad Penal Empresaria”), la cual establece la responsabilidad penal de personas jurídicas por delitos penales contra la administración pública y cohecho transnacional cometidos por, entre otros, sus accionistas, apoderados, Directores, gerentes, empleados o representantes. Las compañías que sean consideradas responsables quedarán sujetas a diversas sanciones, incluyendo, entre otras, multas de dos a cinco veces el beneficio indebido obtenido o que se hubiese podido obtener y la suspensión parcial o total de sus actividades por hasta un plazo de diez años. A su vez, la norma extiende la responsabilidad penal en virtud del Código Penal de la Nación a los casos de cohecho cometidos fuera de Argentina por ciudadanos argentinos o compañías domiciliadas en el país.

La Emisora no puede garantizar ni predecir las consecuencias que la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria pueda tener en la reputación, situación financiera y patrimonial, negocios y operaciones de las sociedades que desarrollan sus actividades en la Argentina.

Actualmente se están llevando adelante en Argentina investigaciones sobre supuestos hechos de corrupción que podrían tener un impacto adverso en el desarrollo de la economía del país y en la confianza de los inversores.

El 1° de agosto de 2018, el Sr. Armando Roberto Losón fue imputado por el Juzgado Nacional en lo Criminal y Correccional Federal N°11, Secretaría Nro. 21, en el expediente nro. 9608/2018, actualmente caratulado “Fernández, Cristina Elisabet y otros s/asociación ilícita” (el “Proceso Penal”). El Sr. Losón se desempeñó como presidente de las sociedades que conforman el Grupo Albanesi hasta el 7 de agosto de 2018 (fecha en la que cada órgano de administración aceptó la renuncia a su cargo) y continúa siendo el accionista controlante de la Emisora.

En diciembre de 2018, la Sala I de la Cámara Federal en lo Criminal y Correccional confirmó los procesamientos y modificó los cargos contra el Sr. Armando Roberto Losón, manteniendo la acusación original de soborno. Dicha Cámara asimismo solicitó al juez de instrucción que continuara la investigación para evaluar una posible recaracterización de los cargos penales y su competencia judicial. Tras la producción de pruebas adicionales, con fecha 23 de diciembre de 2020, el juez de instrucción decidió remitir las actuaciones al fuero electoral, en el entendimiento de que, tras la producción de pruebas adicionales, los aportes supuestamente realizados por el Sr. Armando Roberto Losón a una campaña electoral argentina podrían haber violado la Ley N°26.215 de Financiamiento de los Partidos Políticos. El 17 de agosto de 2021, la Cámara de Apelaciones decretó la nulidad de la resolución de fecha 23 de diciembre de 2020 y ordenó el dictado de un nuevo pronunciamiento sobre la cuestión debatida. El 22 de diciembre de 2021, el nuevo juez a cargo del expediente, Dr. Ercolini, resolvió no hacer lugar al planteo de incompetencia formulado por el Sr. Armando Roberto Losón sin incorporar nueva prueba. Esta resolución fue apelada por la defensa del Sr. Armando Roberto Losón. El 3 de agosto de 2022, la Cámara resolvió declarar la nulidad de la resolución de fecha 22 de diciembre 2021, ordenando que se dicte una nueva resolución. De conformidad con lo ordenado por el Superior, con fecha 5 de septiembre de 2022, el Juez Ercolini resolvió no hacer lugar al planteo de incompetencia solicitado por la defensa de Armando Roberto Losón, resolución que fue apelada por la defensa del nombrado, y el recurso fue concedido y elevado a la Cámara de Apelaciones. Con los mismos argumentos el juez Ercolini volvió a rechazar el planteo de la defensa del Sr. Armando Roberto Losón, quien nuevamente apeló a la Cámara Federal, tribunal que en esta oportunidad entendió que, si bien no podía descartarse que los pagos de dinero del Sr. Armando Roberto Losón fueran aporte de dinero para las campañas electorales 2013 y 2015, esa discusión debería darse en la etapa más amplia de debate, es decir, en el juicio oral y público. En virtud de dicha resolución, el juez Ercolini elevó a juicio la causa respecto del Sr. Armando Roberto Losón. La defensa del Sr. Armando Roberto Losón ofreció toda la prueba a desarrollarse en los términos del art. 354 del CPNN y, en función de lo que había resuelto la Cámara Federal, volvió a plantear la incompetencia del fuero federal lo que se encuentra pendiente de resolución.

Dependiendo de los resultados de dichas investigaciones, de la situación particular de cada compañía, y del tiempo que lleve concluir las, las compañías conducidas al momento de los hechos por dichos empresarios podrían afrontar, entre otras consecuencias, una disminución en su calificación crediticia y reclamos de sus inversores, así como restricciones al acceso al financiamiento.

Asimismo, los efectos de estas investigaciones podrían afectar los niveles de inversión en general en Argentina, incluyendo la inversión en infraestructura, así como la continuación, desarrollo y terminación de proyectos de obras, que, en una última instancia, podrían conducir a un menor crecimiento de la economía argentina.

Ninguna de las compañías del Grupo Albanesi ni los demás Directores o funcionarios ejecutivos de las mismas, han sido citados por ningún tribunal o autoridad en relación con esta investigación judicial, ya sea como imputados, testigos o en otro carácter. A la fecha del presente, la Emisora no tiene fundamentos para creer que ella ni sus demás Directores o funcionarios ejecutivos se encuentra o pasará a estar imputado o procesado en estos procedimientos.

Sin embargo, la Emisora entiende que los efectos de estas investigaciones podrían afectar los niveles de inversión en general en Argentina, incluyendo la inversión en infraestructura, así como la continuación, desarrollo y terminación de proyectos de obras, que, en una última instancia, podrían conducir a un menor crecimiento de la economía argentina.

A la fecha de este Prospecto no es posible determinar el impacto que estas investigaciones podrían tener en la economía argentina. Del mismo modo, no se puede predecir durante cuánto tiempo podrían continuar las investigaciones de corrupción, qué otros empresarios podrían ser investigados o qué tan trascendentes podrían ser los efectos de estas investigaciones, en particular para el sector energético. A su vez, la disminución de la confianza de los inversores, entre otras cuestiones, podría tener un efecto adverso significativo en el desarrollo de la economía argentina que podría perjudicar el negocio de la Emisora, su condición financiera y los resultados de sus operaciones. Véase “*Riesgos relacionados con la Emisora—Riesgos relacionados con el Proceso Penal*” más adelante en el presente Prospecto.

Resulta necesario aclarar que las disposiciones de la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria no aplican a los hechos actualmente investigados en la Causa, que son anteriores a su vigencia. Véase “*Riesgos relacionados con la Argentina – El alcance de la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria dictada recientemente en Argentina es a la fecha de este Prospecto difícil de determinar*”.

Riesgos relacionados con el sector energético en Argentina

El Gobierno Nacional ha intervenido en el sector eléctrico en el pasado, y podría continuar haciéndolo en el futuro.

Históricamente, la industria eléctrica ha sido significativamente controlada por el Gobierno Nacional a través de la propiedad y dirección de compañías estatales involucradas en la generación, transporte y distribución de electricidad. A partir de 1992, comenzando con la privatización de varias compañías del sector público, el Gobierno Nacional ha reducido su control sobre la industria sobre la base de una política de desregulación atada al sistema económico de convertibilidad entre la moneda de curso legal y el dólar estadounidense y la entonces llamada Reforma del Estado. Sin embargo, la industria eléctrica permanece -aun en el escenario descripto- sujeta a una amplia regulación e intervención gubernamental en tanto la generación es considerada legalmente como una actividad de interés general y el transporte y distribución constituyen servicios públicos.

Las políticas de desregulación implementadas a partir del año 1992 sufrieron un giro trascendental a partir del año 2002 como consecuencia de la severa crisis social y económica vivida en la Argentina, tras la cual se abandonó el sistema de convertibilidad y, en la práctica, se tomó un curso de acción gubernamental netamente contrario al de la desregulación de la economía. La industria eléctrica argentina no fue ajena a ese escenario y sufrió una importante intervención a partir de la crisis, concretamente a través de la sanción de la Ley de Emergencia y resoluciones posteriores que introdujeron diversos cambios sustanciales en el marco regulatorio aplicable al sector eléctrico. Estos cambios, que afectaron seriamente a las empresas de transmisión, distribución y generación de electricidad incluyeron (i) el congelamiento y la pesificación de las tarifas; (ii) la revocación de los mecanismos de ajuste e indexación por inflación y (iii) la introducción de nuevos mecanismos para el establecimiento de precios en el MEM, medidas que tuvieron a su vez un impacto significativo en las empresas de generación y ha derivado en desequilibrios de precios significativos entre los participantes de este mercado.

Adicionalmente, las intervenciones estatales en este sector incluyeron, entre otras medidas, el otorgamiento de incrementos de margen temporarios a las distribuidoras y transportistas, mejoras en las remuneraciones percibidas por los generadores en concepto de potencia y operación y mantenimiento, el adelanto de objetivos para la creación de una nueva tarifa social para las áreas azotadas por la pobreza y la cesión de créditos a ser transferidos a fondos fiduciarios manejados por el Gobierno Nacional para financiar inversiones en infraestructura de generación, transmisión y distribución (como por ejemplo: FONINVEMEM), y numerosos esquemas de fomento solventados mediante subsidios y/o aportes del tesoro nacional.

Durante la pandemia de Covid-19, el Gobierno Nacional, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 311/2020 limitó la capacidad de las empresas prestadora de servicios de energía eléctrica de cortar el suministro a los usuarios de ingresos bajos y medios ante la falta de pago.

Asimismo, durante 2020 se modificaron las condiciones de remuneración a los generadores que se encontraban sin contratos a término vigentes, pesificando los precios por capacidad y generación se pesificaron y redujeron, y se establecieron actualizaciones mensuales sujetas a los cambios en el IPC y el IPIM, que luego en algunos casos no fueron aplicados.

Asimismo, durante el año 2021, el ENRE instruyó a EDENOR y a EDESUR a emitir las liquidaciones de servicio público de energía eléctrica únicamente con los importes correspondientes a los consumos del período liquidado y a informar las deudas que se hayan originado o incrementado durante la vigencia de las medidas sanitarias de Aislamiento Social, Preventivo y Obligatorio y Distanciamiento Social, Preventivo y Obligatorio, sin contemplar intereses. Hasta ese momento, EDENOR y EDESUR debían abstenerse de perseguir el cobro de dichas deudas. Asimismo, EDENOR y EDESUR debían abstenerse de suspender el suministro de los servicios por los montos adeudados hasta el 28 de febrero del 2021.

Posteriormente, el 30 de abril de 2021, el ENRE implementó un ajuste tarifario del 9% a través de las Resoluciones 106/2021 y 107/2021, aplicables a los usuarios de EDESUR y EDENOR. El 9 de agosto de 2021, el ENRE emitió las Resoluciones 262/2021 y 263/2021, que autorizaban nuevos valores tarifarios aplicables a GUDI, cuya electricidad es adquirida directamente a EDENOR y EDESUR, respectivamente. Dichas resoluciones derivaron en un incremento tarifario del 3% y, posteriormente, con fecha 11 de agosto de 2021 y mediante Resolución 266/2021, dichos valores fueron reemplazados.

Al inicio de la gestión del Lic. Milei iniciada en diciembre de 2023 se dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023 que tiene por objeto iniciar una normalización del sistema. Si bien allí se dispuso una prórroga de la intervención a los entes reguladores (con la consecuente facultad de aprobar adecuaciones tarifarias transitorias) también se ordenó la cobertura de los cargos de dirección mediante los procedimientos de selección pertinentes. En la misma línea, se dispuso el inicio de una revisión tarifaria integral cuyos resultados deben entrar en vigor antes del 31 de diciembre de 2024.

Luego, por Decreto de Necesidad y Urgencia N°70/2023 se declaró la emergencia en vastas materias y sectores, declaración confirmada -parcialmente- por la Ley N° 27.742. Ambas normas contienen el lineamiento político de la actual gestión de gobierno, que procura reducir el intervencionismo estatal.

En esta misma línea, una de las medidas más relevantes en esta orientación está relacionada con el rol de CAMMESA. Si bien de acuerdo con su diseño original CAMMESA no ejercía función administrativa en sentido estricto (reservada a la SE y al ENRE), a partir del año 2005 -concretamente con el dictado de la Resolución N° 2022 de la SE- comenzó a actuar bajo distintas figuras que implicaron cierta confusión entre las facultades de CAMMESA con las autoridades competentes. Recientemente y con el dictado de la Resolución N°150/2024 de la SE se puso fin a este proceso, dejando sin efecto la Resolución N°2022/05.

Si bien el gobierno ha logrado la aprobación de la Ley N°27.742, la actual administración carece de representatividad suficiente en el Poder Legislativo, situación que imprime notable incertidumbre a la capacidad de la actual gestión respecto de la posibilidad concreta de implementar en su totalidad la política declarada de no intervención. En gran medida, la capacidad del gobierno de implementar sus políticas dependerá de los índices de aprobación popular de la gestión de gobierno, los cuales parecen estar definitivamente atados a los resultados de la gestión económica.

Si bien existen indicios de un cambio de políticas tendientes a terminar con la intensa intervención estatal constatada a partir del año 2002, no podemos asegurar que este cambio pueda concretarse con la premura y solidez necesarias para descartar nuevos cambios de rumbo para el caso en que el gobierno no alcanzara los resultados esperados en su gestión económica.

Tampoco puede dejar de mencionarse la existencia de un programa de endeudamiento con el FMI que podría implicar nuevas intervenciones tarifarias y/o tributarias, entre otras, para que la Argentina se ajuste a lo acordado con aquel organismo.

La Emisora no puede asegurar que otras medidas o regulaciones que puedan ser adoptadas por el Gobierno Nacional tendrán un impacto sobre el valor de las inversiones actuales o futuras en el sector eléctrico ni que el Gobierno Nacional no adoptará medidas de emergencia similares a las pasadas, incluyendo sin limitación una renegociación forzosa de los contratos de compraventa de energía. Ello podría afectar directa e indirectamente el segmento de generación de energía y la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora y su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

La infraestructura energética requiere importantes inversiones de capital de parte del Gobierno Nacional.

En los últimos años dentro de un contexto macroeconómico inflacionario y signado por el déficit fiscal, escenario de políticas contrapuestas por los sucesivos gobiernos, no se han realizado inversiones públicas suficientes en el sector energético argentino, especialmente en los sectores de transporte y distribución de energía eléctrica. En lo sustancial, primaron decisiones tendientes a mantener las tarifas de los servicios públicos en niveles insuficientes para sustentar la ampliación de infraestructura, haciendo cargar sobre el erario público el peso de los desembolsos necesarios para el sostenimiento del sistema.

En este sentido, la gestión de gobierno del Ing. Macri procuró reordenar financieramente al sector. En esa línea, mediante Decreto N° 134/2015 de fecha 16 de diciembre de 2015 se declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional. En ese marco, se dictaron dos resoluciones relevantes. Por un lado la Resolución MEyM 6/2016 de fecha 25 de enero de 2016 por la cual se dispusieron incrementos estacionales en los precios de referencia de la energía eléctrica referidos en las tarifas que pagan los usuarios finales. Por otro lado, la Resolución MEyM 7/2016 que instruyó al ENRE para que ajustase los cuadros tarifarios de EDENOR y EDESUR, a cuenta de una Revisión Tarifaria Integral las dos distribuidoras de la Ciudad de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires. El ENRE emitió la Resolución 1/2016 con los nuevos cuadros tarifarios aplicables a EDENOR y EDESUR e incrementos adicionales para remunerar el margen de las distribuidoras, a la vez que quitó la percepción del Plan de Uso Racional de la Energía que éstas percibían en el marco de regulaciones anteriores. Durante esa gestión de gobierno, finalmente, se hicieron las revisiones integrales tarifarias y se normalizó la designación de autoridades en la dirección de los entes reguladores.

Pero más tarde, al inicio de la gestión del Dr. Fernández se aprobó la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva (diciembre 2019), facultándose al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria

integral concretada por la gestión anterior o, a iniciar una revisión de carácter extraordinario, siempre en los términos de las Leyes N° 24.065, N° 24.076 y demás normas concordantes. Esta delegación en el PEN se estableció por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, y tuvo por finalidad propender a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. El congelamiento de tarifas de electricidad y gas natural derivado de esa medida fue posteriormente prorrogado por medio de la Resolución 1029/2021 de la Secretaría de Energía hasta el 30 de abril de 2022.

Al mismo tiempo, la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva facultó al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir administrativamente al ENRE y el ENARGAS por el término de un (1) año, es decir hasta el 31 de diciembre de 2020 intervención que fue prorrogada mediante Decreto N° 1020/2020 del 16 de diciembre de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2021.

Por medio de este Decreto N° 1020/2020, se inició, por un plazo máximo de 2 (dos) años, un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que estén bajo jurisdicción federal. Asimismo, se prorrogó la suspensión de aumentos de las tarifas de energía eléctrica y gas natural establecido en la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva hasta el 23 de marzo de 2021. En ese marco, el ENRE, emitió las siguientes resoluciones: Resolución N° 16/2021, Resolución 17/2021, Resolución 53/2021, Resolución 54/2021, Resolución 55/2021, Resolución 56/2021, Resolución 57/2021, Resolución 58/2021 y Resolución 131/2021. Mediante Decreto N° 871/2021, se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2022, la intervención del ENRE y ENARGAS.

La actual gestión del Lic. Milei -recientemente iniciada en diciembre de 2023- se propuso terminar con la inflación estructural y para ello está basando toda su política económica en la eliminación del déficit fiscal (cuestión que implica la eliminación de subsidios y el cese de aportes del tesoro nacional), con lo cual no es de esperar que las inversiones necesarias provengan del sector público sino de los propios actores del sistema de acuerdo con un adecuado régimen de incentivos regulatorios. En este contexto, la realización de inversiones privadas en el sector energético dependerá ciertamente del éxito de la gestión económica del actual gobierno y su capacidad para superar la recesión derivada del ajuste fiscal en curso.

El negocio de la Emisora depende en gran medida de la existencia de una adecuada infraestructura energética. Si el Gobierno Nacional no tuviera éxito en la generación de los incentivos apropiados para el desarrollo de una infraestructura apropiada, esto podría afectar el negocio de la Emisora, lo que podría afectar negativamente en su capacidad para pagar las Obligaciones Negociables.

Existe incertidumbre sobre qué otras medidas podría adoptar el Gobierno Nacional en relación con las tarifas de los servicios públicos y su impacto en la economía argentina.

Tras la crisis económica argentina de 2001 y 2002, el subsecuente congelamiento de las tarifas del gas y de la electricidad en Pesos y la significativa y creciente devaluación del Peso frente al Dólar, determinaron una marcada falta de inversión en la capacidad de suministro y transporte de gas y electricidad, al mismo tiempo que la demanda de gas natural y electricidad aumentaron sustancialmente por la correlativa baja de sus precios relativos.

Esta combinación de factores implicó para las empresas del sector una caída significativa en los ingresos y a un aumento considerable de los costos (agravado por la inflación creciente y constante) en términos reales, que ya no podían recuperarse a través de los ajustes en los márgenes o los mecanismos de fijación de precios y/o tarifas. Esta situación, a su vez, llevó a muchas empresas de servicios públicos a suspender los pagos de su endeudamiento financiero (que siguió denominado en Dólares a pesar de la pesificación de los ingresos), quedando virtualmente dichas sociedades impedidas de obtener financiación adicional en los mercados de crédito locales o internacionales.

Todo ello conllevó a que, en el año 2015, el Gobierno Nacional declaró el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, a fin de que el Gobierno Nacional pueda adoptar medidas tendientes a garantizar la oferta de electricidad y a retornar a la plena operatividad de la Ley 24.065 que rige al sector. Así, se instruyó al entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación a que elabore, ponga en vigencia, e implemente un programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

En este contexto, la SEE aumentó sustancialmente los precios en el MEM a través de la Resolución 22/2016 y, el 2 de febrero de 2017, por intermedio de la Resolución 19/2017, se definió un nuevo esquema de remuneración

por variable y potencia disponible aplicable a los cogeneradores, generadores y autogeneradores del MEM que no tuviesen su energía respaldada a través de un contrato de abastecimiento particular. La resolución estuvo vigente desde las transacciones económicas de febrero 2017 y la metodología de cálculo se basa en remuneración de generación en base a potencia disponible y energía generada, en efectivo y valorizada en Dólares, y hasta febrero del 2019.

En forma paralela, la SEE dictó la Resolución 21/2016 llamando a licitación pública para la instalación de nueva capacidad de generación, ofreciendo a los generadores tarifas denominadas en Dólares atadas a los costos de generación para la nueva capacidad de generación que se pusiera a disposición. En el proceso licitatorio en cuestión, se adjudicaron un total de 3108 MW, de los cuales 1915 MW fueron en una primera etapa y los otros 1193 MW como producto del llamado a mejorar las ofertas económicas. La energía y potencia contratada se incorporará al sistema eléctrico entre el 10 de diciembre de 2016 y el 1 de febrero de 2018.

Asimismo, desde año 2017 hasta el 2019 se llevaron a cabo diferentes convocatorias nacionales e internacionales para el desarrollo de proyectos de energías renovables en los que se adjudicaron un total de 4725,58 MW.

Por su parte, el 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública que, en su Título III, contiene disposiciones relativas al sector energético. Así, el artículo 5 de dicha ley facultó al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las Leyes N° 24.065, 24.076 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la presente ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Por otro lado, el artículo 6 de la Ley 27.541 facultó al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir administrativamente al ENRE y el ENARGAS por el término de un (1) año, lo cual ha sido cumplido mediante Decretos N° 277/2020 y 278/2020, respectivamente.

En ese contexto, además, se ha dictado la Resolución 31/2020 de la Secretaría de Energía, de fecha 27 de febrero de 2020, que derogó la Resolución 1/2019 de la entonces Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, y (ii) aprobó un nuevo mecanismo de remuneración para generadores, autogeneradores y cogeneradores del MEM, con efectos retroactivos al 1° de febrero de este año. Esta resolución introduce un nuevo esquema de remuneración que, a diferencia de la Resolución 1 derogada, prevé que las sumas pagadas a los agentes del MEM identificados más arriba serán nominadas y abonadas en Pesos y redujo dichos precios en diferentes proporciones según la tecnología.

El día 21 de mayo de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 440/2021 de la Secretaría de Energía, que determina un nuevo esquema de remuneración para el MEM, modificando los valores de la Resolución SE N° 31/2020, estableciendo un aumento de la remuneración en torno al 29%, retroactivo a febrero de 2021, para agentes generadores y cogeneradores del MEM, cuya potencia o energía no estuviese comprometida bajo un contrato de abastecimiento PPA; y se elimina el ajuste mensual previamente contemplado en la Resolución SE N° 31/2020. Asimismo, en todos los casos, para poder acogerse a los términos de la Resolución SE N° 440/2021, se requiere que, en un plazo de treinta (30) días corridos a partir de la fecha -esto es, hasta el 21 de junio de 2021- los agentes comprendidos y que decidan acogerse a los términos de esta resolución, desistan de todo reclamo administrativo o judicial en curso relacionado con la aplicación del mecanismo de ajuste previamente contemplado en la Resolución SE N° 31/2020. A tal efecto, deberán manifestar su desistimiento mediante nota escrita ante CAMMESA dentro de tal plazo. Si no se presentare la nota de desistimiento, se realizará la liquidación de ventas con los valores de remuneración vigentes en forma previa a la sanción de la presente medida. Alternativamente, ante la presentación, pero a tiempo vencido del plazo indicado, se aplicarán los nuevos valores de remuneración a partir de la transacción del mes que presente la nota.

Posteriormente, a través de la Resolución (SE) 238/2022 se incrementaron los valores de energía en un 30%, retroactivos a febrero de 2022 con un adicional del 10% a partir de junio de 2022. Asimismo, mediante el Decreto N° 332/22 del 16 de junio de 2022, se estableció un ajuste tarifario en virtud de un régimen de segmentación de subsidios a usuarios residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por red, implementado por la SE a través de la Resolución 467/2022 del 27 de junio de 2022.

A partir del Decreto N°332/2022 el Gobierno Nacional determinó un régimen de segmentación de subsidios a usuarios residenciales de los servicios públicos de energía y gas natural, definiendo tres segmentos de usuarios residenciales con niveles de subsidios diferenciados de acuerdo a sus ingresos (Nivel 1 – Mayores Ingresos; Nivel 2 – Menores Ingresos; y Nivel 3 – Ingresos Medios). Posteriormente, la SEE dictó la Resolución N°627/2022 mediante la cual determinó la necesidad de modificar los valores para el MEM para el periodo comprendido entre el 1° de septiembre y el 31 de octubre de 2022, aprobándose en consecuencia la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia y el Precio Estabilizado de la Energía en el MEM, dentro de dicho período, correspondiente a la demanda de energía eléctrica declarada por los agentes distribuidores y/o prestadores del servicio público de distribución del MEM destinada a abastecer a sus usuarios residenciales y de

demanda general de energía eléctrica, o por otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del agente distribuidor. De este modo, el ENRE a través de las Resoluciones N°313 y 314, aprobó los cuadros tarifarios a aplicar a los usuarios de las empresas EDENOR y EDESUR, ascendiendo el valor de la tarifa media a partir del 1 de septiembre a \$8,513/kWh y \$8,586/kWh, respectivamente para cada distribuidora de energía.

Por ende no es posible asegurar que los cambios operados en las leyes y regulaciones aplicables, o las eventuales interpretaciones judiciales o administrativas de dichas leyes y regulaciones, no afectarán adversamente la actividad de la Emisora, su situación patrimonial o el resultado de sus operaciones, y la capacidad de repagar las Obligaciones Negociables.

La Emisora opera en un sector fuertemente regulado que impone costos significativos a su actividad comercial y podría estar sujetos a penalidades y obligaciones que podrían tener un impacto adverso sustancial en los resultados de sus operaciones.

La Emisora está sujeta a una gran variedad de regulaciones y a instancias de supervisión federales, provinciales y municipales, entre ellas, legislación y regulaciones en materia tarifaria, laboral, de seguridad social, salud pública, protección de los consumidores, cuidado del medio ambiente y defensa de la competencia. Asimismo, en Argentina hay 23 provincias y una ciudad autónoma (la Ciudad de Buenos Aires), y cada uno de esos distritos está facultado, en virtud de la Constitución de la Nación Argentina, para dictar legislación relativa a impuestos, asuntos ambientales y al uso del espacio público. Dentro de cada provincia, los gobiernos municipales también suelen tener facultades para regular dichas cuestiones. Si bien la generación eléctrica es considerada una actividad de interés general y está sujeta a legislación federal, ésta también queda sujeta a la legislación provincial y municipal. No es posible asegurar a los inversores que los acontecimientos futuros que tengan lugar en provincias y municipios en materia tributaria (incluidos los impuestos sobre las ventas, higiene y seguridad y servicios generales), ambiental, sobre el uso del espacio público u otras cuestiones no tendrá algún impacto adverso sustancial en la actividad comercial, en los resultados de las operaciones y en la situación patrimonial de la Emisora. El cumplimiento de la legislación y las regulaciones actuales o futuras podrían exigir a la Emisora la realización de gastos sustanciales y el desvío de fondos de las inversiones planificadas de tal manera que podría afectar adversamente en la actividad comercial, en los resultados de las operaciones y en la situación patrimonial de la Emisora.

Asimismo, en caso de no cumplir con la legislación y las regulaciones vigentes, o con nuevas interpretaciones de las regulaciones vigentes o con cualquier nueva legislación y regulaciones, tales como aquellas relativas a instalaciones de almacenamiento de combustible y de otra índole, materiales volátiles, seguridad informática, emisiones o calidad del aire, transporte y disposición de residuos peligrosos y sólidos, así como otras cuestiones ambientales, o con los cambios en la naturaleza del proceso regulatorio del sector energético podría someterse a multas y penalidades a la Emisora y tendría un impacto adverso sustancial en sus resultados financieros.

Los entes que regulan las actividades y operaciones de la Compañía pueden implementar medidas que afecten la rentabilidad.

Las operaciones de la Compañía se encuentran materialmente reguladas por el ENRE y otros entes reguladores nacionales y locales en diferentes áreas, por ejemplo, en materia ambiental, que se encuentran facultados para inspeccionar las instalaciones y operaciones de la Compañía. La violación de la regulación aplicable podría hacer pasible de sanciones pecuniarias, de la suspensión de las operaciones, la confiscación de los activos utilizados para la perpetración de dichas violaciones, y la suspensión o revocación de las autorizaciones necesarias para la operación de las centrales de la Compañía.

Al respecto, cabe destacar que, el ENRE fue intervenido en distintas oportunidades durante los últimos años, y que actualmente se encuentra intervenido desde diciembre de 2023 en función de lo previsto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023.

La imposición de requisitos regulatorios adicionales o más estrictos respecto de la seguridad y confiabilidad de las centrales podría requerir que la Compañía incurra en gastos adicionales para asegurar el cumplimiento de dichos requisitos. Las acciones regulatorias de cualquier entidad gubernamental con facultades para regular directa o indirectamente sus operaciones, o la imposición de requisitos regulatorios adicionales o más estrictos podría afectar negativa y significativamente la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía, así como la capacidad de realizar pagos en virtud de las Obligaciones Negociables.

La capacidad de generación de electricidad de la Emisora depende de la disponibilidad de gas natural y/o de gasoil; así, las fluctuaciones en la oferta o en el precio del gas o del gasoil podrían afectar sustancialmente y de manera adversa los resultados de sus operaciones.

El suministro o el precio del gas y del gasoil utilizados en las actividades de generación han sido y continuarán siendo periódicamente afectados, entre otras causas, por la disponibilidad de gas o de gasoil en Argentina, la capacidad de la Emisora de celebrar contratos con productores locales de gas y/o de gasoil y compañías transportadoras de gas y/o gasoil, la necesidad de importar una mayor cantidad de gas y/o gasoil a precio más alto que el precio aplicable a la oferta local en el caso de escasez en la producción local.

El suministro de combustible podría verse afectado entre otras cosas por, (i) la disponibilidad y transporte de gas natural/gasoil en Argentina, (ii) la capacidad de celebrar contratos con productores locales de gas natural y empresas transportadoras de gas natural, (iii) la necesidad de importar mayores cantidades de gas natural a un precio superior al aplicable al suministro local como resultado de la imposibilidad de utilizar el producido localmente por las limitaciones en infraestructura y (iv) la redistribución de gas ordenada por las autoridades frente a escenarios de escasez de suministro. Si se reduce la oferta de gas, los costos de la Emisora podrían incrementarse o bien se podría ver menoscabada su posibilidad de operar de manera rentable sus instalaciones generadoras. Por lo general, los mayores precios del gas podrían afectar de manera adversa el margen bruto de la Emisora. Además, la entrega de gas natural depende de la infraestructura (incluidas instalaciones para barcasas, redes viales y gasoductos) disponible para atender a cada instalación generadora. Como consecuencia, la planta eléctrica de la Emisora podría estar sujeta a los riesgos de interrupciones o reducciones en la infraestructura y en la cadena de entregas de combustibles. Tales interrupciones o reducciones pueden acarrear como resultado la falta de disponibilidad o los mayores precios del gas natural o del gasoil, lo cual tendría un impacto sustancialmente adverso en la situación patrimonial y en los resultados de las operaciones de la Sociedad.

Si bien en el pasado los precios del petróleo y/o gas natural en Argentina no han necesariamente reflejado los aumentos o bajas en los precios internacionales, una caída sostenida o significativa en los precios internacionales del petróleo, como la generada como consecuencia de la pandemia y los conflictos comerciales, podría afectar adversamente los precios del petróleo y/o gas natural en el mercado local. En efecto, en abril de 2020, los precios internacionales del petróleo (WTI) bajaron hasta alcanzar una cotización negativa de U\$S-40,1. Ello se debe principalmente a que el stock de petróleo crudo almacenado registro un incremento tal que se alcanzó la capacidad máxima de almacenamiento disponible en Estados Unidos. La falta de almacenamiento disponible, combinada con una situación de bajos precios del precio del petróleo crudo y la disminución en la demanda por el efecto del Covid-19, provocó la caída abrupta de los precios.

A pesar de esta reducción del precio internacional de gas natural, debe tenerse presente que si se reduce la oferta de gas, los costos de la Emisora podrían incrementarse o bien verse menoscabada su posibilidad de operar de manera rentable sus plantas. En este sentido, y tal como fuera expuesto en *“Información sobre la Emisora – Los Clientes de la Emisora”* de este Prospecto, en la actualidad el gas natural consumido por la Emisora es provisto y/o remunerado por CAMMESA.

Por otra parte, la guerra desatada entre Rusia y Ucrania y las consecuentes sanciones impuestas a los combustibles fósiles rusos han tenido un impacto significativo en los mercados de Gas Natural y de petróleo, con precios en alza. La eventual imposibilidad de Argentina de procurarse de combustibles tendría como consecuencia el desabastecimiento para las industrias y consumidores, sin excluir a las Centrales Térmicas.

Debe tenerse en cuenta, además, que el incremento en la demanda de gas natural, especialmente en el invierno y la escasez de suministro, pueden resultar en una incapacidad de las empresas encargadas del suministro de proveer el gas natural requerido para el funcionamiento normal de las centrales.

El riesgo de la escasez o falta en el suministro del gas natural sin perjuicio de estar mitigado por la posibilidad de su reemplazo por gasoil podría tener un efecto adverso significativo en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora y en la posibilidad de pago de las Obligaciones Negociables.

La Emisora opera en un sector altamente regulado.

Las operaciones de la Emisora están y seguirán estando sujetas a importantes riesgos debido al marco regulatorio en el que funciona. A esto se agrega que en los últimos años las políticas de gobierno se han caracterizado por un marcado tinte intervencionista. Hasta tanto el Gobierno Nacional no termine de restablecer un marco regulatorio que ponga fin a los controles de precios de modo de eliminar cualquier desequilibrio entre el precio estacional cobrado a los consumidores finales y los costos de generar electricidad, los resultados de las operaciones y el ingreso de caja de la Emisora seguirán afectados negativamente. Si estos cambios no llegan a concretarse con estabilidad suficiente, el flujo de fondos de la Emisora podría ser significativamente más bajo e incierto. Además, el Gobierno Nacional podría modificar desfavorablemente el entorno regulatorio, empeorando las condiciones en las que opera la Emisora, lo que podría afectar el pago de las Obligaciones Negociables.

Asimismo, la Emisora desarrolla su actividad en un mercado regulado el cual ha visto restringido sus ingresos por mecanismo de precios máximos y por distintas medidas como el FONINVEMEM. Si bien las

consideraciones esgrimidas en la reciente normativa sancionada parecieran ser favorables para la Emisora, las políticas del Gobierno Nacional podrían cambiar el curso y suscitarse medidas que limiten o castiguen más aún a las compañías del sector pudiendo llegar incluso a la expropiación de las centrales por considerarlas de utilidad pública, circunstancia en la que la Emisora no podrá continuar su negocio, recibiendo únicamente una compensación económica por dicha expropiación. Este hecho podría dañar la situación económica y financiera de la Emisora y podría perjudicar el pago de las Obligaciones Negociables.

Nuevas medidas que fomenten proyectos de generación de energía renovable podrían afectar las ventas de la Emisora.

El 15 de octubre de 2015, el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 27.191, según la cual, hacia el 31 de diciembre de 2025, el 20% de la demanda interna total de energía debe suministrarse a través de fuentes renovables de energía. A efectos de alcanzar dicha meta, la ley dispone porcentajes de cumplimiento escalonado por períodos de tiempo, que debe ser cumplido por toda la demanda, y, en forma individual, por ciertos usuarios que superen un determinado umbral de consumo (los “Grandes Usuarios Habilitados”).

A los efectos de dar cumplimiento a la obligación de consumo, el Decreto 531/16, reglamentario de la Ley 27.191, prevé que los Grandes Usuarios Habilitados que superen un determinado umbral de consumo de energía eléctrica podrán cumplir a través del mecanismo de compra conjunta de CAMMESA, celebrar contratos en el mercado a término o a través de proyectos de autogeneración o cogeneración.

En el marco del mecanismo de compra conjunta de CAMMESA, el entonces Ministerio de Energía y Minería llevó adelante el Programa RenovAr para la celebración de contratos de fuente renovable con CAMMESA por el plazo de 20 años. Así, se han convocado y realizado las licitaciones públicas bajo las Resoluciones RenovAr 1 71/2016, MeyM 136/16 y MeyM 213/16 –Programa RenovAr Ronda 1-; Resoluciones MeyM 252/16 y 281/16- Programa RenovAr Ronda 1.5- y Resolución 275/17- Programa RenovAr Ronda 2-. De acuerdo con un informe publicado por CAMMESA, se han celebrado bajo el mecanismo de compra conjuntas un total de 69 contratos, 10 bajo los términos de la Resolución 202/16, 29 bajo el Programa RenovAr Ronda 1 y 30 bajo la Ronda 1.5, lo que importa una potencia contratada total de 2923 MW. Luego, en el marco de la Ronda 2 del Programa RenovAr y por medio de la Resolución N° 473/2017 y la Resolución N° 488/2017, el entonces Ministerio de Energía y Minería adjudicó 88 proyectos de generación de energía eléctrica de fuentes renovables por una potencia total de 2.043 MW. Finalmente, por medio de la Resolución N° 100/2018, la ex Secretaría de Gobierno de Energía dio inicio al proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el mercado eléctrico mayorista de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, denominado el Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3, con el fin de celebrar contratos de abastecimientos de energía eléctrica renovable con CAMMESA con el objetivo de sumar 400 MW adicionales de capacidad de generación instalada de baja y media tensión en las respectivas redes de distribución. Sin embargo, este último proceso apunta a proyectos de pequeña escala que se conectan directamente en las redes de distribución, en baja o media tensión.

Además, el entonces Ministerio de Energía y Minería ha dictado la Resolución 281/17 a través de la cual se implementa el Régimen del Mercado a Término de Energía de Fuentes Renovables (“MATER”) por lo que los Grandes Usuarios Habilitados y los usuarios con demandas mayores a 30MW podrán celebrar contratos de abastecimiento a partir de fuentes renovables para dar cumplimiento a su obligación de consumo. El Anexo de la Resolución 281/17 citada expresamente prevé que la energía contratada bajo tales contratos podrá ser asignada al cumplimiento de la demanda Base o Excedente, a criterio del gran usuario.

El 9 de enero de 2018 la Subsecretaría de Energías Renovables dictó la Disposición N° 1/2018, complementaria de la Resolución 281/17, cuyos aspectos salientes en relación a la prioridad de despacho son: (i) el procedimiento de desempate entre proyectos que hubiesen requerido la asignación de prioridad; (ii) la imposibilidad de quien hubiese obtenido la prioridad de despacho y no hubiese cumplido con la constitución de la caución, de efectuar una solicitud de ese tenor y para el mismo proyecto, por cuatro trimestres siguientes; (iii) la facultad de requerir una asignación de prioridad de modo parcial, por una potencia menor a la totalidad de la central; (iv) la asignación de prioridad de despacho para capacidad de transporte futura; (v) la asignación de prioridad de despacho, con obras de ampliación de la capacidad de transporte a cargo del interesado, en los términos del Anexo 16 de Los Procedimientos y (vi) la asignación de prioridad de despacho para aquellos proyectos que operen en el MATER y que acrediten haber emitido la orden de compra de la totalidad de los equipos electromecánicos con anterioridad a la fecha de publicación de la Disposición.

Asimismo, la introducción de tecnología generadora más eficiente podría afectar de manera adversa a la competitividad de la planta de la Emisora alimentada con gas en la orden de despacho. En este sentido, la Emisora podría enfrentarse con un potencial desplazamiento en el orden de mérito para el despacho conforme se tornen disponibles tecnologías nuevas y más eficientes en el mercado. Cualquier situación de desplazamiento en el orden de mérito podría afectar la competitividad de la Emisora y por ende incidir en su capacidad de celebrar nuevos CCEE a largo plazo. En caso de no poder celebrar nuevos CCEE a largo plazo, es posible que se exija a la Emisora vender la electricidad en virtud de otros marcos regulatorios a precios que podrían ubicarse por debajo

de aquellos establecidos en sus CCEE. Si la Emisora no lograra asegurar CCEE a largo plazo, podría enfrentar una mayor volatilidad de sus utilidades y flujos de fondos, al tiempo que podría registrar pérdidas sustanciales durante determinados períodos, lo cual podría tener un impacto adverso sustancial en su actividad comercial, en los resultados de sus operaciones y en su situación patrimonial.

Vencido el plazo del Contrato de Abastecimiento que posee la Sociedad, cualquier situación de desplazamiento en el orden de mérito podría afectar la competitividad de la Emisora y por ende incidir en su capacidad de celebrar nuevos contratos de compraventa de energía a largo plazo.

El cumplimiento de las regulaciones ambientales y de seguridad e higiene puede implicar gastos significativos que podrían afectar de manera adversa los resultados de las operaciones de la Emisora.

Las operaciones de la Emisora se encuentran reguladas por una gran variedad de requisitos ambientales y de seguridad e higiene establecidos en las regulaciones federales y locales. La Sociedad ha realizado, y continuará realizando, gastos significativos para seguir cumpliendo con dichas leyes. Estas leyes y regulaciones también le exigen obtener y mantener vigentes permisos ambientales, licencias y aprobaciones para la construcción de nuevas instalaciones o la instalación y operación de nuevos equipos necesarios para su actividad comercial. Algunos de tales permisos, licencias y aprobaciones están sujetos a renovaciones periódicas.

Al presente, la Emisora ha realizado y seguirá realizando importantes gastos para mantener el cumplimiento de los requisitos ambientales, de salud y seguridad. La falta de cumplimiento de los requisitos ambientales puede dar lugar a multas o sanciones, reclamos por daño ambiental, obligaciones de reparación, la revocación de los permisos ambientales o el cierre transitorio o permanente de instalaciones. Además, el cumplimiento de las regulaciones ambientales y de seguridad e higiene modificadas o nuevas también podría exigir a la Emisora la realización de inversiones de capital considerables. Si bien algunos de los contratos de compraventa de energía eléctrica de la Emisora comprenden disposiciones trasladables con respecto al capital, costos operativos o de cumplimiento derivados de ciertos cambios en la legislación y, en particular, en las leyes ambientales, los cambios futuros en las leyes ambientales y de seguridad e higiene o en la interpretación de dichas leyes, incluidos requisitos nuevos o más rigurosos con relación a emisiones atmosféricas, ruidos, residuos peligrosos y descargas de aguas residuales o impuestos verdes, podrían someter a la actividad comercial de la Sociedad a un riesgo de mayores costos de capital, operativos o de cumplimiento como consecuencia de dichos cambios y podría limitar la disponibilidad de fondos para otros fines, lo cual podría afectar de manera adversa a la actividad comercial, a los resultados de las operaciones y situación patrimonial de la Emisora.

Es posible que la Emisora no pueda cobrar las sumas de parte de CAMMESA, o que no pueda hacerlo oportunamente, o de otros clientes del sector eléctrico, lo cual podría tener un efecto sustancialmente adverso para la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Se espera que la Sociedad genere una parte sustancial de sus ingresos por ventas, a partir de las ventas realizadas a CAMMESA en virtud del marco regulatorio de la Resolución 287/2017. Los pagos que la Sociedad recibirá de CAMMESA dependerán de los pagos que CAMMESA recibe a su vez de otros actores del MEM, tales como las distribuidoras eléctricas y el Gobierno Nacional. Desde 2012, un número significativo de actores del MEM (principalmente distribuidoras) incumplieron con el pago de las sumas adeudadas a CAMMESA, lo cual afectó en forma adversa la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus propias obligaciones de pago a los generadores como la Sociedad.

El Gobierno Nacional ha cubierto este déficit mediante aportes reembolsables del tesoro. Como estos aportes del tesoro no están alcanzando a cubrir la totalidad de las acreencias de los generadores por sus ventas de potencia y energía al Mercado Spot, la deuda de CAMMESA con los generadores se ha ido acrecentando en el tiempo. Sin perjuicio de que la devaluación ocurrida a partir del año 2018, no ha favorecido a la reducción del mencionado déficit, los aumentos tarifarios iniciados por el Gobierno Nacional tienden a eso. Asimismo, se deben tener en cuenta las medidas adoptadas por la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva relativas a la suspensión de todo aumento tarifario y revisión de la RTI del 2017. En base a ello, no puede asegurarse que las diferencias entre el Precio Spot y el precio de generación de la energía eléctrica no continuarán o no se incrementarán en el futuro o que CAMMESA podrá realizar o que realizará pagos a los generadores, tanto respecto de energía como de capacidad vendida en el Mercado Spot. La incapacidad de los generadores, tales como la Emisora, de cobrar sus créditos de CAMMESA podría tener un efecto sustancialmente adverso sobre sus ingresos en efectivo y, consecuentemente, sobre el resultado de sus operaciones, su condición financiera y con el riesgo de impactar en la posibilidad de pago de las Obligaciones Negociables. La Emisora no puede asegurar al inversor que CAMMESA estará en condiciones de pagar a los generadores tanto por la energía despachada como por la capacidad de generación puesta a disposición de manera puntual o en su totalidad.

Asimismo, las tarifas en virtud del Contrato de Abastecimiento de la Emisora con CAMMESA están denominadas en Dólares y son pagaderas en Pesos. Si bien en virtud de los CCEE le corresponde a CAMMESA cubrir los efectos de cualquier fluctuación cambiaria durante los primeros 45 días contados a partir de la fecha

de facturación mediante pagos en función del tipo de cambio de referencia a dicha fecha, las fluctuaciones del tipo de cambio pueden tener un impacto negativo en los resultados de la Emisora en tanto se produzca una devaluación del peso durante el período comprendido entre el 46° día desde la fecha de facturación y la fecha de pago efectivo, efecto que podría incrementarse en caso de demoras en el pago.

Como se explicó, el Estado Argentino no ha podido equilibrar la relación entre el costo de los servicios públicos y los niveles tarifarios a ser afrontados por los usuarios. Concretamente, además de intervenir en los niveles de precios y tarifas, se implementaron múltiples esquemas de subsidios, en ocasiones cruzados, en otras directamente financiados con fondos del Tesoro Nacional. La actual gestión de gobierno manifiesta priorizar el superávit fiscal, objetivo que implica la morigeración y/o eliminación de esos aportes del Tesoro Nacional.

Concretamente, durante el primer semestre del año 2024, el Estado Argentino no dio cumplimiento a ciertas obligaciones de pago a productores de gas natural y/o generadores eléctricos derivados de los esquemas que preveían esos subsidios. En su reemplazo, estableció un sistema de cancelación con títulos de deuda (alegando sería por única vez), mediante la Resolución Conjunta N° 43/2024 de la Secretaría de Finanzas y la Secretaría de Hacienda que dispuso que la compensación económica en concepto de pago provisorio con destino a las empresas allí detalladas que adhirieron al programa, y que la citada compensación sea cancelada mediante la entrega de títulos públicos.

No podemos descartar que este tipo de decisiones se repita en el futuro ni que CAMMESA o el Estado Nacional vuelvan incurrir en mora o demora en los pagos a su cargo.

La imposibilidad de CAMMESA de cobrar a los actores del MEM, o de hacerlo en forma oportuna, puede afectar de manera sustancial y adversa la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

La demanda de electricidad puede verse afectada por los aumentos de precios, lo cual podría llevar a las generadoras eléctricas a registrar menores ingresos.

Durante la crisis económica argentina de 2001 y 2002, la demanda de electricidad en la Argentina disminuyó como consecuencia de la caída del nivel general de actividad económica y del deterioro de la capacidad de muchos consumidores de pagar sus facturas de electricidad. En los años siguientes, la demanda de electricidad creció significativamente: se registró un aumento promedio interanual del 43 % en total entre 2002 y 2015, según CAMMESA. Dicho aumento en la demanda de electricidad fue principalmente impulsado por el relativo bajo costo, en términos reales, de la electricidad para los consumidores a causa de los subsidios del gobierno.

En marzo de 2016, el Gobierno Nacional unificó e incrementó los precios de la energía al por mayor para todo el consumo en Argentina, eliminó ciertos subsidios a la energía e implementó un plan de incentivos (a través de descuentos) para clientes residenciales cuyo consumo de energía eléctrica es al menos un 10% más bajo que su consumo para el mismo mes del año anterior. Cualquier incremento significativo en los precios de la energía para los consumidores (ya sea a través de un aumento de tarifas o mediante un recorte en subsidios al consumidor) podría resultar en una disminución de la demanda de la energía que generamos. A su vez, una caída en la demanda eléctrica también puede afectar de manera adversa a los ingresos por ventas de la Compañía en la proporción de tales ingresos que la Sociedad obtiene por la energía que despacha y también indirectamente a través de una caída potencial de los precios de capacidad a futuro, cuando se produzca el vencimiento de sus CCEE de largo plazo. Todo ello puede provocar menores ingresos de los que actualmente la Sociedad tiene previstos y ello puede, a su vez, causar un efecto sustancialmente adverso en la situación patrimonial y en los resultados de las operaciones de la Sociedad.

A fines de 2019 fue promulgada la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, que, entre otras medidas, estableció un congelamiento de las tarifas de energía y gas natural y el relanzamiento de una revisión tarifaria integral por un término de 180 días y facultó al Poder Ejecutivo a intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS. Asimismo, fue emitida la Resolución (SE) 31/2020, la cual modificó el esquema de remuneración del segmento de generación de energía y estableció precios denominados en Pesos (anteriormente denominados en Dólares) y redujo dichos precios en diferentes proporciones según la tecnología. Para mayor información véase, “*Información sobre la Emisora – Marco regulatorio de la industria de la energía eléctrica en la República Argentina*”. Adicionalmente, como respuesta al brote de coronavirus (Covid-19), el Gobierno Argentino dictó el DNU N° 311/2020, que estableció que, entre otras empresas, las prestadoras de los servicios públicos de energía eléctrica, gas por redes y agua corriente, no podrán disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a determinados usuarios, en caso de mora o falta de pago de hasta tres facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020, incluyendo a usuarios con aviso de corte en curso. Posteriormente, por medio del Decreto N° 756/20 se estableció que las prestadoras de los servicios de energía eléctrica, entre otras, no podrán disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a usuarios en caso de mora o falta de pago de hasta siete facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020. Asimismo, por medio del Decreto N° 756/20 se prorrogó el plazo desde su vencimiento y hasta el 31 de diciembre de 2020. Dicho plazo no ha vuelto a ser prorrogado por lo que la medida ya no se encuentra vigente.

La Compañía no puede prever qué efectos tendrán las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino en el comportamiento de la demanda de electricidad. No es posible garantizar que las medidas a ser adoptadas u otras medidas o regulaciones que puedan ser adoptadas en el futuro por el Gobierno Argentino en relación con las tarifas no pudiera tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones de la Emisora y su capacidad para pagar sus deudas a su vencimiento, o que no sea sancionada una nueva ley de emergencia pública en el futuro. La Compañía tampoco puede garantizar que no se incrementarán aún más las obligaciones regulatorias a las que ella está sujeta, entre ellas, mayores impuestos, alteraciones desfavorables en las estructuras tarifarias y otras obligaciones regulatorias cuyo cumplimiento podría aumentar los costos de la Emisora y tener un impacto negativo directo sobre los resultados de las operaciones de la Emisora y su capacidad de pagar sus deudas a su vencimiento.

Es posible que la Emisora enfrente competencia. Si la demanda de energía aumenta repentinamente, con los actuales niveles de generación de energía y la dificultad de aumentar la capacidad de las compañías de transmisión y distribución en el corto o mediano plazo, la Emisora podría verse negativamente afectada.

Los mercados de generación de electricidad donde opera la Compañía se caracterizan por tener numerosos participantes fuertes y capaces, muchos de los cuales tienen una experiencia operativa o de desarrollo muy vasta y diversificada (tanto a nivel local como internacional) y cuentan con recursos financieros similares o significativamente mayores que los de la Sociedad. Un aumento de la competencia podría causar la reducción de los precios y el aumento de los precios de adquisición del combustible, materias primas y activos existentes, y por ende afectar de manera adversa la actividad comercial, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora. La Sociedad compete con otras empresas generadoras por la capacidad de MW que la Secretaría de Energía asigna a través de los procesos de subastas públicas.

Adicionalmente, en octubre de 2015 el Congreso Argentino modificó el Programa de Energías Renovables, mediante el cual, aumentará la demanda interna total de energía renovable hasta el 8% en 2017 y el 20% para 2025, al obligar a los consumidores y CAMMESA a presentarse en las propuestas bajo el Programa de Energías Renovables para instalar nuevas unidades de generación eléctrica renovable. El 31 de octubre 2016, el entonces Ministerio de Energía y Minería, de conformidad con la Resolución N° 252/2016, lanzó la Ronda 1.5 de Programa RenovAR, como continuación de la Ronda 1 y el 25 de noviembre de 2016 otorgó licitaciones por un monto de 1.281,5 MW. Luego, en el marco de la Ronda 2 del Programa RenovAr y por medio de la Resolución N° 473/2017 y la Resolución N° 488/2017, el entonces Ministerio de Energía y Minería adjudicó 88 proyectos de generación de energía eléctrica de fuentes renovables por una potencia total de 2.043 MW. Finalmente, por medio de la Resolución N° 100/2018, la Secretaría de Gobierno de Energía dio inicio al proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el mercado eléctrico mayorista de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, denominado el Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3, con el fin de celebrar contratos de abastecimientos de energía eléctrica renovable con CAMMESA con el objetivo de sumar 400 MW adicionales de capacidad de generación instalada de baja y media tensión en las respectivas redes de distribución.

Además, tanto la Emisora como sus competidores están conectados a la misma red eléctrica con capacidad de transmisión limitada; dicha red, en determinadas circunstancias, puede alcanzar sus límites de capacidad. Así, nuevos generadores podrían conectar o los generadores existentes podrían aumentar su producción y despachar más electricidad a la misma red, lo cual impediría a la Emisora entregar su electricidad a sus clientes. Adicionalmente, no es posible asegurar que el Gobierno Nacional (o cualquier otra entidad en su nombre) haya de realizar las inversiones necesarias para aumentar la capacidad del sistema, lo cual –en caso de haber un aumento de la producción de energía- permitiría a la Emisora y a los generadores actuales y a los nuevos despachar de manera eficiente su electricidad a la red y a sus clientes. Como consecuencia, un aumento de la competencia podría afectar la capacidad de la Emisora de entregar su producción a sus clientes, lo cual afectaría de manera adversa a su actividad comercial, a los resultados de sus operaciones y a su situación patrimonial.

El negocio de la Emisora puede verse negativamente perjudicado por los cambios tecnológicos en la industria de la energía.

La industria de la energía está sujeta a cambios tecnológicos de gran alcance, tanto en el lado de la generación como en el lado de la demanda. Por ejemplo, con respecto a la generación de energía, el desarrollo de dispositivos de almacenamiento de energía (almacenamiento de baterías en el rango de megavatios) o instalaciones para el almacenamiento temporal de energía a través de la conversión a gas. Asimismo, el incremento en el suministro de energía producto de aplicación de nuevas tecnológicas como el fracking o la digitalización de redes de generación y distribución.

Las nuevas tecnologías para aumentar la eficiencia energética y mejorar el aislamiento térmico, para la generación directa de energía a nivel de los consumidores o que permitan mejorar la realimentación (por ejemplo, utilizando el almacenamiento de energía para la generación renovable), podría derivar en cambios en la estructurales a favor de fuentes de energía con bajo o nulo CO2 y/o en favor de la generación de energía

descentralizada, por ejemplo a través de centrales eléctricas de pequeña escala dentro o cerca de zonas residenciales o instalaciones industriales.

Si la Emisora no puede reaccionar ante los cambios causados por los nuevos desarrollos tecnológicos y los cambios en la estructura del mercado, su patrimonio, posición financiera o resultados, operaciones y negocios, podrían ser afectados negativamente.

La demanda de electricidad es estacional, en gran medida a causa de las condiciones climáticas.

La demanda de electricidad es fluctuante según la estación y las condiciones climáticas pueden tener un impacto sustancial y adverso en la demanda eléctrica. Durante el verano (de diciembre a marzo), la demanda de energía eléctrica puede aumentar significativamente por la necesidad de acondicionar el aire, y durante el invierno (de junio a agosto), la demanda eléctrica puede fluctuar por la necesidad de iluminación y calefacción. Como resultado, los cambios de estación pueden afectar de manera sustancial y adversa la demanda de electricidad y, en consecuencia, pueden afectar los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora. Sin embargo, el impacto en los ingresos de la Emisora y su situación financiera por estas fluctuaciones no son en ningún caso trascendentes, ni supone de alguna manera un condicionamiento sustancial. Cabe destacar que la Emisora posee contratos de abastecimiento según el cual es renumerada no solo por la energía suministrada, sino también por la potencia puesta a disposición de CAMMESA, lo cual reduce significativamente el impacto de las fluctuaciones en la demanda de energía.

Sin perjuicio de ello, cambios climáticos podrían influir de alguna manera en la demanda de energía e, indirectamente, en el resultado de las operaciones de la Emisora y en su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

En relación al mercado de generación, la demanda eléctrica del SADI ha disminuido en promedio un 6% desde el inicio del aislamiento. Asimismo, producto de importantes demoras en la cobranza a distribuidoras, grandes usuarios y contribuciones del Tesoro Nacional, CAMMESA ha incrementado los plazos de pago a las generadoras y productoras de hidrocarburos en más de treinta (30) días. Por otro lado, CAMMESA suspendió el mecanismo de ajuste automático para la remuneración spot establecido mediante la Resolución SE N° 31/20. Estas medidas afectaron de manera directa la situación financiera del sector de generación, y de continuar agravándose podrían comprometer la cadena de pagos, dificultando el mantenimiento y poniendo en riesgo la disponibilidad del parque instalado. A partir del 21 de mayo de 2021 entró en vigencia la Resolución (SE) N° 440/2021, que actualizó en un 29% el esquema de remuneración dispuesto por la Resolución 31/2021. Con fecha 21 de abril de 2022, a partir de la Resolución (SE) 238/2022, se aumentó en un 30% la remuneración de las transacciones económicas por la venta de energía por cada agente generador aplicándose de manera retroactiva a febrero de 2022. Asimismo, se estableció un 10% adicional a partir del mes de junio de 2022.

La actividad comercial de la Emisora está sujeta a riesgos derivados de desastres naturales, accidentes catastróficos y ataques terroristas.

Las instalaciones generadoras de la Emisora, o la infraestructura de transmisión eléctrica o de transporte de combustible de terceros de la que esta depende, pueden sufrir daños por inundaciones, incendios y otros hechos catastróficos derivados de causas naturales o accidentales o por causas intencionales de origen humano. La Emisora podría experimentar graves interrupciones en la actividad comercial, disminuciones considerables de los ingresos en función de una menor demanda por sucesos catastróficos o bien enfrentar costos adicionales significativos para nosotros que de otra manera no quedan cubiertos por las cláusulas de los seguros por interrupción de las actividades comerciales. Puede generarse una demora importante entre un accidente, hecho catastrófico o ataque terrorista de magnitud y el cobro definitivo de resarcimiento de las pólizas de seguros, que normalmente establecen montos deducibles no recuperables. Así, en todo caso, la Emisora está sujeta a límites máximos por siniestro. Además, cualquiera de tales sucesos podría causar efectos adversos en la demanda de electricidad de algunos de los clientes de la Emisora y de los consumidores en general dentro del mercado afectado. Algunas de estas consideraciones, entre otras, podrían afectar sustancialmente de manera adversa a la Emisora.

La Emisora podría quedar sujeta a expropiación o a riesgos similares.

La totalidad de los activos de la Emisora se encuentran y se encontrarán ubicados en la Argentina. Su giro comercial consiste en la generación de energía eléctrica y, en tal sentido, su actividad comercial o sus activos pueden ser considerados por el Estado como de utilidad pública o esenciales para la prestación de un servicio público y, por ende, están sujetos a incertidumbre política, incluida la expropiación o la nacionalización de la actividad o de los activos de la Emisora, o pueden quedar sujetos a renegociación o a la cancelación de los contratos vigentes.

En caso de una expropiación, la Emisora podría tener derecho a recibir una compensación por la transferencia de sus activos. Sin embargo, el precio recibido podría no ser acorde a los precios de mercado o suficiente a los fines de cumplir con sus obligaciones, y es posible que la Emisora que tomar acciones legales para reclamar una compensación adecuada o bien, recibir dicha compensación. El negocio, las condiciones financieras y resultados de las operaciones de la Emisora, como así también su capacidad para repagar las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa, podrían verse afectadas negativamente por la ocurrencia de cualquiera de estos eventos.

Riesgos relacionados con la Emisora

Las dificultades operativas podrían limitar la capacidad de la Compañía de generar electricidad.

La Compañía podría experimentar dificultades operativas propias de la industria en la cual se desenvuelve que podrían requerir la suspensión temporaria de sus actividades, gastos significativos de mantenimiento o afectar su capacidad de generar electricidad, afectando en forma adversa los resultados de sus operaciones. La operación de instalaciones como las de la Compañía trae aparejados innumerables riesgos, incluidos fallas o averías en equipos de generación, componentes electromecánicos o, en general, cualquiera de los activos de la Compañía necesarios para la generación de electricidad, accidentes, disputas laborales, rendimientos en niveles inferiores y/o consumos internos superiores a los esperados. Las instalaciones y equipos más antiguos, aun cuando cuenten con un buen mantenimiento, pueden requerir gastos significativos de capital a fin de lograr que continúen funcionando eficientemente, o de adecuarlos a nuevas reglamentaciones ambientales.

En caso que existieran dificultades operativas que afecten las actividades de generación de la Compañía, ésta podría ver sus ingresos disminuir, lo cual podría tener un efecto adverso sobre los resultados de sus operaciones y podría afectar en forma negativa su capacidad de repago de las Obligaciones Negociables. Asimismo para los casos extremos de fallas severas con tiempos prolongados de indisponibilidad el riesgo se intenta mitigar a través de la contratación de un seguro que cubre el margen bruto del negocio.

Errores humanos o tecnológicos en las actividades de la Compañía podrían ocasionar pérdidas directas e indirectas a la Compañía.

En el curso de las operaciones de la Compañía podrían producirse pérdidas directas o indirectas ocasionadas por procesos internos no adecuados, defectos tecnológicos, errores humanos o como consecuencia de ciertos eventos externos. El control y el manejo de estos riesgos, en particular aquellos que puedan afectar la operación de la central, están basados en la adecuada formación y entrenamiento del personal y en la existencia de procedimientos operacionales y planes de mantenimiento preventivo que minimizan las posibilidades de ocurrencia y el impacto que estos riesgos pueden producir. Si bien gran parte de estos riesgos se encuentran cubiertos por pólizas vigentes, cualquier falla en alguno de estos procedimientos puede resultar en pérdidas directas o indirectas para la Compañía, lo cual podría tener un impacto adverso a los negocios, la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía, y, consecuentemente, en su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

Riesgos relacionados con las coberturas de los seguros contratados por la Compañía.

Si bien a criterio de la Compañía la cobertura de seguros contratados o a ser contratados respecto a la operación de la Central Térmica Arroyo Seco cumple con los estándares aplicables a la industria no pueden brindarse garantías de la existencia o suficiencia de una cobertura de riesgo por cualquier riesgo o pérdida en particular.

De hecho, las pólizas de seguros contratadas pueden llegar a ser insuficientes para cubrir el real valor de los bienes asegurados en caso que los valores recuperables en concepto de seguro no lleguen a cubrir el valor de reposición de los mismos debido a, por ejemplo, la antigüedad de los bienes asegurados, a que las pólizas de seguro tienen condiciones, límites y sublímites que pueden afectar el cálculo de la indemnización, a que las sumas aseguradas en las pólizas que cubren el lucro cesante tienen en cuenta no el monto asegurado sino el margen bruto que hubiera realmente tenido la unidad durante el tiempo que duró el siniestro, entre otras causas que pueden alterar la rentabilidad prevista de la Compañía.

Si se produjera un siniestro o cualquier otro hecho que no esté amparado por las actuales pólizas de seguro contratadas, la Compañía podría experimentar pérdidas sustanciales o verse obligada a desembolsar montos considerables de sus propios fondos, lo que podría tener un efecto adverso significativo en su situación patrimonial y por ende en su capacidad de pago de las Obligaciones Negociables.

Las actividades de la Compañía podrían causar daño ambiental por lo que están sujetas a estrictas regulaciones ambientales, cuyo incumplimiento podría derivar en la imposición de sanciones. La sanción de normas más severas sobre la materia podría implicar inversiones adicionales de capital e incrementar los costos operativos.

Las actividades de la Compañía, como todo el sector de generación de energía, están sujetas a regulaciones medioambientales y a leyes referidas a la protección de la salud y seguridad de las personas, el manejo y disposición de residuos peligrosos y la descarga de efluentes al suelo, al aire y en el agua.

Las operaciones de la Compañía podrían causar daños ambientales o algún otro daño. Si bien la Compañía no se ha visto obligada a efectuar gastos en materia de reparaciones por daños ambientales, podría tener que incurrir en dichos gastos en el futuro, los cuales podrían impactar negativamente en los resultados operativos.

Por otro lado, es preciso señalar que en caso que la Compañía no cumpla con la regulación ambiental vigente, ello podría dar lugar a la imposición de sanciones (multa, clausura, etc.), así como a la revocación o suspensión de los permisos y/o habilitaciones ambientales necesarias para el desarrollo de las actividades de la Compañía, afectando su normal funcionamiento. Para mayor información, ver “*La Industria Eléctrica y su Regulación—Normativa Ambiental*”.

Finalmente, debe tenerse presente que en la medida en que las normas ambientales se vuelvan más exigentes, el monto y la disponibilidad de las inversiones y gastos requeridos para dotar de confiabilidad a las actividades de la Compañía podrían aumentar considerablemente y al mismo tiempo podrían disminuir la disponibilidad de fondos para otros propósitos.

La actividad comercial de la Emisora puede requerir inversiones en activos fijos considerables para las necesidades de mantenimiento permanente.

Es posible que se necesiten inversiones en activos fijos considerables para financiar el mantenimiento necesario, para preservar el rendimiento operativo y de generación eléctrica y mantener las capacidades de las instalaciones generadoras de electricidad de la Emisora. En caso de no poder financiar inversiones en activos fijos de manera que le resulte satisfactoria o no poder financiarlos en absoluto, la actividad comercial y los resultados de las operaciones, así como la situación patrimonial de la Emisora, podría verse afectados de manera adversa. La capacidad de financiamiento de la Emisora podría quedar limitada por las restricciones del mercado sobre la disponibilidad de financiación para las empresas argentinas.

Ver el factor de riesgo “*La capacidad de Argentina de obtener financiamiento en los mercados internacionales puede verse limitada, lo cual a su vez puede restringir su margen para implementar reformas y políticas públicas y fomentar el crecimiento económico, así como afectar la capacidad de las empresas argentinas de obtener financiamiento*”.

Es posible que a futuro la Emisora no esté en condiciones de renovar su Contrato de Abastecimiento para la venta de capacidad y energía en el futuro, o que dicho Contrato de Abastecimiento pueda quedar modificado o resuelto unilateralmente, lo cual puede afectar la estabilidad y la previsibilidad de los ingresos de la Compañía.

El Contrato de Abastecimiento de la Emisora puede quedar modificado o resuelto unilateralmente por motivos ajenos a su control. Por ejemplo, en virtud del Contrato de Abastecimiento de la Emisora, ante una situación de incumplimiento de las obligaciones derivadas de aquel, o del acaecimiento de los hechos enumerados en dicho Contrato de Abastecimiento, cualquiera de las partes puede tener por resuelto el contrato sin indemnizar (ni reclamar indemnización) a la otra parte. La resolución del Contrato de Abastecimiento, o la modificación, de cualquier modo que sustancialmente afecte de manera adversa a los intereses de la Emisora por causas ajenas a su control, o su falta de renovación por motivos ajenos a su control, tendría un impacto adverso sustancial en la actividad comercial, en los resultados de las operaciones y en la situación patrimonial de la Emisora.

El desempeño de la Emisora depende en gran medida de la posibilidad de reclutar y retener al personal clave.

El desempeño actual y futuro y el funcionamiento de la actividad comercial de la Emisora dependen de los aportes que pueda realizar la alta dirección y su equipo calificado de ingenieros y otros empleados. La Emisora depende de su capacidad de atraer, capacitar, motivar y retener al personal clave gerencial y especializado que tenga las habilidades y la experiencia necesarias. No existe ninguna garantía de que la Compañía pueda lograr con éxito retener y atraer al personal clave y reemplazar a los empleados claves que pudieran desvincularse, y ello podría ser difícil y llevar tiempo. La pérdida de la experiencia y de los servicios del personal clave o la imposibilidad de reclutar personal de reemplazo o adicional idóneo podría tener un efecto sustancial adverso para la actividad comercial, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Los empleados de la Compañía podrían afiliarse a sindicatos y quedar sujetos a medidas de las asociaciones gremiales, incluidos paros de actividades que podrían tener un efecto sustancial adverso para la actividad comercial de la Emisora.

Si bien la mayoría de los empleados que trabajan en el sector de la electricidad están afiliados a sindicatos, la Emisora no tiene una masa crítica de empleados sindicalizados. Sin embargo, no hay ningún impedimento para que los empleados de la Emisora se afilien en el futuro a cualquiera de los muchos sindicatos presentes en la industria. Cualquier conflicto con los sindicatos, así como las medidas de acción de las organizaciones gremiales tales como interrupciones o paros de actividades o cualquier requisito para aumentar los salarios de los empleados y/o los beneficios como consecuencia de nuevos convenios colectivos de trabajo, regulaciones o políticas gubernamentales o de otra índole podría acarrear un efecto sustancial adverso para la actividad comercial, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

En caso de producirse un accidente o algún siniestro no cubierto por las pólizas de seguros de la Emisora, esta podría enfrentarse a pérdidas considerables que podrían afectar sustancialmente y de manera adversa su actividad comercial y los resultados de sus operaciones.

Si bien a criterio de la Compañía la cobertura de seguros respecto a la operación de la Central Térmica Arroyo Seco cumple con los estándares aplicables a la industria, no pueden brindarse garantías de la existencia o suficiencia de una cobertura de riesgo por cualquier riesgo o pérdida en particular. Véase la sección “*Información sobre la Emisora—Seguros*”. En caso de accidente u otro siniestro que no se encuentre cubierto por las pólizas de seguros vigentes de la Compañía, esta podría experimentar pérdidas sustanciales o tener que desembolsar cantidades significativas de sus propios fondos, lo cual podría tener un efecto sustancial adverso en los resultados de sus operaciones y en su situación patrimonial.

Además, el costo de las actuales coberturas de seguros de la Emisora podría aumentar. Sus pólizas de seguros se encuentran sujetas a revisiones periódicas por parte de sus aseguradores. En caso de aumentar los montos de las primas, es posible que no la Emisora no esté en condiciones de mantener una cobertura comparable a la actual, o bien podría hacerlo a un costo significativamente mayor. Cualquier costo adicional podría tener un impacto adverso sustancial en la actividad comercial, en la situación patrimonial y en los resultados de las operaciones de la Emisora.

Los ataques cibernéticos podrían afectar el negocio, la condición financiera, los resultados de operaciones y flujos de fondos de la Emisora.

Los riesgos de seguridad informática han aumentado en general en los últimos años como consecuencia de la proliferación de nuevas tecnologías y la mayor sofisticación y actividades de los ataques cibernéticos. La Emisora ha conectado cada vez más equipos y sistemas a Internet. Debido a la naturaleza crítica de su infraestructura y la mayor accesibilidad permitida a través de la conexión a Internet, la Emisora podría enfrentar un aumento del riesgo de sufrir ataques cibernéticos. En el supuesto de producirse tal ataque, la Emisora podría sufrir una interrupción de las operaciones, daños materiales y robo de información de clientes; experimentar significativas pérdidas de ingresos, costos de respuesta y otras pérdidas financieras; y asimismo quedar sujeta a mayores litigios judiciales y daños a su reputación. Los ataques cibernéticos podrían afectar negativamente el negocio, resultados de operaciones y condición financiera de la Emisora.

La Emisora depende de sistemas informáticos y de procesamiento para desarrollar su actividad comercial; la falla de tales sistemas podría afectar de manera adversa al negocio, a la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Contar con sistemas informáticos y de procesamiento es vital para tener capacidad de monitoreo de la planta, para el desempeño de la red y la prestación adecuada de los servicios, la facturación a los clientes, la detección de fraudes, la prestación de servicios al cliente, el control de costos, el logro de eficiencias operativas y de las metas y estándares de servicios de la Emisora. Ésta evalúa, actualiza y moderniza sus sistemas en forma periódica, según resulta necesario para sus técnicos internos y para sus prestadores de servicios externos. Sin embargo, cualquier falla de los técnicos internos o de los prestadores de servicios externos que impida una integración y actualización exitosa de los sistemas o la prestación adecuada de los servicios de la Emisora, así como toda falla de funcionamiento de estos sistemas a futuro, podría tener un impacto sustancialmente adverso en la actividad comercial, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Resolución General N° 777/2018 emitida por la CNV determinó la obligatoriedad de la exposición de los estados financieros de acuerdo a la NIC 29. La adecuación y/o reexpresión de la exposición de la información contable podría tener un impacto significativo sobre los estados financieros de la Compañía.

La NIC 29 requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía calificada como “hiperinflacionaria” sean expresados en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del período correspondiente, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente. Para ello, en términos generales, se debe computar en las partidas no monetarias la inflación producida desde la fecha de adquisición o desde la fecha de revaluación según corresponda hasta la

fecha final del período sobre el que se informa. Dichos requerimientos también comprenden a la información comparativa de los estados financieros.

A los efectos de concluir sobre si una economía es categorizada como hiperinflacionaria en los términos de la NIC 29, la norma detalla una serie de factores cualitativos y cuantitativos a considerar entre los que se incluye la existencia de una tasa acumulada de inflación en tres años que se aproxime o exceda el 100%. En ese sentido, y a los fines contables, Argentina es considerada un país con hiperinflación, dado que los niveles registrados para los años 2019, 2020 y 2021, fueron del 53,8%, 42,02% y 50,9%, respectivamente. La inflación acumulada anual a noviembre de 2022 se estableció en el 88%.

A su vez, el 10 de octubre de 2018, el Consejo Directivo de la FACPCE, emitió la resolución 107/2018 concluyendo que la tasa acumulada de inflación en los tres años anteriores superó el 100%, motivo por el cual determinó que debe iniciarse la aplicación del ajuste por inflación en los estados contables y estableció que la serie del índice que se utilizará para el ajuste por inflación será elaborada y publicada por ella periódicamente de manera mensual. Posteriormente, el 26 de diciembre de 2018, la CNV emitió la Resolución General N°777/2018 modificando el apartado 1, del artículo 3°, del Capítulo III del Título IV de las Normas de la CNV estableciendo la obligatoriedad de reexpresar los estados financieros anuales por períodos intermedios o especiales que cierren a partir del 31 de diciembre de 2018 inclusive, admitiéndose su aplicación anticipada para los estados financieros que se presenten a partir de la entrada en vigencia de la RG 777/2018, conforme lo dispuesto por la NIC 29 o la Resolución Técnica N°6 de la FACPCE, según corresponda. La Compañía ha adaptado de sus métodos contables a las normas aquí mencionadas, las que fueron implementadas para los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

Con el reconocimiento del ajuste por inflación en los estados financieros de la Compañía se realizó, principalmente, una reexpresión de los valores de las partidas no monetarias desde la fecha de adquisición o desde la última fecha de revaluación según corresponda hasta el límite de su valor recuperable, con su consecuente efecto en el impuesto diferido y con impacto en el total del patrimonio neto. Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía realizó una revaluación de sus principales clases de propiedades, plantas y equipos. Con relación a los resultados, además de la reexpresión de los ingresos, costos, gastos y demás partidas, y la determinación de costos financieros y diferencias de cambio reales, se incluyó el resultado por la posición monetaria neta en una línea por separado. Asimismo, las cifras correspondientes al ejercicio o período precedentes que se presentan con fines comparativos fueron reexpresadas a moneda de cierre del presente ejercicio o período en el que se informa, sin que este hecho modifique las decisiones tomadas en base a la información financiera correspondiente al ejercicio anterior.

La Compañía está sujeta a leyes de anticorrupción, antisoborno y antilavado de dinero vigentes en Argentina. El incumplimiento de estas leyes podría dar lugar a sanciones, que podrían dañar la reputación de la Compañía y tener un efecto adverso en su negocio.

La Emisora está sujeta a leyes anticorrupción, antisoborno y antilavado de dinero vigentes en Argentina. Aunque mantiene políticas y procesos destinados a cumplir con estas leyes, incluida una revisión de control interno sobre informes financieros, así como el Programa de Integridad del Grupo Albanesi, tal como dicho concepto se explica más adelante, la Emisora no puede asegurar que estas políticas y procesos evitarán intencional e imprudentemente la ocurrencia de actos negligentes cometidos por sus oficiales y/o empleados. Si los funcionarios y/o empleados de la Compañía no cumplieran con cualquiera de las leyes anticorrupción, antisoborno o antilavado de dinero aplicables, la Emisora podría estar sujeta a sanciones penales, administrativas o civiles y otras medidas correctivas, que podrían tener efectos materiales adversos en sus negocios, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas. Cualquier investigación sobre posibles violaciones de las leyes anticorrupción, antisoborno o antilavado de dinero por parte de las autoridades gubernamentales en cualquier jurisdicción donde opera la Sociedad podría afectar material y adversamente su negocio, situación financiera, resultados de operaciones y prospectos. Esto también podría afectar negativamente la reputación y capacidad de la Emisora para, cuando corresponda, obtener contratos, asignaciones, permisos y otras autorizaciones gubernamentales.

Como parte del giro comercial habitual de la Emisora, esta celebra acuerdos con organismos gubernamentales, en especial CAMMESA y otras empresas. A pesar de que no existen procesos sustanciales pendientes, la interpretación y ejecución de ciertas disposiciones de los acuerdos existentes o de cualquier acuerdo adicional podrían resultar en disputas entre la Emisora y sus clientes o terceros, y la Sociedad no puede asegurar al inversor que los resultados de cualquier reclamo, demanda u otro proceso legal comenzado en su contra en virtud de dichos acuerdos no afectarán adversamente la actividad comercial, situación financiera o los resultados de las operaciones de la Emisora.

Existen reportes en las noticias que informan que la secretaría de Oficina Anticorrupción Argentina ha requerido una investigación de IEASA (ex ENARSA) en relación con ciertos contratos de almacenamiento y despacho de combustible, celebrados entre IEASA y otras compañías (incluida GEMSA, una sociedad del Grupo Albanesi).

El Grupo Albanesi no ha recibido notificación o requerimiento alguno de autoridad judicial o gubernamental, en relación con la alegada investigación. A pesar de que GEMSA ha cumplido con todas las obligaciones del contrato con IEASA, no ha recibido ningún pago de IEASA y registra cuentas por cobrar en relación al contrato con IEASA. Como consecuencia de ello, el 29 de marzo de 2017 se promovió demanda ante el Tribunal Arbitral de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires contra IEASA con el objeto de que la demandada cumpla con las obligaciones contractuales contraídas y, consiguientemente, abone a GEMSA las tarifas mensuales acordadas como contraprestación por los servicios prestados por Generación Independencia S.A. (GISA) (Sociedad absorbida por GEMSA) durante los tres años de vigencia del contrato de locación celebrado el 21 de marzo de 2012, por los servicios de recepción, almacenaje, elaboración de mezclas y despacho de combustibles líquidos livianos a ser utilizados por las centrales térmicas de IEASA, con más otros conceptos indicados en la demanda. Dicho proceso se encuentra actualmente en trámite y pendiente de resolución.

No puede garantizarse que las políticas y procedimientos internos de la Emisora sean suficientes para prevenir o detectar todas las prácticas inapropiadas, fraudes o violaciones de la ley por parte de las afiliadas, empleados, Directores, oficiales, socios, agentes y proveedores de servicios de la Emisora o que dichas personas no tomarán medidas que se encuentren en violación de las políticas y procedimientos de la Sociedad. Algunas de las violaciones mencionadas de las leyes antisoborno y anticorrupción o sanciones regulatorias podrían tener un efecto adverso importante en la reputación, negocios, condición financiera, resultados de operaciones y perspectivas de la Emisora.

Por lo expuesto, la Emisora interpreta que la investigación de la Oficina Anticorrupción Argentina está dirigida a IEASA y no contra sus contrapartes. No obstante, está predispuesta a cooperar con las autoridades de acuerdo a las leyes aplicables si llegase a ser requerida de proveer cualquier información o asistencia.

Riesgos relacionados con el Proceso Penal

El 1° de agosto de 2018, el Sr. Armando Roberto Losón fue imputado por el Juzgado Nacional en lo Criminal y Correccional Federal N°11, Secretaría Nro. 21, en el expediente nro. 9608/2018, actualmente caratulado “Fernández, Cristina Elisabet y otros s/asociación ilícita” (el “Proceso Penal”). El Sr. Losón se desempeñó como presidente de las sociedades que conforman el Grupo Albanesi hasta el 7 de agosto de 2018 (fecha en la que cada órgano de administración aceptó la renuncia a su cargo) y continúa siendo el accionista controlante de la Emisora.

En diciembre de 2018, la Sala I de la Cámara Federal en lo Criminal y Correccional confirmó los procesamientos y modificó los cargos contra el Sr. Armando Roberto Losón, manteniendo la acusación original de soborno. Dicha Cámara asimismo solicitó al juez de instrucción que continuara la investigación para evaluar una posible recharacterización de los cargos penales y su competencia judicial. Tras la producción de pruebas adicionales, con fecha 23 de diciembre de 2020, el juez de instrucción decidió remitir las actuaciones al fuero electoral, en el entendimiento de que, tras la producción de pruebas adicionales, los aportes supuestamente realizados por el Sr. Armando Roberto Losón a una campaña electoral argentina podrían haber violado la Ley N°26.215 de Financiamiento de los Partidos Políticos. El 17 de agosto de 2021, la Cámara de Apelaciones decretó la nulidad de la resolución de fecha 23 de diciembre de 2020 y ordenó el dictado de un nuevo pronunciamiento sobre la cuestión debatida. El 22 de diciembre de 2021, el nuevo juez a cargo del expediente, Dr. Ercolini, resolvió no hacer lugar al planteo de incompetencia formulado por el Sr. Armando Roberto Losón sin incorporar nueva prueba. Esta resolución fue apelada por la defensa del Sr. Armando Roberto Losón. El 3 de agosto de 2022, la Cámara resolvió declarar la nulidad de la resolución de fecha 22 de diciembre 2021, ordenando que se dicte una nueva resolución. De conformidad con lo ordenado por el Superior, con fecha 5 de septiembre de 2022, el Juez Ercolini resolvió no hacer lugar al planteo de incompetencia solicitado por la defensa de Armando Roberto Losón, resolución que fue apelada por la defensa del nombrado, y el recurso fue concedido y elevado a la Cámara de Apelaciones, donde se encuentra actualmente a la espera del trámite del recurso de apelación. Para mayor información de la Causa por favor véase las secciones “*Notificación a los Inversores – Proceso Penal*” y “*Factores de Riesgo - Actualmente se están llevando adelante en Argentina investigaciones sobre supuestos hechos de corrupción que podrían tener un impacto adverso en el desarrollo de la economía del país y en la confianza de los inversores*” de este Prospecto.

En el contexto de esta investigación, no se ha formulado ninguna imputación a la Emisora, ni a las restantes sociedades del grupo. Tampoco se investiga la actuación de ningún otro Director, administrador, miembro o representante de la Emisora.

A la fecha de este Prospecto no es posible determinar el impacto que estas investigaciones podrían tener en el negocio de la Emisora, su reputación, su condición financiera y los resultados de sus operaciones.

Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables

La Emisora ha emitido las Obligaciones Negociables Clase I y las Obligaciones Negociables Clase III bajo el Programa, las que se encuentran garantizadas con una porción sustancial de los activos de la Emisora

La Emisora emitió bajo el Programa las Obligaciones Negociables Clase I y las Obligaciones Negociables Clase III, por un valor nominal en circulación a la fecha de este Prospecto de US\$25.972.266 y US\$123.167.816, las que tienen vencimiento en 2028 y en 2033, respectivamente.

Las mencionadas obligaciones negociables se encuentran garantizadas por una porción sustancial de los activos de la Emisora, incluyendo un fideicomiso de garantía y pago al que se encuentran cedidos una porción sustancial de los ingresos futuros de la Emisora, prendas con registro sobre activos de generación de la emisora y una prenda sobre las acciones de la Emisora, otorgada por sus accionistas. Para mayor información, ver la sección “Monto de la Inversión y Financiación del Proyecto Arroyo Seco”.

En caso de emitirse nuevas Obligaciones Negociables que no se encuentren garantizadas, mientras las Obligaciones Negociables Clase I y las Obligaciones Negociables Clase III se encuentren en circulación, las nuevas Obligaciones Negociables estarán subordinadas respecto de los activos que formen parte de las mencionadas garantías.

Riesgo relacionado con la volatilidad y posible inexistencia de un mercado activo para la negociación de las Obligaciones Negociables.

La Sociedad no puede garantizar la existencia de un mercado activo para las Obligaciones Negociables una vez efectuada la oferta de las mismas bajo el Programa. Si bien la Emisora podría solicitar el listado de las Obligaciones Negociables en el Merval y su negociación en el MAE y/o en otros mercados autorizados del país o del exterior, no puede asegurarse que dichas autorizaciones sean otorgadas y en su caso la existencia de un mercado secundario para las Obligaciones Negociables.

Tanto el precio y como el volumen de negociación de las Obligaciones Negociables pueden ser muy volátiles. Tampoco puede asegurarse que los futuros precios de negociación de las Obligaciones Negociables no serán inferiores al precio al que fueron inicialmente ofrecidas al público, ya sea por motivos inherentes a la Compañía o por factores totalmente ajenos a la misma. Asimismo, la liquidez y el mercado de las Obligaciones Negociables pueden verse afectados por las variaciones en la tasa de interés y por el decaimiento y la volatilidad de los mercados para títulos valores similares, así como también por cualquier modificación en la liquidez, la situación patrimonial, económica, financiera y/o de otro tipo, la solvencia, los resultados, las operaciones y/o los negocios de la Emisora, la capacidad de la Emisora de cumplir con sus obligaciones en general y/o con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables en particular.

Riesgo relacionado con la volatilidad y los acontecimientos en otros países con mercados emergentes o stand alone.

El mercado para los títulos valores emitidos por sociedades argentinas está influenciado por las condiciones económicas, políticas y de mercado imperantes en la Argentina y, en diverso grado, por las de otros países con mercados emergentes o stand alone. Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, el valor de las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa también podría ser afectado en forma adversa por los acontecimientos económicos, políticos y/o de mercado en uno o más de los otros países con mercados emergentes o stand alone. No es posible asegurar que los mercados financieros y bursátiles no serán afectados en forma adversa por los acontecimientos de la Argentina y/o de otros países con mercados emergentes o stand alone, o que tales efectos no afectarán en forma adversa el valor de las Obligaciones Negociables.

La Sociedad podría rescatar las Obligaciones Negociables en forma total o parcial.

Las Obligaciones Negociables podrían ser rescatadas, a opción de la Sociedad, en forma total o parcial por razones impositivas o por otras causas que especifiquen los Suplementos correspondientes, de conformidad con los parámetros que en ellos se determine.

A menos que se especifique lo contrario en el Suplemento, la Sociedad podrá rescatar las Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no parcialmente, en caso que se produjeran ciertos cambios en la legislación impositiva las Obligaciones Negociables que se rescaten, lo serán por un importe equivalente al monto de capital no amortizado de las Obligaciones Negociables, más los intereses devengados e impagos sobre las mismas a la fecha del rescate en cuestión, más cualquier monto adicional pagadero e impago en ese momento respecto de las mismas, más cualquier otro monto adeudado e impago bajo las Obligaciones Negociables. La Emisora no puede determinar si las exenciones a las retenciones impositivas vigentes en la actualidad en la Argentina se modificarán o no en el futuro; sin embargo, si se eliminara la exención vigente y se cumplieran ciertas otras condiciones, las Obligaciones Negociables podrían ser rescatables a opción de la Emisora.

Como consecuencia de un rescate de las Obligaciones Negociables un inversor podría no estar en condiciones de reinvertir los fondos provenientes del mismo en un título que devengue una tasa de interés efectiva similar a la de las Obligaciones Negociables.

En caso que así se especifique en el Suplemento correspondiente a una clase y/o serie, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas, en forma total o parcial, a opción de la Emisora (para mayor detalle véase la sección “De la Oferta y la Negociación – Rescate a Opción de la Emisora y/o de los tenedores”) de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en cada Suplemento. En consecuencia, un inversor podría no estar en posición de reinvertir los fondos provenientes del rescate en un título similar a una tasa de interés similar a la de las Obligaciones Negociables.

Las sentencias de tribunales argentinos para hacer valer obligaciones denominadas en moneda extranjera podrían ordenar el pago en Pesos.

Si se interpusiera una acción ante los tribunales de Argentina con el fin de hacer valer las obligaciones de la Emisora bajo las Obligaciones Negociables, dichas obligaciones podrían ser pagaderas en Pesos en un monto igual al monto de Pesos requerido para liquidar la obligación denominada en moneda extranjera bajo los términos acordados y sujeto a la ley aplicable o, alternativamente, en base al tipo de cambio del Peso frente al Dólar Estadounidense vigente al momento del pago. No es posible garantizar que dichos tipos de cambio brindarán a los inversores una compensación total del monto invertido en las Obligaciones Negociables más los intereses devengados.

En caso de concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial los tenedores de las Obligaciones Negociables emitirán su voto en forma diferente a los demás acreedores quirografarios.

En caso que la Compañía se encontrare sujeta a concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables), y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables emitidas bajo cualquier Clase y/o Serie, estarán sujetos a las disposiciones previstas por la Ley de Concursos y Quiebras, Ley N° 24.522 y sus modificatorias (la “Ley de Concursos y Quiebras”), y demás normas aplicables a procesos de reestructuración empresariales y, consecuentemente, algunas disposiciones de las Obligaciones Negociables no se aplicarán. Conforme a la Ley de Concursos y Quiebras, las obligaciones de la Sociedad respecto de las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertos derechos preferentes. En caso de liquidación, estos derechos preferentes estipulados por ley, incluidos reclamos laborales, obligaciones con garantía real, aportes previsionales, impuestos y los gastos y costas judiciales vinculadas a los mismos tendrán prioridad sobre cualquier otro reclamo, inclusive reclamos de los inversores respecto de las Obligaciones Negociables.

La normativa de la Ley de Concursos y Quiebras establece un procedimiento de votación diferencial al de los restantes acreedores quirografarios a los efectos del cómputo de las dobles mayorías requeridas por la Ley de Concursos y Quiebras, las cuales exigen mayoría absoluta de acreedores que representen 2/3 partes del capital quirografario. Conforme este sistema diferencial, el poder de negociación de los titulares de las Obligaciones Negociables puede ser significativamente menor al de los demás acreedores de la Compañía.

En particular, la Ley de Concursos y Quiebras establece que en el caso de títulos emitidos en serie, tales como las Obligaciones Negociables, los titulares de las mismas que representen créditos contra el concursado participarán de la obtención de conformidades para la aprobación de una propuesta concordataria y/o de un acuerdo de reestructuración de dichos créditos conforme un sistema que difiere

de la forma del cómputo de las mayorías para los demás acreedores quirografarios. Dicho procedimiento establece que: (i) se reunirán en asamblea convocada por el fiduciario o por el juez en su caso; (ii) en ella los participantes expresarán su conformidad o rechazo de la propuesta de acuerdo preventivo que les corresponda, y manifestarán a qué alternativa adhieren para el caso que la propuesta fuere aprobada; (iii) la conformidad se computará por el capital que representen todos los que hayan dado su aceptación a la propuesta, y como si fuera otorgada por una sola persona; las negativas también serán computadas como una sola persona; (iv) la conformidad será exteriorizada por el fiduciario o por quien haya designado la asamblea, sirviendo el acta de la asamblea como instrumento suficiente a todos los efectos; (v) podrá prescindirse de la asamblea cuando el fideicomiso o las normas aplicables a él prevean otro método de obtención de aceptaciones de los titulares de créditos que el juez estime suficiente; (vi) en los casos en que sea el fiduciario quien haya resultado verificado o declarado admisible como titular de los créditos, de conformidad a lo previsto en el artículo 32 bis de la Ley de Concursos y Quiebras, podrá desdoblarse su voto; se computará como aceptación por el capital de los beneficiarios que hayan expresado su conformidad con la propuesta de acuerdo al método previsto en el fideicomiso o en la ley que le resulte aplicable; (vii) en el caso de legitimados o representantes colectivos verificados o declarados admisibles en los términos del artículo 32 bis de la Ley de Concursos y Quiebras, en el régimen de voto se aplicará el inciso (vi) anterior; y (viii) en todos los casos, el juez podrá disponer las medidas pertinentes para asegurar la participación de los acreedores y la regularidad de la obtención de las conformidades o rechazos.

En adición a ello, ciertos precedentes jurisprudenciales han sostenido que aquellos titulares de las Obligaciones Negociables que no asistan a la asamblea para expresar su voto o que se abstengan de votar, no serán computados a los efectos de los cálculos que corresponden realizar para determinar dichas mayorías.

La consecuencia del régimen de obtención de mayorías antes descrito y de los precedentes judiciales mencionados hace que, en caso que la Compañía entre en un proceso concursal o de reestructuración de sus pasivos, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables con relación al de los restantes acreedores financieros y comerciales pueda verse disminuido.

Las obligaciones de la Emisora respecto de las Obligaciones Negociables estarán subordinadas a ciertas obligaciones legales y podrían estar subordinadas a otras deudas de la Emisora.

Conforme a la ley de concursos y quiebras, las obligaciones de la Emisora respecto de las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertos derechos preferentes. En caso de liquidación, estos derechos preferentes estipulados por ley, incluidos reclamos laborales, obligaciones con garantía real, aportes previsionales, impuestos y los gastos y costas judiciales vinculadas a los mismos tendrán prioridad sobre cualquier otro reclamo, inclusive reclamos de los inversores respecto de las Obligaciones Negociables.

Por otra parte, en el caso de Obligaciones Negociables no subordinadas, las Obligaciones Negociables tendrán, al menos, igual prioridad de pago que toda la deuda no garantizada y no subordinada de la Emisora, existente y futura, salvo las obligaciones que gozan de preferencia por ley, incluidos, entre otros, los reclamos fiscales y laborales a la Sociedad así como aquellos especificados en el párrafo anterior.

Si así se especificara en el respectivo Suplemento, la Emisora también podrán emitir Obligaciones Negociables subordinadas. En ese caso, además de la prioridad otorgada a ciertos acreedores referida en el párrafo precedente, las Obligaciones Negociables subordinadas también estarán sujetas en todo momento al pago de cierta deuda no garantizada y no subordinada de las Sociedades, según se detalle en el Suplemento aplicable.

POLÍTICAS DE LA EMISORA

a) Políticas de inversión y financiamiento

En los últimos tres años la Emisora no ha realizado inversiones ni desinversiones (incluyendo participaciones en otras empresas). La Emisora no ha tenido adquisiciones de control por oferta pública por terceras partes con respecto a sus acciones, ni tampoco ha adquirido acciones de otra compañía admitida al régimen de oferta pública. La Emisora estima comenzar a realizar inversiones a partir del desarrollo del Proyecto Arroyo Seco.

b) Políticas ambientales

La gestión del medio ambiente constituye una prioridad clave en las actividades y en las operaciones de la Emisora. En la actualidad la Emisora gestiona y mantiene todos los permisos y autorizaciones ambientales necesarios para desarrollar responsablemente su actividad comercial. Asimismo, la Emisora considera que la protección ambiental constituye un área de evaluación de desempeño, y, por ello, ha incluido las cuestiones ambientales dentro de las responsabilidades de sus ejecutivos clave.

Las centrales de generación de energía eléctrica de Grupo Albanesi operan bajo un Sistema de Gestión Integrado Corporativo, certificado conforme las Normas ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 y ISO 45001:2018.

En particular al Proyecto Arroyo Seco se le aplicarán los mismos estándares de Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud en el Trabajo que al resto de las compañías del grupo. Para mayor información, por favor ver la sección “*Información sobre la Emisora—Seguridad y Cuestiones Ambientales—Sistema de Gestión Integrado Corporativo*”.

c) Políticas de dividendos y agentes pagadores

La Emisora no ha distribuido dividendos durante los ejercicios 2023, 2022, 2021, 2020 y 2019.

La Emisora no tiene una política de dividendos determinada y podrán decidir en el futuro pagar dividendos de acuerdo con la ley aplicable o basada en diversos factores que pudieran existir en ese momento. La política de dividendos de la Emisora dependerá, entre otras cosas, de los resultados de sus operaciones, los requerimientos de inversión, las posibilidades y costos de financiación de los proyectos de inversión, la cancelación de obligaciones, las restricciones legales y contractuales existentes, las perspectivas futuras y cualquier otro factor que el Directorio de la Emisora considere relevante.

Pueden declararse y pagarse dividendos legalmente sólo con los resultados no asignados expuestos en los estados contables anuales confeccionados de conformidad con las Normas Contables Profesionales y las Normas de la CNV y aprobados por la asamblea de accionistas anual ordinaria.

De acuerdo con el estatuto de la Emisora, sus ganancias realizadas y liquidas se destinan: a) un 5% hasta alcanzar el 20% del capital social al fondo de reserva legal; b) A remuneración al Directorio y la comisión fiscalizadora, en caso que hubiese sido designada; y; c) El saldo, tendrá el destino que la asamblea decida. Los dividendos deben ser pagados en proporción a las respectivas integraciones, dentro del año de su sanción.

El Directorio de la Emisora somete a consideración y aprobación de la Asamblea de Accionistas anual ordinaria los estados contables de la Emisora correspondientes al ejercicio anterior, conjuntamente con el informe que sobre ellos emite el órgano de fiscalización. En un período de cuatro meses contados desde el cierre del ejercicio, se debe celebrar una Asamblea de Accionistas ordinaria para aprobar los estados contables y determinar el destino de la ganancia neta del ejercicio.

INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES Y ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

A) Directorio y Alta Gerencia

Conforme el Estatuto Social, la administración de la Emisora está a cargo de un Directorio integrado por un mínimo de 5 a un máximo de 9 miembros titulares, con mandato de 3 ejercicios. La Asamblea podrá designar a un Vicepresidente 1° y a un Vicepresidente 2°, pudiendo designar asimismo como mínimo un Director suplente y hasta el número que considere conveniente. Asimismo, la Asamblea en su primera reunión designará un Presidente. En caso de ausencia temporaria o definitiva del presidente, deberá asumir el cargo el director suplente que hubiese sido designado por la asamblea a tal fin. Si la asamblea designare más de un director suplente, ésta determinará el director suplente que reemplazará al Presidente en caso de ausencia temporaria o definitiva. En caso de ausencia definitiva y/o temporaria, cuando corresponda, de cualquiera de los Directores titulares restantes será facultad del Directorio designar al Director suplente oportunamente elegido por la Asamblea que ocupará el cargo vacante.

Rige el quorum y mayoría determinados de acuerdo con lo establecido en los artículos 243 y 244 de la Ley N° 19.550 General de Sociedades (la “Ley de Sociedades”).

El Directorio tiene amplias facultades para administrar y disponer de los bienes, incluso aquellas para las cuales la ley requiera poderes especiales conforme al artículo 375 del Código Civil y Comercial de la Nación. Podrá operar con toda clase de entidades financieras o crediticias, oficiales o privadas. Podrá especialmente comprar, vender, permutar, ceder, transferir, hipotecar o gravar bienes raíces, muebles, semovientes, créditos, títulos, acciones, por los precios, modalidades y condiciones que estime convenientes, otorgar avales, celebrar contratos de sociedad, suscribir, comprar o vender acciones de otras sociedades, adquirir el activo y el pasivo de establecimientos comerciales, e industriales, operar en entidades privadas, dar y revocar poderes especiales y generales, judiciales, de administración u otros, con o sin facultad de sustituir, iniciar, proseguir, contestar o desistir denuncias y querellas penales y realizar todo otro hecho o acto jurídico que haga adquirir derechos o contraer obligaciones a la sociedad.

A continuación, se detalla la actual composición del Directorio de la Emisora, designado por acta de asamblea de fecha 26 de abril de 2022, y el carácter de “independientes” o “no independientes” que reviste cada uno de sus integrantes de conformidad con la normativa vigente de la CNV:

Nombre y Apellido	CUIT	Cargo	Fecha de Nombramiento	Fecha de Vencimiento (*)	Carácter (**)
Armando Losón	20-23317328-3	Director Titular y Presidente	26/04/2022	31/12/2024	No independiente
Guillermo Gonzalo Brun	20-20298131-4	Director Titular y Vicepresidente 1°	26/04/2022	31/12/2024	No independiente
Julián Pablo Sarti	20-27288155-4	Director Titular y Vicepresidente 2°	26/04/2022	31/12/2024	No independiente
María Eleonora Bauzas	27-25900920-6	Director Titular	26/04/2022	31/12/2024	No independiente
Oscar Camilo De Luise	20-06073309-1	Director Titular	26/04/2022	31/12/2024	No independiente
Ricardo Martín López	20-26965138-6	Director Suplente	26/04/2022	31/12/2024	No independiente
Juan Gregorio Daly	23-24365221-9	Director Suplente	26/04/2022	31/12/2024	No independiente
María Andrea Bauzas	27-28565622-8	Director Suplente	26/04/2022	31/12/2024	No independiente

(*) En ejercicio del cargo de conformidad con el art. 257 de la Ley de Sociedades.

(**) Conforme con los términos del art. 11, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV.
Todos los Directores residen en Argentina.

Por Acta de Asamblea General Ordinaria de fecha 10 de abril de 2024, se aprobó la gestión de los Directores por el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales de los Directores de la Emisora y los cargos desempeñados en otras compañías:

Armando Losón (h): D.N.I. N° 23.317.328, C.U.I.T. N° 20-23317328-3. Fecha de Nacimiento: 16/06/1973. Presidente de la Emisora desde el 7/08/2018. El Sr. Losón ingresó al Grupo Albanesi en el año 1997 en el área comercial. Tuvo a su cargo el desarrollo del departamento de Nuevos Negocios. Ha participado activamente en diferentes procesos de evaluación de proyectos y adquisiciones en diversas áreas del grupo, como Gas, Petróleo, Generación Eléctrica y Agroindustrias. En 2004 fue Co-Leader en el desarrollo de Bodega del Desierto S.A., para la producción de vinos Premium, y que en corto tiempo fue posicionada en el mercado por sus logros. En 1996, obtuvo el título de Licenciado en Economía en la Universidad de San Andrés. Es presidente de todas las compañías que conforman el Grupo Albanesi. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Guillermo Gonzalo Brun: D.N.I. N° 20.298.131, C.U.I.T. N° 20-20298131-4. Fecha de Nacimiento: 26/10/1968. Vicepresidente 1° de la Emisora. Se incorporó al Grupo Albanesi en julio de 1995 y desde noviembre de 2003 desempeña en la función de Director Financiero del Grupo Albanesi. Es Contador Público Nacional desde marzo de 1995 egresado de la Universidad Nacional de Rosario. En abril 2001 obtuvo el título de MBA en la Universidad del CEMA. Además, es Director titular de las siguientes compañías: Central Térmica Roca S.A. ("CTR"), Holen S.A., Albanesi Power S.A., y Centennial S.A. Asimismo, es vicepresidente 1° de las siguientes compañías: Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Bodega del Desierto S.A., GEMSA, GROSA, y RGA Asimismo, se desempeña como Síndico Titular en Solalban. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Julián Pablo Sarti: D.N.I. N° 27.288.155, C.U.I.T. N° 20-27288155-4. Fecha de Nacimiento: 14/06/1979. Vicepresidente 2° de la Emisora desde el 06/04/2015. Es ingeniero mecánico egresado de la Universidad Nacional de La Plata. Cursó la Carrera de Especialización en Administración del Mercado Eléctrico en el Instituto Tecnológico Buenos Aires (ITBA). Se incorporó al Grupo Albanesi en el año 2005 como gerente de comercialización de energía. Actualmente se desempeña como Director de Energía Eléctrica del Grupo Albanesi. Con anterioridad trabajó en Arcan Ing. y Cons. S.A. en la gerencia de ingeniería y en Aluar Aluminio Argentino S.A.I.C. en la gerencia de ingeniería industrial. Además, es vicepresidente 2° de las siguientes compañías: Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Bodega del Desierto S.A., GEMSA, GROSA, RGA. Asimismo, se desempeña como Director Titular en Albanesi Power S.A., Holen S.A. y CTR. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

María Eleonora Bauzas: D.N.I. N° 25.900.920, C.U.I.T. N° 27-25900920-6. Fecha de Nacimiento: 14/11/1977. Directora titular de la Emisora. Lic. en Marketing (CAECE). Desde julio del 2005 se desempeñó en distintas áreas dentro de Alto Valle del Rio Colorado S.A. y Bodega del Desierto S.A., ambas compañías del grupo Albanesi. En la actualidad ocupa el cargo de gerente en Bodega del Desierto S.A. y Directora Titular de Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Albanesi Power S.A., Bodega del Desierto S.A., GEMSA, GROSA, RGA, y CTR. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Oscar Camilo De Luise: D.N.I. N° 6.073.309, C.U.I.T. N° 20-060773309-1. Fecha de Nacimiento: 21/09/1947. Director titular de la Emisora desde el 06/04/2015. Entre 2001 y 2005, se desempeñó en RGA ocupando el cargo de Gerente de Administración y Finanzas - Planificación y Control. Desde 1999 ocupa la presidencia de la Empresa Cerámica Arroyo Seco S.A., y en el pasado ocupó la Gerencia General de Aldea S.A. (1991-1999), el puesto de Gerente de Administración y Finanzas de UTE Condux - SGA - Albanesi (1988-1990) y los cargos de Gerente General y Gerente de Sucursal Buenos Aires de Siryi, Del Gerbo, Azanza S.A. (1970-1988). En 1969, obtuvo el título de Contador Público Nacional en la Universidad Nacional de Rosario. El Sr. De Luise se desempeña como Director Titular de las siguientes compañías: Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Albanesi Power S.A., Bodega del Desierto S.A., GEMSA, GROSA y RGA. Por último, se desempeña como Presidente de Cerámica Arroyo Seco S.A. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Ricardo Martín López: D.N.I.: 26.965.138 C.U.I.T.: 20-26965138-6 Fecha de nacimiento: 10/10/1978. Director suplente de la emisora. El Sr. López es Contador Público egresado de la Universidad de Buenos Aires (UBA) en 2002. Ingresó en el Grupo Albanesi en 2006 como analista de impuestos y a la fecha cumple la función de Gerente de impuestos del Grupo Albanesi. Anteriormente trabajó en el sector de impuestos de Price Waterhouse & Co. y de KPMG. El Sr. López ocupa el cargo de director titular en las siguientes empresas del Grupo Albanesi: Alba Jet S.A. (ALJT), Albanesi Energía S.A. (AES), Generación Mediterránea S.A. (GEMSA), Y Rafael G. Albanesi S.A. (RGA). Asimismo, es director suplente en las siguientes empresas del Grupo Albanesi: Albanesi Power S.A.(ALPO), Bodega del Desierto S.A.(BDD), Generación Rosario S.A.

(GROSA). Además, forma parte del Directorio de Solalban Energía S.A. (SESA) y Holen S.A. (Holen). Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Juan Gregorio Daly: D.N.I. N° 24.365.221 C.U.I.T. N° 23-24365221-9 Fecha de nacimiento: 29/09/1975. Director Suplente de la Emisora desde el 06/04/2015. El Sr. Daly cumple la función de Gerente Financiero desde su ingreso en el mes de agosto 2013. En el período 1995-2013 trabajó en Camuzzi Gas Pampeana S.A., como Jefe de Finanzas. En el año 2000 obtuvo el título de Licenciado en Administración de Empresas en la UADE. En el año 2003 realizó el posgrado en Finanzas de la Universidad de San Andrés y completó el Programa CFA (Chartered Financial Analyst) en el año 2006. El Sr. Daly ocupa el cargo de Director suplente en las siguientes empresas del Grupo Albanesi: Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Albanesi Power S.A., Bodega del Desierto S.A., GEMSA, GROSA, Solalban Energía S.A., y RGA. Su domicilio es L. N. Alem 855, Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

María Andrea Bauzas: D.N.I. N° 28.565.622 C.U.I.T. N° 27-28.565.622-8. Fecha de Nacimiento: 23/11/1980. Directora suplente de la Emisora. Lic. en administración hotelera y gastronómica (CENCAP). Durante su carrera profesional, se vinculó principalmente a actividades de turismo, esparcimiento y recreación en Argentina y el extranjero. En el periodo 2007 – 2015 se desempeñó además como administrativa en Alto Valle del Rio Colorado SA (empresa del grupo Albanesi). Actualmente administra propiedades de terceros en el exterior, con fines de renta turística. Su domicilio L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Asimismo, se desempeña como Directora suplente de Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Albanesi Power S.A., Bodega del Desierto S.A., GEMSA, GROSA, RGA.

Gerentes de Primera Línea

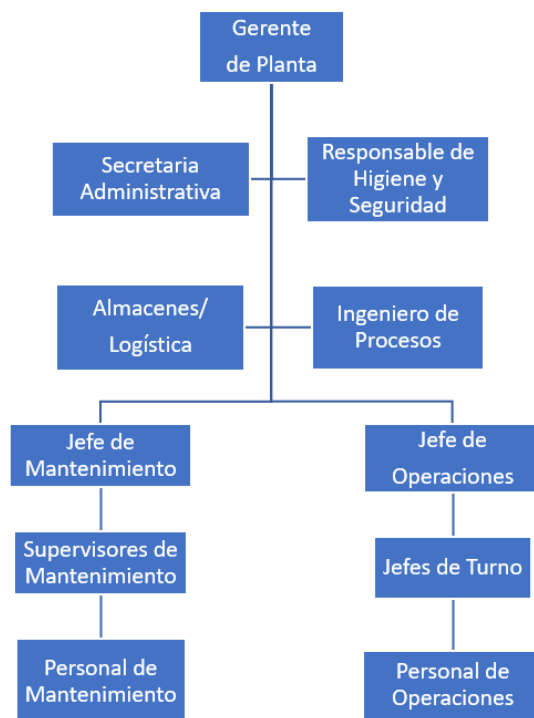
En el siguiente gráfico se detalla la estructura de la gerencia de primera línea de la Emisora a la fecha del Prospecto:

Cargo	Nombre y Apellido
Gerente de Planta	Gerardo Armando

A continuación, se indica, con respecto a los gerentes de primera línea, los principales antecedentes profesionales, los Órganos de Administración y/o de Fiscalización de otras empresas a los cuales pertenecen:

Gerardo Armando: D.N.I. N° 13.245.251. C.U.I.L. N° 20-13245251-3. Fecha de nacimiento: 8/12/1957. Ingresó a la Compañía en febrero de 2014 como Gerente de Planta. El Sr. Armando comenzó su carrera profesional en 1982 como Gerente de mantenimiento en Alto Paraná (Papelera). Luego entre 1993 y 1995 trabajó en dos empresas como Gerente de Planta y de Mantenimiento cuando finalmente desembarcó en Frigorífico Swift como Gerente de Mantenimiento donde permaneció hasta 2007. Luego de un breve paso por JBS Argentina, en 2009 ingresó en Petroquímica Bermúdez S.A. como Gerente de planta donde permaneció hasta 2013. Antes de ingresar como Gerente de Planta en AESA en 2014, Armando prestó servicios en Unilever (2013) y Pelco (tratamientos de residuos industriales) (2013-2014). El sr. Armando es Ingeniero mecánico por la Universidad Tecnológica Nacional (1982). Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

A continuación se incluye un organigrama operativo de la Emisora:



Independencia de los Miembros del Directorio

El 16 de abril de 2018, la CNV emitió la Resolución N° 730, la cual modificó el criterio para determinar cuándo un Director de una compañía bajo oferta pública no debe ser considerado independiente. Considerando la regulación de CNV mencionada anteriormente, un Director no deberá ser considerado independiente cuando se den una o más de las siguientes circunstancias:

1. Sea también miembro del órgano de administración de la controlante u otra sociedad perteneciente al mismo grupo económico de la emisora por una relación existente al momento de su elección o que hubiere cesado durante los tres años inmediatamente anteriores;
2. Esté vinculado a la emisora o a los accionistas de ésta que tengan en ella en forma directa o indirecta “participaciones significativas” o con sociedades en las que estos también tengan en forma directa o indirecta “participaciones significativas”, o si estuvo vinculado a ellas por una relación de dependencia durante los últimos tres años;
3. Tenga relaciones profesionales o pertenezca a una sociedad o asociación profesional que mantenga relaciones profesionales con habitualidad y de una naturaleza y volumen relevante con, o perciba remuneraciones u honorarios (distintos de los correspondientes a las funciones que cumple en el órgano de administración) de, la emisora o los accionistas de ésta que tengan en ella en forma directa o indirecta “participaciones significativas”, o con sociedades en las que estos también tengan en forma directa o indirecta “participaciones significativas”. Esta prohibición abarca a las relaciones profesionales y pertenencia durante los últimos tres años anteriores a la designación como Director;
4. En forma directa o indirecta, sea titular del CINCO por ciento (5%) o más de acciones con derecho a voto y/o del capital social en la emisora o en una sociedad que tenga en ella una “participación significativa”;
5. En forma directa o indirecta, venda y/o provea bienes y/o servicios -distintos a los previstos en el inciso c)- de forma habitual y de una naturaleza y volumen relevante a la emisora o a los accionistas de esta que tengan en ella en forma directa o indirecta “participaciones significativas”, por importes sustancialmente superiores a los percibidos como compensación por sus funciones como integrante del órgano de administración. Esta prohibición abarca a las relaciones comerciales que se efectúen durante los últimos 3 años anteriores a la designación como Director;
6. Haya sido Director, gerente, administrador o ejecutivo principal de organizaciones sin fines de lucro que hayan recibido fondos, por importes superiores a los descriptos en el inciso I) del artículo 12 de la Resolución UIF N° 30/2011 y sus modificatorias, de la sociedad, su controlante y demás sociedades del grupo del que ella forma parte, así como de los ejecutivos principales de cualquiera de ellas;

7. Reciba algún pago, incluyendo la participación en planes o esquemas de opciones sobre acciones, por parte de la sociedad o de las sociedades de su mismo grupo, distintos a los honorarios a recibir en virtud de su función de Director, salvo los dividendos que le correspondan en su calidad de accionista en los términos del inciso d) y el correspondiente a la contraprestación enunciada en el inciso e);

8. Se haya desempeñado como Director en la emisora, su controlante u otra sociedad perteneciente al mismo grupo económico por más de diez años. La condición de Director independiente se recobrará luego de haber transcurrido como mínimo tres años desde el cese de su cargo como Director;

9. Sea cónyuge o conviviente reconocido legalmente, pariente hasta el tercer grado de consanguinidad o segundo grado de afinidad de individuos que, de integrar el órgano de administración, no reunirían las condiciones de independencia establecidas en esta reglamentación;

10. Sea miembro del órgano de administración o fiscalización de una o más sociedades que revistan el carácter de Agente de Negociación, de Agente de Liquidación y Compensación y/o de Agente de Corretaje de Valores Negociables que sean miembros del respectivo Mercado, o esté vinculado por una relación de dependencia con agentes miembros de tal Mercado; y

11. En forma directa o indirecta, sea titular de una participación significativa en una o más sociedades que revistan el carácter de Agente de Negociación, Agente de Liquidación y Compensación o Agente de Corretaje de Valores Negociables que sean miembros del respectivo Mercado.

De conformidad con las Normas de la CNV, el Director que, con posterioridad a su designación, recayere en alguna/s de las circunstancias señaladas precedentemente, deberá ponerlo de manifiesto en forma inmediata a la emisora, la cual deberá comunicarlo a la CNV y al o los mercados autorizados donde aquélla liste sus valores negociables inmediatamente de ocurrido el hecho o de llegado éste a su conocimiento.

En todos los casos las referencias a “participaciones significativas” contenidas en los criterios de independencia precitados, se considerarán referidas a aquellas personas que posean acciones que representen al menos el 5% del capital social y/o de los votos, o una cantidad menor cuando tuvieren derecho a la elección de uno o más Directores por clase de acciones o tuvieren con otros accionistas convenios relativos al gobierno y administración de la sociedad de que se trate, o de su controlante; mientras que las relativas a “grupo económico” se corresponden a la definición contenida en el inciso e) apartado 3 del artículo 5° del Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV. Los estándares de independencia en virtud de las normas de la CNV difieren en varios aspectos de los estándares del NYSE, NASDAQ o de las leyes en materia de títulos a nivel federal de los Estados Unidos.

B) Remuneración de Directores y Funcionarios

La Ley General de Sociedades establece que el monto máximo de las retribuciones que por todo concepto puedan percibir los miembros del Directorio y de la comisión fiscalizadora, incluidos sueldos y otras remuneraciones por el desempeño de funciones técnico-administrativas de carácter permanente, no podrán exceder del 25% de las ganancias. Dicho monto máximo se limitará al 5% cuando no se distribuyan dividendos a los accionistas, y se incrementará proporcionalmente a la distribución, hasta alcanzar aquel límite cuando se reparta el total de las ganancias. Cuando el ejercicio de comisiones especiales o de funciones técnico administrativas por parte de uno o más Directores, frente a lo reducido o a la inexistencia de ganancias impongan la necesidad de exceder los límites prefijados, sólo podrán hacerse efectivas tales remuneraciones en exceso si fuesen expresamente acordadas por la asamblea de accionistas, a cuyo efecto deberá incluirse el asunto como uno de los puntos del orden del día.

No se realizan pagos a los Directores y Síndicos en concepto de compensaciones, beneficios en especie, gratificaciones o de planes de participación en las utilidades.

La Emisora no tiene montos totales reservados o devengados para afrontar jubilaciones, retiros o beneficios similares.

Los Directores o administradores de la Emisora no han celebrado contratos de locación de servicios con la Emisora o sus subsidiarias que prevean beneficios luego de la terminación de sus mandatos.

Los miembros del Directorio han renunciado a los honorarios por los trabajos desempeñados durante el transcurso del ejercicio social finalizado el 31 de diciembre de 2023. Dicha renuncia ha sido aprobada por Acta de Asamblea General Ordinaria de fecha 10 de abril de 2024.

C) Información sobre participaciones accionarias

La siguiente tabla establece información acerca de la titularidad de las acciones ordinarias de la Compañía de sus Directores titulares y sus principales ejecutivos con mandato vigente a la fecha del presente Prospecto:

Nombre del accionista	Cantidad de acciones	Porcentaje del Capital	Porcentaje de Votos
Armando Roberto, Losón	41.892	2,50%	2,50%
María Eleonora Bauzas	34.012.778	0,2%	0,2%
María Andrea Bauzas	34.012.778	0,2%	0,2%

D) Información relativa al Órgano de Fiscalización y a la Gerencia

Según lo establecido en el estatuto social, la fiscalización de la Sociedad será ejercida por una comisión fiscalizadora compuesta por 3 Síndicos titulares y 3 Síndicos suplentes elegido por la Asamblea de Accionistas, con mandato por 3 ejercicios, siendo reelegibles. La comisión fiscalizadora tendrá las funciones previstas en los artículos 294 y 295 de la Ley de Sociedades.

A continuación se detalla la actual composición de la comisión fiscalizadora de la Emisora, designada por asamblea de fecha 26 de abril de 2022, su carácter, la fecha en la cual sus integrantes fueron originalmente designados para cumplir funciones como tales y la fecha de vencimiento del mandato:

Nombre y Apellido	Cargo	Fecha de Nombramiento	Fecha de Vencimiento	Carácter (*)
Enrique Omar Rucq	Síndico Titular	26/04/2022	31/12/2024	Independiente
Francisco Agustín Landó	Síndico Titular	26/04/2022	31/12/2024	Independiente
Marcelo Pablo Lerner	Síndico Titular	26/04/2022	31/12/2024	Independiente
Carlos Indalecio Vela	Síndico Suplente	26/04/2022	31/12/2024	Independiente
Francisco Gonzalo D'heres	Síndico Suplente	26/04/2022	31/12/2024	Independiente
Marcelo Claudio Barattieri	Síndico Suplente	26/04/2022	31/12/2024	Independiente

(*) Conforme con los términos del art. 12, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales de los miembros de la comisión fiscalizadora de la Emisora y, en su caso, su desempeño en los Órganos de Administración y/o de Fiscalización de otras empresas:

Enrique Omar Rucq: D.N.I. N° 12.944.900, C.U.I.T. N° 20-12944900-5. Fecha de nacimiento: 3/07/1957. Se recibió de Contador Público y Licenciado en Administración egresado de la Universidad Nacional de Rosario en 1980. Su trayectoria laboral comienza en 1981 con la Gerencia de Morando y Cripovich S.A. Desde 1984 y hasta 1994 se desempeñó como Gerente General de RGA. Entre 1994 y 1997 fue Gerente de Administración y Finanzas Región Litoral de Empresa de Correos y Telecomunicaciones SA. También se desempeñó como Coordinador Administrativo Financiero Área Litoral de Correo Argentino SA entre 1997 y 1999. Desde 2000 hasta 2008 fue Gerente Región Litoral para DHL Express (Argentina) S.A. Actualmente se desempeña como Consultor Proyectos Especiales en Consultores en Organización Asociados S.A. El Cdor. Rucq también se desempeña como Síndico Titular de Alba Jet S.A., Albanesi Energía S.A., Albanesi Power S.A., Bodega del Desierto S.A., GEMSA, GROSA, RGA, Centennial S.A., CTR. Asimismo, se desempeña como socio gerente de Cocina Saludable S.R.L. Su domicilio es L. N. Alem 855, Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Francisco Agustín Landó: D.N.I. N° 6.062.670, C.U.I.T. N° 20-06062670-8. Fecha de nacimiento: 2/12/1945. Es Síndico Titular de la Emisora, Albanesi Energía S.A., GROSA, GEMSA y CTR. Es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina. También es escribano público desde 1976 y se ha matriculado en el año 1977, desempeñándose como tal hasta el momento de su jubilación. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Marcelo Pablo Lerner: D.N.I. N° 20.379.214, C.U.I.T. N° 20-20379214-0. Síndico Titular de la emisora. Anteriormente se había desempeñado como Síndico Suplente de las Sociedades. El Dr. Lerner es abogado y contador público egresado de la Universidad de Buenos Aires, donde también se ha desempeñado como docente desde el año 2006 hasta el presente. Actualmente es socio del Estudio Jurídico Contable Lerner y Asociados. El

Dr. Lerner también se desempeña como Síndico Titular de Albanesi Energía S.A., GEMSA, Central Térmica Roca S.A., y Generación Rosario S.A. Asimismo, es socio gerente de Estudio Lerner & Asociados SRL. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Carlos Indalecio Vela: D.N.I. N° 23.087.113, C.U.I.T. N° 20-23087113-3. Fecha de nacimiento: 29/01/1973. Es Síndico Suplente de la Emisora, GMSA y GROSA; Síndico Titular de Albanesi Energía S.A. Es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires. También fue Secretario de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Penal Económico de la Ciudad de Buenos Aires y desde 2002 trabaja en forma independiente exclusivamente en el área del Derecho Penal e Impositivo. Su domicilio es L. N. Alem 855 Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Francisco Gonzalo D'hers: D.N.I. N° 7.837.926, C.U.I.T. N° 20-7837926-0. Fecha de nacimiento: 04/07/1949. Abogado. Es Síndico Suplente de la Emisora, Alba Jet S.A., Boega del Desierto S.A., GROSA, y RGA.

Marcelo Claudio Barattieri: D.N.I. N° 21.959.696, C.U.I.T. N° 20-21959696-1. Fecha de nacimiento: 23/04/1971. Es Síndico Suplente de la Emisora, GROSA, GEMSA CTR. Barattieri es egresado de la carrera de Contador Público de la Universidad de Buenos Aires. También se desempeña como socio gerente en Estudio Lerner & Asociados S.R.L. Su domicilio es L. N. Alem 855, Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Los miembros de la Comisión Fiscalizadora han renunciado a los honorarios por los trabajos desempeñados durante el transcurso del ejercicio social finalizado el 31 de diciembre de 2023. Dicha renuncia ha sido aprobada por Acta de Asamblea General Ordinaria de fecha 10 de abril de 2024.

E) Gobierno Corporativo

El 16 de agosto de 2018, teniendo en cuenta el crecimiento de los negocios y la estructura del Grupo Albanesi, y los futuros proyectos de expansión, los Directorios de las sociedades que conforman el Grupo Albanesi aprobaron un programa de integridad (el "Programa de Integridad") que se basó inicialmente en los siguientes pilares: (i) un Código de Conducta (el "Código"), (ii) una Política Anticorrupción, (iii) una Política de Presentación en Licitaciones y Concursos, (iv) una Política de Relacionamento con Funcionarios Públicos; y (v) una Línea de Ética para denuncias que pueden ser anónimas y también hechas por terceros (la "Línea"). Estas políticas y la existencia de la Línea fueron difundidas a proveedores y clientes y están disponibles en el sitio web www.albanesi.com.ar/Programa-integridad.php y el Grupo Albanesi ha creado un reservorio con todas las políticas y el Código en sus versiones más actualizadas que puede encontrarse en [Programa de Integridad de Albanesi](#).

Posteriormente, se elaboraron políticas adicionales, tales como la Política de Donaciones, Becas y Patrocinios, una Política de Confidencialidad y Uso de Herramientas de trabajo y una Política de Due Diligence de Terceros, cuyo proceso es gestionado con una herramienta de gestión de riesgos de integridad de proveedores ("GRIP") cuya auditoría se hace con el soporte de Price Waterhouse & Co., y (ii) una Política de Regalos y Beneficios.

El Código establece la creación de un Comité de Ética, a cargo de llevar adelante la investigación de las denuncias y de elevar sus conclusiones al Directorio, de quien depende. Dicho Comité está conformado por el gerente corporativo de Auditoría Interna del Grupo Albanesi, el gerente corporativo de Legales del Grupo Albanesi (área devenida en Legales y Compliance) y un asesor externo, independiente de los accionistas de las sociedades del Grupo Albanesi. El 9 de septiembre de 2020 el Directorio de la Compañía aprobó la reforma del Reglamento del Comité de Ética, así como la designación de un Oficial de Ética y Cumplimiento y la renovación de los miembros del Comité, cuyo cargo es anual. Actualmente, conforme a la designación aprobada por el órgano de administración, el 8 de septiembre de 2021, dicho Comité está conformado por el Gerente Corporativo de Legales & Compliance, el Gerente Corporativo de Auditoría Interna y un director de algunas de las Compañías, independiente de los accionistas del Grupo.

El 3 de mayo de 2021, el Directorio aprobó un Protocolo de Investigaciones a fin de prever el tratamiento de las denuncias recibidas por la Línea y establecer las responsabilidades y protecciones que le corresponden a cada una de las personas involucradas en tal procedimiento.

Además, se implementó también un plan de capacitación que comenzó con los gerentes de planta, Síndicos, Directores, accionistas y empleados clave de cada una de las sociedades del Grupo Albanesi, quienes recibieron cursos presenciales, y continuará con los empleados de la oficina administrativa y de las centrales térmicas.

En septiembre de 2019, el Grupo Albanesi lanzó un e-learning, de carácter obligatorio, como herramienta para capacitar a toda su planta de empleados, garantizando y facilitando el acceso en todas las locaciones del país donde el Grupo Albanesi tiene presencia. El Plan de Capacitación continúa desarrollándose y se está trabajando en la actualidad en los cursos virtuales para el año en curso.

La aprobación del Programa de Integridad fue la culminación de un proceso de fortalecimiento de las políticas de integridad de la Emisora que había comenzado en febrero de 2018, en forma previa a la entrada en vigor de la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria, en miras al crecimiento de los negocios y la estructura del Grupo Albanesi, y teniendo en consideración sus futuros proyectos de expansión.

De tal modo, se contrataron, entre otras posiciones, las siguientes que están íntimamente vinculadas a temas de cumplimiento: (i) un Gerente Corporativo de Compras y Comercio Exterior, (ii) un Gerente Corporativo de Auditoría Interna y (iii) un Gerente Corporativo de Legales (actualmente Legales & Compliance), quien tiene a su cargo la tarea de reforzar el Programa con el asesoramiento externo de la firma Price Waterhouse & Co.

Price Waterhouse & Co, en cumplimiento de sus tareas de supervisión, efectuó una evaluación preliminar en materia de compliance, que incluyó, entre otras acciones, entrevistas a todos los Directores y accionistas de las sociedades del Grupo Albanesi y a ciertos empleados clave de las mismas. A partir de las conclusiones de dicho trabajo, se comenzó a trabajar en una matriz de riesgo para las compañías del Grupo Albanesi, se delinearon una serie de políticas de cumplimiento y se fortaleció el Código, conformando un programa adecuado a los riesgos del Grupo Albanesi.

Con posterioridad a la aprobación del Programa de Integridad se desarrollaron nuevas políticas que forman parte del mismo, tales como una Política de Donaciones, una Política de Confidencialidad y uso de herramientas de trabajo, y una Política de Rendición de Gastos. También se creó un Registro de Regalos, y un registro para dejar asentado cualquier contacto con funcionarios públicos o conflictos de interés.

Asimismo, es política de la Emisora la inclusión de una cláusula de Anticorrupción y Ética en todas sus contrataciones, pliegos y licitaciones.

F) Empleados

Al 30 de septiembre de 2022 la Emisora no contaba con empleados. A la fecha del presente Prospecto, la Emisora cuenta con 2 empleados y estima que requerirá un total aproximado de 35 empleados para el desarrollo del Proyecto Arroyo Seco. Se hace saber que al 30 de septiembre de 2022 la Emisora no cuenta con juicios laborales ni como actora ni como demandada.

G) Asesores

Para cumplir con los requerimientos de la legislación argentina bajo el presente, la Compañía será asesorada por el estudio jurídico Salaverri, Burgio & Wetzler Malbrán.

La Emisora no cuenta con asesores financieros con los que mantenga una relación continua.

Ninguno de los expertos y/o asesores fue empleado sobre una base contingente ni posee acciones en la Emisora, así como tampoco ningún experto y/o asesor tiene un interés económico importante sobre la Emisora.

H) Auditores Externos

Los estados contables al 31 de diciembre de 2021, 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, fueron auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L. y los estados contables por el período intermedio de 9 meses finalizado el 30 de septiembre de 2022, fueron revisados por Price Waterhouse & Co. S.R.L. (CUIT: 30-52573387-0), contadores públicos independientes, inscriptos en el Registro de la Asociación de Profesionales Universitarios del CPCECABA (T° 1 F° 17). El domicilio social de los auditores externos es Bouchard 557, Piso 8°, Ciudad de Buenos Aires. El socio de Price Waterhouse & Co. S.R.L. a cargo de la auditoría de dichos estados financieros fue el Dr. Raúl Leonardo Viglione, CUIT 20-17254854-8, con domicilio en Bouchard 557, Piso 8°, Ciudad de Buenos Aires, quien se encuentra matriculado en el C.P.C.E.C.A.B.A. bajo el T° 196 F° 169.

Por medio de la Asamblea General Extraordinaria de fecha 11 de octubre de 2022, los accionistas de la Emisora resolvieron designar a Price Waterhouse & Co. S.R.L. como auditor externo para el ejercicio social iniciado el 1 de enero de 2022 y finalizado el 31 de diciembre de 2022, designando como contador certificante titular al C.P.N. Raúl Leonardo Viglione, y como contador certificante suplente al C.P.N. Carlos Martín Barbafina.

Por medio de la Asamblea General Ordinaria de fecha 10 de abril de 2024, los accionistas de la Emisora resolvieron designar a **designar durante el ejercicio iniciado el 1° de enero de 2024 como Auditor Externo titular al Cdr. Nicolás Ángel Carusoni, CUIT 20-22970512-2 y como Auditor Externo Suplente al Cdr.**

**Carlos Martín Barbafina CUIT 20-17341756-0, ambos pertenecientes a la firma Price Waterhouse & Co.
S.R.L.**

A handwritten signature in black ink, located in the bottom right corner of the page. The signature is stylized and appears to be a combination of initials and a surname.

DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables

A continuación se describen los términos y condiciones que, junto con los términos y condiciones complementarios establecidos en el Suplemento pertinente, se aplicarán a las Obligaciones Negociables emitidas en el marco del Programa.

Descripción

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, a corto, mediano o largo plazo, subordinadas o no, con o sin garantía, y/o con recurso limitado y exclusivo a determinados activos de la Sociedad.

Se podrán emitir Clases de Obligaciones Negociables con el destino específico de financiar determinados proyectos, desarrollos o construcciones de la Sociedad.

Monto Máximo

El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de U\$S 200.000.000, o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor. A fin de determinar el monto total de las Obligaciones Negociables en circulación en cada fecha de emisión de nuevas Obligaciones Negociables, se incluirá en los Suplementos correspondientes, en caso que las Obligaciones Negociables en cuestión se emitan en una moneda diferente al dólar estadounidense, la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el dólar estadounidense.

Monedas o Unidades de Medida o Valor

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas según se especifique en los Suplementos correspondientes, en: (i) Dólares; (ii) Pesos; (iii) cualquier otra moneda extranjera; (iv) UVI, actualizable por el ICC; (v) UVA actualizables por el CER; o (vi) siempre que la normativa aplicable lo admita, otras unidades de valor reglamentarias. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital e intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por la ley aplicable.

Precio de Emisión

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a la par, con descuento o con prima sobre la par, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Clases y series

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases (cada una, una “Clase”) con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser emitidas en distintas series (cada una, una “Serie”) con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma clase, y aunque las Obligaciones Negociables de las distintas series podrán tener diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión.

Cada clase será objeto de un Suplemento que podrá complementar y ampliar, en beneficio de los Tenedores, los términos y condiciones previsto bajo esta sección. Los términos y condiciones aplicables a cada clase y/o serie serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Plazos y Formas de Amortización

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes. Los plazos siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas vigentes. En la medida en que así lo requieran las normas legales vigentes, las Obligaciones Negociables denominadas en unidades de valor UVA actualizables por el CER o en UVI actualizables por el

índice de costo de la construcción (ICC) deberán emitirse con un plazo de amortización no inferior a dos años contados desde la fecha de emisión.

Intereses

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o variable, devengar intereses de acuerdo a cualquier otro mecanismo o retribuir el capital de cualquier otro modo, o no devengar intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes. En caso de devengar intereses, éstos serán pagados en las fechas y en las formas que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Como regla general, a menos que se especifique algo distinto en los Suplementos correspondientes, el capital de las Obligaciones Negociables devengará intereses compensatorios desde (e incluyendo) la fecha de emisión de las mismas, inclusive, y hasta (y excluyendo) la fecha en que dicho capital sea totalmente amortizado. Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifiquen en los Suplementos correspondientes y, a menos que en dichos documentos se establezca otro parámetro, para el cálculo de los mismos se considerará la cantidad real de días transcurridos y un año de 365 días (cantidad real de días transcurridos/365).

Montos Adicionales

Salvo que se especifique lo contrario en el Suplemento correspondiente, la Emisora realizará los pagos respecto de Obligaciones Negociables sin retención o deducción de impuestos, tasas, contribuciones y/u otras cargas gubernamentales presentes o futuras de cualquier naturaleza fijadas por Argentina, o cualquier subdivisión política de la misma o autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales. En caso que las normas vigentes exijan practicar tales retenciones o deducciones, la Emisora, en el mismo momento en que efectúe la retención y/o deducción en cuestión, pagará los montos adicionales necesarios para que los tenedores reciban el mismo monto que habrían recibido respecto de pagos bajo las Obligaciones Negociables de no haberse practicado tales retenciones o deducciones.

Sin embargo, la Emisora no abonará tales montos adicionales al tenedor de las Obligaciones Negociables en cuestión cuando: (i) en el caso de pagos para los cuales se requiere la presentación de las Obligaciones Negociables para su cancelación, cualquiera de dichas Obligaciones Negociables no fuera presentada por dicho tenedor dentro de los 30 días posteriores a la fecha en que dicho pago se tornó pagadero; (ii) cuando tales deducciones y/o retenciones resultan aplicables en virtud de una conexión entre el tenedor y la Argentina, cualquier subdivisión política de la misma, y/o cualquier autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales, que no sea la mera tenencia de las Obligaciones Negociables y la percepción de pagos de capital, intereses y/u otros montos adeudados en virtud de las Obligaciones Negociables; (iii) en la medida en que tal impuesto, tasa, contribución u otra carga gubernamental no se hubiera impuesto y/o deducido y/o retenido de no ser por la omisión del tenedor de Obligaciones Negociables y/o de cualquier otra persona requerida por las normas aplicables, luego de transcurridos 30 días de así serle requerido por la Emisora por escrito, de proporcionar información, documentos u otras pruebas, en la forma y en las condiciones requeridas por las normas aplicables relativas a la nacionalidad, residencia, identidad, o en relación con una conexión con la Argentina de dicho tenedor o de dicha persona u otra información significativa si tales requisitos fueran exigidos o impuestos por las normas aplicables como una condición previa para una exención total o parcial de dicho impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental; (iv) cuando sea en relación con cualquier impuesto que grave la masa hereditaria, activo, herencia, donación, venta, transferencia o impuesto sobre los bienes personales o impuesto, contribución o carga gubernamental similar; (v) respecto de cualquier impuesto, tasa, contribución u otra carga gubernamental que no fuera pagadera por vía de deducción o retención de los pagos de las Obligaciones Negociables; (vi) respecto de impuestos que no habrían sido fijados si el tenedor hubiera presentado dicha Obligación Negociable para el cobro (cuando se requiera tal presentación) a otro agente de pago; (vii) tales deducciones y/o retenciones sean, en su caso, efectuadas por la Emisora por haber actuado la misma como “obligado sustituto” del impuesto a los bienes personales argentino con respecto a las Obligaciones Negociables en cuestión y/o a cuenta de cualquier obligado sustituto de dicho impuesto; y/o (viii) cualquier combinación de (i) a (vii) o en aquellos casos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Tampoco se pagarán montos adicionales respecto de cualquier pago sobre cualquier Obligación Negociable a cualquier tenedor que fuera un fiduciario, sociedad de personas o cualquier persona que no sea el único titular beneficiario de dicho pago, si un beneficiario o fideicomitente respecto de dicho fiduciario, un socio de tal sociedad de personas o el titular beneficiario de dicho pago no habría tenido derecho a los montos adicionales de haber sido el efectivo tenedor de dicha Obligación Negociable.

Forma

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o en forma de títulos nominativos no endosables (con o sin cupones de interés) representados por uno o más títulos globales (que serán depositados con depositarios autorizados por las normas vigentes) o por títulos definitivos, de acuerdo a lo establecido por la

Ley N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados, o de cualquier otra forma que sea permitida conforme las normas vigentes y según lo que se determine en los Suplementos correspondientes.

Denominaciones

Las Obligaciones Negociables serán emitidas en aquellas denominaciones que sean establecidas oportunamente en los Suplementos correspondientes, sujeto a las denominaciones mínimas que exijan las normas aplicables.

Registro, Transferencias, Gravámenes y Medidas Precautorias; Depósito Colectivo

En cada Suplemento podrá designarse un agente de registro de las Obligaciones Negociables escriturales y de las nominativas no endosables representadas por títulos globales y/o por títulos definitivos.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las transferencias de Obligaciones Negociables escriturales y de Obligaciones Negociables representadas por títulos globales serán efectuadas de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de registro o entidad depositaria en cuestión. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las transferencias de Obligaciones Negociables representadas por títulos definitivos serán efectuadas por los titulares registrales mediante la entrega de los títulos definitivos en cuestión a la Emisora o al correspondiente agente de registro conjuntamente con una solicitud escrita aceptable para la Emisora o dicho agente de registro en la cual solicite la transferencia de las mismas, en cuyo caso la Emisora o el agente de registro registrará la transferencia y entregará al nuevo titular registral uno o más nuevos títulos definitivos debidamente firmados por la Emisora, en canje de los anteriores.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora o el correspondiente agente de registro anotará en el registro de las Obligaciones Negociables en cuestión todo gravamen y/o medida precautoria que se constituya sobre las mismas de acuerdo con cualquier instrucción escrita recibida del tenedor de las Obligaciones Negociables en cuestión y/o con cualquier orden dictada por un tribunal y/u otra autoridad competente.

Las Obligaciones Negociables podrán ser ingresadas en sistemas de depósito colectivo autorizados por las normas vigentes, en cuyo caso resultarán aplicables a las Obligaciones Negociables en cuestión los procedimientos aplicables del sistema de depósito colectivo en cuestión (incluyendo, sin limitación, los relativos al registro, transferencias, gravámenes y medidas precautorias).

“Tenedor” de Obligaciones Negociables es aquel que, en la correspondiente fecha de determinación, figura como tal en el registro que a tal fin lleve la Emisora o el correspondiente agente de registro.

Reemplazo

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, en caso deterioro, extravío y/o sustracción de cualquier título global o título definitivo el procedimiento se ajustará a lo establecido en la Sección 4°, artículos 1852 y concordantes del Código Civil y Comercial de la Nación.

Los títulos emitidos en virtud de cualquier reemplazo de títulos conforme con esta cláusula serán obligaciones válidas de la Emisora y evidenciarán la misma deuda y tendrán derecho a los mismos beneficios que los títulos reemplazados. Los nuevos títulos serán entregados en las oficinas de la Emisora que se detallan en el Prospecto, y los gastos y costos derivados de la realización de cualquier reemplazo de Obligaciones Negociables, incluyendo el pago de las sumas suficientes para cubrir cualquier impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental presente o futura de cualquier naturaleza, serán soportados por el titular registral que solicite el reemplazo en cuestión.

Pagos

La Emisora podrá designar un agente de pago de las Obligaciones Negociables escriturales y de las nominativas no endosables representadas por títulos globales y/o por títulos definitivos en los Suplementos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables escriturales serán efectuados por la Emisora a través del correspondiente agente de pago de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de pago en cuestión.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables nominativas no endosables, representadas por títulos globales y/o títulos definitivos y denominadas en Pesos, serán efectuados por la Emisora por sí o a través del correspondiente agente de pago con fondos de

disponibilidad inmediata y mediante cheque o transferencia electrónica a cuentas mantenidas en la Argentina por los titulares registrales de las correspondientes Obligaciones Negociables. Todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables nominativas no endosables, representadas por títulos globales y/o títulos definitivos, y denominadas en monedas distintas de Pesos, serán efectuados por la Emisora por sí o a través del correspondiente agente de pago según se especifique en los Suplementos correspondientes. Los pagos de capital adeudado bajo las Obligaciones Negociables nominativas no endosables, representadas por títulos globales y/o títulos definitivos, serán efectuados contra la entrega de las Obligaciones Negociables en cuestión a la Emisora o al agente de pago para su cancelación (estableciéndose que en caso de amortizaciones parciales dicha entrega solo será necesaria contra la entrega de nuevas Obligaciones Negociables representativas del saldo de capital no amortizado). Los pagos de intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables nominativas no endosables, representadas por títulos globales y/o títulos definitivos, serán efectuados a las personas a cuyo nombre estén registradas las Obligaciones Negociables al final del quinto Día Hábil (según se define más adelante) anterior a la fecha en la cual se deban pagar los intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto en cuestión.

Todos los pagos que la Emisora deba realizar en virtud de las Obligaciones Negociables se efectuarán en la moneda prevista en los Suplementos correspondientes. En el supuesto de Obligaciones Negociables pagaderas en una moneda que no sea Pesos, los pagos serán efectuados en la moneda determinada en cumplimiento de las normas que pudieran resultar aplicables al respecto.

Los pagos a realizarse en relación con las Obligaciones Negociables en concepto de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto deberán ser realizados en las fechas que se establezcan en los Suplementos correspondientes. Si el correspondiente día de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables no fuera un Día Hábil, dicho pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto no será efectuado en dicha fecha sino en el Día Hábil inmediatamente posterior. Cualquier pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables efectuado en dicho Día Hábil inmediatamente posterior tendrá la misma validez que si hubiera sido efectuado en la fecha en la cual vencía el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado en cuestión, sin perjuicio de que se devengarán los correspondientes intereses hasta dicho Día Hábil inmediatamente posterior. Se considerará “Día Hábil” cualquier día que no sea sábado, domingo o cualquier otro día en el cual los bancos comerciales en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires estuvieran autorizados o requeridos por las normas vigentes a cerrar o que, de otra forma, no estuvieran abiertos para operar.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo Obligaciones Negociables ingresadas en sistemas de depósito colectivo serán efectuados de acuerdo con los procedimientos aplicables del sistema de depósito colectivo en cuestión.

Compromisos

La Emisora podrá asumir compromisos en relación a cada clase de Obligaciones Negociables, los cuales se especificarán en el Suplemento aplicable a dicha clase.

Compra o Adquisición de Obligaciones Negociables por parte de la Emisora

La Emisora y/o cualquier parte relacionada de la Emisora podrá, de acuerdo con las normas vigentes y en la medida permitida por dichas normas, en cualquier momento y de cualquier forma, comprar y/o de cualquier otra forma adquirir Obligaciones Negociables en circulación y realizar con ellas cualquier acto jurídico, pudiendo en tal caso la Emisora y/o dicha parte relacionada de la Emisora, sin carácter limitativo, mantener en cartera, transferir a terceros y/o cancelar tales Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables así adquiridas por la Emisora (y/o por cualquier parte relacionada de la Emisora), mientras no sean transferidas a un tercero (que no sea una parte relacionada de la Emisora), no serán consideradas en circulación a los efectos de calcular el quórum y/o las mayorías en las Asambleas de Tenedores de las Obligaciones Negociables en cuestión y no darán a la Emisora ni a dicha parte relacionada de la Emisora derecho a voto en tales Asambleas ni tampoco serán consideradas a los fines de computar los porcentajes referidos en la sección “*De la Oferta y la Negociación-Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Eventos de Incumplimiento*” del Prospecto y/o cualquier otro porcentaje de tenedores referido en el presente y/o en los Suplementos correspondientes. La Emisora también podrá realizar una oferta pública de adquisición de Obligaciones Negociables en circulación, en cuyo caso la Emisora informará previamente el precio y las restantes condiciones aplicables a dicha oferta pública de adquisición, y respetará el principio de trato igualitario entre inversores. El Suplemento respectivo podrá establecer para una determinada clase y/o serie de Obligaciones Negociables que la Emisora no podrá comprar o adquirir Obligaciones Negociables en circulación de acuerdo a lo previsto bajo el presente apartado.

Rescate a Opción de la Emisora y/o de los tenedores

En caso que así se especifique en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Emisora y/o de los tenedores con anterioridad al vencimiento de las mismas, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos. El rescate anticipado parcial se realizará respetando el principio de trato igualitario entre inversores.

Rescate por Razones Impositivas

La Emisora podrá, mediante notificación irrevocable efectuada a los tenedores de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, con una antelación no menor a 15 días a la fecha en que la Emisora vaya a efectuar el rescate en cuestión (la cual será una fecha de pago de intereses (o una fecha de pago de capital en caso de Obligaciones Negociables que no devenguen intereses)), rescatar cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no parcialmente, en caso que (i) en ocasión del siguiente pago de capital, intereses, montos adicionales y/u cualquier otro monto bajo las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, la Emisora se encuentre, o vaya a encontrarse, obligada a abonar cualquier monto adicional bajo “Montos Adicionales” del presente como resultado de cualquier cambio, modificación y/o reforma de las normas vigentes en Argentina (y/o de cualquier subdivisión política de la misma y/o cualquier autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales), y/o como resultado de cualquier cambio en la aplicación, reglamentación y/o interpretación gubernamental de dichas normas vigentes, incluida la interpretación de cualquier tribunal competente, toda vez que dicho cambio o modificación entre en vigor en la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión o con posterioridad a la misma; (ii) dicha obligación no pueda ser evitada por la Emisora mediante la adopción por su parte de medidas razonables a su disposición; y (iii) dicha obligación de pago de montos adicionales sea con respecto a, por lo menos, el 20% de las Obligaciones Negociables en circulación de la clase y/o serie en cuestión. Las Obligaciones Negociables que se rescaten conforme con la presente cláusula se rescatarán por un importe equivalente al monto de capital no amortizado de las Obligaciones Negociables así rescatadas, más los intereses devengados sobre las mismas a la fecha del rescate en cuestión, más cualquier monto adicional pagadero en ese momento respecto de las mismas, más cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables en cuestión o según se indique en los Suplementos correspondientes. El Suplemento respectivo podrá establecer para una determinada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, que estas no podrán ser rescatadas por razones impositivas de acuerdo a lo previsto bajo el presente apartado.

Eventos de Incumplimiento

Los supuestos de incumplimiento relativos a las Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa, en caso de existir, se especificarán en los Suplementos aplicables. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, el acaecimiento de un supuesto de incumplimiento respecto a una clase no generará el incumplimiento de otra clase.

Rango

Las Obligaciones Negociables constituirán (salvo que se disponga lo contrario en el Suplemento correspondiente) obligaciones simples, incondicionales, con garantía común y no subordinadas de la Emisora. Salvo que las Obligaciones Negociables fueran subordinadas, las obligaciones de pago de la Emisora respecto de las Obligaciones Negociables, salvo lo dispuesto o lo que pudiera ser contemplado por la ley argentina, tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones con garantía común, no subordinadas, presentes y futuras, oportunamente vigentes de la Emisora. El Suplemento podrá establecer para una determinada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, que éstas cuenten con garantías o que sean subordinadas. Las Obligaciones Negociables de una determinada clase y/o serie con garantía común no tendrán el beneficio de los bienes afectados a garantías especiales, reales, flotantes, fiduciarias u otras garantías de cualquier otra deuda de la Emisora, incluyendo Obligaciones Negociables de otras clases y/o series garantizadas.

Modificación de Ciertos Términos y Condiciones

La Emisora puede, sin necesidad del consentimiento de ningún tenedor, modificar y reformar los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, para cualquiera de los siguientes fines:

- (i) agregar compromisos en beneficio de los tenedores de todas y cada una de las clases y/o series de Obligaciones Negociables;
- (ii) agregar Eventos de Incumplimiento en beneficio de los tenedores de todas y cada una de las clases y/o series de Obligaciones Negociables;

- (iii) designar un sucesor de cualquier agente de registro, co-agente de registro o agente de pago designados en relación con las Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie;
- (iv) subsanar cualquier ambigüedad, defecto o inconsistencia en los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables en beneficio de los tenedores;
- (v) introducir cualquier cambio no sustancial que, en opinión de buena fe del Directorio de la Emisora, no afecte de modo adverso el derecho de ningún tenedor de la clase y/o serie pertinente de Obligaciones Negociables.

Asambleas

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase serán convocadas por el órgano de administración de la Emisora, o en su defecto por el órgano de fiscalización de la Emisora, cuando lo juzgue necesario y/o le fuera solicitado por tenedores que representen, por lo menos, el 5% del monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación. En este último supuesto, la solicitud indicará los temas a tratar y la Asamblea deberá ser convocada para que se celebre dentro de los 40 días de recibida la solicitud de los tenedores en cuestión.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Asambleas serán convocadas por publicaciones durante cinco días, con diez de anticipación por lo menos y no más de 30, en el Boletín Oficial de la República Argentina y en uno de los diarios de mayor circulación general en la Argentina. En las publicaciones deberá mencionarse la fecha, hora, lugar de reunión, orden del día y requisitos de asistencia. Las Asambleas en segunda convocatoria por haber fracasado la primera deberán celebrarse dentro de los treinta días siguientes, y las publicaciones se harán por tres días con ocho de anticipación como mínimo. Ambas convocatorias podrán realizarse simultáneamente, estableciéndose que si la asamblea en segunda convocatoria fuera citada para celebrarse el mismo día que la asamblea en primera convocatoria, la segunda deberá serlo con un intervalo no inferior a una hora de la fijada para la primera. Las asambleas podrán celebrarse sin publicación de la convocatoria cuando se reúnan tenedores que representen el monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación y las decisiones se adopten por unanimidad de dichos tenedores.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Asambleas deberán reunirse en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Sin perjuicio de ello, las Asambleas de tenedores podrán reunirse a distancia si así lo previera el Suplemento correspondiente. Para asistir a las Asambleas los tenedores deberán, con no menos de tres días hábiles de anticipación al de la fecha fijada para la Asamblea en cuestión, comunicar por escrito a la Emisora que asistirán a tal Asamblea adjuntando a dicha comunicación un certificado emitido por la Emisora, el agente de registro o entidad depositaria en cuestión a tal fin (estableciéndose, sin embargo, que en el caso de Obligaciones Negociables al portador los tenedores deberán, en vez de adjuntar dicho certificado, depositar con la Sociedad las correspondientes Obligaciones Negociables al portador). Los tenedores no podrán disponer las Obligaciones Negociables a las cuales correspondan dichas comunicaciones hasta después de realizada la Asamblea, a menos que sea cancelada la comunicación relativa a tales Obligaciones Negociables.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Asambleas serán presididas por quien la mayoría de los tenedores presentes en la Asamblea en cuestión elijan entre los presentes en la misma; estableciéndose que en caso de no designarse dicho presidente de entre los presentes, la Asamblea será presidida por un miembro del órgano de fiscalización de la Emisora.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la constitución de las Asambleas en primera convocatoria requiere la presencia de tenedores, por si o por representación, que representen por lo menos el 60% del monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación, y la constitución de las Asambleas en segunda convocatoria requiere la presencia de tenedores que representen por lo menos el 30% del monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las resoluciones en ambos casos serán tomadas por mayoría absoluta de los votos presentes; estableciéndose, sin embargo, que se requerirá el voto afirmativo de tenedores que representen la totalidad del monto de capital de las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión en circulación para modificar las condiciones fundamentales de las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión, incluyendo, sin limitación, las siguientes: (1) cambio de las fechas de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión; (2) reducción del monto de capital, de la tasa de interés y/o de cualquier otro monto pagadero bajo las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión; (3) cambio del lugar y/o de la moneda de los pagos bajo las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión; y (4) modificación de éste párrafo. Sin

perjuicio de ello, de acuerdo a lo previsto en el artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables, en los Suplementos se podrá determinar que, respecto de una Clase en particular, se podrán realizar modificaciones a las condiciones fundamentales de las Obligaciones Negociables (incluyendo las enumeradas precedentemente), en caso de contarse con una mayoría especial a ser determinada en el Suplemento correspondiente.

Las Asambleas podrán pasar a cuarto intermedio por una vez a fin de continuar dentro de los 30 días siguientes o el menor plazo que las mismas establezcan. Sólo podrán participar en la segunda reunión los tenedores que hubieran efectuado la comunicación a la Emisora referida más arriba.

Las asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables de distintas Clases se celebrarán en forma separada, estableciéndose, sin embargo, que se podrá convocar a asambleas conjuntas de tenedores de Obligaciones Negociables de distintas Clases a fin de tratar cuestiones comunes a las distintas Clases de Obligaciones Negociables en cuestión. A los fines de computar el quórum y las mayorías en tales asambleas conjuntas, las distintas Clases de Obligaciones Negociables en cuestión serán consideradas como una única Clase, estableciéndose que en caso que las Obligaciones Negociables de las distintas Clases estuvieran denominadas en más de una moneda, se tomará el monto de capital de las mismas en Dólares conforme con la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el Dólar referido en "*Monto Máximo*" del presente.

Las Obligaciones Negociables que hayan sido rescatadas y/o adquiridas por la Emisora conforme con lo dispuesto en "*De la Oferta y la Negociación -Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Compra o Adquisición de Obligaciones Negociables por parte de la Emisora*", "*De la Oferta y la Negociación -Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Rescate a Opción de la Emisora y/o de los tenedores*" y/o "*De la Oferta y la Negociación -Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Rescate por Razones Impositivas*" del presente, y/o que hayan sido adquiridas por cualquier parte relacionada de la Emisora, mientras se mantengan en cartera por parte de la Emisora y/o dicha parte relacionada, no serán consideradas en circulación a los efectos de calcular el quórum y/o las mayorías en las Asambleas.

Todas las decisiones adoptadas por las Asambleas serán concluyentes y vinculantes para todos los tenedores de Obligaciones Negociables de la clase en cuestión, independientemente de si estaban o no presentes en las Asambleas en cuestión.

Sin perjuicio de todo lo mencionado anteriormente bajo el presente título, de conformidad con el artículo 14 último párrafo de la Ley de Obligaciones Negociables, los Suplementos correspondientes podrán prever un procedimiento para obtener el consentimiento de la mayoría exigible de tenedores de Obligaciones Negociables sin necesidad de asamblea, por un medio fehaciente que asegure a todos los tenedores la debida información previa y el derecho a manifestarse. Dicho mecanismo puede consistir en un procedimiento de solicitud de consentimientos y/o votaciones por vía electrónica a través del sistema ATOP de the Depository Trust Company y/o el sistema de Caja de Valores, entre otros. No es necesario que los tenedores de Obligaciones Negociables aprueben la forma de una modificación, ampliación o dispensa que se hubiere propuesto, sino que basta con que consientan su contenido.

Todas las cuestiones relativas a las Asambleas no contempladas en el presente se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables.

Notificaciones

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todas las notificaciones a los tenedores de Obligaciones Negociables se considerarán debidamente efectuadas si se publican por un día en los sistemas de información dispuestos por los mercados autorizados en que vayan a listarse y/o negociarse las Obligaciones Negociables, siempre que en el Suplemento correspondiente no se indicara un plazo mayor de publicación, y en la Autopista de la Información Financiera de la página web de la CNV. Las notificaciones se considerarán efectuadas el día en que se realizó dicha publicación. El costo de cualquier publicación y/o notificación estará a cargo de la Emisora. Sin perjuicio de ello, la Emisora deberá efectuar todas las publicaciones que requieran las Normas de la CNV y las demás normas vigentes, y asimismo, en su caso, todas las publicaciones que requieran las normas vigentes de las bolsas y/o mercados autorizados del país y/o del exterior donde listen y/o negocien las Obligaciones Negociables.

Fiduciarios, Agentes Fiscales y Otros Agentes

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en el marco de contratos de fideicomiso y/o de contratos de agencia fiscal que oportunamente la Emisora celebre con entidades que actúen como fiduciarios y/o agentes fiscales, lo cual será especificado en los Suplementos correspondientes. Tales fiduciarios y/o agentes fiscales desempeñarán funciones solamente respecto de las clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en los respectivos contratos, y tendrán los derechos y obligaciones que se especifiquen en los mismos. Asimismo,

la Emisora podrá designar otros agentes en relación a las Obligaciones Negociables para que desempeñen funciones solamente respecto de las clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en cada caso. En caso que se designara cualquier fiduciario y/o agente fiscal, y/o cualquier otro agente, en relación a las Obligaciones Negociables de cualquier clase, la Emisora deberá cumplir en tiempo y forma con los términos y condiciones de los respectivos contratos que celebre con tales fiduciarios, agentes fiscales y/u otros agentes. Los contratos, las funciones y designaciones de los fiduciarios y/o agentes fiscales y otros agentes se harán de acuerdo con la normativa vigente.

Colocadores

La Emisora podrá designar uno o más agentes colocadores (y/o sub-colocadores) para la colocación de una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables. El o los colocadores (y agentes co-colocadores y/o sub-colocadores, de haberlos) de las Obligaciones Negociables de cada clase y/o serie serán aquellos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes y podrán actuar como tales sobre la base de mejores esfuerzos y/o suscripción en firme, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Agentes de Registro y Pago

Serán el agente de registro y el agente de pago que se designen en el Suplemento respectivo.

Sistemas de Compensación

Se podrá solicitar, según se establezca en el Suplemento correspondiente, la admisión de las Obligaciones Negociables para su compensación en la compañía Euroclear SA/NV, Clearstream Banking, Société Anonyme, the Depository Trust Company, u otro sistema de compensación que allí se establezca.

Otras Emisiones de Obligaciones Negociables

La Emisora, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie en circulación, podrá en cualquier momento emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de cualquier clase en circulación y que sean iguales en todo sentido, excepto por sus fechas de emisión y/o precios de emisión, de manera que tales nuevas Obligaciones Negociables sean consideradas Obligaciones Negociables de la misma clase que dichas Obligaciones Negociables en circulación y sean fungibles con las mismas. El Suplemento respectivo podrá establecer para una determinada clase de Obligaciones Negociables, que la Emisora no podrá emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que dichas Obligaciones Negociables.

Ley Aplicable

Las Obligaciones Negociables se regirán por, y serán interpretadas de conformidad con, las leyes de Argentina y/o de cualquier otra jurisdicción que se especifique en los Suplementos correspondientes (incluyendo, sin limitación, las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos); estableciéndose, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Obligaciones Negociables por la Emisora, así como todas las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables sean “obligaciones negociables” bajo las leyes de Argentina, se regirán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley de Sociedades y todas las demás normas vigentes argentinas.

Jurisdicción

En virtud de lo previsto por el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, la Emisora quedará sometida en forma obligatoria al tribunal arbitral permanente del mercado en donde listen las Obligaciones Negociables en sus relaciones con los Tenedores de Obligaciones Negociables. No obstante lo anterior, los inversores también tendrán el derecho de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes. Asimismo, en los casos en que las normas vigentes establezcan la acumulación de acciones entabladas con idéntica finalidad ante un solo tribunal, la acumulación se efectuará ante el tribunal judicial competente. Respecto de los laudos arbitrales, los inversores podrán interponer los recursos admisibles respecto de las sentencias judiciales de conformidad con lo previsto en los artículos 758 y cc. del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación.

Acción Ejecutiva

Las Obligaciones Negociables serán emitidas conforme con la Ley de Obligaciones Negociables y constituirán “obligaciones negociables” conforme con las disposiciones de la misma y gozarán de los derechos allí establecidos. En particular, conforme con el Artículo 29 de dicha ley, en el supuesto de incumplimiento por parte de la Emisora en el pago de cualquier monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, los tenedores de las

mismas podrán iniciar acciones ejecutivas ante tribunales competentes de la Argentina para reclamar el pago de los montos adeudados por la Emisora.

En caso que las Obligaciones Negociables fueran nominativas no endosables representadas por títulos globales, y los beneficiarios tengan participaciones en los mismos pero no sean los titulares registrales, el correspondiente depositario podrá expedir certificados de tenencia a favor de tales beneficiarios a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas. Asimismo, en caso que las Obligaciones Negociables fueran escriturales, la Emisora o el correspondiente agente de registro podrán expedir certificados de tenencia a favor de los titulares registrales en cuestión a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas.

Procedimiento de Entrega de Obligaciones Negociables Definitivas

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, si se produce y subsiste un Evento de Incumplimiento y como consecuencia de ello se produce la caducidad de los plazos para el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, los beneficiarios de participaciones en Obligaciones Negociables representadas por títulos globales podrán solicitar a la Emisora la entrega de Obligaciones Negociables representadas por títulos definitivos a nombre del tenedor en cuestión, debidamente firmados por la Emisora, contra presentación del comprobante de tenencia (con bloqueo de la cuenta) expedido por el depositario en cuestión. Dichas Obligaciones Negociables representadas por títulos definitivos se encontrarán a disposición del peticionante en las oficinas de la Emisora que se detallan en este Prospecto dentro de los siguientes 15 días de la presentación del pedido.

Prescripción

Los reclamos contra la Emisora por el pago de capital y/o intereses bajo las Obligaciones Negociables prescribirán a los cinco y dos años, respectivamente, contados desde la fecha de vencimiento del pago correspondiente.

Duración del Programa

El plazo de duración del Programa, dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables, será de cinco años contados desde la fecha de la autorización de oferta pública otorgada por la CNV que se detalla en la portada del presente Prospecto, o cualquier otro plazo mayor que se autorice conforme a las normas aplicables. Dicho plazo podrá ser prorrogado a opción de la Compañía y con la obtención de las correspondientes autorizaciones regulatorias. El vencimiento de las Obligaciones Negociables podrá operar con posterioridad al vencimiento del Programa.

Calificación de Riesgo

La Emisora ha optado por que el Programa no cuente con calificaciones de riesgo. Sin perjuicio de ello, la Emisora podrá optar por calificar o no cada clase de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa y, en su caso, hará constar la calificación otorgada en los supuestos correspondientes en los respectivos Suplementos. En caso que la Emisora opte por calificar una o más clases de Obligaciones Negociables, las mismas contarán con o una o más calificaciones de riesgo según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Plan de Distribución

El Plan de Distribución aplicable a las Obligaciones Negociables de cada clase y/o serie se detallará en el Suplemento correspondiente.

La Emisora podrá vender Obligaciones Negociables periódicamente por sí misma, o través de uno o más agentes colocadores. En el caso en que la Emisora decida designar uno o más colocadores respecto de una clase y/o serie de Obligaciones Negociables emitida en el marco del Programa, la Emisora celebrará con cada agente colocador un convenio de colocación. En tal caso, los agentes colocadores de las Obligaciones Negociables de cada clase y/o serie, que serán aquellos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes, podrán actuar como tales sobre la base de mejores esfuerzos y/o suscripción en firme, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Las Obligaciones Negociables serán colocadas por oferta pública conforme con los términos de la Ley de Mercado de Capitales, y demás normas vigentes, que incluyen, sin limitación, las Normas de la CNV. A tal fin, se podrá distribuir el Prospecto y/o los Suplementos correspondientes (incluyendo versiones preliminares de los mismos conforme con las Normas de la CNV) por medios físicos y/o electrónicos (pudiendo adjuntarse a dichos documentos una síntesis de la Emisora y/o de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables que

incluya solamente, y sea consistente con, la información contenida en el presente y/o en los Suplementos correspondientes), realizar reuniones informativas, publicar avisos ofreciendo las Obligaciones Negociables (incluyendo el correspondiente aviso de suscripción), realizar contactos y/u ofrecimientos personales y/o telefónicos y/o realizar otros procedimientos de difusión que la Emisora estime adecuados, y todos los esfuerzos de colocación estarán destinados a personas en general o a sectores o grupos determinados.

Colocación, Suscripción y adjudicación

El proceso de colocación, suscripción y adjudicación aplicable a cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables será especificado en los Suplementos correspondientes, haciendo referencia a los procedimientos previstos en las Normas de la CNV, a saber: proceso de formación de libros (*book building*), subasta o licitación pública y/o cualquier otro mecanismo que se prevea en el futuro, siempre que dicho método ofrezca garantías de igualdad de trato entre inversores y transparencia. El Suplemento podrá establecer que las Obligaciones Negociables sean integradas por los correspondientes suscriptores en efectivo y/o mediante la entrega de Obligaciones Negociables de cualquier otra clase y/o serie en circulación.

Destino de los Fondos

En cada uno de los Suplementos correspondientes se especificará el destino que la Emisora dará a los fondos netos que reciba en virtud de la colocación de las Obligaciones Negociables, según lo determine en oportunidad de la emisión de cada Clase y/o Serie, el cual será uno o más de los siguientes destinos previstos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables: (i) inversiones en activos físicos situados en el país, (ii) integración de capital de trabajo en el país, (iii) refinanciación de pasivos, y/o (iv) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Sociedad, y/o a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados o bien otro destino que cumpla con el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables conforme oportunamente determine el Directorio, delegándose en el Directorio de la Emisora la facultad de decidir específicamente el destino que se dará al producido neto de la colocación de cada Clase y/o Serie en particular emitida bajo el Programa. El destino específico de los fondos obtenidos de la oferta y venta de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables se indicará en el Suplemento correspondiente.

Asimismo, la Emisora podrá destinar el producido neto proveniente de la emisión de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables, en cumplimiento del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y en virtud de los lineamientos establecidos en el art. 4.5 del Anexo III – Capítulo I – Título VI de las Normas de la CNV (los “Lineamientos”), para financiar o refinanciar proyectos o actividades con fines verdes y/o sociales (y sus gastos relacionados, tales como investigación y desarrollo), según se detalla en el Suplemento correspondiente (los “Proyectos Verdes Elegibles”).

Los Lineamientos tienen como objeto ofrecer al mercado una guía de buenas prácticas y parámetros para la emisión de valores negociables sociales, verdes y/o sustentables (los “Valores Negociables SVS”) con el fin de difundir los estándares internacionales y pautas para evaluar los activos elegibles. Cada una de las etiquetas de los Valores Negociables SVS se define en función de los beneficios generados por los proyectos o actividades a ser financiados. Así, los valores negociables "verdes" se centran en proyectos o actividades con beneficios ambientales, los valores negociables "sociales" en proyectos o actividades con beneficios sociales, y los valores negociables "sustentables" persiguen una combinación de ambos.

Proyectos Verdes Elegibles

Selección del Proyecto

Los Proyectos Verdes Elegibles estarán alineados con los Principios de Bonos Verdes de 2018 (GBP, por sus siglas en inglés), Principios de Bonos Sociales (SBP, por sus siglas en inglés), Guía para bonos sustentables (SBG, por sus siglas en inglés) y los principios de bonos vinculados a la sostenibilidad (SLBP, por sus siglas en inglés), todos publicados por ICMA (International Capital Market Association) y los Lineamientos.

Gestión de los Fondos

Dado que los Proyectos Verdes Elegibles serán desarrollados por la Emisora, las aplicaciones de los fondos serán trazables y monitoreables en los estados financieros de la misma. Mientras se encuentre pendiente su aplicación, los fondos podrán invertirse en instrumentos financieros líquidos de alta calidad y en otras inversiones de corto plazo.

Se asignará un valor equivalente a los fondos netos provenientes de las emisiones de Bonos Verdes, Bonos Sociales o Bonos Sustentables con el fin de financiar y/o refinanciar (en su totalidad o en parte) uno o más “Proyectos Elegibles”, existentes o nuevos. De esta manera, podrán incluirse tanto inversiones como gastos –

incluyendo mejoras de los Proyectos Elegibles e iniciativas de investigación y desarrollo– en cualquiera de nuestros proyectos o de nuestras subsidiarias y/o afiliadas a: (i) 36 meses previos a la fecha de emisión de dicho Bono Social o (ii) dentro de los primeros 36 meses luego de la fecha de emisión del bono de que se trate.

La Sociedad administrará los fondos netos provenientes de la emisión de Bonos Verdes, Bonos Sociales o Bonos Sustentables destinados a Proyectos Elegibles, informando oportunamente en el Suplemento respectivo al administrador designado a tales efectos. La asignación de fondos pendiente podrá temporalmente invertirse en caja, equivalentes a caja, y/o mantenerse como liquidez de acuerdo con la política interna de la Compañía. Aquellos montos e intereses pendientes de pago sobre cualquier bono verde, social o sustentable se obrarán desde la cuenta general de la Compañía y no estarán relacionados con el rendimiento de ningún Proyecto Elegible.

Presentación de Informes y Reportes

La Emisora se compromete a enviar al mercado correspondiente – para su difusión – un reporte (el “Reporte”) que contemple información actualizada sobre el uso de los fondos provenientes de sus emisiones, en la que se indique el uso de los fondos (agregando una breve descripción de los Proyectos Verdes Elegibles), los montos asignados durante el período que abarque dicho informe y, en su caso, las inversiones temporales de los recursos no asignados a dicha fecha. El Reporte incluirá los beneficios ambientales logrados por los Proyectos Verdes Elegibles, conforme los Lineamientos.

- Reporte de asignación

La Emisora reportará, siempre y cuando sea posible y sujeto a la información disponible y confidencialidad, las siguientes métricas: (i) el valor de los fondos netos de la emisión de cualquier Bono Social, Verde o Sustentable que fue haya sido asignado a uno o más de un Proyecto Elegible, sea individualmente o por categoría, sujeto a las consideraciones de confidencialidad; (ii) la lista con categorías de Proyectos Elegibles junto a una breve descripción; y (iii) el monto neto de la emisión de cualquier Bono Social, Verde o Sustentable pendiente a ser asignado a Proyectos Elegibles al final del periodo del reporte.

- Reporte de Impacto

La Emisora reportará, siempre y cuando sea posible y sujeto a la información disponible y confidencialidad. Las métricas cualitativas y cuantitativas se ajustarán a lo requerido por CNV, BYMA e ICMA para los distintos bonos a emitir.

Revisión externa independiente

A los efectos de validar las credenciales verdes de las potenciales Clases de las Obligaciones Negociables, de conformidad con los Lineamientos, la Emisora contratará a un revisor independiente, quien contará con experiencia en finanzas y sustentabilidad y asimismo, se encargará de realizar un informe indicando su opinión respecto a la categoría verde, social o sustentable del valor negociable elegido para canalizar los Proyectos Verdes Elegibles y comprobará que los fondos percibidos por la emisión de las Obligaciones Negociables sean aplicados a los destinos descriptos en el Suplemento correspondiente.

Información adicional

El financiamiento obtenido será exclusivamente asignado a actividades o proyectos que califiquen como sociales, verdes o sustentables, que podrán o no estar garantizados por instituciones dedicadas exclusivamente a evaluar la transparencia de este tipo de proyectos, según se detallará en el respectivo Suplemento. Podrá asignarse o no una calificación de riesgo a dichas obligaciones negociables.

La Sociedad adoptará prácticas internacionales a fin de obtener una mayor armonización con los mercados en forma global.

Para que las obligaciones negociables sean calificadas como “Bonos Verdes”, “Bonos Sociales”, “Bonos Sustentables” o “Bonos vinculados a la sostenibilidad” conforme los principios de ICMA y a los Lineamientos, deberán ser expresamente encuadrados de tal manera por los mercados en que se solicite autorización para la cotización y negociación, no pudiendo hacer uso de estos calificativos si no cumplen los Lineamientos.

Asimismo, se deja constancia de que la Sociedad también podrá emitir Obligaciones Negociables bajo el régimen de emisor frecuente, conforme otros lineamientos y/o parámetros publicados por (i) otros organismos nacionales o internacionales, tales como la ONU (Organización de las Naciones Unidas) (the Ten Principles of the UN Global Compact), OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) (OECD Principles of Corporate Governance), la OIT (Organización Internacional del Trabajo) (ILO Principles); o bien (ii) entidades que asignen calificaciones conforme el grado de cumplimiento con ciertos parámetros. En tales casos, la

adecuación de las Obligaciones Negociables emitidas por la Sociedad bajo el presente régimen de emisor frecuente a dichos lineamientos, parámetros y/o calificaciones será oportuna y debidamente informada en el respectivo Suplemento.

Mercados

La Emisora podrá solicitar autorización para el listado y/o negociación de una o más clases y/o series de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa en una o más bolsas y/o mercados autorizados del país y/o del exterior, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Gastos

Los gastos de emisión de cada una de las clases y/o series de Obligaciones Negociables se informarán en los documentos correspondientes. Los gastos estimativos de creación del Programa ascienden aproximadamente a USD\$ 25.000 (dólares estadounidenses veinticinco mil) entre los que se encuentran, entre otros: el arancel a abonar a CNV de conformidad con lo dispuesto en el artículo 6 del Título XVII de las Normas de la CNV, y los honorarios de asesores legales, impositivos y auditores.

ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS PRINCIPALES Y PARTES RELACIONADAS

Capital Social

A la fecha del presente Prospecto, el capital social de la Emisora es de \$17.006.368.349 representado por 17.006.368.349 acciones de clase única de V/N \$ 1 y de 1 voto por acción.

Recientemente, el capital social de la Emisora fue incrementado como consecuencia de distintos aportes de capital de acuerdo al siguiente detalle:

- Con fecha 4 de enero de 2023 mediante Asamblea General Extraordinaria de accionistas se resolvió por unanimidad aumentar el capital social en la suma \$ 970.569.434 (pesos novecientos setenta millones quinientos sesenta y nueve mil cuatrocientos treinta y cuatro), pasando de \$ 1.675.698 (pesos un millón seiscientos setenta y cinco mil seiscientos noventa y ocho), a \$ 972.245.132 (pesos novecientos setenta y dos millones doscientos cuarenta y cinco mil ciento treinta y dos).
- Con fecha 3 de agosto de 2023 mediante Asamblea General Extraordinaria de accionistas se resolvió por unanimidad aumentar el capital social en la suma de \$ 1.911.557.795, pasando de \$ 972.245.132 a \$ 2.883.802.927.
- Con fecha 2 de febrero de 2024 mediante Asamblea General Extraordinaria de accionistas se resolvió por unanimidad (i) aumentar el capital social por aportes en especie en la suma de \$ 13.807.077.017, pasando de \$ 2.883.802.927 a \$ 16.690.879.944; y (ii) aumentar el capital social por aportes en efectivo en la suma de \$ 315.488.405, pasando de \$ 16.690.879.944 a \$ 17.006.368.349.

Accionistas Principales

A la fecha del Prospecto, las participaciones de los accionistas en el capital social de la Emisora son los siguientes:

Accionista	Cantidad de acciones	Porcentaje de Capital	Porcentaje de Votos
Generación Mediterránea S.A.	923.633.398	95%	95%
Losón, Armando Roberto	24.305.867	2,5%	2,5%
Holen S.A.	14.583.404	1,5%	1,5%
Familia Bauzas	9.722.463	1%	1%

El principal accionista de la Emisora es Generación Mediterránea S.A. (95% del capital social y votos). Por otro lado, el accionista principal de Generación Mediterránea S.A. es Armando Roberto Losón (50,86% del capital social y votos) y el accionista principal del Holen S.A es Armando Roberto Losón (73,33% del capital social y votos). Los accionistas principales tienen iguales derechos de voto.

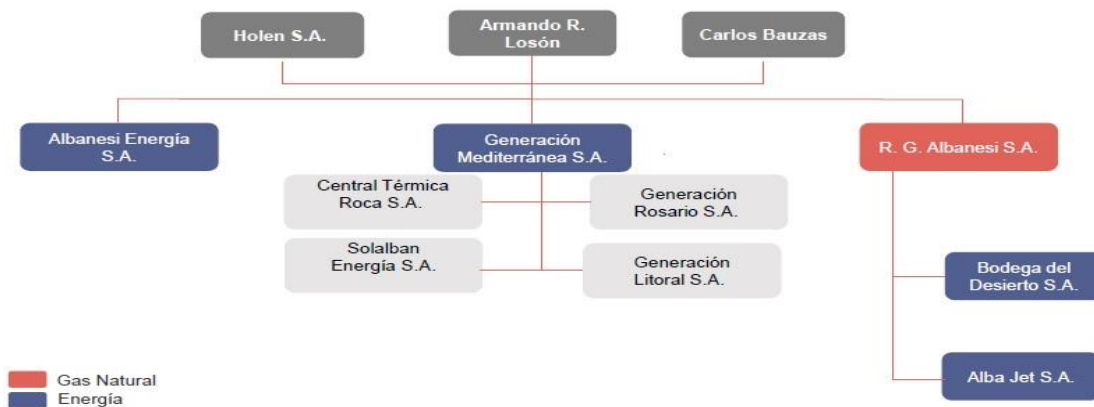
Asimismo, se informa que la Sociedad no tiene accionistas extranjeros.

Grupo Albanesi

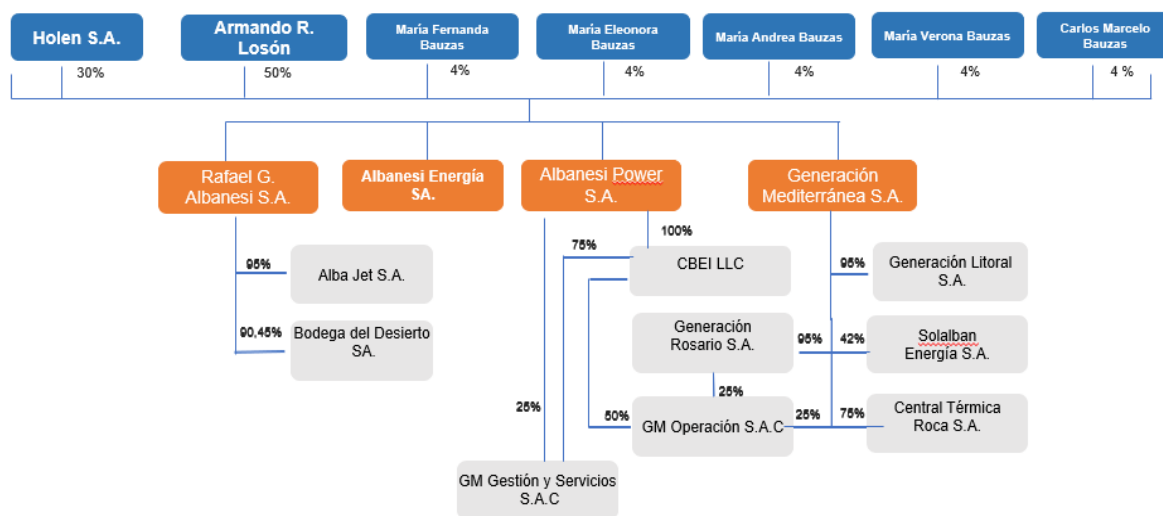
Generación Litoral es una compañía del Grupo Albanesi fundada en 2016, cuyo principal negocio consiste en la cogeneración y comercialización de energía eléctrica y vapor. El Grupo Albanesi es uno de los grupos líderes de generación de energía eléctrica en Argentina en base a la capacidad instalada, operando nueve centrales termoeléctricas ubicadas en diversas provincias de Argentina, ocho de las cuales son propias (incluyendo Solalban, de la cual es propietario de un 42%). Actualmente, estas centrales generadoras poseen una capacidad nominal instalada total de 1.520 MW. Todas las centrales generadoras que opera son de combustible dual (usan tanto gas natural como gasoil o, en el caso de GROSA, gas natural o fueloil) y están en pleno funcionamiento. Para mayor información sobre el Grupo Albanesi, véase la sección “*Información sobre la Emisora*”.

Con fecha 10 de marzo de 2022 se inscribió en IGJ la Fusión 2021 por medio de la cual, GEMSA absorbió a ASA y a GECE, siendo la fecha efectiva de fusión el 1 de enero de 2021. Asimismo, con fecha 10 de marzo de 2022, fueron inscriptas las disoluciones sin liquidación de ASA y GECE.

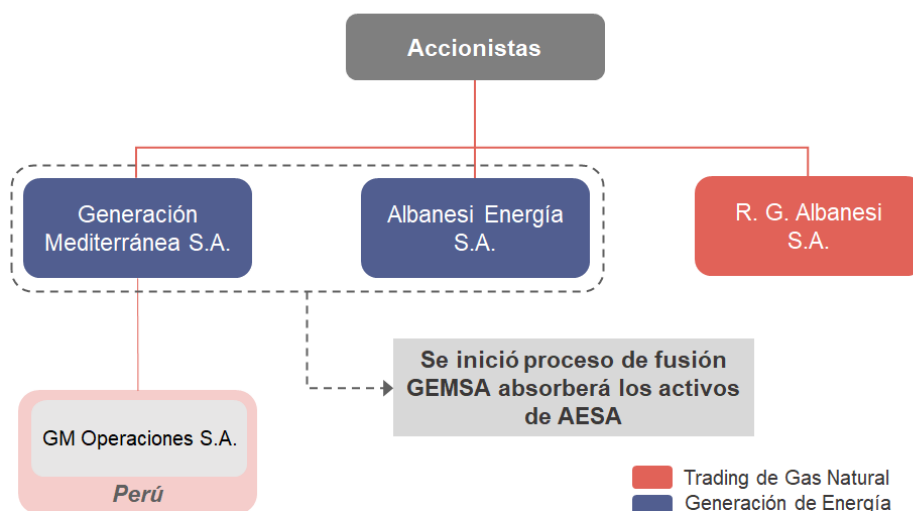
A continuación, se provee un organigrama de la estructura societaria del Grupo Albanesi:



Finalmente, se provee un organigrama de la estructura societaria de la Emisora



Asimismo, se provee un organigrama societario contemplando la Fusión entre GEMSA y AESA:



Transacciones con Partes Relacionadas

Durante los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de 2024 y 2023 y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, se realizaron transacciones entre partes relacionadas conforme se detalla a continuación.

	Correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Al 31 de diciembre de		
	2023	2024	2021	2022	2023
	(en miles de pesos)		(en miles de pesos)		
Servicios de gerenciamiento de obra					
RGA	(17.591)	(82.178)	-	(173.973)	(51.732)
	(17.591)	(82.178)	-	(173.973)	(51.732)
Aporte de capital en especie					
ARL	(21.959)	-	-	-	(60.004)
HOLEN	(13.175)	-	-	-	(36.003)
BAUZAS	(8.783)	-	-	-	(24.002)
GMSA	(834.426)	-	-	-	(2.280.164)
	(878.343)	-	-	-	(2.400.173)
Intereses generados por leasing recibidos					
CTR	209.258	(2.448.496)	-	-	(1.126.122)
RGA	42.302	(1.952.122)	-	-	(1.249.750)
	251.560	(4.400.618)	-	-	(2.375.872)
Intereses generados por anticipos otorgados					
CTR	-	2.181.912	-	-	1.762.779
RGA	-	1.865.891	-	-	1.421.443
	-	4.047.803	-	-	3.184.222
Otras compras y servicios recibidos					
RGA - garantía y comisiones	-	-	-	-	(654.095)
	-	-	-	-	(654.095)
Compra de propiedad, planta y equipos					
GMSA	(922.684)	(1.262.447)	-	-	(23.240.374)
	(922.684)	(1.262.447)	-	-	(23.240.374)
Vuelos					
AJSA	-	(174.379)	-	-	(85.897)
	-	(174.379)	-	-	(85.897)
Recupero de gastos					
GMSA - Refacturación de patentes	-	(2.635)	-	-	-
RGA - Refacturación de patentes	-	(594)	-	-	-
	-	(3.229)	-	-	-

Los saldos con partes relacionadas al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 son los siguientes:

	Al 30 de junio de		Al 31 de diciembre de		
	2024		2021	2022	2023
	(en miles de pesos)		(en miles de pesos)		
Otros créditos corriente					
CTR - Anticipos financieros otorgados	4.854.287		-	-	475.455
RGA - Anticipos financieros otorgados	4.108.272		-	-	333.060
	8.962.559		-	-	808.515
Otros créditos no corriente					
CTR - Anticipos financieros otorgados	9.015.104		-	-	5.230.001
RGA - Anticipos financieros otorgados	8.999.744		-	-	4.662.840
	18.014.848		-	-	9.892.841
Otras deudas no corriente					
GMSA	704.126		-	6.200	20.197.873
	704.126		-	6.200	20.197.873
Deudas comerciales corriente					
RGA	667		-	212.220	-
	667		-	212.220	-
Deudas comerciales no corriente					
RGA	2.262.539		-	-	1.922.609
	2.262.539		-	-	1.922.609
Deudas financieras corriente					
CTR- Leasing	4.891.397		-	-	356.106
RGA- Leasing	3.670.001		-	-	307.479
	8.561.398		-	-	663.585
Deudas financieras no corriente					
CTR- Leasing	9.084.022		-	-	3.917.167
RGA- Leasing	8.563.337		-	-	4.304.703
	17.647.359		-	-	8.221.870

Contratos

No se han celebrado contratos con partes relacionadas.

Activos Fijos y Sucursales de la Emisora

A la fecha del presente Prospecto, la Emisora no cuenta con activos fijos ni sucursales.

Para mayor información, véase la sección “*Información sobre la Emisora*” de este Prospecto.

ANTECEDENTES FINANCIEROS

Este capítulo contiene declaraciones referentes al futuro que conllevan riesgos e incertidumbres. Los resultados reales de la Emisora pueden diferir sustancialmente de los que se analizan en las declaraciones referentes al futuro como resultado de diversos factores, entre ellos, sin carácter restrictivo, los indicados en “Factores de riesgo”, y demás temas expuestos en este Prospecto en forma general.

El siguiente análisis está basado en los estados contables de la Compañía y sus correspondientes notas contenidas o incorporadas a este Prospecto por su referencia, y demás información contable expuesta en los capítulos de este Prospecto, y debe leerse juntamente con ellos.

Introducción – Estados Financieros

Bases de preparación y presentación de los estados financieros

Este Prospecto presenta información contable para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023, y por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024. Esta información se encuentra basada en los estados financieros de la Emisora por los mencionados períodos.

Los Estados Financieros de la Emisora, están expresados en Pesos, y son confeccionados conforme a las normas financieras de exposición y valuación contenidas en las RT N°26 y N° 29 y sus modificaciones de la FACPCE que adoptan de las NIIF, incluyendo la NIC 34 “Información financiera intermedia” emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, según sus siglas en inglés) e Interpretaciones del CINIIF, y de acuerdo con las resoluciones emitidas por la CNV.

Estimaciones Financieras

La preparación de estados financieros a una fecha determinada requiere que la gerencia de una sociedad realice estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados, y los activos y pasivos contingentes revelados a dicha fecha, como así también los ingresos y egresos registrados en el ejercicio. La gerencia de la Sociedad realiza estimaciones para poder calcular a un momento dado, por ejemplo, el valor recuperable de los activos, el cargo por impuesto a las ganancias, las provisiones para contingencias, y entre otros. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los correspondientes estados financieros.

Moneda funcional y de presentación

La Emisora ha cambiado su moneda funcional de Pesos a dólares estadounidenses a partir del 1 de enero de 2023 como consecuencia del cambio en los sucesos y condiciones relevantes para sus operaciones comerciales. Ver nota “Nota 2: Bases de presentación” a los estados financieros al 31 de diciembre de 2023.

Los estados financieros condensados intermedios correspondiente al período de seis meses finalizados al 30 de junio de 2024 y los estados financieros al 31 de diciembre de 2023 de la Emisora fueron preparados en dólares estadounidenses que es la moneda funcional de la Compañía, es decir, la moneda del entorno económico principal en el que operan las entidades y se presenta en pesos, moneda de curso legal en Argentina, conforme los requerimientos de CNV.

Los estados financieros finalizados al 31 de diciembre de 2022 y 2021 de la Emisora fueron preparados en Pesos, actualizados a moneda constante al 31 de diciembre de 2022. El cambio de moneda funcional afecta la comparabilidad de los saldos con los estados financieros antes mencionados (30 de junio de 2024 y 31 de diciembre de 2023).

Los estados financieros condensados intermedios correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 presentados en forma comparativa, podrán ser consultados en la AIF bajo el ID # 3235546.

La información correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2022 surge de los estados financieros al 31 de diciembre de 2023 (auditados) de la Emisora con fecha 8 de marzo de 2024, los cuales se encuentran publicados en la AIF bajo el ID # 3163029.

La información correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 surge de los estados financieros al 31 de diciembre de 2022 (auditados) de la Emisora con fecha 9 de marzo de 2023, los cuales se encuentran publicados en la AIF bajo el ID # 3013249.

Los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 han sido revisados por los auditores independientes Price Waterhouse & Co. S.R.L. (CUIT: 30-52573387-0).

Los estados contables de la Sociedad correspondientes a los tres últimos ejercicios económicos se encuentran disponibles en AIF y en la sede social de la emisora. Asimismo, los mismos podrán ser consultados en la página web de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv>), en la AIF, en el ítem “*Información Financiera*”.

Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

La siguiente tabla presenta los resultados de operaciones de la Emisora correspondientes al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 y los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Al 31 de diciembre de		
	2023	2024	2021	2022	2023
	(en miles de pesos)		(en miles de pesos)		
Gastos de administración	(4.420)	(22.873)	(113)	(281)	(17.825)
Resultado operativo	(4.420)	(22.873)	(113)	(281)	(17.825)
Ingresos financieros	251.560	119	-	-	-
Gastos financieros	(1.750)	(6.216)	(1.216)	(1.197)	(4.547)
Otros resultados financieros	(178.872)	(11.566)	(84)	(583)	(11.827)
Resultados financieros	70.938	(17.663)	(1.300)	(1.781)	(16.374)
Resultado antes de impuestos	66.518	(40.536)	(1.413)	(2.062)	(34.199)
Impuesto a las ganancias	(87.758)	(7.352.552)	(874)	(12)	(535.912)
(Pérdida) del período / ejercicio	(21.240)	(7.393.088)	(2.287)	(2.073)	(570.111)
Otros Resultados Integrales					
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultados:</i>					
Diferencias de conversión	416.265	2.646.993	-	-	7.007.014
Otros resultados integrales del período / ejercicio	416.265	2.646.993	-	-	7.007.014
Total de resultados integrales del período / ejercicio	395.025	(4.746.095)	(2.287)	(2.073)	6.436.903

Estado de Situación Financiera

La siguiente tabla presenta el estado de situación patrimonial de la Emisora al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023.

	Al 30 de junio de	Al 31 de diciembre de		
	2024	2021	2022	2023
	(en miles de pesos)	(en miles de pesos)		
Activo				
Activo no corriente				
Propiedades, plantas y equipos	155.263.941	-	180.193	109.361.478
Activo por impuesto diferido	-	19	7	-
Otros créditos	23.778.296	698	41.187	13.709.338
Total activo no corriente	179.042.237	717	221.387	123.070.816
Activo corriente				
Otros créditos	13.375.213	-	-	5.304.878
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	8.530.672	-	-	33.349.468
Efectivo y equivalentes de efectivo	42.769	418	1.574	97.052
Total de activo corriente	21.948.654	418	1.574	38.751.398
Total de activo	200.990.891	1.135	222.961	161.822.214
Patrimonio				
Capital social	17.006.368	2.075	1.676	2.883.803
Ajuste de capital	-	5.127	736	-
Resultados no asignados	(8.114.381)	(6.081)	(2.073)	(639.377)
Reserva por conversión	9.803.116	-	-	7.074.207
Total del patrimonio neto	18.695.103	1.121	339	9.318.633
Pasivo				
Pasivo no corriente				
Pasivo neto por impuesto diferido	7.957.050	-	-	535.880
Otras deudas	704.126	-	6.200	20.197.873
Préstamos	154.095.229	-	-	125.698.969
Deudas comerciales	2.262.539	-	-	1.922.609
Total del pasivo no corriente	165.018.944	-	6.200	148.355.331
Pasivo corriente				
Deudas fiscales	33.541	-	57	13.691
Remuneraciones y deudas sociales	122.673	-	3.457	17.528
Préstamos	10.930.502	-	-	2.713.914
Deudas comerciales	6.190.128	14	212.908	1.403.117
Total del pasivo corriente	17.276.844	14	216.422	4.148.250
Total del pasivo	182.295.788	14	222.622	152.503.581
Total del pasivo y patrimonio	200.990.891	1.135	222.961	161.822.214

Estado de Cambios en el Patrimonio

La siguiente tabla presenta el estado de cambios en el patrimonio de la Emisora al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023.

	Al 30 de junio de	Al 31 de diciembre de		
	2024	2021	2022	2023
	(en miles de pesos)	(en miles de pesos)		
Capital social	17.006.368	2.075	1.676	2.883.803
Ajuste de capital	-	5.127	736	-
Resultados no asignados	(8.114.381)	(6.081)	(2.073)	(639.377)
Reserva por conversión	9.803.116	-	-	7.074.207
Total del patrimonio neto	18.695.103	1.121	339	9.318.633

Estado de Flujo de Efectivo

La siguiente tabla presenta el estado de flujo de efectivo de la Emisora correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de julio de 2024 y 2023 y al 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023.

	Correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Al 31 de diciembre de		
	2023	2024	2021	2022	2023
	(en miles de pesos)		(en miles de pesos)		
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período / ejercicio	1.574	97.052	165	418	1.574
Flujos de efectivo generados por (aplicados a) actividades operativas	13.611	315.389	(1.473)	3.808	25.335
Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión	(11.731)	(375.084)	-	(1.002)	(159.057)
Flujos de efectivo generados por actividades de financiamiento	-	-	1.656	-	229.200
Resultado financiero del efectivo y equivalente del efectivo	-	5.412	-	-	-
RECPAM	-	-	71	(1.650)	-
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período / ejercicio	3.454	42.769	418	1.574	97.052

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Los flujos de fondos generados por actividades operativas en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fueron de \$315,4 millones, principalmente debido al efecto de una pérdida neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$40,4 millones, absorbido parcialmente por una disminución de otros créditos.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los flujos de efectivo aplicados a actividades de inversión en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fueron de \$375,1 millones, debido principalmente a la adquisición de propiedades, plantas y equipos.

Período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Los flujos de fondos generados por actividades operativas en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023 fueron de \$13,6 millones, principalmente debido al efecto de una pérdida neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$8,1 millones, absorbido parcialmente por una disminución de otros créditos.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los flujos de efectivo aplicados a actividades de inversión en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023 fueron de \$11,7 millones, debido principalmente a la adquisición de propiedades, plantas y equipos.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, se generaron fondos netos por \$25,3 millones, principalmente debido al efecto de una pérdida neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$33,4 millones, absorbido principalmente por un aumento en otros créditos de \$188,8 millones, compensado parcialmente por un aumento en otras deudas de \$309,3 millones.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron de \$159,1 millones, principalmente debido a adquisiciones de propiedades, planta y equipos.

Flujos de efectivo generados por actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos generados por actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron de \$229,2 millones, debido a aportes de capital.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022

Flujos de efectivo generados por actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, se generaron fondos netos por \$3,8 millones, principalmente debido al efecto de una pérdida neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$1,7 millones, absorbido principalmente por un aumento en otros créditos de \$39,0 millones, compensado parcialmente por un aumento en deudas comerciales de \$37,2 millones.

Flujos de efectivo (aplicados a) actividades de inversión

Los fondos netos aplicados a actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron de \$1,0 millones, principalmente debido a adquisiciones de propiedades, planta y equipos.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021

Flujos de efectivo aplicados a actividades operativas

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, se aplicaron a fondos netos por \$1,5 millones, principalmente debido al efecto de una pérdida neta ajustada por partidas que no consumieron fondos netos por \$1,3 millones, absorbido principalmente por un aumento en otros créditos de \$151mil.

Flujos de efectivo generados por actividades de financiamiento

Los flujos de efectivo netos generados por actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fueron de \$1,7 millones, debido a aportes de capital.

Indicadores Financieros

Indicadores financieros al 30 de junio de 2024 y al 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023.

	Al 30 de junio de	Al 31 de diciembre de		
	2024	2021	2022	2023
Liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	1,27	30,68	0,01	9,34
Solvencia (Patrimonio / Pasivo)	0,10	82,25	0,00	0,06
Inmovilización de capital (Activo no corriente / Activo total)	0,89	0,63	0,99	0,76
Rentabilidad del activo (Resultado del período - ejercicio anualizado / Patrimonio)	(39,55%)	(203,96%)	(612,85%)	(6,12%)

Capitalización y Endeudamiento

El siguiente cuadro establece el efectivo y equivalentes de efectivo y la capitalización de GLSA correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 y los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023.

	Al 30 de junio de	Al 31 de diciembre de		
	2024	2021	2022	2023
	(en miles de pesos)	(en miles de pesos)		
Efectivo y equivalentes de efectivo	42.769	418	1.574	97.052
Deudas financieras corrientes				
Sin Garantía	8.561.399	-	-	663.585
Con Garantía	2.369.103	-	-	2.050.329
Total deudas financieras corrientes	10.930.502	-	-	2.713.914
Deudas financieras no corrientes				
Sin Garantía	17.647.358	-	-	8.221.870
Con Garantía	136.447.871	-	-	117.477.099
Total deudas financieras no corrientes	154.095.229	-	-	125.698.969
Endeudamiento total	165.025.731	-	-	128.412.883
Patrimonio	18.695.103	1.121	338	9.318.633
Capitalización y Endeudamiento	183.720.834	1.121	338	137.731.516

Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera

Resultados de las operaciones para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 comparado con el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023

Ventas:

GLSA no ha realizado ventas en el periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, de igual manera que su mismo periodo de 2023. GLSA no contará con ingresos hasta la fecha de puesta en marcha de la Central Térmica Arroyo Seco.

Gastos de administración:

Los gastos de administración totales para el periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendieron a \$22,9 millones lo que representó un aumento de \$18,4 millones comparado con \$4,4 millones para el mismo periodo de 2023.

	Correspondiente al período de seis meses finalizado el 30 de junio de		Var.	Var. %
	2023	2024		
	(en miles de pesos)			
Honorarios y retribuciones por servicios	(2.404)	(11.408)	(9.004)	375%
Impuestos, tasas y contribuciones	(55)	(2.594)	(2.539)	4616%
Viajes y movilidad y gastos de representación	-	(3.400)	(3.400)	100%
Seguros	(4)	-	4	(100%)
Gastos de oficina	(1.957)	(5.471)	(3.514)	180%
Gastos de administración	(4.420)	(22.873)	(18.453)	417%

Resultado operativo:

El resultado operativo para el periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 ascendió a una pérdida de \$22,9 millones comparado con \$4,4 millones pérdida del periodo 2023, lo que equivale a un aumento de \$18,4 millones.

Resultados financieros y por tenencia, netos:

Los resultados financieros y por tenencia netos para el periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 totalizaron una pérdida de \$17,7 millones comparado con una ganancia de \$70,1 millones del mismo periodo

de 2023. La variación se debe principalmente a intereses, gastos bancarios y otros resultados financieros.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:				
	2022	2023	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Intereses comerciales	-	(1)	(1)	100%
Gastos y comisiones bancarias	(1.197)	(4.546)	(3.349)	280%
RECPAM	(327)	-	327	(100%)
Otros resultados financieros	(257)	(11.827)	(11.570)	4508%
Resultados financieros y por tenencia, netos	(1.781)	(16.374)	(14.593)	820%

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$11,7 millones de pérdida por variación de gastos financieros, respecto de los \$3,8 millones de pérdida del mismo periodo de 2023. La variación se debe principalmente a impuestos a los débitos y créditos generados en los movimientos bancarios.
- (ii) \$6,2 millones pérdida por variación en gastos bancarios, respecto de los \$1,7 millones de pérdida del mismo periodo de 2023. La variación se debe principalmente a gastos y comisiones bancarios.
- (iii) \$119mil ganancia por intereses en cuenta, respecto de los \$251,6 millones de ganancia por intereses generados en anticipos a proveedores por Leasing con las sociedades CTR y RGA del mismo periodo de 2023.

Resultado neto:

Para el periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024, GLSA registra una pérdida antes de impuestos de \$40,5 millones, comparada con una ganancia de \$66,5 millones para el mismo periodo de 2023.

El resultado negativo del impuesto a las ganancias fue de \$7.352,2 millones para el periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 en comparación con los \$87,8 millones de pérdida del mismo periodo de 2023. Dicha variación se explica, principalmente, al mayor impacto del ajuste por inflación impositivo con respecto al mismo periodo del año anterior.

El resultado neto correspondiente al periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024 fue una pérdida de \$7393,1 millones, comparada con la pérdida de \$21,2 millones para el mismo periodo anterior.

Resultados integrales del periodo:

El resultado integral total del periodo de seis meses es una pérdida de \$2.646,1 millones, representando un aumento de 536% respecto de la pérdida integral del periodo del 2023, de \$416,3 millones.

Resultados de las operaciones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022

Ventas:

GLSA no ha realizado ventas en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, de igual manera que su mismo ejercicio de 2022. GLSA no contará con ingresos hasta la fecha de puesta en marcha de la Central Térmica Arroyo Seco.

Gastos de administración:

Los gastos de administración totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a \$17,8 millones lo que representó un aumento de \$17,5 millones comparado con \$281mil para el mismo ejercicio de 2022.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:

	2022	2023	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Honorarios y retribuciones por servicios	(125)	(13.618)	(13.493)	10809%
Impuestos, tasas y contribuciones	-	(1.357)	(1.357)	100%
Seguros	(37)	(46)	(9)	24%
Gastos de oficina	(119)	(2.804)	(2.685)	2260%
Gastos de administración	(281)	(17.825)	(17.544)	6249%

Resultado operativo:

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendió a una pérdida de \$17,8 millones comparado con \$281mil pérdida del ejercicio 2022, lo que equivale a un aumento de \$17,5 millones.

Resultados financieros y por tenencia, netos:

Los resultados financieros y por tenencia netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 totalizaron una pérdida de \$16,3 millones comparado con una pérdida de \$1,8 millones del mismo ejercicio de 2022. La variación se debe principalmente a intereses, gastos bancarios, resultados financieros y RECPAM.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:

	2022	2023	Var.	Var. %
	(en miles de pesos)			
Intereses comerciales	-	(1)	(1)	100%
Gastos y comisiones bancarias	(1.197)	(4.546)	(3.349)	280%
RECPAM	(327)	-	327	(100%)
Otros resultados financieros	(257)	(11.827)	(11.570)	4508%
Resultados financieros y por tenencia, netos	(1.781)	(16.374)	(14.593)	820%

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$11,8 millones de pérdida por variación de gastos bancarios, respecto de los \$257mil de pérdida del mismo ejercicio de 2022. La variación se debe principalmente a impuestos a los débitos y créditos generados en los movimientos bancarios.
- (ii) \$4,5 millones pérdida por variación en gastos financieros, respecto de los \$1,2 millones de pérdida del mismo ejercicio de 2022. La variación se debe principalmente a gastos y comisiones bancarios.
- (iii) \$327 mil de variación por RECPAM, lo que represento una disminución del 100%. La variación se debe a que la Sociedad ha cambiado su moneda funcional de pesos a dólares a partir de enero 2023.

Resultado neto:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la Sociedad registra una pérdida antes de impuestos de \$34,2 millones, comparada con una pérdida de \$2,1 millones para el mismo ejercicio de 2022.

El resultado negativo del impuesto a las ganancias fue de \$535,1 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con los \$12mil de pérdida del mismo ejercicio de 2022. Dicha variación se explica, principalmente, al mayor impacto del ajuste por inflación impositivo con respecto al mismo período del año anterior.

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue una pérdida de \$570,1 millones, comparada con la pérdida de \$2,1 millones para el mismo ejercicio anterior.

Resultados integrales del ejercicio:

El resultado integral total del ejercicio es una ganancia de \$6.436,1 millones, representando un aumento de 310.462% respecto de la pérdida integral del ejercicio del 2022, de \$2,1 millones.

Resultados de las operaciones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021

Ventas:

GLSA no ha realizado ventas en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, de igual manera que su ejercicio comparativo 2021. GLSA no contará con ingresos hasta la fecha de puesta en marcha de la Central Térmica Arroyo Seco.

Gastos de administración:

Los gastos de administración totales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendieron a \$281mil lo que representó un aumento de \$168mil, comparado con \$113mil para el mismo ejercicio de 2021.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:			
	2021	2022	
	(en miles de pesos)		
Honorarios y retribuciones por servicios	(17)	(125)	(108) 621%
Impuestos, tasas y contribuciones	(1)	(0)	1 (80%)
Seguros	(88)	(37)	51 (58%)
Gastos de oficina	(8)	(119)	(111) 1474%
Gastos de administración	(113)	(281)	(168) 148%

Resultado operativo:

El resultado operativo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendió a \$281mil comparado con \$113mil del ejercicio de 2021, lo que equivale a un aumento de \$168mil.

Resultados financieros y por tenencia, netos:

Los resultados financieros y por tenencia netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 totalizaron una pérdida de \$1,8 millones, comparado con una pérdida de \$1,3 millones del mismo ejercicio de 2021, representando un aumento del 37%. La variación se debe principalmente a comisiones y gastos bancarios y al efecto del ajuste por inflación.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de:			
	2021	2022	
	(en miles de pesos)		
Gastos y comisiones bancarias	(1.216)	(1.197)	19 (2%)
RECPAM	(84)	(327)	(243) 290%
Otros resultados financieros	-	(257)	(257) 100%
Resultados financieros y por tenencia, netos	(1.300)	(1.781)	(481) 37%

Los aspectos más salientes de dicha variación son los siguientes:

- (i) \$1,2 millones de pérdida por gastos y comisiones bancarias, lo que representó una disminución del 2% respecto del \$1,2 millones de pérdida del mismo ejercicio de 2021.
- (ii) \$327mil de variación por RECPAM, lo que representó un incremento del 290% respecto de los \$84mil del ejercicio 2021. La variación se debe al impacto de la inflación acumulada para el año 2022, respecto a diciembre 2021 y al incremento en la operatoria habitual.

Resultado neto:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, la Sociedad registró una pérdida antes de impuestos de \$2,1 millones, comparada con una pérdida de \$1,4 millones para el mismo ejercicio de 2021.

El resultado negativo del impuesto a las ganancias fue de \$12mil para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con los \$874mil de pérdida del mismo ejercicio de 2021.

El resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue una pérdida de \$2,1 millones, comparada con la pérdida de \$2,3 millones para el mismo ejercicio anterior.

Capital Social

Al 30 de junio de 2024, el capital social de la Emisora es de 17.006.368 miles, representado por 17.006.368 miles acciones ordinarias de clase única de V/N \$ 1 y de 1 voto por acción.

Mediante Asamblea General Extraordinaria de fecha 2 de febrero de 2024, se aumentó el capital social de \$ 2.883.803 miles a \$ 17.006.368 miles a través de la capitalización de aportes en especie por la suma de \$ 13.807.077 miles de ciertos componentes de una caldera de recuperación y aportes en efectivo por la suma de \$ 315.488 miles. Como consecuencia de dicho aumento, se reformó el artículo cuarto del Estatuto Social, y con motivo de dicha reforma, se aprobó el Texto Ordenado de dicho Estatuto.

Evolución del Capital Social

La Emisora se constituyó con un capital social de \$500.000 (pesos quinientos mil). Por Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 29 de noviembre de 2019, se resolvió aumentar el capital social a la suma de \$665.000 (pesos seiscientos sesenta y cinco mil) compuesto por 665.000 acciones ordinarias, nominativas, no endosables, de valor nominal \$1 cada una con derecho a un voto por acción. Asimismo, por Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de fecha 29 de diciembre de 2020, se resolvió aumentar el capital social a la suma de \$1.225.000 (pesos un millón doscientos veinticinco mil), capitalizando créditos que los accionistas tenían contra la sociedad, volviéndose a realizar lo propio mediante Asamblea General Extraordinaria de fecha 23 de diciembre de 2021, en virtud de la cual, se aumenta el capital social de \$1.225.000 (pesos un millón doscientos veinticinco mil) a \$2.075.000 (pesos dos millones setenta y cinco mil). Con fecha 26 de abril de 2022 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas, como consecuencia de encontrarse la Sociedad alcanzada por las disposiciones del artículo 206 de la Ley General de Sociedades que establece la reducción obligatoria de capital, resolvió reducir el capital social de la suma de \$2.075.000 (pesos dos millones setenta y cinco mil) a la suma de \$575.698 (pesos quinientos setenta y cinco mil seiscientos noventa y ocho). Con fecha 26 de septiembre de 2022 la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas resolvió aumentar el capital social en la suma de \$1.100.000 (pesos un millón cien mil), es decir, de la suma de \$575.698 (pesos quinientos setenta y cinco mil seiscientos noventa y ocho) a la suma de \$1.675.698 (pesos un millón seiscientos setenta y cinco mil seiscientos noventa y ocho). El aumento de capital resuelto con fecha 26 de septiembre de 2022 se encuentra inscripto ante la IGJ con fecha 19 de octubre de 2022, bajo el número 19.351, del Libro 110, tomo – de Sociedades por Acciones y con inscripción rectificatoria de fecha 1 de noviembre de 2022, bajo el número 20.255, del Libro 110, tomo – de Sociedades por Acciones. Con fecha 4 de enero de 2023 los accionistas de la Sociedad realizaron un aporte en especie en la Sociedad, el cual fue integrado mediante la contribución de ciertos componentes que integran la caldera de recuperación VOGT de 60 Tn/h. En consecuencia, en esa misma fecha la Sociedad celebró una asamblea extraordinaria de accionistas por la cual aumentó su capital en la suma de \$ 970.569.434 (pesos novecientos setenta millones quinientos sesenta y nueve mil cuatrocientos treinta y cuatro), pasando de \$ 1.675.698 (pesos un millón seiscientos setenta y cinco mil seiscientos noventa y ocho), a \$ 972.245.132 (pesos novecientos setenta y dos millones doscientos cuarenta y cinco mil ciento treinta y dos), quedando en consecuencia el capital representado por 972.245.132 (novecientos setenta y dos millones doscientos cuarenta y cinco mil ciento treinta y dos) acciones ordinarias, nominativas, de un peso \$1 valor nominal cada una y con derecho a un voto por acción.

Más recientemente, el capital social de la Emisora fue incrementado como consecuencia de distintos aportes de capital de acuerdo al siguiente detalle:

- Con fecha 4 de enero de 2023 mediante Asamblea General Extraordinaria de accionistas se resolvió por unanimidad aumentar el capital social en la suma \$ 970.569.434 (pesos novecientos setenta millones quinientos sesenta y nueve mil cuatrocientos treinta y cuatro), pasando de \$ 1.675.698 (pesos un millón seiscientos setenta y cinco mil seiscientos noventa y ocho), a \$ 972.245.132 (pesos novecientos setenta y dos millones doscientos cuarenta y cinco mil ciento treinta y dos).
- Más adelante, en la Asamblea General Extraordinaria del 03 de agosto del 2023, se resolvió realizar una serie de aumentos de capital mediante la capitalización de la cuenta ajuste, de aportes en especie y de créditos, quedando este en la suma de \$ 2.883.802.927 (pesos dos mil millones ochocientos ochenta y tres millones ochocientos dos mil novecientos veintisiete). Este aumento de capital resuelto con fecha 03 de agosto de 2023 se encuentra inscripto ante la IGJ con fecha 26 de junio de 2024, bajo el número 11.028 del Libro 117, tomo – de Sociedades por Acciones.
- Por último, en la Asamblea del 02 de febrero de 2024 se resolvió aumentar el capital social mediante aportes en especie y aportes en efectivo realizados por los accionistas quedando el mismo en la suma de \$ 17.006.368.349 (pesos diecisiete mil millones seis millones trescientos sesenta y ocho mil trescientos cuarenta y nueve) compuesto por 17.006.368.349 acciones ordinarias, nominativas no endosables, de valor nominal \$1 cada una con derecho a un voto por acción.

A la fecha de este Prospecto el capital social de la Emisora es de \$17.006.368.349, y no existen aumentos de capital ni compromisos de aumentos de capital pendientes de ejecución.

Cambios Significativos

Conforme fuera informado por hecho relevante publicado en la AIF bajo el ID 2991213, con fecha 4 de enero de 2023, el directorio de la Emisora aprobó el otorgamiento de una fianza a los fines de garantizar el fiel y puntual cumplimiento de todas las deudas y obligaciones asumidas por GEMSA y CTR bajo el contrato de fideicomiso internacional (*indenture*) de fecha 1 de diciembre de 2021 (el “Contrato de Fideicomiso Internacional”) bajo el cual emitieron las obligaciones negociables clase X con vencimiento en 2027, emitidas por un valor nominal de U\$S 325.395.255,00. De conformidad con el Contrato de Fideicomiso Internacional, la fianza estaría vigente hasta que la Emisora incurra en el endeudamiento necesario para desarrollar el Proyecto Arroyo Seco. En este sentido, conforme fuera informado por hecho relevante publicado en AIF bajo el ID 3012943, con fecha 8 de

marzo de 2023 y luego de haber emitido las Obligaciones Negociables Clase I y las Obligaciones Negociables Clase III, la Emisora procedió al levantamiento de la fianza antes mencionada, la cual quedará cancelada hasta la total cancelación de las Obligaciones Negociables Clase I y las Obligaciones Negociables Clase III.

Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa

A la fecha del presente Prospecto, la Emisora ha emitido las siguientes Clases de Obligaciones Negociables bajo el Programa:

Obligaciones Negociables Clase I

- Valor Nominal emitido: US\$6.310.286
- Fecha de Vencimiento: 28 de marzo de 2028
- Tasa: 4% nominal anual
- Calificación de riesgo: Con fecha 27 de febrero de 2023, FIX SCR califica a las ONs Clase I en A(arg)

Obligaciones Negociables Adicionales Clase I

- Valor Nominal Emitido: 24.891.490
- Fecha de Vencimiento: 28 de marzo de 2028
- Tasa: 4% nominal anual
- Calificación de riesgo: Con fecha 30 de mayo de 2023, FIX SCR califica a las ONs Adicionales Clase I en A+(arg)

Obligaciones Negociables Clase III

- Valor Nominal emitido: US\$ 84.000.000
- Fecha de Vencimiento: 28 de marzo de 2033.
- Tasa: 6,50% nominal anual.
- Calificación de riesgo: Con fecha 27 de febrero de 2023, FIX SCR califica a las ONs Clase III en A(arg)

Obligaciones Negociables Adicionales Clase III

- Valor Nominal emitido: US\$ 115.000.000.
- Fecha de Vencimiento: 28 de marzo de 2033.
- Tasa: 6,50% nominal anual.
- Calificación de riesgo: Con fecha 30 de mayo de 2023, FIX SCR califica a las ONs Adicionales Clase III en A+(arg)

Estas Obligaciones Negociables se encuentran garantizadas por (i) un Fideicomiso de Garantía y Pago, (ii) prendas fijas con registro sobre los Activos en Garantía, y (iii) una Prenda de Acciones de la Emisora. Asimismo contarán con el beneficio del Seguro de Caución.

Información sobre tendencias

Ingresos y Costos de la Emisora

La Emisora no contará con ingresos hasta la fecha de puesta en marcha de la Central Térmica Arroyo Seco.

Para más información acerca de estos marcos regulatorios, véase las secciones “*Información sobre la Emisora – Los Clientes de la Emisora*” y “*Información sobre la Emisora-Descripción de la Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación— Normas con Influencia en Generadores Eléctricos*”.

La capacidad de la Emisora para generar energía eléctrica dependerá de la disponibilidad de gas natural y de gasoil. De conformidad con el Contrato de Abastecimiento en virtud del marco regulatorio de la Resolución 287/2017 de la SEE, el combustible será suministrado a la Emisora por CAMMESA. El suministro o el precio del gas natural y del gasoil que se utilizará en la Central Térmica Arroyo Seco que operará la Emisora podrán verse afectados- por, entre otros factores, la disponibilidad y transporte de gas natural/gasoil en Argentina, y empresas transportadoras de gas natural, la necesidad de importar mayores cantidades de gas natural a un precio superior al aplicable al suministro local como resultado de una baja producción local.

Condiciones económicas argentinas

Debido al hecho de que las operaciones y clientes de la Emisora se encuentran en Argentina, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Sociedad se ven afectados en gran parte por las condiciones políticas y macroeconómicas del país. La volatilidad de la economía argentina y las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional han tenido un fuerte impacto en los negocios de la Emisora y se espera que estos efectos continúen en el futuro. El gobierno deberá corregir los desequilibrios macroeconómicos de la Argentina y deberá recuperar el acceso a los mercados financieros internacionales, en un contexto adverso marcado por una fuerte crisis económica tanto a nivel local como internacional, acentuada por la pandemia provocada por el Covid-19. Ver “*Factores de Riesgos—Riesgos relacionados con Argentina*”.

Oferta y demanda de electricidad en Argentina

Si bien gran parte de los ingresos de la Emisora surgirán de pagos fijos por capacidad en virtud del Contrato de Abastecimiento a largo plazo que celebró con CAMMESA en virtud de la Resolución SEE 287/2017, el cual no varía en función de cambios en la demanda de energía eléctrica, los resultados de las operaciones de la Emisora se han visto –y seguirán viéndose- afectados por los cambios en la oferta y demanda de electricidad en Argentina, en tanto la oferta y la demanda de electricidad tienen un impacto en la energía despachada, en los costos del combustible y, en última instancia, en los precios de la electricidad, así como en el crecimiento del sector energético en el mediano y en el largo plazo.

La demanda de electricidad depende en gran parte de las condiciones políticas y económicas oportunamente vigentes en Argentina además de factores estacionales. En líneas generales, la demanda de electricidad varía en función de la tasa de crecimiento de la economía argentina ya que las empresas y las personas suelen consumir más energía y se encuentran en mejores condiciones de pagar las correspondientes facturas durante periodos de estabilidad o crecimiento económico. Es por ello que la demanda de energía se ve afectada por las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional en materia económica, incluidas aquellas relativas a inflación, tasas de interés, controles de precios, controles del tipo de cambio, impuestos y tarifas energéticas.

Después de la crisis económica de 2001 y 2002, la demanda de electricidad en Argentina registró un crecimiento constante todos los años, impulsado por una recuperación de la economía y el congelamiento de las tarifas. Las políticas y regulaciones del Gobierno Nacional en respuesta a la crisis se tradujeron en distorsiones en el mercado, especialmente en términos de precios, a lo largo de toda la cadena de valor del sector eléctrico (generación, transmisión y distribución). Estas distorsiones generaron una brecha entre la demanda y la oferta de electricidad en Argentina, especialmente desde el año 2012, llevando a cortes voluntarios y forzosos en el suministro de electricidad en épocas de mayor consumo estacional.

De acuerdo con CAMMESA, durante el año 2015 se observó un crecimiento en la demanda de electricidad del 4,5% en comparación con 2014, incrementándose el consumo de 126.421 GWh a 132.109 GWh y, en el año 2016, la demanda creció un 0,7% en comparación con 2015, incrementándose el consumo de 132.109 GWh a 133.100 GWh. Durante el primer trimestre de 2016, producto de factores estacionales, la escasez de energía alcanzó un valor aproximado de 3.250 MW, lo cual se tradujo en grandes importaciones de electricidad, principalmente desde Brasil.

Con el objeto de evitar tales restricciones, la administración de Cristina Fernández de Kirchner durante los años 2006 y 2007 había comenzado a tomar medidas para incrementar la capacidad instalada mediante las Resoluciones SE 1281/2006 y SE 220/2007. Tales marcos buscaron incentivar la inversión en nuevas unidades de generación mediante la instrumentación de contratos con privados y con CAMMESA que brindaron ingresos estables, predecibles y en Dólares que permitieran repagar el capital invertido.

La administración de Mauricio Macri profundizó este camino mediante las licitaciones de contratos realizadas en el marco de las Resoluciones SEE 21/2016 y SEE 287/2017. Adicionalmente se incentivó la instalación de energías renovables y se implementaron políticas tendientes a eliminar parcialmente las distorsiones de precios

antes mencionadas, fundamentalmente mediante aumentos en el precio de la electricidad en el marco de la recomposición de tarifas principalmente para el consumo comercial y residencial.

La disímil performance de la economía durante los últimos 5 años impactó en la demanda de energía, la cual, entre los años 2015 y 2019, cayó 2,4% pasando de 132.109 GWh a 128.915 GWh. Adicionalmente, el surgimiento y la propagación del Covid-19) hacia fines del año 2019, implicó que se avancen con ciertas medidas de carácter extraordinario que afectaron la industria energética en el país, y particularmente el mercado de generación. Durante los primeros 6 meses de 2020, la demanda cayó 0,5% respecto al mismo período del 2019. La caída estuvo explicada fundamentalmente por la industria que, por las restricciones asociadas al aislamiento social, preventivo y obligatorio, contrajo la demanda de energía en 12,3% para el periodo mencionado. Esta caída fue compensada parcialmente por la demanda residencial que, por el mismo motivo, se incrementó un 10,3%. Para el año 2021, la demanda de energía fue de 74,116.91 GWh, lo que representó un crecimiento del 5,51% con respecto al consumo de 2020 y con respecto al de 2019, año previo al inicio de la pandemia. Para mayor información sobre las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional en relación con la pandemia del Covid-19, véase *“Factores de Riesgo - La economía argentina podría verse adversamente afectada por las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional para combatir la pandemia generada por el virus del Covid-19”*.

Es razonable esperar que, en tanto y en cuanto Argentina retome una senda de crecimiento y normalidad macroeconómica, la demanda de energía vuelva a crecer.

Toda la regulación publicada por la actual SE asociada a proyectos de generación en ejecución (Nota SE 37458730) apunta a darle una mayor flexibilidad en el cómputo de plazos de habilitación comercial y puesta en marcha de dichos proyectos. Estas decisiones regulatorias permiten concluir que es de interés de la actual administración que se avance con los proyectos de eficiencia energética y renovable que tengan cierto grado de avance. Dichos proyectos implicaran una mejora en la tecnología/eficiencia y la renovación del parque de generación. Para mayor detalle véase la sección *“Información sobre la Emisora-Descripción de la Industria Eléctrica en Argentina y su Regulación”*.

Fluctuaciones del tipo de cambio

Todas las tasas contempladas en el Contrato de Abastecimiento de la Emisora se denominan en Dólares y se pagan en Pesos. En virtud del marco regulatorio dispuesto por la Resolución SEE 287/2017 las tasas denominadas en Dólares se convierten a Pesos al tipo de cambio publicado por el BCRA de conformidad con la Comunicación “A” 3500 el día hábil inmediatamente anterior a la correspondiente fecha de vencimiento de la factura en vez de a la fecha efectiva de pago. En caso que CAMMESA realice los pagos en un plazo superior a la fecha de vencimiento, fluctuaciones en el tipo de cambio podrían tener un impacto negativo en los resultados de la Emisora en la medida en que exista una devaluación del Peso entre la fecha de vencimiento y la fecha efectiva de pago. Asimismo, los agentes generadores son remunerados con intereses compensatorios por la mora incurrida.

Una parte importante de los costos operativos y de la deuda de la Emisora se denomina en Dólares, lo cual la Emisora cree que genera una cobertura natural frente a fluctuaciones en el tipo de cambio. Los resultados operativos de la Emisora se han visto –y continuarán viéndose- afectados por la fluctuación del tipo de cambio del Peso en relación con el dólar estadounidense. La depreciación del Peso se traduce en mayores ingresos en Pesos correspondiente a las tasas denominadas en Dólares. Sin embargo, tal devaluación tiene un impacto negativo en el resultado neto de los activos financieros de la Emisora denominados en Pesos.

INFORMACIÓN ADICIONAL

Breve Reseña Acerca del Estatuto Social de la Compañía

La Compañía se encuentra inscripta desde el 18 de abril de 2016 en la IGJ, bajo el número 5639, libro 78, tomo -, de Sociedades por Acciones. Tiene su domicilio legal en jurisdicción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Duración

El plazo de duración de la Emisora es de noventa y nueve (99) años contados desde su inscripción en el Registro Público de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Objeto Social

De acuerdo a lo previsto en el Artículo Tercero del Estatuto Social, la Emisora tiene por objeto la realización por sí, por cuenta de terceros o asociada a terceros, en cualquier parte de la República o en el extranjero o a través de sucursales, a la actividad de: a) Desarrollar proyectos energéticos mediante el (i) cateo, exploración, explotación, producción, perforación, extracción, elaboración, comercialización, compra y venta de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos y sus derivados, pudiendo a este efecto ejercer todos los actos relacionados con la industria energética, petrolera y gasífera, desde el sondeo hasta la obtención de sus productos refinados y subproductos directos, su almacenaje, transporte y distribución, explotación, destilación, industrialización, comercialización, almacenaje y transporte de minerales líquidos y gaseosos de cualquier categoría, inclusive los radioactivos, elaboración, procesamiento y transporte de materias primas y productos relacionados con la petroquímica; y (ii) la generación, transporte, distribución, importación y exportación y comercialización de energía eléctrica incluyendo la explotación, operación, asistencia técnica y administrativa de plantas, presas y complejos de generación térmica, hidrotérmica, hidroeléctrica, eléctrica y de cualquier otro sistema de generación, transformación y utilización de energía eléctrica en cualquiera de sus formas b) Ejecutar proyectos, brindar asesoramientos, prestar servicios, dirigir, administrar y realizar obras eléctricas, gasoductos y otras relacionadas con la actividad en general, sean públicas o privadas. Toda actividad que así lo requiera será realizada por profesionales con título habilitante en la materia; y (c) otorgar garantías especiales (tanto reales como personales), comunes y/o flotantes y/o asumir obligaciones por deudas de terceros, en la medida que la sociedad reciba una contraprestación y/o un beneficio. Quedan excluidas las operaciones comprendidas en la Ley 21.526. A tales fines la sociedad tiene plena capacidad jurídica para adquirir derechos y contraer obligaciones y ejercer todos los actos que no sean prohibidos por las leyes o por este estatuto.

Transferencia de acciones. Derechos

Por acta de Asamblea General Extraordinaria de la Emisora de fecha 26 de enero de 2023, se eliminó el artículo sexto del Estatuto Social de la Emisora, el cual disponía de ciertas limitaciones para la transferencia de acciones. En este sentido, a la fecha del presente Prospecto el Estatuto Social no contiene ninguna disposición sobre esta cuestión.

A la fecha de este Prospecto, dicha reforma de estatuto se encuentra pendiente de inscripción ante la CNV.

Bonos de participación para el personal

Por acta de Asamblea General Extraordinaria de la Emisora de fecha 26 de enero de 2023, se eliminó el artículo sexto del Estatuto Social de la Emisora, el cual contenía disposiciones sobre los bonos de participación al personal. En este sentido, el Estatuto Social no contiene ninguna disposición sobre esta cuestión.

A la fecha de este Prospecto, dicha reforma de estatuto se encuentra pendiente de inscripción ante la CNV.

Facultades del Directorio

El Directorio tiene amplias facultades para administrar y disponer de los bienes, incluso aquellas para las cuales la ley requiera poderes especiales conforme al artículo 375 del Código Civil y Comercial de la Nación, y del artículo noveno del Decreto Ley N° 5965/63. Podrá operar con toda clase de entidades financieras o crediticias, oficiales o privadas. Podrá especialmente comprar, vender, permutar, ceder, transferir, hipotecar o gravar bienes raíces, muebles, semovientes, créditos, títulos, acciones, por los precios, modalidades y condiciones que estime convenientes, otorgar avales, celebrar contratos de sociedad, suscribir, comprar o vender acciones de otras sociedades, adquirir el activo y el pasivo de establecimientos comerciales, e industriales, operar en entidades privadas, dar y revocar poderes especiales y generales, judiciales, de administración u otros, con o sin facultad

de sustituir, iniciar, proseguir, contestar o desistir denuncias y querellas penales y realizar todo otro hecho o acto jurídico que haga adquirir derechos o contraer obligaciones a la sociedad.

Asambleas

Convocatoria

Según el artículo décimo del Estatuto Social, las asambleas generales, sean ordinarias o extraordinarias, pueden ser citadas en primera y segunda convocatoria, en la forma establecida por el artículo 237 de la Ley de Sociedades, sin perjuicio de lo dispuesto para la asamblea unánime, en cuyo caso se celebrará en segunda convocatoria el mismo día una hora después de fracasada la primera. En caso de convocatoria sucesiva, se estará a lo dispuesto en el artículo 237 antes citado.

Quórum y mayorías

De acuerdo con el artículo décimo primero del Estatuto Social, rigen el quórum y las mayorías determinados por los artículos 243 y 244 de la Ley de Sociedades y sus modificatorias, según la clase de Asamblea, convocatoria y materias de que se trate, excepto en cuanto al quórum de la Asamblea Extraordinaria en segunda convocatoria la que se considerará constituida con la concurrencia del 50% como mínimo de acciones con derecho a voto.

Con fecha 3 de abril de 2020, la CNV emitió la Resolución General N° 830/2020 reglamentando la celebración de asambleas a distancia, aún cuando dicho extremo no se encuentre contemplado en el estatuto social de la entidad Emisora (en el caso de la Emisora, esta posibilidad está prevista tanto para la asamblea como para el directorio en los artículos décimo y séptimo respectivamente), durante la vigencia del ASPO dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/2020, que fuera extendido hasta el día 9 de abril de 2021, inclusive, por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 168/2021, siempre que se cumplan, entre otros, los siguientes recaudos:

1. La entidad emisora deberá garantizar la libre accesibilidad a las reuniones de todos los accionistas, con voz y voto;
2. La asamblea deberá contar con el quórum exigible para las asambleas extraordinarias y resolver u celebración a distancia con la mayoría exigible para la reforma del estatuto social;
3. El canal de comunicación debe permitir la transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras en el transcurso de toda la reunión, como su grabación en soporte digital la que se deberá conservar por el término de 5 años y estar a disposición de cualquier socio que la solicite;
4. Se debe informar de manera clara y sencilla cuál es el canal de comunicación elegido, cuál es el modo de acceso a los efectos de permitir dicha participación y cuáles son los procedimientos establecidos para la emisión del voto a distancia por medios digitales. Asimismo, se debe difundir el correo electrónico referido en el punto siguiente. En adición a las publicaciones que por ley y estatuto corresponden, la entidad emisora deberá difundir la convocatoria por todos los medios razonablemente necesarios, a fin de garantizar los derechos de sus accionistas;
5. Los accionistas comunicarán su asistencia a la asamblea por el correo electrónico que la emisora habilite al efecto. En el caso de tratarse de apoderados deberá remitirse a la entidad con 5 días hábiles de antelación a la celebración el instrumento habilitante correspondiente, suficientemente autenticado;
6. El órgano de fiscalización deberá ejercer sus atribuciones durante todas las etapas del acto asambleario, a fin de velar por el debido cumplimiento a las normas legales, reglamentarias y estatutarias, con especial observancia a los recaudos mínimos aquí previstos.

Con fecha 26 de agosto de 2022, la CNV dictó la Resolución General 939/2022, estableciendo respecto a las asambleas a distancia que deberán realizarse desde la sede social o el lugar que corresponda a la jurisdicción del domicilio social, debiendo garantizarse la posibilidad de participación en forma presencial por parte de los accionistas que así lo dispongan. Dicha resolución comenzó a regir a partir del 1° de enero de 2023.

Cierre de Ejercicio

De acuerdo con lo previsto en el artículo décimo segundo del Estatuto de la Emisora, el ejercicio social cierra el 31 de diciembre de cada año. A esa fecha se confeccionarán los estados contables de acuerdo a las disposiciones legales, reglamentarias y técnicas vigentes. Las ganancias realizadas y líquidas se destinarán: a) un 5% hasta alcanzar el 20% del capital social al fondo de reserva legal; b) a remuneración al Directorio y comisión fiscalizadora, en caso que hubiese sido designada; y; c) el saldo, tendrá el destino que la asamblea decida. Los

dividendos deben ser pagados en proporción a las respectivas integraciones, dentro del año de su sanción.

Dividendos

De acuerdo con el estatuto social de la Emisora, sus ganancias realizadas y liquidas se destinan: a) un 5% hasta alcanzar el 20% del capital social al fondo de reserva legal; b) A remuneración al Directorio y la comisión fiscalizadora, en caso que hubiese sido designada; y; c) El saldo, tendrá el destino que la asamblea decida. Los dividendos deben ser pagados en proporción a las respectivas integraciones, dentro del año de su sanción.

Disolución

Producida la disolución de la sociedad, su liquidación estará a cargo del directorio actuante a ese momento o de una comisión liquidadora que podrá designar la asamblea, bajo la vigilancia del síndico, si hubiese sido designado de acuerdo con las previsiones del estatuto. Cancelado el pasivo y reembolsado el capital, el remanente se distribuirá entre los accionistas a prorrata de sus respectivas integraciones.

EL RESUMEN PRECEDENTE NO CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS DISPOSICIONES CONTENIDAS EN EL ESTATUTO SOCIAL DE LA COMPAÑÍA.

Contratos Importantes

La Emisora no tiene, a la fecha, contratos importantes ajenos a los que celebra en el curso ordinario de sus negocios, distintos de los detallados en otras secciones de este Prospecto.

Controles de Cambio

Advertencia

A continuación se presenta un resumen de las principales restricciones para el acceso al mercado cambiario en Argentina para la transferencia de divisas al exterior, sobre la base del texto ordenado de la Comunicación “A” 8035 (conforme fuera modificada, el “T.O. sobre Exterior y Cambios”). Dicho resumen (i) no es un análisis completo ni una enumeración de la totalidad de las regulaciones, cuestiones o consecuencias cambiarias que puedan resultar de interés para un tenedor de Obligaciones Negociables; (ii) se realiza a título meramente informativo; (iii) se basa en las reglamentaciones vigentes en la Argentina a la fecha del presente Prospecto; y (iv) se encuentra sujeto a cualquier modificación posterior de dichas leyes y reglamentaciones que puedan entrar en vigencia con posterioridad a dicha fecha. No puede garantizarse que los tribunales y autoridades responsables de la aplicación de las reglamentaciones le darán la misma interpretación que se efectúa en el siguiente resumen o que no habrá cambios en dichas reglamentaciones o en la interpretación de las mismas por parte de tales tribunales y autoridades. En consecuencia, se recomienda a todo posible interesado consultar con sus propios asesores legales acerca de la normativa cambiaria, en sus circunstancias particulares, relacionadas con el pago, adquisición, titularidad, disposición y con el cobro de cualquier suma adeudada en virtud de Obligaciones Negociables, conforme a las reglamentaciones que puedan resultarle aplicables.

Nueva normativa cambiaria

Entre las disposiciones más importantes en materia de ingresos por el MLC, que se encuentran en el T.O. sobre Exterior y Cambios, pueden destacarse: (i) la obligación de ingresar y liquidar divisas en el mercado de cambios en ciertos plazos determinados producto de la exportación de bienes y de servicios por parte de residentes y de la percepción de montos en moneda extranjera por la enajenación a no residentes de activos no financieros no producidos, (ii) la obligación de ingresar y liquidar en el MLC los desembolsos producto de endeudamientos financieros posteriores al 1 de septiembre de 2019 de residentes con el exterior y de los montos producto de emisiones de títulos denominados y suscriptos en moneda extranjera con registro público en el país a partir del 29 de noviembre de 2019, como requisito –junto a la declaración en el relevamiento de activos y pasivos externos del BCRA– para el posterior acceso al MLC a los efectos de atender el pago de capital e intereses, y (iii) la posibilidad de que las entidades realicen operaciones de canjes y arbitrajes con clientes en la medida que no correspondan a operaciones alcanzadas por la obligación de liquidación en el MLC, entre otros.

Entre las disposiciones más importantes de los requisitos específicos en materia de egresos por el MLC pueden destacarse:

- (i) la imposición de ciertas restricciones para el acceso al MLC para el pago de importaciones –y de deudas por importaciones, incluyendo los intereses– de bienes y servicios por parte de residentes al exterior;

(ii) la necesidad de cumplir los presupuestos bajo los cuales la normativa cambiaria permite acceder al MLC para el giro al exterior de divisas producto de utilidades y dividendos,

(iii) la obligación de cumplir con ciertos requisitos para quien pretenda acceder al MLC para el repago del capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior como (a) demostrar el ingreso y liquidación de divisas en el MLC por un monto equivalente al valor nominal del endeudamiento financiero con el exterior, salvo ciertos supuestos en los que se considera cumplimentando, (b) contener la declaración correspondiente al endeudamiento del que se trate en la última presentación vencido del relevamiento de activos y pasivos externos, (c) que el acceso al MLC se produzca con una anterioridad no mayor a los 3 (tres) días hábiles a la fecha de vencimiento del servicio de capital o interés a pagar, salvo conformidad previa del BCRA o bajo el cumplimiento determinados supuestos y condiciones, (d) la necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC para la cancelación al vencimiento de capital de los endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor, salvo determinadas excepciones, (e) la falta de necesidad de conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC para la cancelación al vencimiento de capital e intereses de los endeudamientos financieros con el exterior, cuando se cumplan ciertas condiciones, incluyendo que el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el “Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024” establecido en el artículo 2° del Decreto N° 892/20 (tal como se detalla más adelante), (f) la posibilidad de que los endeudamientos financieros con el exterior puedan ser cancelados –incluyendo sus servicios de capital e intereses- a partir de su vencimiento mediante la aplicación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, en la medida que se cumplan determinados requisitos, permitiéndose que los mencionados cobros sean acumulados, por los montos exigidos en los contratos de endeudamiento, en cuentas del exterior y/o el país con el objeto de garantizar la cancelación de los servicios de los endeudamientos financieros con el exterior;

(iv) la prohibición del acceso al MLC para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes concertadas a partir del 1 septiembre de 2019, excepto por la cancelación a partir de su vencimiento de capital e intereses de (a) las financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra, (b) las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1 septiembre de 2019 con el objeto de refinanciar deudas comprendidas en el punto 3.6.2. del T.O. sobre Exterior y Cambios y que conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones, (c) las emisiones realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019 de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el MLC, (d) las emisiones realizadas a partir del 9 octubre de 2020 de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que su vida promedio no sea inferior a 2 (dos) años y su entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17. del T.O. sobre Exterior y Cambios, (e) las emisiones realizadas a partir del 7 de enero de 2021 de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que fueran entregadas a acreedores para refinanciar deudas preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital antes del 1 de enero de 2023, el monto equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31 de diciembre de 2022 por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados;

(v) la posibilidad de acceso al MLC para la cancelación, a partir de su vencimiento, de (A) obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019, y (B) financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales pendientes al 30 de agosto de 2019;

(vi) la necesidad de la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC con anterioridad al vencimiento por deudas entre residentes, excepto que la operación encuadre en alguna de alguna de las situaciones y se cumplan la totalidad de las condiciones estipuladas en el punto 3.6.4. y concordantes del T.O. sobre Exterior y Cambios, como por ejemplo (a) financiaciones de entidades locales por consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito o de compra, (b) otras financiaciones en moneda extranjera de entidades financieras locales canceladas con el ingreso de endeudamientos financieros con el exterior, (c) precancelación de intereses en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda, (d) precancelación en el marco de un proceso de refinanciación en los términos previstos en el punto 3.17. del T.O. sobre Exterior y Cambios;

(vii) el cómputo del monto de las compras de moneda extranjera realizadas por personas humanas con el objeto de cancelar deudas entre residentes, incluyendo la cancelación de financiaciones otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra, a partir del mes calendario siguiente y por los meses subsiguientes que resultasen necesarios hasta completar el

monto adquirido desde el 1 de septiembre de 2020, serán deducidos del límite establecido en el punto 3.8. del T.O. sobre Exterior y Cambios para la compra de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos, la remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados;

(viii) la habilitación para la cancelación de servicios de capital e intereses a partir de su vencimiento mediante la aplicación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, en la medida que se cumplan los requisitos previstos en el punto 7.9. del T.O. sobre Exterior y Cambios, de las emisiones de títulos de deuda con registro público en el país, denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país,

(ix) la posibilidad de que las entidades otorguen acceso al MLC para realizar pagos de capital y/o intereses a los fideicomisos constituidos en el país por un residente para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de su obligación, en la medida que verifique que el deudor hubiese tenido acceso para realizar el pago a su nombre por cumplimentar las disposiciones normativas aplicables,

(x) la necesidad de la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC por parte de personas jurídicas para la constitución de activos externos y para la constitución de todo tipo de garantías vinculadas a la concertación de operaciones de derivados. Asimismo, se estableció la misma restricción para las personas humanas residentes cuando supere el equivalente a U\$S200 mensuales bajo ciertas condiciones y limitaciones; incluyéndose ciertas excepciones como la compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes para ser aplicados simultáneamente a la compra de inmuebles en el país con créditos hipotecarios o la compra de moneda extranjera por parte de residentes con aplicación específica; y la necesidad, por parte de no residentes, de obtener la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios, salvo ciertas excepciones;

(xi) en relación a la compra de moneda extranjera para operaciones con derivados financieros (a) las entidades podrán dar acceso al MLC para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, en caso de corresponder, en el relevamiento de activos y pasivos externos, en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés cuyo riesgo se está cubriendo con la celebración de los mismos, (b) las restantes operaciones de derivados financieros que quieran ser cursadas con acceso al MLC por parte de residentes que no sean entidades autorizadas a operar en cambios se registrarán por lo dispuesto en los puntos 3.8. y 3.10. del T.O. sobre Exterior y Cambios, según corresponda, y (c) todas las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, “forwards”, opciones y cualquier otro tipo de derivados concertados en el país que realicen las entidades a partir del 11 septiembre de 2019 deberán efectuarse en moneda local;

(xii) en relación a canjes y arbitrajes con clientes no asociados a un ingreso de divisas del exterior, las entidades podrán realizar con sus clientes operaciones de canje y arbitrajes no asociadas a un ingreso de divisas desde el exterior en los siguientes casos (a) transferencia de divisas al exterior de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior, (b) transferencia de divisas al exterior por parte de centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos del Tesoro Nacional, cuya operación forma parte del proceso de pago a solicitud de las centrales de depósito colectivo del exterior, (c) transferencia de divisas al exterior de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas de remesadoras en el exterior por hasta el equivalente de U\$S 500 (quinientos Dólares) en el mes calendario y en el conjunto de las entidades, siempre que las entidades cuenten con una declaración jurada del cliente que la transferencia tiene por objeto colaborar con la manutención de residentes argentinos que han debido permanecer en el exterior en virtud de las medidas adoptadas en el marco de la pandemia Covid-19, (d) las operaciones de arbitraje que no impliquen transferencias al exterior podrán realizarse sin restricciones en la medida que los fondos se debiten de una cuenta en moneda extranjera del cliente en una entidad financiera local, y (e) las restantes operaciones de canje y arbitraje podrán realizarse con clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida que, de instrumentarse como operaciones individuales pasando por Pesos, puedan realizarse sin dicha conformidad de acuerdo con las normas cambiarias vigentes, resultando esto de aplicación a las centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos en moneda extranjera abonados en el país; y

(xiii) en relación a la cancelación de líneas de crédito comerciales del exterior por parte de entidades financieras, las mismas tendrán acceso al MLC para la cancelación a partir del vencimiento de líneas de crédito comerciales otorgadas por entidades financieras del exterior y aplicadas a la financiación de operaciones de exportación o importación de residentes, no obstante, la cancelación de las líneas destinadas a la financiación de operaciones de importación de bienes quedará adicionalmente alcanzada por las condiciones específicas previstas en el punto 10.7. del T.O. sobre Exterior y Cambios; asimismo, también podrán acceder para precancelar dichas líneas de crédito en la medida que la financiación otorgada por la entidad local haya sido

precancelada por el deudor, a la vez que el acceso al MLC por parte de los clientes para la precancelación de estas financiaciones requerirá la conformidad previa del BCRA.

A su vez, el punto 3.16. del T.O. sobre Exterior y Cambios estableció requisitos complementarios en relación con los egresos por el MLC, cuyas disposiciones más importantes incluyen:

(i) el régimen informativo de “Anticipo de Operación Cambiaria” mediante el cual las entidades deberán remitir al BCRA, al cierre de cada jornada y con una antelación de 2 días hábiles, la información sobre operaciones a realizar por solicitud de clientes u operaciones propias de la entidad en carácter de cliente, que impliquen un acceso al MLC por un monto diario que sea igual o superior al equivalente a U\$S 10.000 (diez mil Dólares) para cada uno de los tres días hábiles contados a partir del primer día informado (sin tenerse en cuenta los accesos para la cancelación de financiaciones de entidades locales por consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito o de compra);

(ii) la necesaria conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC, salvo que la entidad cuente con una declaración jurada del cliente respecto a sus tenencias de activos externos líquidos —con algunas pocas excepciones—, que deje constancia de que (a) la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras y que no posea activos externos líquidos disponibles al inicio del día en que solicita el acceso al mercado por un monto superior equivalente a U\$S 100.000 (cien mil Dólares), considerándose 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 con custodia en el país o en el exterior, fondos en cuentas de inversión en administradores de inversiones radicados en el exterior, criptoactivos, fondos en cuentas de proveedores de servicios de pago, etc.), y excluyéndose a 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; estableciéndose que, en el caso de que el cliente tuviera activos externos líquidos disponibles por un monto superior al anteriormente mencionado, la entidad también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que no se excede tal monto al considerar que, parcial o totalmente, tales activos fueron utilizados durante esa jornada para realizar pagos que hubieran tenido acceso al MLC, fueron transferidos a favor del cliente a una cuenta de corresponsalía de una entidad local autorizada a operar en cambios, son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior que se originan en cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o anticipos, prefinanciaciones o postfinanciaciones de exportaciones de bienes otorgados por no residentes, o en la enajenación de activos no financieros no producidos para los cuales no ha transcurrido el plazo de 5 días hábiles desde su percepción, y/o son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior originados en endeudamientos financieros con el exterior y su monto no supera el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 días corridos, debiendo el cliente en esta última declaración jurada hacer constar expresamente el valor de sus activos externos líquidos disponibles al inicio del día y los montos que asigna a cada una de las situaciones descriptas anteriormente y que sean aplicables, y (b) se compromete a liquidar en el MLC, dentro de los 5 días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que reciba en el exterior originados en el cobro de préstamos otorgados a terceros, el cobro de un depósito 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;

(iii) la necesaria conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC, salvo que la entidad cuente con una declaración jurada del cliente —con algunas pocas excepciones— que deje constancia de que (a) en el día en que solicita el acceso y en los 90 días corridos anteriores (en el caso de títulos bajo ley Argentina) o en los 180 días corridos anteriores (en el caso de títulos bajo ley extranjera) no ha concertado ventas en el país de títulos valores emitidos por residentes por activos externos con liquidación en moneda extranjera o canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior o la adquisición en el país con liquidación en Pesos de títulos valores emitidos por no residentes (liquidadas a partir del 29 de octubre de 2021), y (b) se compromete a no concertar ventas en el país con liquidación en moneda extranjera de títulos valores emitidos por residentes o canje de títulos valores emitidos por residentes por activos externos o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior o la adquisición en el país con liquidación en Pesos de títulos valores emitidos por no residentes a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 o 180 días corridos subsiguientes. Así como también, en los casos que el cliente sea una persona jurídica, requiere la presentación de una declaración jurada adicional donde conste: (1) el detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen control directo sobre el cliente, debiendo considerarse los tipos de relaciones descriptos en el punto 1.2.2.1. de las normas de “Grandes Exposiciones al Riesgo de Crédito” emitidas por el BCRA; y (2) que en el día en que se solicita el acceso al MLC y en los 90 o 180 días corridos anteriores no se entregaron en Argentina fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos, a ninguna persona humana o jurídica que ejerza control directo, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales de adquisición de bienes y/o servicios. El requisito indicado en el punto (2) se podrá considerar cumplido si el cliente presenta

una declaración jurada respecto a operaciones con títulos valores de cada una de esas personas humanas o jurídicas, conforme la normativa cambiaria vigente;

(iv) la necesidad de la conformidad previa del BCRA en el caso de que el cliente sea una persona humana o jurídica incluida por la AFIP en la base de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos, no resultando de aplicación este requisito para el acceso al MLC relativo a las cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra; y

(v) la obligación de las personas humanas y jurídicas consideradas sujetos obligados de cumplimentar el “Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes” a través del aplicativo establecido a tal efecto, y la necesidad de la entidad de contar con la conformidad previa del BCRA para dar acceso al MLC a los sujetos obligados a cumplimentar el “Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes” cuyo trámite conste como “NO INSCRIPTO”, no resultando este requisito de aplicación para el acceso al MLC relativo a las cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra. La Sociedad no ha sido declarada por el BCRA como sujeto obligado.

Asimismo, en el T.O. sobre Exterior y Cambios, el BCRA estableció ciertas disposiciones relativas a la refinanciación de vencimientos de capital de pasivos en moneda extranjera durante distintos periodos hasta el 31 de diciembre de 2023. Dicha normativa establecía que los deudores que registren vencimientos de capital programados en los periodos aplicables por endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero con un acreedor que no sea una contraparte vinculada del deudor, endeudamientos financieros con el exterior por operaciones propias de las entidades, y emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera de clientes del sector privado o de las propias entidades debían presentar ante el BCRA un plan de refinanciación, el cual debía presentarse en base a determinados criterios, tales como que el monto neto por el cual se pretendía acceder al MLC en los plazos originales no supere el 40 % del monto de capital que vencía, y que el resto del capital haya sido, como mínimo, refinanciado con un nuevo endeudamiento externo con una vida promedio de 2 años, pudiendo considerarse cumplimentado en determinados casos. Dicho plan debía presentarse como mínimo 30 días corridos antes del vencimiento de capital a refinanciarse, y para dicha presentación el cliente debía seleccionar una entidad autorizada a dar curso a este tipo de operaciones en el MLC para que realice la presentación del plan de refinanciación a su nombre ante la mesa de entrada del BCRA consignando que está dirigida a la Gerencia Principal de Exterior y Cambios.

De igual forma, el BCRA admitió el acceso al MLC para la cancelación de endeudamientos financieros con el exterior entre el 1° y el 31 de diciembre de 2023 si el acceso se produjo a partir de la fecha de vencimiento del servicio de capital o interés a pagar o el día hábil siguiente cuando dicha fecha sea un día inhábil. También se admitía acceder hasta 3 (tres) días hábiles antes de la fecha de vencimiento en la medida que el pago se concrete mediante la realización de un canje y/o arbitraje contra una cuenta local en moneda extranjera del cliente habilitado para realizar dicho pago. Por otro lado, se requiere, hasta el 31 de diciembre de 2024 inclusive, la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC en caso de cancelación del capital de endeudamientos financieros con partes vinculadas en el exterior.

El T.O. sobre Exterior y Cambios establece que los clientes que cuenten con "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22)" pueden acceder al MLC por hasta el monto de la certificación para realizar pagos de capital o intereses de deudas por importación de bienes y servicios, bajo ciertos requisitos; pagos de capital e intereses de deudas financieras con el exterior cuyo acreedor sea una contraparte vinculada al deudor sin conformidad previa; y repatriaciones de inversiones directas de no residentes (de conformidad con el punto 3.13 del T.O. sobre Exterior y Cambios).

En materia de acceso al MLC para el pago de importaciones de bienes, se reemplazó al SIRA y al Sistema de Importaciones de la República Argentina y Pagos de Servicios del Exterior (“SIRASE”), mediante la Resolución General Conjunta N° 5466/2023 de Secretaría de Comercio y AFIP y la Resolución de la Secretaría de Comercio N°1/2023: por un nuevo régimen denominado SEDI el cual establece que: (i) la declaración tiene un plazo de validez de 360 días desde el estado de salida; (ii) el análisis de la situación tributaria del contribuyente y el sistema de capacidad económica financiera se realiza de manera previa a la oficialización de la declaración; (iii) los organismos estatales tendrán 30 días para pronunciarse y vencido ese plazo sin pronunciación, la declaración pasará de forma automática a estado de salida. Adicionalmente, se crea el “Padrón de Deuda Comercial por Importaciones con Proveedores del Exterior” en el cual deberán inscribirse los sujetos que cuenten con deuda comercial por importaciones de bienes con fecha de oficialización anterior al 13 de diciembre de 2023 y/o deuda por importación de servicios prestados con anterioridad a la misma fecha.

En materia de acceso al MLC para el pago de servicios prestados por no residentes, las entidades podrán dar acceso al MLC sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos de servicios prestados por no residentes, en la medida que se verifiquen ciertos requisitos normativos aplicables.

Por su parte, los importadores de bienes y servicios que suscriban BOPREAL podrán acceder al MLC para pagar deudas comerciales por la importación de bienes y servicios previas al 13.12.23, en la medida que se cumplan ciertos requisitos.

Además, los importadores de bienes y servicios que suscribieron BOPREAL serie 1, con anterioridad al 31.01.24 y por un monto igual o mayor al 25 % del total pendiente por sus deudas elegibles conforme la normativa vigente, podrían acceder al MLC a partir del 1.02.24 para pagar dichas deudas comerciales por la importación de bienes y servicios previas al 13.12.23 por las cuales no solicitó la suscripción del mencionado título, en la medida que el pago no supere el equivalente al 5% del monto liquidado simultáneamente en concepto de cobros anticipados de exportaciones de bienes que serán cancelados con embarques cuyos cobros hubiera correspondido ingresar a partir del 1.03.25 a razón de un máximo mensual equivalente al 10% del monto total de los anticipos que se encuadraron en este mecanismo.

Adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, la entidad deberá contar con (i) una declaración jurada del importador en la cual deja constancia de que será necesaria la conformidad previa del BCRA para la cancelación de estos cobros anticipados de exportaciones de bienes antes de los plazos estipulados; y (ii) una declaración jurada del cliente en la que conste el monto suscripto del BOPREAL de mayor plazo y los montos de las deudas comerciales de bienes y servicios por operaciones anteriores al 13.12.2023 elegibles y que el pago queda encuadrado dentro de los límites previstos.

A continuación, se presenta un resumen de algunas resoluciones emitidas por la CNV, el que pretende ser una somera enunciación de éstas y no abarca ni la totalidad ni complejidad del cuerpo normativo emitido por este organismo. SE SUGIERE A LOS INVERSORES CONSULTAR CON SUS ASESORES LEGALES Y DAR UNA LECTURA COMPLETA DE LAS RESOLUCIONES QUE PUEDAN RESULTAR APLICABLES PARA CADA INVERSOR.

Resolución General CNV N° 861

Con fecha 8 de octubre de 2020, la CNV emitió la Resolución General N° 861/2020 mediante la cual se aprueba la reglamentación sobre el refinanciamiento de deuda privada mediante una oferta de canje o integración de nuevas emisiones de obligaciones negociables. De este modo, a los fines de cumplir con el requisito de colocación por oferta pública, se establece que (i) la nueva emisión deberá ser suscripta por acreedores de la sociedad cuyas obligaciones negociables sin oferta pública y/o créditos preexistentes representen un porcentaje que no exceda el 30% del monto total efectivamente colocado; y (ii) el porcentaje restante sea suscripto e integrado en efectivo o mediante la integración en especie entregando obligaciones negociables originalmente colocadas por oferta pública, siempre que la emisión sea suscripta e integrada por personas que se encuentren domiciliadas en el país o en países que no se encuentren incluidos en el listado de jurisdicciones no cooperantes a los fines de la transparencia fiscal. Asimismo, para garantizar la transparencia del proceso, establece la obligatoriedad de poner a disposición de la CNV la documentación que acredite la existencia de los valores negociables objeto del canje, demás acreencias, su estado, valor y registraciones contables, los esfuerzos de colocación y la adjudicación de los mismos en el marco del proceso de colocación. De igual modo, la Resolución 861/2020 determina las pautas a los fines de calcular el porcentaje máximo del 30% que podrán representar las nuevas obligaciones negociables integradas con obligaciones negociables privadas y/o créditos preexistentes.

Por otro lado, prevé que, en los casos en que la reestructuración se alcance a través de un acuerdo preventivo extrajudicial o concurso preventivo, el requisito de oferta pública se considere cumplido cuando las obligaciones negociables objeto de la reestructuración hubiesen sido colocadas por oferta pública en cumplimiento de la normativa aplicable.

Por último, prevé la reducción del período de difusión de un (1) día hábil para el caso de emisiones dirigidas exclusivamente a inversores calificados, con excepción de las emisiones destinadas a la refinanciación de deudas sin oferta pública.

Resolución General CNV N° 871

Con fecha 26 de noviembre de 2020, la CNV publicó la Resolución General N° 871, en base a la cual introdujo modificaciones a las disposiciones que surgían de la Resolución General N° 862. En línea con ello, para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera en el mercado local, como así también para utilizar en la liquidación de operaciones en el mercado local los valores negociables transferidos desde depositarias del exterior a depositarias del país, se reduce el período de permanencia mínimo a dos días hábiles. Se redujo a tres días hábiles el período de permanencia para las operaciones que importen la venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera en jurisdicción extranjera o transferencias de valores negociables adquiridos mediante la liquidación en Pesos, a depositarias del exterior. Asimismo, se elimina toda restricción para la venta de activos con liquidación en Pesos por lo que ya no tiene vigencia el plazo de

permanencia de tres días hábiles para personas humanas y jurídicas que realizan una transferencia receptora y luego venden el valor negociable con liquidación en moneda local. Finalmente, se modifican las regulaciones específicas vigentes para la concertación y liquidación de operaciones por parte de los Agentes inscriptos ante la CNV para cartera propia, para adecuarlas al segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo.

Resolución General CNV N° 923

Con fecha 4 de marzo de 2022, la CNV publicó la Resolución General 923/2022, mediante la cual deroga los artículos 6° y 6° BIS del Capítulo V del Título XVIII "Disposiciones Transitorias" del Texto Ordenado de las normas de la CNV. En este sentido, se elimina el cupo semanal de 50.000 valores nominales para la liquidación de títulos de deuda soberanos denominados en Dólares bajo legislación local en moneda extranjera; y la concertación y liquidación de títulos de deuda soberanos denominados en Dólares bajo legislación local en moneda extranjera no supondrá restricciones sobre otras operatorias en mercados regulados.

Resolución General CNV N°940

La CNV incorporó una nueva Sección en el Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV a fin de incluir el "Régimen Simplificado y Garantizado para emisiones de obligaciones negociables con impacto social", que deberán cumplimentar las emisoras que se registren bajo este régimen para proceder a la emisión de Obligaciones Negociables de Bonos Sociales, cuando dichas emisiones se encuentren totalmente garantizadas y cuenten con una evaluación de impacto social.

Resolución General CNV N°941

La CNV aprobó incorporar a la normativa el tratamiento aplicable para las Emisoras que elaboren sus EEEF en moneda funcional extranjera y definan la política contable respecto a los "Otros Resultados Integrales" generados por las diferencias de conversión originadas en las cuentas de ganancias reservadas y resultados no asignados, en virtud de no estar previsto en las NIIF, con el objeto de establecer criterios uniformes. En esa línea adecuaron el cálculo de la reserva legal, así como el cómputo del límite del 20%, considerando las diferencias de conversión. Estas nuevas disposiciones se aplicarán en los estados contables correspondientes al primer cierre de ejercicio anual con posterioridad a la entrada en vigencia de dicha resolución.

Resolución General CNV N° 951

Con fecha 1 de marzo de 2023, la CNV sustituyó el artículo II del Capítulo V del Título VI de las Normas de la CNV, mediante el cual establece como regla general que todas las operaciones se realizarán a través de los Sistemas Informáticos de Negociación autorizados por la CNV, bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, y serán garantizadas por el Mercado y por la Cámara Compensadora en su caso. Asimismo, se sustituye la sección XIX del Capítulo V, la cual define a la figura de hacedor de mercado, y establece reglas generales para su actuación, y pautas mínimas para la reglamentación de los mercados.

Resolución General CNV N° 953

Con fecha 23 de marzo de 2023, la CNV derogó el artículo 5° del Capítulo V del Título XVIII "Disposiciones transitorias" de las Normas de la CNV, posibilitando a los Agentes Inscriptos concertar y liquidar operaciones de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en Dólares emitidos por la República Argentina bajo Ley Local, con patrimonio propio; sin contemplar restricciones en las cantidades operadas.

Resolución General CNV N° 963

Con fecha 31 de mayo de 2023, la CNV sustituyó varios artículos de las normas vigentes relacionadas con la emisión de "Valores Negociables Temáticos" en Argentina. Se establecen nuevos requisitos y lineamientos para la emisión de valores negociables temáticos y con impacto social en Argentina, así como modificaciones en la información que deben contener los prospectos y suplementos de prospecto, y los activos elegibles.

Resolución General CNV N° 966

Con fecha 26 de junio de 2023, la CNV actualizó la definición de "Beneficiario Final", estableciendo que se entiende como la/s persona/s humana/s que posea/n como mínimo el 10 % del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o de cualquier otra estructura jurídica; y/o a la/s persona/s humana/s que por otros medios ejerza/n el control final, directo o indirecto, de las mismas, conforme lo dispuesto por el artículo 2° de la Resolución UIF N° 112/2021 y/o aquellas que en adelante la modifiquen, complementen o sustituyan.

Resolución General CNV N° 974

Con fecha 1 de septiembre de 2023, la CNV incorporó nuevos trámites habilitados que deberán iniciarse y diligenciarse a través de la plataforma de Trámites a Distancia (TAD) del sistema de Gestión Documental Electrónica (GDE) a partir del 11 de septiembre de 2023, los cuales corresponden a autorizaciones cuya responsabilidad primaria se encuentra a cargo de la Gerencia de Emisoras del organismo.

Resolución General CNV N° 981

Con fecha 10 de octubre de 2023, la CNV estableció nuevas reglamentaciones y limitaciones en el marco de actuación de los agentes de negociación, agentes de liquidación y compensación y agentes asesores globales de inversiones, limitando su actuación en la colocación primaria y en la negociación secundaria, a través de los “Sistemas Informáticos de Negociación de los Mercados” autorizados por la CNV, en carácter de clientes de intermediarios y/o entidades radicadas en el exterior regulados por comisiones de valores u otros organismos de control extranjero.

Resolución General CNV N° 1000

Mediante la Resolución General N° 1000, de fecha 8 de mayo de 2024, la CNV n línea con la nueva reglamentación dictada por la *Securities and Exchange Commission* (SEC), en Estados Unidos, que modificó el plazo de liquidación normal o estándar de las operaciones con valores negociables de 48 horas (T+2) a 24 horas (T+1), salvo acuerdo expreso en contrario de las partes al momento de concertar la correspondiente operación, la CNV ajusta su marco normativo con relación a los plazos de liquidación para las operaciones de contado. Las modificaciones se orientan a fijar el plazo de contado normal en T+1 para las operaciones con valores negociables de renta variable y/o fija, y a mantener el plazo de contado normal en T+2 únicamente respecto de las operaciones con valores negociables de renta fija y en la medida que los mercados y las cámaras compensadoras no hubieran optado por discontinuar dicho plazo. En ese orden de ideas, los mercados y las cámaras compensadoras deberán adecuar sus reglamentaciones y presentar las mismas, a la previa aprobación de la CNV.

Resolución General CNV N° 1001

Mediante la Resolución General N° 1001, de fecha 8 de mayo de 2024, la CNV dado el significativo aumento de las solicitudes de autorización para la creación de programas de Certificados de Depósito Argentinos (CEDEARs), decidió incluir -dentro de las facultades delegadas en la Gerencia de Emisoras- aquellas cuestiones referidas a la modificación de los términos y condiciones de dichos programas; modificación de ratios; aumentos o cancelaciones parciales de montos de programas; transferencia de oferta pública; reorganizaciones; y todo otro trámite relativo a los programas, con excepción de la autorización inicial de creación de programas o su cancelación definitiva. Estas delegaciones expuestas también resultarán aplicables a los Certificados de Valores (CEVAs).

Resolución General CNV N° 1002

Mediante la Resolución General N° 1002, de fecha 15 de mayo de 2024, la CNV modifica el artículo 3° que trata la *Sección de “Prohibición de intervenir u ofrecer en la oferta pública en forma no autorizada”* a fin de incorporar, actividades de captación de clientes o intermediación en la oferta pública que requieren de la pertinente autorización por parte de la CNV para su regular ejercicio. Se incluyen los siguientes puntos, por los cuales, en el marco de lo dispuesto en el inciso c) del artículo 117 de la Ley de Mercado de Capitales, los agentes deberán especialmente abstenerse de ofrecer servicios de asesoramiento de valores negociables sin contar con el registro en cualquiera de las categorías de agentes autorizados a tales efectos; y realizar actividades de difusión y promoción de valores negociables y/o captar o vincular clientes a agentes registrados sin estar autorizados a tales efectos.

Resolución General CNV N° 1004

Con fecha 10 de junio de 2024, la CNV ajustó los requisitos y condiciones previstos a las operaciones de ventas de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local (MEP), a ser realizadas por personas humanas o jurídicas residentes con fondos provenientes de créditos hipotecarios UVA, por hasta el monto de los referidos créditos y en la medida que el producido de esas ventas sea aplicado a la compra de inmuebles.

A partir del 10 de junio, las mencionadas operaciones quedan exceptuadas del cumplimiento del plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a las mismas; del régimen informativo previo requerido; y de las restricciones a la venta contra moneda extranjera en los casos de tener financiamientos abiertas vía cauciones, pases y/o cualquier tipo de financiamiento a través de operaciones en el ámbito del mercado de capitales.

Respecto a la limitación para dar curso o liquidar operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera en caso de contar con posiciones tomadoras en cauciones y/o pases, esta resolución incorpora dentro de los financiamientos exceptuados a los pagarés librados en moneda extranjera con cláusula

de pago en efectivo en dicha moneda y que hubieran sido descontados mediante su negociación en mercados registrados ante la CNV.

Resolución General CNV N°1005

Con fecha 12 de junio de 2024, la CNV incorpora a su reglamentación la posibilidad de realizar operaciones a plazo del tipo de contratos de opciones sobre índices basados en activos reglamentados por este organismo. En ese sentido, definió los requisitos mínimos que deberán observarse para solicitar la autorización de los referidos contratos de opciones por parte de la CNV. La habilitación y reglamentación de dichas operaciones por parte de los mercados queda sujeta a determinados parámetros, condiciones y requisitos que deberán ser observados para su previa aprobación por parte de la CNV.

Al mismo tiempo, la CNV readecuó y simplificó la totalidad de las disposiciones en materia de operaciones a plazo del tipo contratos de futuros y contratos de opciones.

Resolución General CNV N° 1006

Con fecha 26 de junio de 2024, la CNV amplía el régimen especial que regula la creación de instrumentos de inversión colectiva, ya que se incorpora a aquellos vehículos que tengan por objeto desarrollar obras de infraestructura privada.

Este régimen permitirá ofrecer nuevas oportunidades de inversión y movilizar recursos del mercado de capitales hacia fines prioritarios para el desarrollo económico.

Resolución General CNV N° 1010

Con fecha 19 de julio de 2024 la CNV, junto a la UIF, establecieron la reglamentación pertinente en materia de su competencia para la implementación del *Régimen de Regularización de Activos* establecido por la Ley N° 27.743 de Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes.

De esta forma, se destaca que la CNV establece (i) la regulación de las cuentas comitentes especiales de regularización de activos a ser abiertas por los agentes de liquidación y compensación para dar curso a operaciones con valores negociables, el plazo de liquidación de las operaciones y el destino que tendrán los fondos resultantes de la liquidación de esas operaciones de venta de valores negociables, (ii) la creación de cuotapartes especiales a ser suscriptas con los fondos provenientes de la regularización, y, (iii) respecto de los proveedores de servicios de activos virtuales, remite a la normativa de AFIP para la regularización de criptomonedas. Por su parte, la UIF establece que los sujetos obligados deberán implementar un sistema de gestión de riesgos con miras a la mencionada regularización.

Resolución General CNV N° 1011

Con fecha 26 de julio de 2024, la CNV amplió los canales de comercialización de cuotapartes de fondos comunes de inversión abiertos, brindando la posibilidad a los Agentes de Colocación y Distribución Integral de adherir al acuerdo marco suscripto entre el mercado autorizado y los órganos del fondo común de inversión del que se trate, aun cuando el Agente de Colocación y Distribución Integral en cuestión no cuente con membresía en dicho Mercado.

Resolución General CNV N° 1012

Con fecha 12 de agosto de 2024, la CNV reglamentó las nuevas disposiciones relativas a la determinación del precio equitativo en las Ofertas Públicas de Adquisición (OPA), a fin de salvaguardar los intereses de los accionistas frente al paso del tiempo y el valor del dinero. El precio equitativo debe expresarse, liquidarse y pagarse en la misma moneda acordada o utilizada en la toma de control, salvo que se acredite que ello no resulta posible.

Resolución General CNV N° 1013

Con fecha 16 de agosto de 2024, la CNV incorpora la posibilidad de que los Organismos Multilaterales de Crédito puedan actuar como garantes de los instrumentos del mercado de capitales. Se agregarán a las ya reconocidas "Entidades de Garantía" (entidades financieras, SGRs y fondos de garantías) con el fin de ampliar y diversificar la oferta de avalistas y contribuir a un mayor desarrollo y confianza en dicho mercado.

A los Organismos Multilaterales de Crédito, o sus entidades miembros o subsidiarias o acuerdos internacionales, de los cuales la República Argentina sea miembro, se requerirá únicamente la previa presentación de una nota de solicitud para ser incorporado a la "*Nómina de Entidades Habilitadas para Garantizar Instrumentos en el Mercado de Capitales*", que acredite su calidad de tal y sus funciones en relación al otorgamiento de avales; y el link de acceso público donde constará la información publicada respecto de los avales otorgados por esa entidad sobre los instrumentos del mercado de capitales del país.

Resolución General CNV N° 1014

Con fecha 22 de agosto de 2024, la CNV modifica el Capítulo XVIII. "Régimen de regularización de activos. Ley N° 27.743 – Medidas fiscales paliativas y relevantes" para incorporar que cualquier persona humana y jurídica residente en el país podrá abrir una o más subcuentas comitentes especial/es denominada/s "Cuentas Comitentes Especiales de Regularización de Activos", incluso si no ha regularizado bienes bajo el régimen de regularización de activos.

Las mencionadas Resoluciones Generales de la CNV podrán ser consultadas en el sitio web: <https://www.cnv.gov.ar/sitioWeb/MarcoRegulatorio?panel=2>.

La presente sección constituye únicamente un resumen de las regulaciones cambiarias vigentes en Argentina. Para obtener más información sobre las políticas cambiarias de Argentina, debe consultar a su asesor legal y leer la totalidad de las reglas aplicables mencionadas aquí, incluidas sus enmiendas, que se pueden encontrar en los siguientes sitios web: <https://www.infoleg.gob.ar> y el sitio web del Banco Central: www.bcra.gov.ar. La información contenida en estos sitios web no forma parte y no se considera incorporada en el presente Prospecto.

Carga Tributaria

Lo que sigue es un resumen de ciertas cuestiones impositivas de Argentina que pueden ser de relevancia en relación con la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables.

El siguiente resumen se basa en las leyes impositivas de Argentina tal como se encuentran en vigencia en la fecha de este Prospecto y está sujeto a cualquier cambio en las leyes argentinas que pueda entrar en vigencia luego de dicha fecha.

En particular, se señala que el pasado 6 de diciembre de 2019 se publicó el último texto ordenado de la Ley de Impuesto a las Ganancias mediante el Decreto N° 824/2019 el que fuera reglamentado mediante el Decreto N° 862/2019 (B.O. 9/12/2019). Asimismo, el pasado 23 de diciembre de 2019 fue publicada en el B.O. la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, que, entre muchos aspectos, introduce importantes cambios al texto ordenado de la Ley del Impuesto a las Ganancias que fuera previamente modificada por la Ley 27.430 de diciembre 2017 (la "Reforma Tributaria"). El 28 de diciembre de 2019, 30 de enero de 2020 y el 1° de abril de 2020 se reglamentó la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva por el Poder Ejecutivo de la Nación mediante el Decreto N° 99/2019, el Decreto N° 116/2020 y el Decreto N° 330/2020, respectivamente (la "Ley de Impuesto a las Ganancias").

Se recomienda a los posibles compradores de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias, conforme a las leyes impositivas del país del que son residentes, de invertir en las Obligaciones Negociables, incluyendo, sin limitación, el cobro de intereses y la venta, rescate o cualquier disposición de las Obligaciones Negociables.

La Argentina tiene celebrados tratados impositivos con diversos países a fin de evitar la duplicación de impuestos sobre la renta y el patrimonio. En caso que algún inversor resida a efectos impositivos en uno de los países con convenio, en principio, sus normas serán aplicables antes que la normativa local, excepto que esta última ofrezca tratamiento más favorable que el previsto convencionalmente.

No obstante que la descripción que sigue se ampara en una interpretación razonable de las normas vigentes, no puede asegurarse que las autoridades de aplicación o los tribunales concuerden con todos y cada uno de los comentarios aquí efectuados.

I. Impuesto a las Ganancias

I.1. Intereses

(a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina.

Con la sanción de la Reforma Tributaria, los pagos de intereses sobre las Obligaciones Negociables a inversores personas humanas residentes en Argentina o sucesiones indivisas allí radicadas quedaron alcanzados para los años fiscales iniciados a partir del 1 de Enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, inclusive, por el Impuesto a las Ganancias argentino en virtud de lo dispuesto en el artículo 95 de la LIG, que alcanza las ganancias obtenidas en concepto de intereses o rendimientos de Obligaciones Negociables a las siguientes alícuotas: (i) 5%, en caso de valores en moneda nacional sin cláusula de ajuste; o (ii) 15% en caso de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o moneda extranjera.

Conforme al artículo 100 de la LIG cuando personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina obtengan rendimientos producto de la colocación de capital en Obligaciones Negociables y ganancias de capital producto de su enajenación, en tanto se trate de ganancias de fuente argentina, podrán efectuar una deducción especial por un monto equivalente al mínimo no imponible definido en el inciso a) del artículo 30 de la LIG por año fiscal y que se proporcionará de acuerdo a la renta atribuida a cada uno de esos conceptos. El cómputo del monto indicado no podrá dar lugar a quebranto y tampoco podrá considerarse en años fiscales posteriores, de existir, el remanente no utilizado. Adicionalmente, sólo podrán computarse contra las ganancias mencionadas los gastos directa o indirectamente relacionados con ellas, no pudiendo deducirse los conceptos previstos en los artículos 29, 30 y 85 de la LIG y todos aquellos que no correspondan a una determinada categoría de ganancias.

Tratándose de personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina, la Reforma Tributaria estableció reglas específicas que: (i) regulan los procedimientos de imputación de las ganancias provenientes de valores que devenguen intereses o rendimientos, tales como las obligaciones negociables, y (ii) limitan la posibilidad de compensar los resultados derivados de las inversiones previstas en el Capítulo II, Título IV de la LIG con resultados generados en otras operaciones. En el caso de personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en Argentina, los quebrantos específicos pueden compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase (entendiéndose por “clase” al conjunto de ganancias comprendidas en cada uno de los artículos del Capítulo II, Título IV de la LIG). Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

El Decreto N°1170/2018 ofrece la opción de afectar los intereses del año fiscal 2018 al costo computable del título que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado. Por su parte, el artículo 47 de la Ley de Solidaridad ofrece la opción de afectar los intereses de las obligaciones negociables correspondientes al año fiscal 2019 al costo computable del título u obligación que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado.

La Resolución General (AFIP) N°4190/2018 establece para las personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en Argentina que no se les aplicará lo establecido con relación al régimen de retención regulado por la Resolución General (AFIP) N°830/2000 con relación a los intereses obtenidos como consecuencia de la tenencia de las Obligaciones Negociables.

Sin perjuicio de lo señalado, el Artículo 33 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva y el artículo 1 de la Ley N°27.638 sustituyeron el inciso h) del artículo 26 de la Ley del IG (t.o. 2019) por lo que, conforme al texto actualmente vigente la exención contenida en dicha norma alcanza a los intereses originados por depósitos efectuados en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público conforme lo determine el B.C.R.A., siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley N°21.526, en tanto que a efectos de la exención de que se trata,, se restableció la vigencia - entre otras normas- del punto 4 del Artículo 36 bis de la Ley N°23.576 que, por su parte, exime del impuesto a las ganancias a los a los r intereses, actualizaciones y ajustes de capital de las obligaciones negociables, en la medida en que se cumplan los Requisitos y Condiciones del Artículo 36 (tal como sucede en el caso de las Obligaciones Negociables).

Cabe destacar que las Condiciones del Artículo 36 son las siguientes:

- (a) las obligaciones negociables deben ser colocadas por medio de una oferta pública autorizada por la CNV;
- (b) los fondos obtenidos mediante la colocación de las obligaciones negociables deberán aplicarse, según se haya establecido en la resolución que disponga la emisión, y dado a conocer al público inversor a través del prospecto, a (i) integración de capital de trabajo en el país o refinanciación de pasivos, (ii) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (iii) adquisición de fondos de comercio situados en Argentina, (iv) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Compañía, (v) adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados y/u (vi) otorgamiento de préstamos (cuando la emisora sea una entidad financiera regida por la Ley de Entidades Financieras) a los que los prestatarios deberán dar alguno de los destinos a que se refieren los puntos anteriores de este párrafo, conforme a las reglamentaciones que a ese efecto dicte el BCRA (en este supuesto será la entidad financiera la que deberá acreditar el destino final de los fondos en la forma que determine la CNV); y

(c) la Emisora acredite ante la CNV, en el tiempo, forma y condiciones determinadas por ésta, que los fondos obtenidos fueron invertidos de acuerdo al plan aprobado.

Si la emisora no cumpliera con las Condiciones del Artículo 36, el artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables dispone que, sin perjuicio de las sanciones que pudieran corresponder por la aplicación de la Ley N° 11.683, decaen los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en la Ley de Obligaciones Negociables y, por ende, la emisora será responsable del pago de los impuestos de los cuales hubieran estado exentos los tenedores de las obligaciones negociables. En tal caso, la emisora debería tributar, en concepto de impuesto a las ganancias, la tasa máxima establecida, con más sus actualizaciones e intereses, con carácter de pago único y definitivo. La AFIP reglamentó, mediante la Resolución General N° 1516/2003, modificada por la Resolución General N° 1578/2003, el mecanismo de ingreso del Impuesto a las Ganancias por parte de la emisora en el supuesto en que se entienda incumplida alguna de las Condiciones del Artículo 36.

Cabe aclarar que adicionalmente al restablecimiento del punto 4 del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, la exclusión de beneficios dispuesta en el artículo 109 de la LIG no resultará de aplicación para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país (ello conforme al actual texto del inciso h) del artículo 26 de la LIG, sancionado por el artículo 33 de la Ley de Solidaridad). Al respecto señalamos que el artículo 109 de la LIG dispone que las exenciones totales o parciales establecidas o que se establezcan en el futuro por leyes especiales respecto de títulos, letras, bonos, obligaciones y demás valores emitidos por el Estado Nacional, provincial, municipal o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, no tendrán efecto en el impuesto a las ganancias para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país.

Por otra parte, el artículo 32 de la Ley de Solidaridad ha derogado el artículo 95 de la Ley del IG (t.o. 2019) -ver arriba para mayores detalles- así como el artículo 96 de la misma norma, en ambos casos en la parte correspondiente a las ganancias que encuadren en el Capítulo II del Título IV, de la LIG y a partir del período fiscal 2020, por lo que a partir de dicho momento queda sin efecto el denominado “impuesto cedular” en cuanto se refiere al rendimiento producto de las colocaciones de capital en Obligaciones Negociables emitidas en la Argentina, entre otros activos, obtenidos por personas humanas residentes en Argentina (incluyendo sucesiones indivisas radicadas en Argentina), ello sin perjuicio de la exención y la opción referidas en los párrafos anteriores.

Como consecuencia del dictado de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, aún quedan pendientes ciertas aclaraciones y definiciones respecto del alcance de las exenciones reestablecidas por la citada ley. Se recomienda a los inversores consultar con sus asesores impositivos al respecto.

Tal como lo dispuso recientemente la Ley N°27.638, a partir del período fiscal 2021 se considerará que la exención prevista en el inciso h) del artículo 26 de la LIG (t.o. 2019) también comprende a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva que establezca el Poder Ejecutivo Nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule y en la medida en que las rentas correspondientes no estuvieran comprendidas en la exención prevista en el primer párrafo del inciso h) del artículo 26 de la LIG (t.o. 2019). En tal sentido, mediante el Decreto N°621/2021, que reglamenta la Ley N°27.638, se dispuso que los instrumentos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva son aquellos que, de manera concurrente, cumplan los siguientes requisitos: (a) sean colocados por oferta pública con autorización de la CNV, o sean elegibles de acuerdo con la norma que los constituya o cree, o cuando así lo disponga el Poder Ejecutivo Nacional; y (ii) estén destinados al fomento de la inversión productiva en la República Argentina, entendiéndose por ello la inversión y/o el financiamiento directo o indirecto en proyectos productivos, inmobiliarios y/o de infraestructura destinados a distintas actividades económicas comprendidas en los sectores productores de bienes y servicios, tales como agropecuarios, ganaderos, forestales, inmobiliarios, telecomunicaciones, infraestructura, energía, logística, economías sustentables, promoción del capital emprendedor, pesca, desarrollo de tecnología y bienes de capital, investigación y aplicación de tecnología a la medicina y salud, ciencia e investigación aplicada, extracción, producción, procesamiento y/o transporte de materias primas, desarrollo de productos y servicios informáticos, como así también al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas comprendidas en los términos del artículo 2° de la Ley N°24.467 y sus modificatorias. También quedan comprendidos aquellos instrumentos en moneda nacional adquiridos en mercados autorizados por la CNV, bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, destinados al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas comprendidas en los términos del artículo 2° de la Ley N°24.467 y sus modificatorias. Existen dudas respecto del alcance de esta exención.

Destacamos que la Resolución General (CNV) N°917 (publicada en el Boletín Oficial en fecha 03 de enero de 2022) dispone que la emisora deberá incluir, en forma destacada, en todo prospecto o suplemento de prospecto, una advertencia que indique si cumple con los requisitos previstos en el citado Decreto N°621/2021 y sobre las consecuencias, para los inversores, que deriven del incumplimiento de las disposiciones aplicables

para gozar de la exención impositiva. Se hace saber a los inversores que, en caso de se emitan Obligaciones Negociables en el marco del presente programa, la emisora cumplirá con los requisitos previstos por la Resolución General (CNV) N°917.

(b) Beneficiarios del Exterior

Los intereses percibidos sobre las Obligaciones Negociables por parte de los beneficiarios del exterior (comprendidos en el Título V de la LIG, que se refiere a personas humanas, sucesiones indivisas o personas de existencia ideal residentes en el extranjero que obtengan una renta de fuente argentina) (“Beneficiarios del Exterior”) se encuentran exentos del pago del impuesto a las ganancias de acuerdo con lo dispuesto en el cuarto párrafo del inciso u) del Artículo 26 de la LIG en la medida en que (i) se cumplan las Condiciones del Artículo 36; y (ii) los Beneficiarios del Exterior no residan en jurisdicciones no cooperantes y los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes (ver definición de “jurisdicciones no cooperantes” infra, en *“Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación”*).

La CNV está facultada a reglamentar y fiscalizar, en el ámbito de su competencia, las condiciones establecidas en el artículo 26 inciso u) de la LIG de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales.

La Emisora debe asumir el compromiso de que cada Clase de Obligaciones Negociables se utilizará en cumplimiento de las Condiciones del Artículo 36 y será colocada mediante oferta pública. A tal efecto, después de la emisión de cada Clase de Obligaciones Negociables, la Emisora debe presentar ante la CNV los documentos requeridos.

Sin embargo, de acuerdo con el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables, si posteriormente se descubre que la Emisora ha violado las Condiciones del Artículo 36 o no ha cumplido con ellas, la responsabilidad del pago de los impuestos de los cuales hubieran estado exentos los Tenedores de las Obligaciones Negociables recaerá en la Emisora. En consecuencia, las exenciones especificadas beneficiarán a los Tenedores de las Obligaciones Negociables independientemente de cualquier violación o incumplimiento posterior de la Emisora; en tal sentido, la Emisora deberá tributar en concepto de Impuesto a las Ganancias la tasa máxima establecida con carácter de pago único y definitivo, y los Tenedores de las Obligaciones Negociables tendrán derecho a percibir el monto total adeudado como si no se hubiera requerido ninguna retención. La AFIP reglamentó mediante la Resolución General (AFIP) N°1516/2003, modificada por la Resolución General (AFIP) N°1578/2003, el mecanismo de ingreso del Impuesto a las Ganancias por parte de la Emisora en el supuesto en que se entienda incumplida alguna de las Condiciones del Artículo 36.

Para los Beneficiarios del Exterior no rigen las disposiciones contenidas en el artículo 28 de la LIG que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del Impuesto a las Ganancias a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros. Por tal razón, la aplicación de la exención expuesta previamente no dejará de obrar en aquellos supuestos en los que por la misma pueda resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Asimismo, como se señalara más arriba, el artículo 33 de la Ley Solidaridad y el artículo 1 de la Ley N°27.638 sustituyeron el inciso h) del artículo 26 de la LIG, por lo que conforme al texto actualmente vigente la exención contenida en dicha norma alcanza a los intereses originados por depósitos efectuados en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público conforme lo determine el BCRA, siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley N°21.526, en tanto que, a efectos de la exención de que se trata se restableció la vigencia -entre otras normas- del punto 4 del Artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, que por su parte exime del impuesto a las ganancias a los Beneficiarios del Exterior por los intereses, actualizaciones y ajustes de capital de las obligaciones negociables que (tal como sucede en el caso de las Obligaciones Negociables) cumplan los Requisitos y Condiciones del Artículo 36. Cabe aclarar que no aplican en este caso las restricciones contenidas en el artículo 28 de la LIG ni en el artículo 106 de la Ley N°11.683, que restringen la aplicación de exenciones cuando de ello pudiere resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Por otro lado, si los Beneficiarios del Exterior residen en y/o los fondos invertidos provienen de “jurisdicciones no cooperantes”, los intereses estarán siempre sujetos a retención de impuesto a las ganancias, no siendo relevante si se cumplen o no las Condiciones del Artículo 36.

Tal como lo dispuso recientemente la Ley N°27.638, a partir del período fiscal 2021 se considerará que la exención prevista en el inciso h) del artículo 26 de la LIG (t.o. 2019) también comprende a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva que establezca el Poder Ejecutivo Nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule y en la medida en que las rentas correspondientes no

estuvieran comprendidas en la exención prevista en el primer párrafo del inciso h) del artículo 26 de la LIG (t.o. 2019). En tal sentido, mediante el Decreto N°621/2021, que reglamenta la Ley N°27.638, se establecieron los requisitos de aplicación de la presente exención (tal como se dispuso en el apartado "Intereses – a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país). Existen dudas respecto del alcance de esta exención.

Destacamos que la Resolución General (CNV) N°917 (publicada en el Boletín Oficial en fecha 03 de enero de 2022) dispone que la emisora deberá incluir, en forma destacada, en todo prospecto o suplemento de prospecto, una advertencia que indique si cumple con los requisitos previstos en el citado Decreto N°621/2021 y sobre las consecuencias, para los inversores, que deriven del incumplimiento de las disposiciones aplicables para gozar de la exención impositiva. Se hace saber a los inversores que, en caso de se emitan Obligaciones Negociables en el marco del presente programa, la emisora cumplirá con los requisitos previstos por la Resolución General (CNV) N°917.

En el caso que no resultaren de aplicación las exenciones precedentemente detalladas y los Beneficiarios del Exterior de que se trate residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, el artículo 240 del Decreto N°862/2019 reglamentario de la LIG (junto con sus modificatorias y complementarias, el "Decreto Reglamentario"), dispone que corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el artículo 102 de la LIG a la ganancia derivada de los rendimientos o intereses provenientes de las Obligaciones Negociables.

Por su parte, el artículo 32 de la Ley de Solidaridad ha derogado el artículo 95 de la LIG, así como el artículo 96 de la misma norma, en ambos casos a partir del periodo fiscal 2020 y en cuanto se refiere a las ganancias que encuadren en el Capítulo II del Título IV de la LIG. En consecuencia, a partir del periodo fiscal referido, y en aquellos casos en que no resultaren de aplicación las exenciones expuestas más arriba, se aplicará la alícuota del 35% respecto de los intereses provenientes de las Obligaciones Negociables pagados a Beneficiarios del Exterior.

La referida alícuota resultará de aplicación sobre el 100% de los intereses percibidos por el Beneficiario del Exterior (i.e., tasa efectiva del 35%), excepto que: (i) el Beneficiario del Exterior fuera una entidad financiera supervisada por su respectivo banco central o autoridad equivalente y (ii) esté radicada en (a) jurisdicciones no consideradas como no cooperantes o de baja o nula tributación o (b) jurisdicciones que hayan suscripto con la República Argentina convenios de intercambio de información y, por aplicación de sus normas internas, no pueda alegarse secreto bancario, bursátil o de otro tipo, ante el pedido de información del respectivo fisco. En dicho caso, la referida alícuota del 35% resultaría de aplicación sobre el 43% del monto bruto de intereses pagados (i.e., tasa efectiva del 15,05%).

De acuerdo con la Resolución General (AFIP) N°4227/2018, en caso de que las exenciones mencionadas no aplicaran, el sujeto pagador argentino deberá actuar como agente de retención del impuesto.

Como consecuencia del dictado de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, aún quedan pendientes ciertas aclaraciones y definiciones respecto del alcance de las exenciones reestablecidas por la citada ley. Se recomienda a los inversores consultar con sus asesores impositivos al respecto

(c) Entidades Argentinas

En lo que refiere a los intereses que obtengan los sujetos comprendidos en el Título VI de LIG en general, las sociedades anónimas –incluidas las sociedades anónimas unipersonales–, las sociedades en comandita por acciones, en la parte que corresponda a los socios comanditarios, y las sociedades por acciones simplificadas del Título III de la ley N°27.349, constituidas en el país; las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple y la parte correspondiente a los socios comanditados de las sociedades en comandita por acciones, en todos los casos cuando se trate de sociedades constituidas en el país, las asociaciones civiles y fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas constituidas en el país en cuanto no corresponda por la LIG otro tratamiento impositivo, las entidades; las entidades y organismos a que se refiere el artículo 1 de la Ley N°22.016, las sociedades de economía mixta, por la parte de las utilidades no exentas del impuesto, los fideicomisos constituidos conforme las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación -excepto aquellos en los que el fiduciante posea la calidad de beneficiario, excepción que no es aplicable en los casos de fideicomisos financieros o cuando el fiduciante-beneficiario sea Beneficiario del Exterior, los fondos comunes de inversión constituidos en el país no comprendidos en el primer párrafo del artículo 1 de la Ley N°24.083 y sus modificaciones, las sociedades incluidas en el inciso b) del artículo 53 de la LIG y los fideicomisos comprendidos en el inciso c) de dicho artículo que opten por tributar conforme las disposiciones aplicables a las sociedades de capital cumpliendo los requisitos exigidos para el ejercicio de esa opción, las derivadas de establecimientos permanentes definidos en el artículo 22 de la LIG, toda otra clase de sociedades o empresas unipersonales constituidas en el país, los comisionistas, rematadores, consignatarios y demás auxiliares del comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias, y demás sujetos comprendidos en el Título VI de la LIG ("Entidades Argentinas") tenedoras de Obligaciones Negociables, dichos intereses también estarán alcanzados por el Impuesto a las Ganancias.

De acuerdo con las modificaciones introducidas por la Ley N°27.630, publicada en el Boletín Oficial el 16 de junio de 2021 y con efecto para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021, inclusive, los sujetos indicados en los incisos a) y b) del artículo 73 de la LIG (que comprenden a la mayor parte de las Entidades Argentinas), determinan el impuesto a las ganancias empleando la siguiente escala y alícuotas:

Ganancia neta imponible acumulada		Pagarán \$	Más el %	Sobre el excedente de \$
Más de \$	A \$			
\$ 0	\$ 5.000.000	\$ 0	25%	\$ 0
\$ 5.000.000	\$ 50.000.000	\$ 1.250.000	30%	\$ 5.000.000
\$ 50.000.000	En adelante	\$ 14.750.000	35%	\$ 50.000.000

Los montos comprendidos en la escala detallada en el párrafo anterior se ajustarán anualmente a partir del 1 de enero de 2022, considerando la variación anual del Índice de Precios al Consumidor (IPC) que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste, respecto del mismo mes del año anterior. Los montos determinados por aplicación del mecanismo descripto resultarán de aplicación para los ejercicios fiscales que se inicien con posterioridad a cada actualización. En este marco, las escalas progresivas aplicables para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2024, son las siguientes: (i) ganancia neta imponible acumulada hasta \$34.703.523,08, aplicará la alícuota del 25%; (ii) ganancia neta imponible acumulada superior a \$34.703.523,08 hasta \$347.035.230,79, se abonará \$8.675.880,77 más 30% sobre el excedente de \$34.703.523,08; y (iii) ganancia neta imponible acumulada superior a \$347.035.230,79, se abonará \$102.375.393,08 más 35% sobre el excedente de \$347.035.230,79.

La ganancia bruta por la venta de las Obligaciones Negociables realizada por Entidades Argentinas se determinará deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. Asimismo, la LIG considera que los quebrantos derivados de ciertas operaciones financieras son de naturaleza específica. Los inversores deberán considerar el posible impacto que esto generaría en su situación específica.

I.2. Ganancias de capital

(a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

De acuerdo con el artículo 98 de la LIG (t.o. 2019), para los períodos fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018, inclusive, las ganancias neta resultantes de la venta u otra forma de disposición (cambio, permuta, conversión, etc.) de las Obligaciones Negociables por parte de personas humanas residentes en Argentina (incluyendo sucesiones indivisas radicadas en Argentina), de acuerdo con el artículo 98 de la LIG, se encuentran gravadas por el Impuesto a las Ganancias por las siguientes alícuotas: (i) 5%, en el caso de títulos en moneda nacional sin cláusula de ajuste; o (ii) 15% en el caso de títulos en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera.

Conforme el artículo 100 de la LIG cuando personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina obtengan rendimientos producto de la colocación de capital en Obligaciones Negociables y ganancias de capital producto de su enajenación, en tanto se trate de ganancias de fuente argentina, podrán efectuar una deducción especial por un monto equivalente al mínimo no imponible definido en el inciso a) del artículo 30 de la LIG por año fiscal y que se proporcionará de acuerdo a la renta atribuida a cada uno de esos conceptos. El cómputo del monto indicado no podrá dar lugar a quebranto y tampoco podrá considerarse en períodos fiscales posteriores, de existir, el remanente no utilizado. Adicionalmente, sólo podrán computarse contra las ganancias mencionadas los gastos directa o indirectamente relacionados con ellas, no pudiendo deducirse los conceptos previstos en los artículos 29, 30 y 85 de la LIG y todos aquellos que no correspondan a una determinada categoría de ganancias.

La ganancia bruta por la enajenación de las obligaciones negociables realizada por personas humanas residentes en Argentina y/o sucesiones indivisas radicadas en Argentina se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. De tratarse de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera, las actualizaciones y diferencias de cambio no son consideradas como integrantes de la ganancia bruta.

Para la determinación de la ganancia bruta en el caso de obligaciones negociables cuyas ganancias por enajenación hubieran estado exentas o no gravadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Reforma Impositiva, el costo a computar es el último precio de adquisición o el último valor de cotización de los valores al 31 de diciembre de 2017, el que sea mayor.

La Reforma Tributaria establece normas específicas para la determinación de la ganancia derivada de la enajenación de valores según sus condiciones de suscripción o adquisición. Asimismo, la Reforma Tributaria establece la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del sujeto que las realice. En el caso de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina, los quebrantos específicos pueden compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

De acuerdo con la Resolución General (AFIP) N°4298/2018, los agentes de liquidación y compensación registrados en la CNV y las sociedades depositarias de fondos comunes inversión -entre otros sujetos- deberán cumplir con un régimen de información respecto de las compras y ventas de títulos valores públicos o privados negociados en el país, efectuadas a partir del 1 de enero de 2019.

Sin perjuicio de lo señalado, cabe destacar que, conforme lo enunciáramos más arriba, el artículo 33 de la Ley N°27.541 y el artículo 1 de la Ley N°27.638 sustituyeron el inciso h) del artículo 26 de la Ley del IG (t.o. 2019) por lo que, conforme al texto actualmente vigente, la exención contenida en dicha norma alcanza a los intereses originados por depósitos efectuados en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público conforme lo determine el BCRA, siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley N°21.526, en tanto que a efectos de la exención de que se trata se ha restablecido la vigencia -entre otras normas- del punto 3 del artículo 36 bis de la Ley N°23.576, que por su parte exime del IG a los resultados provenientes de la compraventa, cambio, permuta, conversión y disposición de las obligaciones negociables que cumplan las Condiciones del Artículo 36, sin que resulte de aplicación la exclusión de beneficios dispuesta en el artículo 109 de la Ley del IG (t.o. 2019).

Adicionalmente, el Artículo 34 de la Ley de Solidaridad dispone, con efecto a partir del período fiscal 2020, que en el caso de activos financieros alcanzados por las disposiciones del Artículo 98 de la LIG, no comprendidos en el primer párrafo del inciso u) del Artículo 26 de la LIG (p.ej., las Obligaciones Negociables), las personas humanas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas radicadas en el país que no estuvieran comprendidos en los incisos d) y e) y en el último párrafo del artículo 53 de la LIG, se encuentran exentas del impuesto a las ganancias por los resultados provenientes de operaciones de venta, cambio, permuta o disposición de dichos valores, ello en la medida en que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV. En tales casos las personas humanas y sucesiones indivisas beneficiadas por la exención no estarán sujetas a la exclusión de beneficios dispuesta en el Artículo 109 de la LIG.

Se hace notar a los potenciales inversores que existen dudas respecto del alcance de las exenciones mencionadas en los párrafos anteriores. Se recomienda a dichos inversores consultar con sus asesores impositivos al respecto.

(b) Beneficiarios del exterior

La LIG establece, en el artículo 26 inciso u), cuarto párrafo, que las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta, o disposición de las obligaciones negociables, que fueran obtenidas por los Beneficiarios del Exterior, se encuentran exentas del impuesto a las ganancias, en la medida en que se trate de obligaciones negociables que cumplan con las Condiciones del Artículo 36 y siempre que tales beneficiarios no residan en jurisdicciones no cooperantes y los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes.

Por su parte, el artículo 34 de la Ley N°27.541 ha incorporado, con efecto a partir del período fiscal 2020, un último párrafo al inciso u) del artículo 26 de la LIG que exime a los Beneficiarios del Exterior de los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta o disposición de los valores no comprendidos en el cuarto párrafo del inciso referido, ello en la medida en que los beneficiarios de que se trata no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes.

La CNV está facultada a reglamentar y fiscalizar, en el ámbito de su competencia, las condiciones establecidas en el artículo 26 inciso u) de la LIG de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales.

A efecto de las exenciones detalladas en los párrafos precedentes, los Beneficiarios del Exterior no están sujetos a las disposiciones del Artículo 28 de la LIG y sus modificatorias, que establece que las excepciones otorgadas en Argentina no son aplicables si implican la transferencia de ganancias a autoridades impositivas extranjeras.

Adicionalmente, y conforme enunciáramos más arriba, el artículo 33 de la Ley N°27.541 y el artículo 1 de la Ley N°27.638 sustituyeron el inciso h) del artículo 26 de la LIG, por lo que conforme al texto actualmente vigente la exención contenida en dicha norma alcanza (i) a los intereses originados por depósitos efectuados en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público conforme lo determine el B.C.R.A., siempre que los mismos sean realizados en instituciones sujetas al régimen legal de entidades financieras normado por la Ley N°21.526, en tanto que (ii) a efectos de la exención de que se trata se ha restablecido la vigencia -entre otras normas- del punto 3 del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, que por su parte exime del Impuesto a las Ganancias a los resultados provenientes de la compraventa, cambio, permuta, conversión y disposición de las obligaciones negociables que cumplan las Condiciones del Artículo 36, aclarando la norma que cuando se trate de beneficiarios del exterior no resultarán de aplicación las restricciones contenidas en el artículo 28 de la LIG ni en el artículo 106 de la Ley N°11.683 (t.o. 1998), que restringen la aplicación de exenciones cuando de ello pudiere resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Cuando se trate de la enajenación de Obligaciones Negociables realizada por Beneficiarios del Exterior y que no califique como exenta, de conformidad con el artículo 249 del Decreto Reglamentario de la LIG, la ganancia neta presunta de los resultados derivados de la enajenación quedará alcanzada por el inciso i) del artículo 104 de la LIG (que presume una ganancia neta equivalente al 90% de las sumas pagadas) y, de corresponder, por el segundo párrafo del artículo referido (que brinda la opción de determinar la ganancia neta deduciendo del beneficio bruto pagado los gastos realizados en el país necesarios para su obtención, mantenimiento y conservación, así como las deducciones admitidas por la ley del gravamen según el tipo de ganancia de que se trate y reconocidas por la administración fiscal).

Por su parte, el artículo 250 del Decreto Reglamentario de la LIG dispone que cuando la ganancia sea obtenida por un Beneficiario del Exterior que no resida en jurisdicciones no cooperantes o los fondos no provengan de jurisdicciones no cooperantes, y no resultara exenta en los términos del cuarto párrafo del inciso u) del artículo 26 de la LIG, deberá aplicarse la alícuota que corresponda de conformidad con lo previsto en el primer párrafo del artículo 98 de la ley del gravamen (es decir las alícuotas del 5% o 15%, según el caso); en tanto que los Beneficiarios del Exterior que residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos por los mismos provengan de jurisdicciones no cooperantes estarán sujetos a la alícuota del 35% prevista en el artículo 102 de la LIG.

Cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior y el adquirente sea un sujeto residente en Argentina, éste último deberá actuar como agente de retención e ingresar el impuesto. En cambio, tal como surge del artículo 252 del Decreto Reglamentario de la LIG, cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior, y el adquirente sea también una persona humana o entidad del exterior, el ingreso del impuesto estará a cargo del enajenante Beneficiario del Exterior, ya sea directamente a través del mecanismo que al efecto establezca la AFIP, o también (i) a través de un sujeto residente en el país con mandato suficiente o (ii) a través de su representante legal domiciliado en el país.

(c) Entidades Argentinas

Las Entidades Argentinas están sujetas al Impuesto a las Ganancias por los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, o disposición de obligaciones negociables.

La Ley N°27.630, publicada en el Boletín oficial el 16 de junio de 2021 y con efecto para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021, inclusive, dispuso que los sujetos indicados en los incisos a) y b) del artículo 73 de LIG (que comprenden a la mayor parte de las Entidades Argentinas) determinan el Impuesto a las Ganancias empleando la siguiente escala y alícuotas:

Ganancia neta imponible acumulada		Pagarán \$	Más el %	Sobre el excedente de \$
Más de \$	A \$			
\$ 0	\$ 5.000.000	\$ 0	25%	\$ 0
\$ 5.000.000	\$ 50.000.000	\$ 1.250.000	30%	\$ 5.000.000
\$ 50.000.000	En adelante	\$ 14.750.000	35%	\$ 50.000.000

Los montos comprendidos en la escala detallada en el párrafo anterior se ajustarán anualmente a partir del 1 de enero de 2022, considerando la variación anual del IPC que suministre el INDEC, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste, respecto del mismo mes del año anterior. Los montos determinados por aplicación del mecanismo descripto resultarán de aplicación para los ejercicios fiscales que se inicien con posterioridad a cada actualización.

En este marco, las escalas progresivas aplicables para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2024, son las siguientes: (i) ganancia neta imponible acumulada hasta \$34.703.523,08, aplicará la alícuota del 25%; (ii) ganancia neta imponible acumulada superior a \$34.703.523,08 hasta \$347.035.230,79, se abonará \$8.675.880,77 más 30% sobre el excedente de \$34.703.523,08; y (iii) ganancia neta imponible acumulada superior a \$347.035.230,79, se abonará \$102.375.393,08 más 35% sobre el excedente de \$347.035.230,79.

La ganancia bruta por la enajenación de las Obligaciones Negociables se determinará deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. La LIG considera como de naturaleza específica los quebrantos provenientes de determinadas operaciones con renta financiera. Los inversores deberán evaluar el potencial impacto que ello podría tener en su caso en particular.

II. Impuesto al Valor Agregado

Considerando que se cumple con los Requisitos y Condiciones del Artículo 36, todas las transacciones y operaciones financieras relacionadas con la emisión, suscripción, colocación, transferencia, amortización, intereses y cancelaciones de las Obligaciones Negociables así como sus garantías, están exentas del Impuesto al Valor Agregado conforme a lo dispuesto en el punto 1 del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables.

Aún si no se cumplieran los Requisitos y Condiciones del Artículo 36, la venta o transferencia de las Obligaciones Negociables estaría igualmente exenta de este impuesto conforme al Artículo 7(b) de la Ley del Impuesto al Valor Agregado.

III. Impuesto sobre los Bienes Personales

De conformidad con la Ley N°23.966 del Impuesto sobre los Bienes Personales y sus modificatorias (la "Ley de Impuesto sobre los Bienes Personales") y el Decreto Reglamentario N°127/1996, las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en Argentina se encuentran sujetas a un Impuesto sobre los Bienes Personales (el "Impuesto sobre los Bienes Personales") sobre sus activos ubicados tanto en Argentina o en el exterior (tales como las Obligaciones Negociables) de los que fueran titulares al 31 de diciembre de cada año fiscal, excepto que se aplicara una exención. Las personas humanas y las sucesiones indivisas no residentes en Argentina únicamente son responsables por dicho impuesto respecto de sus activos ubicados en Argentina (tales como las Obligaciones Negociables) de los que fueran titulares al 31 de diciembre de cada año fiscal, excepto que se aplicara una exención. Los títulos valores, tales como las Obligaciones Negociables, únicamente se consideran ubicados en Argentina cuando sean emitidos por una entidad residente en Argentina, como la Emisora.

El Impuesto sobre los Bienes Personales es calculado en referencia al valor de cotización de las obligaciones negociables, en el caso de valores negociables que listan en algún mercado, o al costo de adquisición más los intereses devengados e impagos y diferencias de cambios, en el caso de valores negociables que no listan en mercados públicos, en ambos casos al 31 de diciembre de cada año fiscal.

El Impuesto sobre los Bienes Personales correspondiente a las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina, recae sobre los bienes situados en la Argentina y en el exterior existentes al 31 de diciembre de cada año, en la medida que su valor en conjunto exceda la suma de \$6.000.000 (o \$30.000.000 tratándose de inmuebles destinados a casa-habitación). La mencionada Ley dispuso que dichos montos se ajustarán anualmente -a partir del período fiscal 2022- por el coeficiente que surja de la variación anual del Índice de Precios al Consumidor Nivel General (IPC) que suministre el Instituto de Estadística y Censos, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior. A dichos efectos, no resultan aplicables las disposiciones del artículo 10 de la ley 23.928 y sus modificaciones.

Sobre el excedente de dicho monto, el impuesto a ingresar por las personas físicas residentes en el país y las sucesiones indivisas radicadas en el mismo será el que resulte de aplicar, sobre el valor total de los bienes sujetos a impuesto radicados en el país, la siguiente escala y alícuotas (que resultan aplicables a partir del período fiscal 2021 y siguientes):

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible			Sobre el	
Más de \$	a \$	Pagarán \$	Más el %	excedente de \$

0	3.000.000, inclusive	0	0,50%	0
3.000.000	6.500.000, inclusive	15.000	0,75%	3.000.000
6.500.000	18.000.000, inclusive	41.250	1,00%	6.500.000
18.000.000	100.000.000, inclusive	156.250	1,25%	18.000.000
100.000.000	300.000.000, inclusive	1.181.250	1,50%	100.000.000
300.000.000	En adelante	4.181.250	1,75%	300.000.000

Dichos montos se ajustarán anualmente -a partir del período fiscal 2022- por el coeficiente que surja de la variación anual del Índice de Precios al Consumidor Nivel General (IPC) que suministre el Instituto de Estadística y Censos, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior. A dichos efectos, no resultan aplicables las disposiciones del artículo 10 de la ley 23.928 y sus modificaciones.

El gravamen a ingresar por los bienes situados en el exterior, por parte de los contribuyentes que residan en el país, será el que resulte de aplicar, sobre el valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país, las siguientes alícuotas incrementadas:

Valor total de los bienes del país y del exterior		El valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país pagarán el %
Más de \$	a \$	
0	3.000.000 inclusive	0,70%
3.000.000	6.500.000 inclusive	1,20%
6.500.000	18.000.000 inclusive	1,80%
18.000.000	En adelante	2,25%

Además, la Ley N°27.667 delegó en el Poder Ejecutivo Nacional, durante la vigencia del gravamen, la facultad de disminuir las alícuotas aplicables a los bienes situados en el exterior, para el caso de activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización, supuesto en el que podrá fijar la magnitud de la devolución de hasta el monto oportunamente ingresado. Para tales supuestos se establece (i) una definición de los bienes que se consideran como activos financieros situados en el exterior, y (ii) que el mínimo no imponible se restará en primer término de los bienes situados en el país.

En uso de sus facultades delegadas, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N°912/2021 mediante el cual dispuso que las alícuotas incrementadas no serán aplicables en la medida en que se cumplan determinados requisitos vinculados con la repatriación y permanencia en el país de ciertos activos correspondientes a un porcentaje del valor total de los bienes situados en el exterior. La repatriación debe realizarse al 31 de marzo de cada año, inclusive, y el porcentaje debe representar, por lo menos, un 5% del total del valor de los bienes situados en el exterior.

Los sujetos de este impuesto podrán computar como pago a cuenta las sumas efectivamente pagadas en el exterior por gravámenes similares al presente que consideren como base imponible el patrimonio o los bienes en forma global. Este crédito sólo podrá computarse hasta el incremento de la obligación fiscal originado por la incorporación de los bienes situados con carácter permanente en el exterior. En caso de que el contribuyente abonase el impuesto por los bienes situados en el exterior con las alícuotas incrementadas, el cómputo respectivo

procederá, en primer término, contra el impuesto que resulte con respecto a los bienes situados en el país, y el remanente no computado podrá ser utilizado contra el gravamen determinado por los bienes situados en el exterior.

Las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior, por los bienes situados en el país, estarán sujetas al Impuesto sobre los Bienes Personales a la alícuota del 0,50 %. El impuesto debe ser ingresado por la persona residente en la Argentina que tenga el dominio, posesión, uso, goce, disposición, depósito, tenencia, custodia, administración o guarda de los valores.

Si bien las Obligaciones Negociables cuya titularidad directa corresponda a personas humanas residentes en el exterior y a sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina respecto de los cuales no exista un sujeto en Argentina que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito se encontrarían, técnicamente, sujetas al pago del Impuesto sobre los Bienes Personales, la ley del gravamen no establece método o procedimiento alguno para su cobro.

Si bien el Impuesto sobre los Bienes Personales se aplica únicamente a los títulos valores en poder de personas humanas o sucesiones indivisas residentes en Argentina o en el exterior, según se indica más arriba, la Ley del Impuesto sobre los Bienes Personales establece una presunción legal, irrefutable, en virtud de la cual los títulos valores emitidos por emisoras privadas argentinas que sean de titularidad directa de una persona jurídica extranjera que (i) sea residente en una jurisdicción que no exija que las acciones o títulos valores privados se detenten en forma nominativa y (ii) que (a) de conformidad con sus estatutos o el régimen regulatorio aplicable a dicha entidad extranjera, esté únicamente autorizada a realizar actividades de inversión fuera de la jurisdicción de su lugar de constitución o (ii) no le esté permitido realizar ciertas actividades autorizadas en sus propios estatutos o por la ley aplicable en su jurisdicción de constitución, se considerarán que son de titularidad de personas humanas domiciliadas, o sucesiones indivisas radicadas, en Argentina, encontrándose, en consecuencia, sujetas al pago del Impuesto sobre los Bienes Personales.

En esos casos, la ley impone la obligación de abonar el Impuesto sobre los Bienes Personales a una alícuota incrementada en un 100% para las emisoras (el “Obligado Sustituto”). De conformidad con la Ley del Impuesto sobre los Bienes Personales, el Obligado Sustituto está autorizado a obtener el reintegro del importe abonado en la forma antes descripta, incluso reteniendo o ejecutando directamente los bienes que dieron origen a dicho pago.

La presunción legal precedente no se aplica a las siguientes entidades extranjeras que sean titulares directas de títulos valores tal como lo son las Obligaciones Negociables: (a) compañías de seguros; (b) fondos comunes abiertos de inversión; (c) fondos de pensión; y (d) entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén radicadas en países cuyos bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Basilea.

Asimismo, el Decreto N°812/1996, del 24 de julio de 1996 -decreto reglamentario de la Ley de Impuesto sobre los Bienes Personales- dispone que la presunción legal analizada precedentemente no se aplicará a las acciones y títulos valores privados, tales como las Obligaciones Negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que puedan negociarse en mercados o bolsas de valores ubicados en Argentina o en el extranjero. A fin de asegurar que esta presunción legal no será de aplicación y, por lo tanto, que la emisora privada argentina no estará obligada como un Obligado Sustituto en relación con las Obligaciones Negociables, la emisora deberá mantener en sus registros una copia debidamente certificada de la resolución de la CNV en la que se autoriza la oferta pública de las acciones o títulos de deuda (en este caso, las Obligaciones Negociables) y evidencia que acredite que dicho certificado o autorización estaba en vigencia el 31 de diciembre del año en que se originó la obligación tributaria según lo exige la Resolución General N°2.151 de la AFIP de fecha 31 de octubre de 2006. En el caso de que las autoridades tributarias argentinas consideren que no existe documentación suficiente que sustente la autorización de la CNV y / o la autorización para que los títulos de deuda coticen en bolsas de valores de Argentina o del extranjero, el emisor deberá pagar el Impuesto sobre Bienes Personales como Obligado Sustituto.

Cabe aclarar que la Ley de Solidaridad ha establecido que, con efectos a partir del periodo fiscal 2019, respecto de la condición de los contribuyentes, el sujeto del impuesto se regirá por el criterio de residencia en los términos de los artículos 119 y siguientes de la LIG (116 y siguientes conforme a lo normado en el Decreto N° 99/2019), quedando sin efecto el criterio del domicilio. Por su parte, el Decreto N°99/2019 aclara que toda referencia que efectúen las normas legales, reglamentarias y complementarias sobre el nexo de vinculación “domicilio” con relación al impuesto debe entenderse referida a “residencia”.

Las condiciones de aplicación de los criterios de residencia en relación con este Impuesto se encuentran reglamentadas por la Resolución General N°4.760 de AFIP, publicada en el Boletín Oficial el 17 de julio de 2020.

Adicionalmente, por medio de la Resolución General N°4.815 de AFIP, publicada en el Boletín Oficial el 16 de septiembre de 2020, se estableció un régimen de percepción que se aplicará sobre las operaciones alcanzadas por el denominado como impuesto PAIS (ver debajo). Los montos percibidos serán considerados pagos a cuenta del Impuesto sobre los Bienes Personales o del Impuesto a las Ganancias, según el caso.

Recientemente, por medio de la Ley N°27.638, publicada en el Boletín Oficial en fecha 4 de agosto de 2021, se introdujeron modificaciones a la Ley del IBP. Entre otras modificaciones introducidas por aquella ley, se incorporaron nuevas exenciones al artículo 21 del Título VI de la Ley de IBP, con aplicación a partir del período fiscal 2021 y siguientes, para los siguientes conceptos: (i) las obligaciones negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con los requisitos del artículo 36 de la Ley N°23.576 y modificatorias; (ii) los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, que establezca el Poder Ejecutivo Nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule; y (iii) las cuotas partes de fondos comunes de inversión comprendidos en el artículo 1° de la Ley N°24.083 que regula la materia, y los certificados de participación y valores representativos de deuda fiduciaria de fideicomisos financieros que hubiesen sido colocados por oferta pública con autorización de la CNV, y cuyo activo subyacente principal esté integrado, como mínimo, en un porcentaje a determinar por la reglamentación, por los depósitos y bienes a los que se refieren los incisos g), h), i) y j) del artículo 21 de la Ley del IBP.

Con respecto a los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, el Decreto N°621/2021 -reglamentario de la Ley N°27.638- dispuso que dichos instrumentos son aquellos que, de manera concurrente, cumplan los siguientes requisitos: (a) sean colocados por oferta pública con autorización de la CNV, o sean elegibles de acuerdo con la norma que los constituya o cree, o cuando así lo disponga el Poder Ejecutivo Nacional; y (b) estén destinados al fomento de la inversión productiva en la República Argentina, entendiéndose por ello la inversión y/o el financiamiento directo o indirecto en proyectos productivos, inmobiliarios y/o de infraestructura destinados a distintas actividades económicas comprendidas en los sectores productores de bienes y servicios, tales como agropecuarios, ganaderos, forestales, inmobiliarios, telecomunicaciones, infraestructura, energía, logística, economías sustentables, promoción del capital emprendedor, pesca, desarrollo de tecnología y bienes de capital, investigación y aplicación de tecnología a la medicina y salud, ciencia e investigación aplicada, extracción, producción, procesamiento y/o transporte de materias primas, desarrollo de productos y servicios informáticos, como así también al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas comprendidas en los términos del artículo 2° de la Ley N°24.467 y sus modificatorias. También quedan comprendidos aquellos instrumentos en moneda nacional adquiridos en mercados autorizados por la CNV, bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, destinados al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas comprendidas en los términos del artículo 2° de la Ley N°24.467 y sus modificatorias.

IV. Impuesto sobre los Débitos y Créditos Bancarios

La Ley N°25.413 y sus modificaciones, reglamentada por el Decreto N°380/2001 establece un impuesto aplicable sobre los débitos y créditos en cuentas abiertas en instituciones regidas por la Ley N°21.526 y sobre otras operatorias que reemplacen el uso de dichas cuentas corrientes. Así, el impuesto resulta aplicable sobre: (i) los créditos y débitos efectuados en cuentas abiertas en entidades financieras que se rigen por la Ley N°21.526; (ii) ciertas operaciones realizadas con la intervención de entidades financieras que se rigen por la Ley N°21.526, en las que no se utilicen cuentas bancarias, cualquiera sea la denominación que se le otorgue a la operación, los mecanismos empleados para llevarla a cabo (incluso a través del movimiento de efectivo) y su instrumentación jurídica; y (iii) ciertos movimientos o entregas de fondos, propios o de terceros, aun en efectivo, realizados por cualquier persona, por cuenta propia o por cuenta y/o a nombre de otra, cualquiera sea el mecanismo utilizado para llevarlos a cabo, las denominaciones que se les otorguen y su instrumentación jurídica. Mediante la Resolución General N°2111/06 de la AFIP, el fisco aclaró que los movimientos o entregas de fondos referidos en el punto (iii) son aquellos efectuados a través de sistemas de pago organizados -existentes o no a la vigencia de este impuesto- que reemplacen el uso de la cuenta bancaria, efectuados por cuenta propia o ajena, en el ejercicio de actividades económicas.

La alícuota general es del 0,6% sobre cada débito y cada crédito. Podrán aplicarse alícuotas incrementadas del 1,2% o, en su caso, alícuotas reducidas del 0,075% a ciertas operatorias especialmente previstas.

Si se acreditan montos a pagar respecto de las Obligaciones Negociables (en concepto de capital, intereses u otras sumas) a tenedores que no gozan de un tratamiento especial, en cuentas corrientes abiertas en entidades financieras locales, el crédito correspondiente y los débitos subsecuentes estarán sujetos al impuesto a una alícuota del 0,6%.

En general, las entidades financieras involucradas actúan como agentes de percepción y liquidan el impuesto.

En uso de las facultades conferidas por el artículo 7 de la Ley N°27.432, el Decreto N°409/2018 (publicado en el Boletín Oficial de Argentina el 7 de mayo de 2018) dispuso para el caso de titulares de cuentas bancarias sujetas a la alícuota general del 6%, que el 33% del impuesto determinado y percibido por el agente de percepción sobre los montos acreditados y debitados en dichas cuentas podrá computarse como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias y/o a cuenta de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas, o de sus respectivos anticipos. El monto excedente no podrá ser compensado con otros impuestos ni transferido a favor de terceros, solamente podrá ser transferido, para su agotamiento, a otros períodos de los citados impuestos. En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas, el cómputo como crédito del Impuesto a las Ganancias o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20%. A partir del dictado de la Ley N°27.432, se facultó al Poder Ejecutivo para aumentar el monto habilitado a tomarse como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias. Asimismo, la Ley N°27.264 estableció que el IDC que hubiese sido efectivamente ingresado, podrá ser computado en un cien por ciento (100%) como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias por las empresas que sean consideradas “micro” y “pequeñas” y en un sesenta por ciento (60%) por las industrias manufactureras consideradas “medianas -tramo 1-” (en los términos del artículo 1° de la Ley N°25.300 y sus normas complementarias).

Respecto de los débitos y créditos verificados en cuentas abiertas en entidades financieras argentinas, la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva estableció, para los hechos imponible que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019, que cuando se lleven a cabo extracciones de efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas allí mencionadas, estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de la extracción en cuestión. Este incremento de la alícuota no se aplicará a las cuentas cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que acrediten la condición de micro y pequeñas empresas.

El Artículo 10, inciso s) del Anexo del Decreto N°380/2001 y sus modificatorias, establece que los débitos y créditos desde y hacia las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” 3250 del Banco Central), se encuentran exentos del impuesto si los titulares de dichas cuentas son entidades del exterior y las cuentas son utilizadas exclusivamente para la realización de inversiones financieras en Argentina. No existen exenciones que prevean la no aplicación de este impuesto sobre los pagos de intereses y sobre los resultados de las ventas de Obligaciones Negociables.

Para la procedencia de ciertas exenciones y/o reducciones de la alícuota de este impuesto, puede ser necesario el cumplimiento del registro de las cuentas bancarias ante la autoridad fiscal (AFIP-DGI) de acuerdo a lo establecido en la Resolución General AFIP N°3900/2016.

La Ley N°27.432 (promulgada y publicada en el Boletín Oficial el día 29 de diciembre de 2017), acordó la prórroga de este impuesto hasta el 31 de diciembre del 2022, inclusive. Además, esa norma estableció que el Poder Ejecutivo Nacional podría disponer que el porcentaje de este impuesto que a la fecha de entrada en vigencia de dicha ley no resulte computable como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias se reduzca progresivamente hasta un 20% por año a partir del 1 de enero de 2018, pudiendo establecerse que, en 2022, se compute íntegramente como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias.

V. Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (PAIS)

La Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva (conforme fuera modificada por el Decreto 385/2024) estableció, con carácter de emergencia y por el término de cinco períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha ley en diciembre de 2019, un impuesto nacional aplicable sobre determinadas operaciones de compra de billetes y divisas en moneda extranjera y demás operaciones de cambio de divisas y adquisición de servicios realizadas por sujetos residentes en el país (personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables). La alícuota aplicable es, en general, del 30%. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Asimismo, la Resolución General (AFIP) N°4815/2020 estableció sobre las operaciones sujetas a dicho impuesto y para los contribuyentes definidos en el artículo 36 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva que califiquen como residentes argentinos, en los términos del artículo 116 y siguientes de la LIG, un régimen de percepción.

Los importes a percibir se determinarán sobre los montos en pesos que, para cada caso, se detallan en el artículo 39 de la Ley N° 27.541 y sus modificaciones.

Dicho cobro tendrá el carácter de pago a cuenta y será computable en la declaración anual del Impuesto a las Ganancias o, en su caso, en la declaración anual del Impuesto a los Bienes Personales, correspondiente al período fiscal en que se hayan producido.

Adicionalmente, esta resolución general establece un régimen de devolución para aquellos sujetos a los que se les haya aplicado la recaudación establecida y que no sean contribuyentes del Impuesto a las Ganancias o, en su caso, del Impuesto sobre los Bienes Personales.

VI. Impuesto sobre los Ingresos Brutos

Es un tributo de carácter provincial que recae sobre el ejercicio habitual y a título oneroso de una actividad económica en una jurisdicción provincial o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires sin importar el sujeto que lo realice. Considerando la autonomía en materia tributaria de la cual gozan las distintas jurisdicciones provinciales, incluyendo a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, cada jurisdicción provincial emite su propia legislación tributaria, razón por la cual el tratamiento fiscal aplicable podría resultar diferente dependiendo de las jurisdicciones involucradas en el caso concreto.

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma la habitualidad en el desarrollo de dichas actividades en cualquier jurisdicción en la cual obtengan sus ingresos por intereses originados en la tenencia de obligaciones negociables, o por su venta o transferencia, podrían resultar gravados con este impuesto a tasas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina y/o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

Tanto la Ciudad Autónoma de Buenos Aires como la Provincia de Buenos Aires disponen que los ingresos derivados de cualquier operación emergente de obligaciones negociables, la percepción de intereses y actualizaciones devengadas y el valor de venta en caso de transferencia de obligaciones negociables están exentos del impuesto sobre los ingresos brutos, si las obligaciones negociables han sido emitidas de acuerdo con las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables y la Ley N°23.962, en la medida que dichas operaciones estén exentas del Impuesto a las Ganancias. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes y todo tipo de intermediarios. Otras jurisdicciones argentinas contemplan exenciones en términos más o menos semejantes.

Conforme las previsiones del Consenso Fiscal suscripto por el Poder Ejecutivo Nacional, los representantes de las provincias y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 16 de noviembre de 2017 - aprobado por el Congreso Nacional el 21 de diciembre de 2017 – (el “Consenso Fiscal”), las jurisdicciones locales asumieron diversos compromisos en relación con ciertos impuestos que se encuentran bajo su órbita.

En lo que refiere al impacto del Consenso Fiscal en el Impuesto sobre los Ingresos Brutos, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer exenciones y aplicar alícuotas máximas para ciertas actividades y períodos. El Consenso Fiscal producirá efectos sólo respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha. Sin embargo, el 17 de diciembre de 2019, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires firmaron un acuerdo de suspensión de determinadas cláusulas del Consenso Fiscal, que entraría en vigencia después de un año (que luego fue prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2021 mediante un nuevo acuerdo firmado el 4 de diciembre de 2020 por algunas provincias argentinas y el gobierno nacional), que fue aprobado por el congreso argentino en la Ley N°27.542, el 12 de febrero de 2020 y que también tendrá efectos una vez ratificado por cada una de las legislaturas de las jurisdicciones firmantes.

Sin embargo, con fecha 27 de diciembre de 2021 todas las provincias argentinas, con excepción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, firmaron un nuevo Consenso Fiscal (“Consenso Fiscal 2021”), en el que las partes acuerdan, entre otros compromisos, dejar sin efecto las obligaciones asumidas en materia tributaria provincial establecidas por los Consensos Fiscales anteriores y fijar alícuotas máximas aplicables a cada actividad. Las legislaturas provinciales deberán aprobar el Consenso Fiscal 2021.

Se recomienda a los posibles inversores considerar la posible incidencia del Impuesto sobre los Ingresos Brutos tomando en consideración las disposiciones de la legislación aplicable que podrían ser relevantes en cualquier caso particular.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales (por ejemplo, Corrientes, Córdoba, Tucumán, Buenos Aires, Santa Fe y Salta, entre otros, así como la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) han establecido regímenes de percepción del Impuesto sobre los Ingresos Brutos que podrían resultar aplicables a los créditos que se produzcan en las cuentas abiertas en entidades financieras argentinas, cualquiera sea su especie o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas. Estos regímenes se aplican a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción. Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos provinciales con un rango que puede llegar actualmente al 5%, y varían asimismo con relación a determinados grupos de o categorías de

contribuyentes, tales como la categoría de riesgo que hubiera sido asignada y el grado de cumplimiento formal y material de los deberes fiscales.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del Impuesto sobre los Ingresos Brutos para aquellos contribuyentes que son pasibles de las mismas.

En relación a estos regímenes, al suscribir el Consenso Fiscal, las provincias Argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer un mecanismo de devolución automática al contribuyente del saldo a favor generado por retenciones y percepciones, acumulado durante un plazo razonable, que en ningún caso podrá exceder los seis meses desde la presentación de la solicitud efectuada por el contribuyente, siempre que se encuentren cumplidas las condiciones y el procedimiento establecido por las jurisdicciones locales para esa devolución. Asimismo, mediante el acuerdo suscripto el 4 de diciembre de 2020 entre el Poder Ejecutivo y los representantes de determinadas jurisdicciones argentinas, éstas asumieron el compromiso de procurar las medidas necesarias a los fines de aplicar mecanismos de devolución automática, compensación o transferencia de crédito del saldo positivo generado por las retenciones y recaudaciones, siempre que los contribuyentes cumplan con los requisitos específicos del caso en cuestión. Cabe reiterar lo señalado más arriba con respecto al Consenso Fiscal.

Los inversores deberán corroborar la existencia de tales mecanismos dependiendo de la jurisdicción involucrada.

VII. Impuesto de sellos

El Impuesto de Sellos es un tributo de carácter provincial, que grava la instrumentación de los actos, contratos y operaciones de carácter oneroso que se otorguen en una determinada jurisdicción provincial o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o bien aquellos que, siendo instrumentados fuera de una determinada jurisdicción provincial o en el exterior, produzcan efectos en dicha jurisdicción. Al ser un tributo local, deberá hacerse un análisis específico por cada jurisdicción en particular.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la alícuota general del Impuesto de Sellos será 1% y, en la medida que el Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires no incluya reglamentaciones especiales, se aplicará sobre una base imponible equivalente al valor económico fijado en cada contrato.

De acuerdo con el artículo 364, inciso 30, del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (t.o. 2022), están exentos del impuesto de sellos en la jurisdicción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los actos, contratos u operaciones (incluidas las entregas o recepciones de dinero) relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las obligaciones negociables emitidas de acuerdo con el régimen de la Ley de Obligaciones Negociables y la Ley N°23.962. Esta exención también comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar en canje por las obligaciones negociables, así como a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión, sean anteriores, simultáneas o posteriores a ésta.

El artículo 364, inciso 32, del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (t.o. 2022) dispone que están exentos de este impuesto los actos, contratos y operaciones de cualquier naturaleza, incluyendo entregas o recepciones de dinero, vinculados y/o que resulten necesarios para la emisión de obligaciones negociables destinadas a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales efectuada por sociedades o fideicomisos financieros debidamente autorizados por la CNV a hacer oferta pública de dichos títulos valores. Esta exención ampara también a los actos, contratos y operaciones vinculados con y/o requeridos para la emisión de las obligaciones negociables, conforme se explicó anteriormente, ya sea que dichos actos, contratos y operaciones sean anteriores, simultáneos, posteriores o constituyan renovaciones de estos últimos hechos.

Dicha exención no resulta de aplicación si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de las obligaciones negociables ante la CNV y/o si la colocación de las obligaciones negociables no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión por parte de la CNV de la autorización solicitada a tales fines.

Por otra parte, el artículo 364, inciso 33, del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (t.o. 2022) dispone que los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de títulos valores debidamente autorizados para oferta pública por la CNV también están exentos del Impuesto de Sellos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Esta exención dejará de ser de aplicación en el supuesto explicado en el párrafo anterior.

El artículo 297, inciso 46, del Código Fiscal de la Provincia de Buenos Aires establece una exención aplicable a los actos, acuerdos, contratos y operaciones de cualquier naturaleza, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, colocación, suscripción y transferencia de obligaciones

negociables, emitidas conforme el régimen de las Leyes N°23.576 de Obligaciones Negociables y N°23.962. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión, sean anteriores, simultáneos o posteriores a ésta.

La Provincia de Buenos Aires también exime del Impuesto de Sellos a todos los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza, incluidas las entregas y recepciones de dinero, vinculados y/o necesarios para la emisión de títulos valores representativos de deuda de sus emisores, y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública bajo los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de sociedades debidamente autorizadas por la CNV a los efectos de la realización de ofertas públicas de dichos títulos valores (inciso 45.a del artículo 297). Esta exención también se aplica a instrumentos, actos, contratos, operaciones y garantías vinculados con y/o requeridos para la emisión de obligaciones negociables, tal como se explicó anteriormente, ya sea que dichos instrumentos, actos, contratos, operaciones y garantías sean previos, simultáneos, posteriores o constituyan una renovación de los mismos. Sin embargo, dicha exención no resulta de aplicación si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos valores no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión por parte de la CNV de la autorización solicitada a tales fines.

Asimismo, los actos y/o instrumentos asociados con la negociación de títulos valores debidamente autorizados para oferta pública por la CNV también están exentos del Impuesto de Sellos en la Provincia de Buenos Aires. Esta exención no tendrá aplicación en el supuesto explicado en la última oración del párrafo anterior.

En relación con el Consenso Fiscal, la mayoría de las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer una alícuota máxima del Impuesto de Sellos del 0,75% a partir del 1° de enero de 2019, 0,5% a partir del 1° de enero de 2020, 0,25% a partir del 1° de enero de 2021 y eliminarlo a partir del 1° de enero de 2022. Sin perjuicio de ello, este cronograma ha sido postergado por un año en virtud de un nuevo Consenso Fiscal, aprobado por la Ley N°27.542 (publicada en el Boletín Oficial el 12 de febrero de 2020). A pesar de ello, durante el mes de diciembre de 2020, las provincias argentinas y el Gobierno Nacional firmaron un nuevo Consenso Fiscal que, entre otras cuestiones, incluyó la extensión de la suspensión del anterior por un año adicional, en total 2 años.

Por último, con fecha 27 de diciembre de 2021 todas las provincias argentinas, con excepción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, firmaron el Consenso Fiscal 2021, en el que las partes acuerdan, entre otros compromisos, dejar sin efecto las obligaciones asumidas en materia tributaria provincial establecidas por los Consensos Fiscales anteriores. Las legislaturas provinciales deberán aprobar el Consenso Fiscal 2021.

Considerando la autonomía que en materia tributaria posee cada jurisdicción provincial, se deberá analizar los potenciales efectos que este tipo de operatorias pudieran generar y el tratamiento tributario que establece el resto de las jurisdicciones provinciales.

Los potenciales adquirentes de las Obligaciones Negociables deberán considerar la posible incidencia de este impuesto en las distintas jurisdicciones del país con relación a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las Obligaciones Negociables o la existencia de efectos relacionados con ellas.

VIII. Impuesto a las Transmisión Gratuita de Bienes

En el orden federal, Argentina no grava con impuestos a la transmisión gratuita de bienes (“ITGB”) a herederos, donantes, legatarios o donatarios. Sin embargo, a nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires estableció un impuesto a la transmisión gratuita de bienes cuyas características básicas son las siguientes:

- El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia o cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
- Son contribuyentes las personas humanas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
- Para los contribuyentes domiciliados en dicha provincia, el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento gratuito, tanto por los bienes situados en la provincia como fuera de ella. En cambio, para los sujetos domiciliados fuera de ella, este tributo recae únicamente sobre el enriquecimiento gratuito originado por la transmisión de los bienes situados en la provincia.

- Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, los siguientes tipos de bienes, que pueden transmitirse libremente: (i) los títulos y las acciones, obligaciones negociables, cuotas o participaciones sociales y otros valores negociables representativos de su capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando éstos estuvieren domiciliados en la Provincia de Buenos Aires; (ii) los títulos, acciones y demás valores negociables que se encuentren en la Provincia de Buenos Aires al tiempo de la transmisión, emitidos por entes privados o sociedades domiciliados en otra jurisdicción; y (iii) los títulos, acciones y otros valores negociables representativos de capital social o equivalente que al tiempo de la transmisión se hallaren en otra jurisdicción, emitidos por entes o sociedades domiciliados también en otra jurisdicción, en proporción a los bienes de los emisores que se encontraren en la Provincia de Buenos Aires.

- Respecto del período fiscal 2022, están exentas las transmisiones gratuitas de bienes cuando su valor en conjunto sea igual o inferior a \$468.060 (monto que se elevará a \$1.948.800 cuando los bienes son transferidos a padres, hijos o cónyuges).

- En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 1,6026% al 9,5131% y el pago de una suma fija de impuesto, según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

Respecto de la existencia del ITGB en otras provincias, los tenedores de las Obligaciones Negociables deben analizar las consecuencias impositivas según la jurisdicción involucrada en el caso específico. En ese sentido, destacamos que, el Consenso Fiscal 2021 brinda a las partes firmantes el reconocimiento de la autonomía provincial para legislar un impuesto sobre el aumento de riqueza obtenido por herencias, legados, donaciones y anticipos de herencia, conocido como “impuesto a la herencia”.

IX. Tratados impositivos

En caso de resultar aplicable algún tratado para evitar la doble imposición, el régimen impositivo aplicable podría no coincidir, total o parcialmente, con el descripto en el presente.

La Argentina celebró y posee veintidós (22) tratados impositivos vigentes con diversos países a fin de evitar la doble tributación de impuestos, concretamente con Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, Emiratos Árabes Unidos, España, Finlandia, Francia, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Qatar, Reino Unido, Rusia, Suecia, Suiza, y Uruguay (en este último caso el convenio consiste en un acuerdo de intercambio de información que contiene cláusulas para evitar la doble imposición).

Asimismo, Argentina ha suscripto convenios con China, Japón, Luxemburgo, Turquía y Austria, aunque aún no se encuentran en vigor. Actualmente no se encuentra en vigencia ningún tratado o convenio vigente entre Argentina y Estados Unidos.

Los potenciales inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados convenios según su situación particular. En cualquier caso, para hacer uso de los beneficios previstos en dichos convenios se deben satisfacer todos los recaudos formales y sustanciales necesarios al efecto establecidos tanto por el propio convenio como por la normativa interna argentina.

X. Tasa de Justicia

En caso de que fuera necesario entablar procedimientos judiciales en la Argentina en relación con las Obligaciones Negociables ante tribunales federales o ante tribunales nacionales con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, se impondrá una tasa de justicia (actualmente a una alícuota del 3,0% o del 1,5% si se tratare de procesos sucesorios) sobre los montos del reclamo. En caso de que tales procesos tramitaren ante tribunales de las jurisdicciones provinciales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires la cuestión estaría regida por otras normas.

XI. Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación

El Artículo 19 de la LIG define “jurisdicciones no cooperantes” como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países o jurisdicciones que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Asimismo, las convenciones y los acuerdos indicados anteriormente deben cumplir con normas internacionales de transparencia fiscal e intercambio de información respecto de cuestiones tributarias respecto de las cuales Argentina se haya comprometido. Además, el artículo 19 de la LIG establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de países considerados “jurisdicciones no cooperantes” con base en la definición descripta

anteriormente. Tal como fuera mencionado, el Poder Ejecutivo Nacional elaboró un listado de jurisdicciones no cooperantes contenido en el Artículo 24 del Decreto Reglamentario de la LIG. Este listado podría ser modificado, en atención a la experiencia en cooperación fiscal internacional, por lo que se recomienda a los potenciales inversores consultarlo antes de realizar inversiones relacionadas con las Obligaciones Negociables.

Además, dicho artículo establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda cualquier novedad que justifique una modificación del listado, a los fines de su actualización.

Conforme el Artículo 20 de la LIG, las “jurisdicciones de baja o nula tributación” son definidas como países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados u otros regímenes tributarios especiales cuya tributación máxima a la renta empresaria es inferior al 60% de la alícuota mínima para empresas establecida en el primer párrafo del Artículo 73 de la LIG (actualmente 15%). Esta cifra representa el 60% de la alícuota del impuesto a las ganancias de sociedades del 25% que se establece actualmente en el inciso a) del artículo 73 de la LIG. Asimismo, el Artículo 25 del Decreto Reglamentario de la LIG estableció que a los fines de determinar si una jurisdicción es de baja o nula tributación se debe tener en cuenta la alícuota total aplicable a las sociedades, con independencia de las autoridades que establecieron el impuesto. Asimismo, dicho Artículo 25 establece que “régimen tributario especial” significa toda regulación o régimen específico que haya establecido un impuesto específico a la renta corporativa que dé por resultado una alícuota aplicable inferior a la establecida en el régimen general de dicha jurisdicción.

De acuerdo con la presunción legal establecida en el Artículo 18.2 de la Ley N° 11.683 (conforme al texto ordenado en 1998, con sus modificatorias), los ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación se considerarán como incrementos patrimoniales no justificados para el receptor local, cualquiera sea la naturaleza o tipo de operación de que se trate. Los incrementos patrimoniales no justificados están sujetos a los siguientes impuestos:

- Se determinaría un impuesto a las ganancias sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- Impuesto al valor agregado (e impuestos internos, si fuera el caso) sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- Aunque el concepto de “ingresos de fondos” no está claro, debería interpretarse como cualquier transferencia de fondos:
 - desde una cuenta en una jurisdicción no cooperante o de baja o nula tributación o desde una cuenta bancaria abierta fuera de una jurisdicción no cooperante o de baja o nula tributación, pero cuyo titular sea una entidad radicada en una jurisdicción no cooperante o de baja o nula tributación,
 - a una cuenta bancaria ubicada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de Argentina, pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

El sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales podrá refutar dicha presunción legal acreditando de manera fehaciente ante la Autoridad Impositiva de Argentina que los fondos se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por un tercero en dichas jurisdicciones, o que los fondos han sido previamente declarados.

El resumen precedente no constituye un análisis completo de todas las consecuencias impositivas relacionadas con la titularidad de Obligaciones Negociables. Los tenedores y los posibles compradores de Obligaciones Negociables deben consultar a sus asesores impositivos acerca de las consecuencias impositivas en su situación particular.

Declaración por parte de Expertos

No se ha incluido en el presente Prospecto ninguna declaración o informe atribuido a personas ajenas a la Emisora.

Documentos a Disposición

El presente Prospecto y los estados contables incluidos en el mismo se encuentran a disposición de los interesados en la sede social de la Compañía, sita en Av. Leandro N. Alem, Piso 14°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en la página web www.albanesi.com.ar, en los sistemas informáticos de aquellos mercados en los que se listen las Obligaciones Negociables así como en la página web de la CNV <https://www.argentina.gob.ar/cnv>.

Incorporación de Información por Referencia

Los documentos concernientes a la Emisora que están referidos en el presente Prospecto y los estados contables anuales auditados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 presentados en forma comparativa, los estados contables anuales por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 presentados en forma comparativa, y los estados contables por el período intermedio de seis meses finalizado el 30 de junio de 2023 presentados en forma comparativa, se encuentran disponibles en la página web y en oficinas de la Compañía, así como en la Página Web de la CNV publicados bajo los números de ID 3163029 , 3013249 y 3235546, respectivamente.



ADVERTENCIA AL PÚBLICO INVERSOR

La colocación de las Obligaciones Negociables en Argentina se realizará de acuerdo con las disposiciones de la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV aplicables y mediante los mecanismos previstos en el art. 1, Sección I, Capítulo IV, Título VI y concordantes de las Normas de la CNV (formación de libro o subasta o licitación pública).

Para la colocación primaria de valores negociables podrá optarse por los mecanismos de: a) formación de libro o b) subasta o licitación pública. En cualquier caso, el procedimiento de colocación deberá asegurar la plena transparencia y quedar definido y hacerse público en todos sus extremos antes de proceder al inicio del mismo. La colocación primaria de valores negociables deberá ser llevada a cabo a través de sistemas informáticos presentados por los mercados autorizados por la CNV, previo cumplimiento de los requisitos dispuestos en las normas aplicables a los mercados.

El mecanismo de formación de libro podrá estar a cargo de agentes colocadores en el exterior cuando la colocación de los valores negociables esté también prevista en otro u otros países, siempre que se trate de países con exigencias regulatorias que cumplan (a criterio de la CNV) con estándares internacionalmente reconocidos en la materia y aseguren el cumplimiento de las disposiciones de este Capítulo en lo que resulte de aplicación. El agente colocador en el exterior deberá designar como su representante en el país a un agente de negociación y/o agente de liquidación y compensación registrado en la CNV, a los fines del ingreso de las manifestaciones de interés locales.

Independientemente del mercado seleccionado para una colocación primaria, los agentes de negociación y agentes de liquidación y compensación registrados en la CNV y miembros de los mercados, podrán ingresar ofertas en la subasta o licitación pública o manifestaciones de interés en el mecanismo de formación de libro. Adicionalmente a las exigencias dispuestas para los mercados, los Sistemas Informáticos de Negociación utilizados para la colocación primaria deberán contemplar las funcionalidades previstas en el art. 7, Sección II, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV.

Los agentes que participen en la organización y coordinación de la colocación y distribución, una vez que los valores negociables ingresan en la negociación secundaria, podrán realizar operaciones destinadas a estabilizar el precio de mercado de dichos valores, únicamente a través de los sistemas informáticos de negociación por interferencia de ofertas que aseguren la prioridad precio tiempo, garantizados por el mercado y/o la cámara compensadora en su caso. En este marco, se deberán seguir las siguientes condiciones:

- a) El prospecto correspondiente a la oferta pública en cuestión deberá haber incluido una advertencia dirigida a los inversores respecto de la posibilidad de realización de estas operaciones, su duración y condiciones.
- b) Las operaciones podrán ser realizadas por agentes que hayan participado en la organización y coordinación de la colocación y distribución de la emisión.
- c) Las operaciones no podrán extenderse más allá de los primeros 30 días corridos desde el primer día en el cual se haya iniciado la negociación secundaria del valor negociable en el mercado.
- d) Podrán realizarse operaciones de estabilización destinadas a evitar o moderar alteraciones bruscas en el precio al cual se negocien los valores negociables que han sido objeto de colocación primaria por medio del sistema de formación de libro o por subasta o licitación pública.
- e) Ninguna operación de estabilización que se realice en el período autorizado podrá efectuarse a precios superiores a aquellos a los que se haya negociado el valor en cuestión en los mercados autorizados, en operaciones entre partes no vinculadas con las actividades de organización, colocación y distribución.
- f) Los agentes que realicen operaciones en los términos antes indicados, deberán informar a los mercados la individualización de las mismas. Los mercados deberán hacer públicas las operaciones de estabilización, ya fuere en cada operación individual o al cierre diario de las operaciones.

EMISORA

GENERACIÓN LITORAL S.A.

Av. Leandro N. Alem 855, Piso 14°, (C1001AAD)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

**ASESORES LEGALES
DE LA EMISORA**

Salaverri | Burgio | Wetzler Malbrán
Av. Del Libertador 602, Piso 3°, (C1001ABT)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina