



Memoria Anual Ejercicio 2023 - 2024

Contenido

1. Resumen del ejercicio y perspectivas para el futuro
 2. Reseña histórica
 3. Contexto macroeconómico
 4. Mercado energético argentino
 5. Seguridad y medio ambiente
 6. Sustentabilidad
 7. Sistemas y comunicaciones
 8. Recursos humanos
 9. Situación financiera
 10. Resultados del ejercicio
 11. Propuesta del Directorio
- Anexo – Código de Gobierno Societario



1. Resumen del ejercicio y perspectivas para el futuro

A continuación, se presentan los principales hitos del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024:

Concesiones de áreas de hidrocarburos

- **Área Agua del Cajón:** Fue perforado, completado y puesto en producción el primer PAD de 4 pozos horizontales en la formación Vaca Muerta (PAD ADC-1050) de longitud lateral entre 2500 y 2800 metros. Los resultados son alentadores. A su vez, se comenzaron las obras necesarias para ampliar la capacidad de tratamiento y despacho de crudo para poder acompañar el desarrollo de la formación Vaca Muerta. El resultado obtenido en este PAD, junto con el buen resultado obtenido en las áreas linderas de intervalos similares y otros trabajos asociados efectuados por Capex, alientan a perforar un segundo PAD de 4 pozos de longitud lateral promedio de aproximadamente 2.950 metros durante el próximo ejercicio.
- **Acuerdo con Trafigura Argentina S.A.:** En el mes de julio de 2023 Capex celebró un contrato de Farm Out con Trafigura Argentina S.A. ("Trafigura") para el desarrollo de hidrocarburos en la formación Vaca Muerta del área Agua del Cajón. En virtud del acuerdo, Trafigura asumió el compromiso de participar con la Sociedad en el desarrollo de 4 pozos, y tendrá derecho, durante 30 meses, a participar en 12 pozos adicionales, para lo cual aportará el 30% de la inversión de los pozos en los que participe y a su vez tendrá el derecho a la producción resultante de los mismos durante 12 años. El contrato consideró además el pago de ciertos montos relacionados con el acceso a aquellos pozos en los que participe, un royalty por su producción y costos de operación. Este tipo de asociaciones le permiten a Capex acelerar el desarrollo de la inversión, reducir el costo unitario por la escala y además incrementar la curva de aprendizaje.
- **Área Puesto Zúñiga:** Luego de la puesta en marcha comercial del área en el ejercicio pasado, durante el presente ejercicio se consolidó el proceso de incremento progresivo de producción de gas y condensado asociado. A la fecha, la Sociedad lleva perforados 6 pozos productivos. Durante este ejercicio se perforó y terminó el pozo PZ-2007 dando como resultado la productividad esperada.
- **Área Loma Negra:** Se realizó la terminación del pozo AMO-1001 con objetivo petróleo dando como resultado una productividad mayor a la esperada. En el próximo ejercicio se espera desarrollar esta estructura con la perforación de un pozo adicional. Adicionalmente, se prevé desarrollar una estructura análoga en el yacimiento Anticlinal de María mediante el pozo AMa-1001 a ser perforado durante el próximo ejercicio. Durante el presente ejercicio también se puso en marcha el centro de compresión de media presión en el yacimiento de Loma de María.
- **Área La Yesera:** Durante el ejercicio se perforó el pozo LY-1003. Dado que YPF decidió no participar en la perforación de dicho pozo, el porcentaje de participación de dicha empresa fue tomado por Capex, incrementando su participación en la inversión y consecuente producción asociada al 72,5%. El pozo aún se encuentra en etapa de evaluación.
- **Área Pampa del Castillo – La Guitarra y Bella Vista Oeste – Bloque I:** En el área Bella Vista Oeste se perforaron 6 pozos obteniendo resultados de acuerdo con lo previsto y en el área Pampa del Castillo 14 pozos de desarrollo, con menores resultados a los esperados, pero manteniendo resultados económicos positivos. La Sociedad debió registrar una desvalorización de los bienes del rubro Propiedad, planta y equipo de la UGE Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste por millones \$ 16.138,3 debido principalmente a una disminución neta de las reservas producto de los resultados en las perforaciones.



- **Área Parva Negra Oeste:** La Sociedad ha cumplido en exceso con el programa de inversiones comprometidas. Los resultados obtenidos en la exploración del área (presencia de gas sulfhídrico en la formación Vaca Muerta en importantes cantidades) y el bajo precio de venta del gas previsto para los próximos ejercicios dificultan un posible futuro desarrollo económico del área; por tal motivo la Sociedad decidió no continuar con el Segundo Período Exploratorio dando por terminado el Contrato con GYP conforme los términos y condiciones del mismo y dando de baja las inversiones realizadas por millones \$ 44.401,7.
- **Producciones y Reservas:** La producción de petróleo equivalente promedio en el presente ejercicio fue de 16 mil m³ día, similar al ejercicio anterior. Las reservas comprobadas de hidrocarburos de la Sociedad se incrementaron en un 4% en barriles de petróleo equivalente, como consecuencia de la certificación de reservas no convencionales incrementales, producto del resultado del PAD de 4 pozos horizontales desarrollado en el área Agua del Cajón. Al 30 de abril de 2024 no sólo se logró reemplazar las reservas del año anterior, sino también un incremento en las mismas.

Parque Solar “La Salvación”

Con fecha 10 de noviembre de 2023, el Grupo adquirió el 100% de las acciones de la sociedad 4SOLAR S.A. (Capex 95% / Hychico 5%). La actividad principal de la sociedad es el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables. Actualmente, la Sociedad a través de su subsidiaria se encuentra desarrollando un Parque Solar cuya planta fotovoltaica, con conexión a la red de 20 MW nominales, generará energía eléctrica a partir de la irradiación solar como fuente de energía renovable. La energía generada será evacuada al SADI (Sistema Argentino de Interconexión) y su comercialización se realizará mediante la celebración de Contratos de Abastecimiento en el Mercado a Término (MATER) previsto en el Mercado Eléctrico Mayorista. Se estima comenzará a operar a principios del año 2025.

Canje de Obligaciones Negociables Senior Notes Clase II por Clase V

Con fecha 24 de julio de 2023 y en el marco del Programa Global de Obligaciones Negociables Simples (no convertibles en acciones) por un valor nominal en circulación de hasta US\$ 600.000.000 o su equivalente en otras monedas, Capex presentó su oferta de canje de ON Clase II en circulación a una tasa de interés del 6,875 % con vencimiento en 2024 por Obligaciones Negociables Clase V, a una tasa de interés del 9,250 % con vencimiento en 2028. Los resultados de la oferta arrojaron una participación de US\$ 197.398.000 del monto de capital total de las Obligaciones Negociables Clase II existentes, representativas de aproximadamente el 82,65% del monto de capital total de las Obligaciones Negociables Clase II existentes que se encontraban en circulación.

Obligaciones Negociables Senior Notes Clase VI, VII y VIII

Con fecha 7 de septiembre de 2023 y en el marco del Programa Global de Obligaciones Negociables Simples (no convertibles en acciones) por un valor nominal en circulación de hasta US\$ 600.000.000 o su equivalente en otras monedas, Capex emitió Obligaciones Negociables Clase s VI y VII “dólar link” a tasa fija a ser suscriptas e integradas en pesos al tipo de cambio inicial y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable, por un monto total de U\$S 30,7 millones y U\$S 39,3 millones con vencimiento septiembre 2026 y septiembre 2027, respectivamente.

Adicionalmente, el 29 de abril de 2024 Capex emitió Obligaciones Negociables Clase VIII por un monto total de U\$S 47,4 millones con vencimiento junio 2026 con una tasa de interés del 5,95%.

Para las Obligaciones Negociables emitidas el destino de los fondos incluyó inversiones en activos físicos situados en el país, refinanciación de pasivos existentes y el financiamiento del giro comercial de su negocio.



Resumen resultados del ejercicio

Durante el ejercicio económico iniciado el 1º de mayo de 2023 y finalizado el 30 de abril de 2024, Capex y sus sociedades controladas continuaron desarrollando su plan de negocios en los segmentos de: I) Petróleo y Gas, II) Energía, III) El procesamiento y separación de gases líquidos derivados del gas y IV) Energías renovables (que incluye la generación de energía eólica, generación de energía eléctrica con hidrógeno y la producción y venta de oxígeno).

Durante el presente ejercicio la Sociedad tuvo un resultado integral pérdida de millones de \$ 30.844,3 (del cual una pérdida de millones de \$ 30.444,0 corresponde a los propietarios de la Sociedad), que comparado con el ejercicio anterior cuyo resultado integral fue una ganancia de millones de \$ 102.210,1 (del cual una ganancia de millones de \$ 102.414,2 correspondía a los propietarios de la Sociedad), arroja una variación del 130,2% de disminución.

El resultado integral del presente ejercicio está compuesto por un resultado neto pérdida de millones de \$ 35.887,9 y otros resultados integrales ganancia de millones de \$ 5.043,5, mientras que en el ejercicio anterior el resultado integral estaba compuesto por un resultado neto ganancia de millones de \$ 89.960,7 y otros resultados integrales ganancia de millones de \$ 12.249,4. El resultado operativo del presente ejercicio arrojó una pérdida de millones de \$ 2.359,7, que comparado con el ejercicio anterior presenta una disminución del 101,5%.

En el segmento de petróleo y gas, durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024, el resultado operativo disminuyó un 119,6% debido fundamentalmente a la registración de la baja de las inversiones en el área de exploración Parva Negra Oeste por millones \$ 44.401,7 sin el hallazgo de hidrocarburos comercialmente explotables y dando por terminado el contrato de exploración firmado con GyP y la desvalorización de millones \$ 16.138,3 en la UGE Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste como consecuencia principalmente de la disminución de las reservas del área generada por los resultados obtenidos en la perforación de pozos de los últimos años. Por otro lado, al 30 de abril de 2023 la Sociedad recuperó una desvalorización de millones \$ 65.792,1 en la UGE Agua del Cajón como consecuencia del aumento de reservas en el área debido a las producciones registradas por la perforación de pozos no convencionales y a los resultados obtenidos en áreas linderas pertenecientes a la misma formación (Vaca Muerta). Adicionalmente, en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2024 hubo una disminución, tanto en la cantidad como en el precio en pesos del petróleo vendido comparado con el ejercicio anterior.

Respecto del segmento de energía, los resultados operativos disminuyeron en un 5,0%, a pesar de los incrementos otorgados por la SE a la remuneración de generación y potencia, el mismo se vio afectado por el reconocimiento al 30 de abril de 2024 de la desvalorización de los créditos con CAMMESA (asociados a remuneración de energía) por millones \$ 3.780,7 correspondientes a las acreencias de los meses de diciembre 2023 y enero 2024 cobradas en el mes de mayo de 2024 con Bonos USD 2038 LA. La desvalorización de los créditos fue registrada en función de la cotización de los mencionados bonos al momento del cobro.

En cuanto al segmento de energías renovables, la generación de energía eólica se ha visto afectada por una menor cantidad de GWh vendidos compensado parcialmente por un aumento en el precio de venta en pesos. En ambos ejercicios se registraron restricciones significativas al despacho de ambos parques (principalmente el PED II) dado el déficit en la capacidad de transporte existente en la zona. El contrato de venta de energía correspondiente al PED II prevé una cláusula de "Toma o Pagar" con una compensación por los GW no despachados que mitiga parcialmente las restricciones del sistema. El segmento de energía eólica también se vio afectado por la desvalorización de los créditos con CAMMESA por millones \$ 221,8.

Respecto de los Resultados Financieros, al 30 de abril de 2024 la cotización del dólar estadounidense alcanzó \$ 876,50, un incremento con respecto al cierre del ejercicio anterior del 293,6%. Debido a que la Sociedad se encuentra endeudada en dicha moneda, la apreciación del dólar afecta sus resultados financieros netos; no obstante, el hecho de que una gran proporción de sus ingresos y la mayor parte de su cartera de inversiones también estén denominados en dólares estadounidenses permite amortiguar las fluctuaciones del tipo de cambio en los resultados



netos. Por otro lado, y de acuerdo con las normas contables vigentes, los presentes estados financieros incluyen el reconocimiento de los efectos de la inflación al inicio y al cierre del ejercicio, destacando que la inflación durante el presente ejercicio fue 289,4%, mientras que en el ejercicio anterior fue del 108,8%.

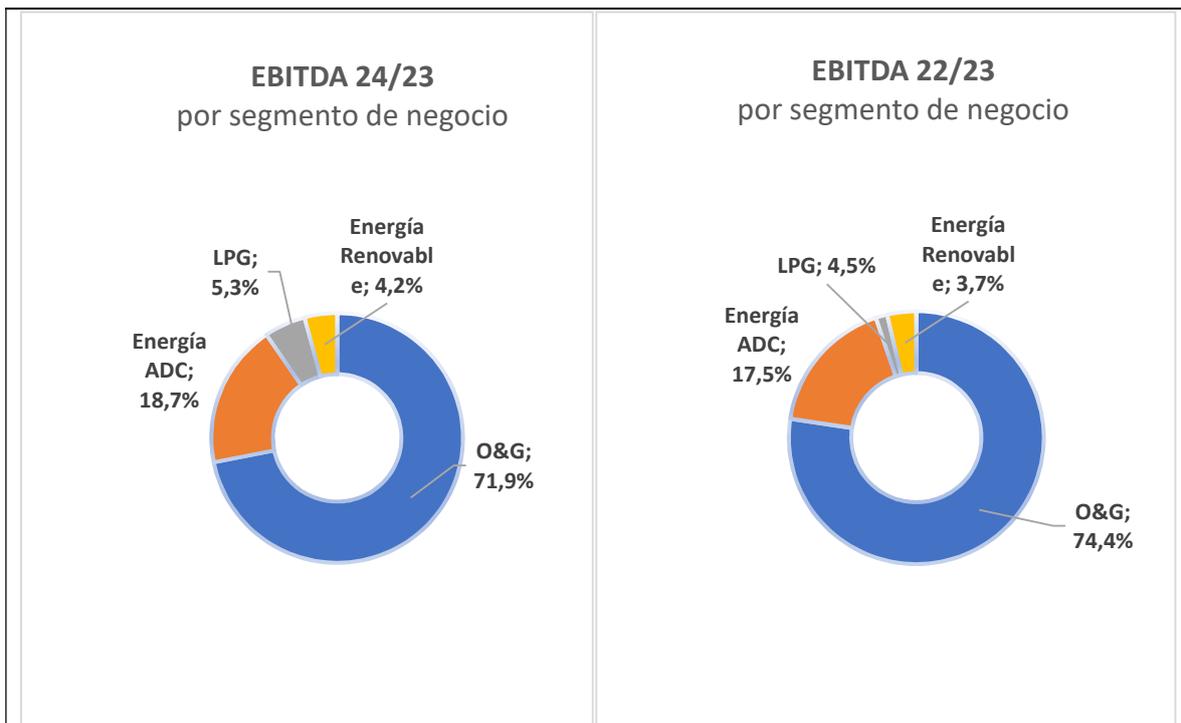
Adicionalmente, se registraron en Otros Resultados Integrales sin imputación futura a resultados, los cuales impactan en la Reserva por revaluación de activos, millones \$ 5.043,5 ganancia en comparación con millones de \$ 12.249,4 ganancia del ejercicio anterior, como consecuencia del efecto de la revaluación y de la aplicación del ajuste por inflación, neto del efecto impositivo, de aquellos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo sobre los cuales se aplica la política de valores razonables.

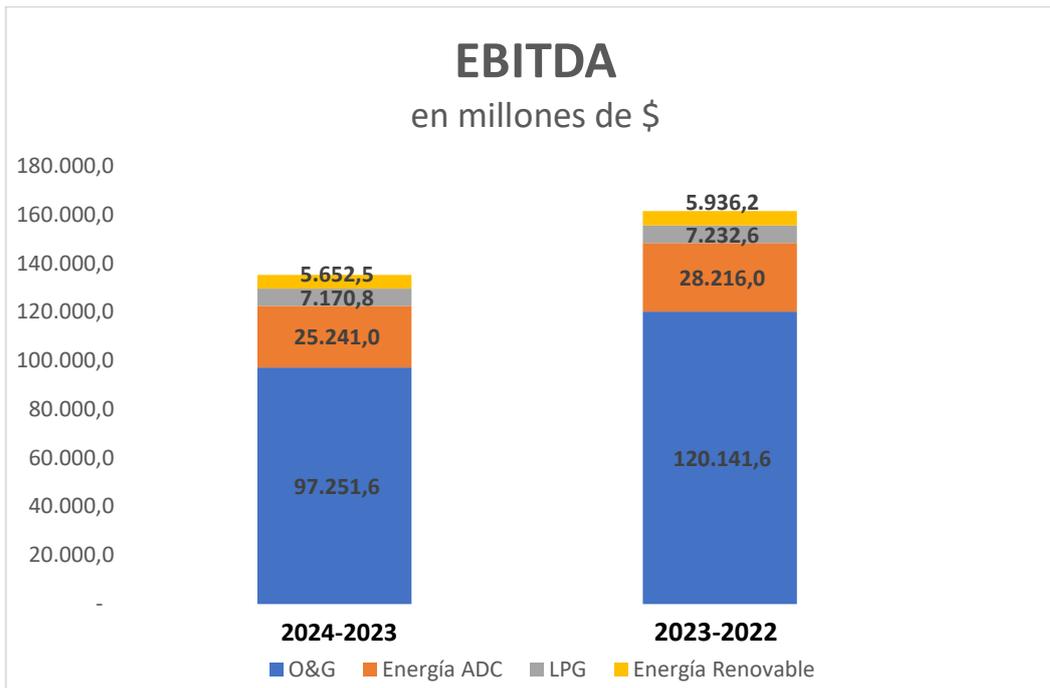
A continuación, se muestra el EBITDA generado al 30 de abril de 2024 en comparación con el ejercicio anterior, donde se puede observar una disminución del 16,2%, siendo el segmento de petróleo y gas el de mayor aporte con un 71,9%.

EBITDA	30/4/2024	30/4/2023	Variación 2024 vs 2023
	en miles de \$		%
Resultado operativo	-2.359.718	158.235.976	-101,5%
Partidas no monetarias:			
Gastos de exploración	44.401.734	-	100,0%
Depreciación de Propiedad, planta y equipo	77.735.143	69.272.810	12,2%
Desvalorización / (Recupero Desv.) de Propiedad, planta y equipo	15.538.767	-65.982.309	-123,5%
EBITDA Ajustado(*)	135.315.926	161.526.477	-16,2%

Tipo de cambio promedio diario del ejercicio al 30/4/2023:	159,961 \$/US\$
Tipo de cambio promedio diario del ejercicio al 30/4/2024:	503,358 \$/US\$
Tipo de cambio al cierre del ejercicio 30/4/2023:	222,680 \$/US\$
Tipo de cambio al cierre del ejercicio 30/4/2024:	876,500 \$/US\$

(*) EBITDA Ajustado: Resultado Operativo más/menos Partidas no monetarias





Es intención de la Sociedad continuar con su estrategia de expansión a lo largo de toda la cadena de valor energética. En línea con esta estrategia, Capex continuará evaluando potenciales adquisiciones de activos hidrocarburíferos locales para incrementar sus niveles de producción y reservas.

Adicionalmente, es intención de la Sociedad y su subsidiaria Hychico alcanzar una mayor inserción en proyectos de energías renovables, para lo cual actualmente se encuentran desarrollando a través de la subsidiaria 4SOLAR el primer parque solar del Grupo denominado “La Salvación” en Quines, provincia de San Luis y realizando evaluaciones y estudios de factibilidad en potenciales proyectos locales adicionales.

1.1 Hidrocarburos

1.1.1 Situación actual

Área Agua del Cajón – Provincia de Neuquén

Los valores totales producidos en el ejercicio de gas (corregido a 9300 kcal/m³) y petróleo fueron de 296,1 millones m³ y 39 miles m³, respectivamente, mientras que las producciones totales de propano, butano y gasolina fueron de 17,9 miles ton, 11,3 miles ton y 19,2 miles m³, respectivamente. La producción promedio en el mes de abril de 2024 fue de 778,1 miles m³/día de gas (corregido a 9300 kcal/m³), 265,2 m³/día de petróleo, 41,9 ton/día de propano, 26,1 ton/día de butano y 48,5 m³/día de gasolina, mientras que en el mes de abril de 2023 fue de 842,8 miles m³/día de gas (corregido a 9300 kcal/m³), 121,2 m³/día de petróleo, 42,7 ton/día propano, 26,7 ton/día butano y 50,8 m³/día gasolina. Al 30 de abril de 2024 la cantidad de pozos en extracción efectiva fue 36 de petróleo y 222 de gas.

Durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024 la Sociedad ha destinado su producción de gas a la generación de energía eléctrica a través de la CT ADC.

En la formación no convencional Vaca Muerta, durante el ejercicio se perforó el PAD ADC-1050 de 4 pozos horizontales (ADC-1050h, ADC-1051h, ADC-1052h, ADC-1053h), con longitudes



laterales de entre 2.500 y 2.800 metros de rama lateral. El resultado obtenido en este PAD y otros trabajos asociados efectuados por Capex, junto con el buen resultado obtenido por otros operadores en áreas linderas, alientan a continuar con un nuevo PAD durante el próximo ejercicio, así como efectuar las instalaciones de procesamiento necesarias, obras que empezaron durante este ejercicio y se prolongarán durante el próximo.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 30 de abril de 2024 fue certificada por el auditor Ing. Eduardo Roberto Pérez (certificador de la Secretaría de Energía de la Nación) de acuerdo con el *Petroleum Resources Management System (PRMS)* aprobado en marzo 2007 y revisado en junio 2018 por la *Society of Petroleum Engineers*, el *World Petroleum Council*, la *American Association of Petroleum Geologists*, la *Society of Petroleum Evaluation Engineers*, la *Society of Exploration Geophysicists*, la *Society of Petrophysicists and Well Log Analysts*, y la *European Association of Geoscientists & Engineers*, y la Monografía 4 de la *Society of Petroleum Evaluation Engineers*. Dicha estimación de reservas fue realizada teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión el mes de enero de 2052.

Productos		Reservas					Recursos ⁽²⁾
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	2.489	883	3.372	316	677	8.086
Petróleo	Mbbl	3.707	19.135	22.842	16.891	18.274	112.015
	Mm ³	589	3.043	3.632	2.686	2.906	17.814

(1) expresado en 9.300 Kcal por m³

(2) recursos contingentes relativos a la Formación Vaca Muerta y la Formación Los Molles.

La Sociedad posee el 100% de dichas reservas, excepto por las correspondientes al PAD ADC-1050 donde Trafigura posee el 30% de las reservas de gas y petróleo por el plazo de 12 años hasta el año 2036 inclusive.

Comparando con el último informe de reservas al 30 de abril de 2023, durante este ejercicio las reservas comprobadas totales de petróleo del área se incrementaron en un 63% y las de gas disminuyeron en 1%.

Área Loma Negra – Provincia de Río Negro

Los valores totales producidos en el ejercicio de gas (corregido a 9300 kcal/m³) y petróleo fueron de 195,6 millones m³ y 80,9 miles m³, respectivamente. La producción promedio en el mes de abril de 2024 fue de 511 mil m³/día de gas y 238 m³/día de petróleo. Si comparamos las producciones del mes de abril de 2024 con las que tenía el área al momento del inicio de la operación de Capex en octubre de 2017 (225 mil m³/día de gas y 62 m³/día de petróleo), el incremento es de 127% y 284%, para gas y petróleo, respectivamente.

A la fecha, el área cuenta con 52 pozos activos (30 productores de petróleo, 11 productores de gas y 11 inyectores) y posee varios yacimientos en producción (Loma Negra, El látigo Occidental, Cerro Solo, Anticlinal de María, Anticlinal Viejo, Anticlinal de María Occidental y Loma de María).

Respecto del plan de inversión desarrollado en este ejercicio, el Consorcio llevó adelante un programa de reparación de pozos productores e inyectores y un programa de perforación de un pozo con objetivo petróleo en el yacimiento Anticlinal de María Occidental dando buenos resultados. Adicionalmente, se puso en marcha el centro de compresión en media presión en Loma de María.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Loma Negra al 30 de abril de 2024 fue certificada por el auditor Ing. Eduardo Roberto Pérez de acuerdo con el *Petroleum Resources*



Management System (PRMS) aprobado en marzo de 2007 y revisado en junio de 2018 por la Society of Petroleum Engineers, el World Petroleum Council, la American Association of Petroleum Geologists, la Society of Petroleum Evaluation Engineers, la Society of Exploration Geophysicists, la Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, y la European Association of Geoscientists & Engineers, y la Monografía 4 de la Society of Petroleum Evaluation Engineers. Dicha estimación de reservas fue realizada teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión el mes de febrero de 2034.

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	1.158	406	1.564	2	1	-
Petróleo	Mbbl	2.204	1.191	3.395	180	180	-
	Mm ³	351	189	540	29	29	-

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

La Sociedad posee el 37,5 % de dichas reservas.

Comparando con el último informe de reservas al 30 de abril de 2023, durante este ejercicio las reservas comprobadas totales de petróleo aumentaron en 9% y las de gas disminuyeron en 19%.

Área La Yesera – Provincia de Río Negro

Los valores totales producidos en el ejercicio de gas (corregido a 9300 kcal/m³) y petróleo fueron de 31,6 millones m³ y 41,9 miles m³. La producción promedio en el mes de abril de 2024 fue de 83 mil m³/día de gas (corregido a 9300 kcal/m³) y 109,1 m³/día de petróleo. Si comparamos las producciones del mes de abril de 2023 con las que tenía el área al momento del inicio de la operación de Capex en octubre de 2017 (41 mil m³/día de gas y 97 m³/día de petróleo), el incremento es de 102,5% y 12,5% para gas y petróleo, respectivamente. El yacimiento cuenta con 7 pozos perforados, de los cuales 3 pozos se encuentran en producción de petróleo y gas asociado.

Durante el ejercicio 2023/24 se perforó el pozo LY-1003. Dado que YPF decidió no participar en la perforación de dicho pozo, el porcentaje de participación de dicha empresa fue tomado por Capex, incrementando su participación en la inversión y consecuente producción asociada al 72,5%. El pozo todavía continúa en evaluación.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área La Yesera al 30 de abril de 2023 fue certificada por el auditor Ing. Eduardo Roberto Pérez de acuerdo con el *Petroleum Resources Management System (PRMS)* aprobado en marzo 2007 y revisado en junio 2018 por la *Society of Petroleum Engineers*, el *World Petroleum Council*, la *American Association of Petroleum Geologists*, la *Society of Petroleum Evaluation Engineers*, la *Society of Exploration Geophysicists*, la *Society of Petrophysicists and Well Log Analysts*, y la *European Association of Geoscientists & Engineers*, y la Monografía 4 de la *Society of Petroleum Evaluation Engineers*. Dicha estimación de reservas fue realizada teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión el mes de agosto de 2037.



Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	207	21	228	34	-	-
Petróleo	Mbbl	1.868	521	2.389	512	-	-
	Mm ³	297	83	380	81	-	-

(1) expresado en 9.300 Kcal por m³

La Sociedad posee el 37,5 % de las reservas totales y respecto de las reservas asociadas a los pozos LY-1002 y LY-1003, posee el 72,5 %. La participación de la Sociedad en las reservas totales se incrementará al 72,5% a partir de agosto de 2027.

Comparando con el último informe de reservas al 30 de abril del 2023, durante este ejercicio las reservas comprobadas totales de petróleo y gas del área se incrementaron en 1% para el petróleo y disminuyeron en 13% para el gas.

Área Pampa del Castillo – La Guitarra – Provincia de Chubut

Los valores totales producidos en el ejercicio de petróleo fueron de 271,1 miles m³. La producción promedio de petróleo en el mes de abril de 2024 fue de 758,1 m³/día. Si comparamos esta producción con la que tenía el área al momento del inicio de la operación en agosto de 2018 (557,2 m³/día) representa un incremento del 36,1%. Actualmente se encuentran activos 344 pozos (229 productores y 115 inyectores).

Durante este ejercicio se perforaron 14 pozos productores de petróleo.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Pampa del Castillo – La Guitarra al 30 de abril de 2024 fue certificada por el auditor Ing. Eduardo Roberto Pérez de acuerdo con el *Petroleum Resources Management System (PRMS)* aprobado en marzo 2007 y revisado en junio 2018 por la *Society of Petroleum Engineers*, el *World Petroleum Council*, la *American Association of Petroleum Geologists*, la *Society of Petroleum Evaluation Engineers*, la *Society of Exploration Geophysicists*, la *Society of Petrophysicists and Well Log Analysts*, y la *European Association of Geoscientists & Engineers*, y la Monografía 4 de la *Society of Petroleum Evaluation Engineers*. Dicha estimación de reservas fue realizada teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión el mes de octubre de 2046.

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Petróleo	Mbbl	13.346	12.370	25.716	4.221	3.791	-
	Mm ³	2.122	1.967	4.089	671	603	-

La Sociedad posee el 95% de dichas reservas.

Comparando con el último informe de reservas al 30 de abril del 2023, durante este ejercicio las reservas comprobadas totales de petróleo del área disminuyeron en 11%.



Área Bella Vista Oeste - Bloque I - Provincia de Chubut

Los valores totales producidos en el ejercicio de petróleo fueron de 85,9 miles m³. La producción promedio de petróleo al 30 de abril de 2024 fue de 207,7 m³/día. La producción promedio de abril 2024, comparada con el valor al momento de la toma del área de 87 m³/día, representa un incremento del 138,8%.

El área posee 63 pozos activos (47 productores y 16 inyectores).

Durante este ejercicio se perforaron 6 pozos productores de petróleo y un pozo sumidero.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Bella Vista Oeste – Bloque I al 30 de abril fue certificada por el auditor Ing. Eduardo Roberto Pérez de acuerdo con el *Petroleum Resources Management System (PRMS)* aprobado en marzo de 2007 y revisado en junio de 2018 por la *Society of Petroleum Engineers*, el *World Petroleum Council*, la *American Association of Petroleum Geologists*, la *Society of Petroleum Evaluation Engineers*, la *Society of Exploration Geophysicists*, la *Society of Petrophysicists and Well Log Analysts*, y la *European Association of Geoscientists & Engineers*, y la Monografía 4 de la *Society of Petroleum Evaluation Engineers*. Dicha estimación de reservas fue realizada teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión el mes de febrero de 2045.

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Petróleo	Mbbl	3.590	4.497	8.087	491	559	-
	Mm ³	571	715	1.286	78	89	-

La Sociedad posee el 100% de dichas reservas.

Comparando con el último informe de reservas actualizado al 30 de abril de 2023, durante este ejercicio las reservas comprobadas totales de petróleo del área disminuyeron en 18%.

Área Puesto Zúñiga - Provincia de Río Negro

Los valores totales producidos en el ejercicio de gas (corregido a 9300 kcal/m³) y petróleo fueron de 143,1 millones m³ y 30,3 miles m³, respectivamente. La producción promedio en el mes de abril de 2024 fue de 451,8 mil m³/día de gas (corregido a 9300 kcal/m³) y 93,7 m³/día de petróleo. El área comenzó su producción en el mes de mayo de 2022.

Durante este ejercicio se perforó un pozo y el área hoy cuenta con seis pozos en explotación.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Puesto Zúñiga al 30 de abril de 2024 fue certificada por el auditor Ing. Eduardo Roberto Pérez de acuerdo con el *Petroleum Resources Management System (PRMS)* aprobado en marzo de 2007 y revisado en junio de 2018 por la *Society of Petroleum Engineers*, el *World Petroleum Council*, la *American Association of Petroleum Geologists*, la *Society of Petroleum Evaluation Engineers*, la *Society of Exploration Geophysicists*, la *Society of Petrophysicists and Well Log Analysts*, y la *European Association of Geoscientists & Engineers*, y la Monografía 4 de la *Society of Petroleum Evaluation Engineers*. Dicha estimación de reservas fue realizada teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión el mes de marzo de 2047.



Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	556	346	902	334	308	-
Petróleo	Mbbl	840	393	1.233	472	460	-
	Mm ³	134	62	196	75	73	-

⁽¹⁾ Gas de venta expresado en 9.300 Kcal por m³

La Sociedad posee el 90% de dichas reservas.

Comparando con el último informe de reservas al 30 de abril de 2023, durante este ejercicio las reservas comprobadas totales de petróleo del área disminuyeron en 5% y las de gas en 28%.

Área Parva Negra Oeste – Provincia de Neuquén

La Sociedad cumplió en exceso con el programa de inversiones comprometido, donde se supera la inversión en un 93,9%. Debido a los resultados obtenidos (presencia de gas sulfhídrico en la formación Vaca Muerta en cantidades importantes) que dificultan un posible futuro desarrollo económico del área, Capex acordó con GyP la finalización del contrato relativo a la exploración, desarrollo y producción del área el pasado 22 de noviembre de 2023.

Consolidación de producciones

En el presente ejercicio la producción promedio de petróleo de las áreas operadas por Capex fue de 1.491 m³/día comparado con 1.424 m³/día del ejercicio anterior, representando un incremento del 5%. Para los mismos ejercicios, tomando las participaciones de Capex en las áreas operadas, la producción de petróleo fue de 1.256 m³/día y 1.205 m³/día respectivamente, representando un incremento de 4%.

Con respecto a la producción de gas (corregido a 9300 kcal/m³), en el ejercicio 2023/24 la producción promedio de las áreas operadas por Capex fue de 1,84 millones m³/día comparado con 1,92 millones m³/día del ejercicio 2022/23, representando una disminución del 4%. Para los mismos ejercicios, tomando las participaciones de Capex en las áreas operadas, la producción de gas (corregido a 9300 kcal/m³) se mantuvo en los mismos valores de 1,42 millones m³/día.

En resumen, la producción de petróleo equivalente promedio (tomando la participación de Capex) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024 fue 16.255 bpd, comparada con los 15.958 bpd del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023, representando un aumento del 2%.



Consolidación de reservas comprobadas

Con la finalidad de observar la evolución de las reservas comprobadas en las distintas áreas, en el siguiente cuadro se comparan los valores obtenidos por las auditorías efectuadas al 30 de abril de 2024 con las efectuadas al 30 de abril de 2023. Dichos valores comparativos se muestran teniendo en cuenta los porcentajes de participación de Capex en cada una de las áreas y referidos a dichas fechas.

Provincia / Areas	Producto	Unidades	30/4/2024	30/4/2023
Neuquén				
Agua del Cajón 100%	Gas	MMm3	3.356	3.407
	Petróleo	Mm3	3.535	2.225
	BOE	MbbI	41.988	34.048
Chubut				
Bella Vista Oeste 100%	Gas	MMm3	-	-
	Petróleo	Mm3	1.286	1.092
	BOE	MbbI	8.089	6.868
Pampa del Castillo 95%	Gas	MMm3	-	-
	Petróleo	Mm3	3.885	4.371
	BOE	MbbI	24.436	27.493
Río Negro				
La Yesera 37.5% - 72.5%	Gas	MMm3	145	171
	Petróleo	Mm3	253	247
	BOE	MbbI	2.445	2.560
Loma Negra 37.5%	Gas	MMm3	586	723
	Petróleo	Mm3	202	186
	BOE	MbbI	4.720	5.425
Puesto Zúñiga 90%	Gas	MMm3	812	1129
	Petróleo	Mm3	177	185
	BOE	MbbI	5.893	7.809
TOTAL	Gas	MMm3	4.899	5.430
	Petróleo	Mm3	9.338	8.306
	BOE	MbbI	87.571	84.204
	Variación - Incremento %		4,0%	

Con respecto a las reservas comprobadas de las áreas operadas y teniendo en cuenta la participación de la Sociedad en ellas, se observa un reemplazo de reservas e incremento del 4,0% en petróleo equivalente, considerando que el petróleo se incrementó en un 12,4 % en tanto que las de gas disminuyeron en un 9,8%.

A continuación, se presenta el gráfico de la evolución de reservas comprobadas de petróleo y gas en la participación de Capex de los últimos años.



La información incluida en la presente Memoria respecto de las reservas de las distintas áreas cumple con los requerimientos de la Res. N° 541 de la CNV “*Información sobre reservas petroleras y gasíferas*”. La Sociedad sólo posee reservas en yacimientos de la República Argentina y sus sociedades subsidiarias vinculadas no poseen actividades hidrocarburíferas.

1.1.2 Perspectivas para el futuro

Los lineamientos del plan de inversión para el próximo ejercicio son los siguientes:

- en el **área Agua del Cajón**, la perforación de un nuevo PAD y, de acuerdo con los resultados de los pozos perforados, comenzar con el desarrollo masivo de la formación Vaca Muerta y continuar con las obras relacionadas con las instalaciones de procesamiento necesarias. Asimismo, se continuará con reparaciones de pozos convencionales.
- en el **área Loma Negra**, continuar con el desarrollo de los prospectos de petróleo y gas.
- en el **área La Yesera**, continuar con el desarrollo de reservas, principalmente de petróleo, en objetivos profundos.
- en el **área Pampa del Castillo – La Guitarra**, llevar a cabo la perforación de pozos de avanzada y pozos productores de primaria/secundaria de desarrollo, continuar con la campaña de reparaciones de pozos productores de petróleo y la adecuación de instalaciones de recuperación secundaria en baterías y plantas.
- en el **área Bella Vista Oeste – Bloque I**, llevar a cabo la perforación de pozos de avanzada y pozos productores de primaria/secundaria de desarrollo, así como llevar adelante la reparación de pozos productores de petróleo y la adecuación de pozos inyectoros.
- en el **área Puesto Zúñiga**, continuar con el desarrollo del área mediante la perforación de nuevos pozos.

Como parte de la estrategia de crecimiento, la Sociedad continuará evaluando potenciales adquisiciones de activos hidrocarburíferos que permitan incrementar los niveles de producción y reservas.

1.2 Energía Eléctrica

1.2.1 Situación actual

La Sociedad ha venido realizando los programas de mantenimiento técnico requeridos, lo que le ha permitido continuar con buenos niveles de disponibilidad y generación a lo largo de los años y



cumplir con los compromisos de disponibilidad garantizada de potencia (DIGO) y el despacho requerido por CAMMESA.

En el ejercicio la CT ADC ha operado con gas de sus yacimientos, al que se le ha adicionado el gas redireccionado por CAMMESA. La generación bruta de energía eléctrica del presente ejercicio fue de 4.306 GWh. Dicha generación representa una disminución del 7,6 % respecto del ejercicio anterior provocada en gran medida, por la parada de la turbina de vapor (TV 7) que debió intervenir durante octubre y parte de noviembre de 2023 por elevados valores de vibración. Cabe destacar que luego de la intervención se normalizaron los valores y se planifica el mantenimiento mayor del equipo para septiembre-octubre de 2024.

Durante el presente ejercicio, al igual que en el anterior, la menor generación de energía hidráulica y la situación del parque de generación provocó un alto despacho de la Central con todas sus turbinas (a excepción del evento de la turbina de vapor arriba mencionado). De acuerdo con los escenarios de generación futuros, se estima un alto factor de despacho de las turbinas durante el próximo ejercicio, como consecuencia de ello, se previeron los mantenimientos programados de todos los equipos a fin de garantizar una alta disponibilidad de la CT ADC.

En el mes de febrero de 2023, la Secretaría de Energía publicó en la Res 59/23 las condiciones de un Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia. Esta Resolución modificó la Resolución 826/22, y actualizó la remuneración a los ciclos combinados, sujeto a condiciones de cumplimiento de metas de eficiencia y disponibilidad para aquellos generadores que adhirieran a la misma. El cambio introduce el pago parcial de la remuneración en dólares en la medida en que se alcancen los niveles requeridos de disponibilidad. La Sociedad adhirió a la resolución y a excepción del incidente de la TV 7 antes descrito, se cumplió con el requisito de disponibilidad de potencia superior al 85% requerido por la Resolución.

Adicionalmente, el cobro de las transacciones económicas del MEM de diciembre 2023 y enero 2024 mediante la entrega de títulos públicos como consecuencia de la Res SEN N° 58/2024 generó un impacto negativo significativo por el valor de cotización de los instrumentos recibidos en el mes de mayo 2024.

1.2.2 Perspectivas para el futuro

La Sociedad continuará evaluando las políticas definidas por el Gobierno Nacional, así como el cumplimiento de las resoluciones vigentes, y sobre esta base estructurará su estrategia de crecimiento y diversificación en el área energética con miras al mediano y largo plazo.

1.3 Energía Renovable

1.3.1 Situación actual

Parque Eólico Diadema I

En el segmento de generación de energía renovable, a través de la subsidiaria Hychico, el Parque Eólico Diadema I ("PED I") ha operado con un alto nivel de eficiencia, entregando la energía generada al sistema interconectado nacional en la localidad de Diadema. Los factores de capacidad con los que ha operado el PED I en los últimos ejercicios económicos fueron los siguientes:

Ejercicio	2014/ 2015	2015/ 2016 (*)	2016/ 2017 (*)	2017/ 2018	2018/ 2019	2019/ 2020	2020/ 2021	2021/ 2022	2022/ 2023	2023/ 2024
Energía [MWh]	28.083,70	25.506,60	22.969,10	31.839,50	27.939,65	25.656,70	23.769,20	26.419,60	27.070,30	25.564,8
FC	50,90%	46,10%	41,60%	57,50%	50,6%	46,50%	43,10%	47,90%	49,05%	46,20%

FC = (energía real producida / energía producida si hubiera funcionado todo el tiempo a potencia nominal)

(*) Cabe mencionar que el año calendario 2016 fue de muy baja velocidad media anual de viento.



Parque Eólico Diadema II

A través de su subsidiaria E G WIND, el Parque Eólico Diadema II (“PED II”) obtuvo su habilitación comercial por parte de CAMMESA el día 18 de septiembre de 2019, cumpliendo con los plazos estipulados en la licitación del programa RenovAr. Debido a las limitaciones de transporte eléctrico del corredor patagónico y la línea 132 kV Comodoro Rivadavia - Pico Truncado en particular, el parque debe operar con restricciones de potencia, las cuales son administradas por CAMMESA. Hasta tanto no se realicen las obras de ampliación planteadas a realizarse por el Estado Nacional a través de los programas de participación pública y privada, existirán estas restricciones, las cuales serán mayores en la medida en que se sumen nuevos parques eólicos en la zona. Como mecanismo de compensación a dichas restricciones, el contrato establece en su punto 10.3 la “Obligación de tomar o pagar”, la cual entró en vigencia el 19 de junio de 2020 al cumplirse los 30 meses de la adjudicación del contrato.

El desempeño alcanzado por el PED II desde la puesta en marcha se refleja en la siguiente tabla promedio de los últimos 4 ejercicios:

Ejercicio	2020/2021	2021/2022	2022/2023	2023/2024
FC (Promedio)	42,5%	37,2%	40,1%	38,2%

A lo largo del ejercicio se observa una restricción significativa al despacho del parque eólico de E G WIND. Si bien el promedio del nivel de restricciones durante el mismo ha sido de un 50% de la energía facturada, el contrato con CAMMESA prevé una cláusula de “Tomar o pagar” a partir de junio de 2021, lo cual mitiga parcialmente las restricciones mencionadas.

Es de esperar que el nivel de restricciones observado en los últimos años continúe hasta la ejecución de la Estación Transformadora Comodoro Rivadavia Oeste 500/132 kV junto con sus obras auxiliares. El desarrollo de esta obra permitirá ampliar la capacidad de transporte eléctrico existente en la zona. Si bien la mencionada obra formaba parte del Plan Federal de Transporte Eléctrico, por el momento no cuenta con fecha cierta de ejecución.

Hidrógeno y Oxígeno

Asimismo, junto con la operación de la Planta de Producción de Hidrógeno y Oxígeno, Hychico continúa desarrollando experiencia en la producción y almacenamiento de hidrógeno.

Parque Solar “La Salvación”

Hacia fines de 2023 Capex e Hychico adquirieron el 100% del paquete accionario de 4SOLAR, sociedad que contaba con un proyecto para desarrollar un parque solar llamado “La Salvación”, en Quines provincia de San Luis, cuya planta fotovoltaica, con conexión a la red de 20 MW nominales, generará energía eléctrica a partir de la irradiación solar como fuente de energía renovable. La energía generada será evacuada al SADI (Sistema Argentino de Interconexión) y su comercialización se realizará mediante la celebración de Contratos de Abastecimiento en el Mercado a Término (MATER) previsto en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Acatando todas las normativas técnicas, ambientales y legales, la energía generada será inyectada en el SADI en el punto de inyección asignado por CAMMESA. La planta se conectaría en el PDI 5093: Línea 33 KV Quines – Santa Rosa.

El 26 de octubre de 2023 y ante la participación en las licitaciones en el marco de la convocatoria MATER de Energías Renovables, 4SOLAR fue adjudicada con prioridad de despacho plena.

El Parque Solar “La Salvación” tendrá una potencia inicial de 20 MW y estará compuesto por 41.040 paneles solares de 605 y 610 W de potencia, 78 Inversores, 4 centros de transformación y 2 centros de maniobra; la planta ocupará una superficie aproximada de 49 hectáreas.



Actualmente, el proyecto se encuentra en el proceso de cierre de contratos y licitaciones para la compra de los principales materiales y servicios para llevar a cabo la construcción del parque solar, el cual se estima comenzará a operar a principios del año 2025.

1.3.2 Perspectivas para el futuro

Se continuarán operando los Parques Eólicos Diadema I y II y la Planta de Hidrógeno y Oxígeno y como se mencionó en el punto anterior estaremos abocados al desarrollo y construcción del Parque Solar La Salvación.

Como parte de su estrategia, es intención del Grupo contar con una plataforma de proyectos de generación de energía renovable local que permitan incrementar su capacidad instalada en este segmento de negocio. A tal fin, el Grupo ha identificado diferentes locaciones viables para el desarrollo de proyectos de generación de energía eólica y solar en la Argentina, y a tal fin ha firmado contratos con superficiarios de dichas locaciones a fin de poder desarrollar estos proyectos en un futuro próximo.

El Grupo posee los derechos de superficie para expandir el proyecto solar en San Luis a una potencia total de 120 MW. Asimismo, el Grupo cuenta con contratos para desarrollos eólicos en las provincias de Buenos Aires (Partido de Benito Juárez), del Neuquén (yacimiento Agua del Cajón) y en Chubut (yacimiento Pampa del Castillo). Este último contempla, a su vez, el desarrollo de un proyecto para la producción de hidrógeno verde.

En la medida que se generen las condiciones propicias en la Argentina, se continuará evaluando la factibilidad técnico-económica de producción de hidrógeno a partir de electrólisis del agua en la Patagonia con miras a su exportación a los mercados internacionales que ya hoy muestran sus necesidades futuras.

2. Reseña histórica

La Sociedad inició sus operaciones comerciales en el segmento de exploración y producción de hidrocarburos en la Provincia de Neuquén a través de la explotación del área Agua del Cajón para luego expandir sus operaciones hacia el segmento de generación de energía eléctrica. Mediante la construcción y desarrollo de una Central Térmica de Ciclo Combinado de 672 MW de potencia instalada y una Planta de GLP, ambas ubicadas en el yacimiento Agua del Cajón, integró verticalmente sus operaciones. Como parte de esta integración vertical, el gas producido por el segmento de hidrocarburos en el yacimiento Agua del Cajón es procesado en la Planta de GLP para separar los fluidos líquidos del gas seco y utilizar este último como combustible en la Central Térmica para la producción de energía eléctrica. Posteriormente, a través de sus subsidiarias Hychico y E G WIND, la Sociedad comenzó a desarrollar proyectos de energías renovables incluyendo generación eólica y producción de hidrógeno y oxígeno y recientemente a través de 4SOLAR generación solar. En el año 2017 la Sociedad comenzó un proceso de crecimiento que incluyó la expansión de su negocio de exploración y producción de hidrocarburos mediante la compra de participaciones y adquisición de concesiones en diferentes áreas hidrocarburíferas como Loma Negra, La Yesera y Puesto Zúñiga, ubicadas en la Provincia de Río Negro; Parva Negra Oeste, ubicada en la Provincia del Neuquén; y Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste, ubicadas en la Provincia de Chubut.

2.1 Hidrocarburos

2.1.1 Área Agua del Cajón

En enero de 1991 la Sociedad adquirió el 100% de los derechos sobre el área Agua del Cajón que la SEN ofreció en concesión, habiendo pagado US\$ 26 millones. La concesión fue otorgada a la Sociedad por 25 años con posibilidad de prorrogarla por 10 años más.



El área Agua del Cajón está ubicada en la cuenca neuquina, en la región sudeste de la Provincia del Neuquén. Como resultado de un intenso trabajo exploratorio se identificó que la mayoría de las reservas estaban localizadas en dos yacimientos del área (El Salitral y Agua del Cajón), donde finalmente se intensificaron las tareas de explotación.

Es importante destacar el incremento de la producción que ha logrado la Sociedad desde el momento en que tomó la operación del área Agua del Cajón. Al momento de la toma del área, la producción de gas era de 87 mil m³/día y la producción de petróleo era de 35 m³/día. Desde la toma de posesión del área hasta la fecha, las producciones alcanzaron picos de 3 millones de m³/día de gas y 200 m³/día de petróleo. Este incremento fue producto, principalmente, de la puesta en producción de nuevas formaciones, la optimización de los sistemas de extracción, la mayor eficiencia en la operación de los yacimientos, la captación del petróleo asociado a la producción y procesamiento de gas a través de la planta de separación de gases. Asimismo, y como resultado de los esfuerzos exploratorios y de desarrollo del área, se identificaron e incorporaron importantes reservas de gas natural y de petróleo. Las producciones acumuladas de gas y de petróleo alcanzaron 21,9 mil millones de m³ y 3,1 millones m³, respectivamente, al 30 de abril de 2024.

La Provincia de Neuquén emitió el Decreto 822/08 a través del cual autorizó a la Secretaría de Estado de Recursos Naturales, en su carácter de Autoridad de Aplicación, en el marco de la Ley 17.319, Ley 26.197 y legislación nacional y provincial vigentes en la materia, a renegociar la extensión de la concesión. Posteriormente, se dictó la Ley Provincial 2.615 que aprobó los parámetros y condiciones básicos para la renegociación de áreas provinciales. Como consecuencia de este proceso, en abril de 2009 la Provincia de Neuquén le otorgó a la Sociedad la extensión del plazo original de la concesión sobre el área Agua del Cajón por el término de diez años, es decir, hasta el 11 de enero de 2026. Con fecha 8 de mayo de 2009 la Provincia de Neuquén emitió el Decreto 773/09, que aprobó definitivamente el acuerdo mencionado.

La extensión del plazo original de la concesión del área Agua del Cajón por el término de diez años implicó, para la Sociedad, los siguientes compromisos:

- Canon: El pago a la Provincia de Neuquén de un canon de US\$ 17 millones.
- Plan de trabajo de inversiones y erogaciones: Por un monto total estimado de millones de US\$ 144 hasta el final de la concesión. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Sociedad cumplió con la totalidad de los montos de inversión comprometidos.
- Canon extraordinario de producción: Desde junio de 2009 la Sociedad ha liquidado las regalías a la Provincia de Neuquén a una tasa del 15%, adicionando la tasa del 3% por este concepto.
- Renta extraordinaria: Implica abonar un porcentaje adicional del canon extraordinario que oscila entre el 1% y el 3%, dependiendo del comportamiento del precio del petróleo crudo y del gas natural con relación a una escala de precios de referencia.

En abril de 2017, mediante el Decreto N° 556/17, el Poder Ejecutivo de la Provincia de Neuquén otorgó a la Sociedad una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos por un plazo de 35 años sobre la totalidad del Área Agua del Cajón. Dicha concesión finalizará en el año 2052 y, como condición para su otorgamiento, la Sociedad se comprometió a llevar adelante un programa de inversiones por US\$ 126,0 millones a realizarse durante un período de cinco años contados desde el 1° de enero de 2017. La Sociedad ha superado ampliamente la inversión comprometida antes de lo estipulado.

Asimismo, como parte de los términos y condiciones para el otorgamiento de la concesión de explotación no convencional, la Sociedad pagó a la Provincia de Neuquén los siguientes montos: (i) US\$ 4,97 millones en concepto de bono de explotación convencional bajo el artículo 58 bis, segundo párrafo, de la Ley 17.319; (ii) US\$ 3,1 millones en concepto de aportes por responsabilidad social empresarial; y (iii) US\$ 0,882 millones en concepto de impuesto a los sellos



por la firma del acta acuerdo de inversión suscripta con la Provincia. En virtud del pago del bono mencionado en (i), la Sociedad también mantiene el derecho de explotar convencionalmente el área hasta el fin de la concesión no convencional.

En virtud del acuerdo firmado con la Provincia de Neuquén, la Sociedad abona las siguientes regalías: (a) sobre la producción de todos los pozos completados y terminados, excepto aquellos con producción derivada de reservorios no convencionales de los denominados “shale gas” o “shale oil” o “roca madre”, por los cuales se pagan los porcentajes acordados bajo el Acta Acuerdo del 13 de abril de 2009 hasta el 11 de enero de 2026, fecha a partir de la cual se abonará la regalía máxima del 18% establecida en el artículo 59 de la Ley 17.319; y (b) sobre la producción de pozos completados y terminados a partir del otorgamiento de la concesión no convencional que tengan producción proveniente de reservorios no convencionales denominados “shale gas” o “shale oil” o “roca madre”, se pagan regalías del 12%.

Con fecha 31 de enero de 2018, la Sociedad presentó ante la Subsecretaría de Exploración y Producción, dependiente del Ministerio de Energía y Minería, una solicitud de adhesión para la Concesión Agua del Cajón al Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales. Dicha presentación incluyó la aprobación, por parte de la Autoridad de Aplicación Provincial (Ministerio de Energía y de Recursos Naturales de Neuquén – Resolución 12 del 29 de enero de 2018), de un plan de inversión de US\$ 101,5 millones hasta el año 2021, el cual posibilitaría el desarrollo de la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales. Dicho programa fue aprobado con fecha 4 de junio de 2018. La Sociedad cumplió con las inversiones comprometidas y el requisito de alcanzar una producción media anual de 500.000 m³/día, durante 12 meses consecutivos, antes del 31 de diciembre de 2019. Adicionalmente, la Secretaría de Energía aplicó en el mes de diciembre de 2018, con efecto retroactivo al mes de enero de 2018, un nuevo criterio respecto del volumen a reconocer para el pago de las compensaciones derivadas del Plan de Estímulo, equivalente al mínimo entre el volumen real no convencional producido y la curva original presentada oportunamente. Este programa finalizó en diciembre de 2021.

Plan Gas 2020-2024: Con fecha 13 de noviembre de 2020 se publicó el Decreto 892/2020 que aprobó el *Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024* (el “Plan Gas 2020-2024”), basado en un sistema competitivo en el punto de ingreso al sistema de transporte, e instruyó a la Secretaría de Energía la instrumentación de dicho plan. El día 15 de diciembre de 2020 se dictó la Resolución de la Secretaría de Energía N° 391/2020 que adjudicó los volúmenes de gas natural en función del Concurso Público Nacional, aprobándose los precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte ofrecidos y correspondientes a los volúmenes adjudicados. La Sociedad se presentó al Concurso Público Nacional mencionado y obtuvo la aprobación de un volumen de la Cuenca Neuquina para el período base de 0,81 MM m³/día, con un precio por el volumen total ofertado de US\$ 2,40/MMBTU, comprometiéndose a invertir US\$ 22,84 millones bajo este programa durante 4 años. La Sociedad celebró el contrato correspondiente con CAMMESA conforme lo previsto en la Resolución SEN N° 317/2020. Cabe destacar que la Sociedad no renunció a los beneficios que tenía otorgados por la Resolución Nro. 46/2017. Este plan abarca el gas de los yacimientos operados por Capex en la Cuenca Neuquina. La Sociedad cumplió con la inversión comprometida.

A continuación, se incluyen las producciones del área en los últimos 5 años:

	ADC (100% de Producción)				
	30/4/2024	30/4/2023	30/4/2022	30/4/2021	30/4/2020
Producción petróleo en bbl	245.812	153.934	196.777	184.517	235.971
Producción petróleo en m3	39.081	24.474	31.285	29.336	37.516
Producción gas (Miles de m3)	296.401	318.804	350.885	374.041	473.979



2.1.2 Área Loma Negra

El 31 de octubre de 2017 Capex adquirió de Chevron Argentina S.A. la participación del 37,5% de la concesión hidrocarburífera del área Loma Negra, ubicada en la provincia de Río Negro. El precio acordado fue de US\$ 25,2 millones que, neto de ajustes establecidos en el acuerdo de compraventa, ascendió a un precio de compra total (incluidos los impuestos) de US\$ 24,7 millones. Capex fue designado operador de ambas áreas.

Capex opera la Concesión Loma Negra desde el 1° de diciembre de 2017.

El área se encuentra ubicada en la provincia de Río Negro, siendo la fecha de finalización de la concesión el 24 de febrero de 2034 (ver *Extensión de Plazo de Concesión Loma Negra*). Las participaciones sobre el área son las siguientes:

Socios	Participación
Capex S.A.	37,50%
YPF S.A.	35,00%
Corporación Financiera Internacional	15,00%
Metro Holding S.A.	12,50%

Extensión de Plazo de Concesión Loma Negra: con fecha 30 de marzo de 2021 se firmó el contrato de extensión del plazo de concesión del Área Loma Negra con la Provincia de Río Negro por 10 años, que vence, en consecuencia, el 24 de febrero de 2034. El contrato de extensión de Loma Negra incluye un compromiso de inversión en firme para los concesionarios de US\$ 27,4 millones, así como de inversiones contingentes sujetas a determinadas condiciones por US\$ 8,2 millones.

A continuación, se incluyen las producciones del área en los últimos 5 años:

Loma Negra (100% de Producción)					
	30/4/2024	30/4/2023	30/4/2022	30/4/2021	30/4/2020
Producción petróleo en bbl	508.839	441.788	427.738	395.000	415.164
Producción petróleo en m3	80.899	70.239	68.005	62.800	66.006
Producción gas (Miles de m3)	195.606	251.555	299.103	235.853	240.613

2.1.3 Área La Yesera

El 31 de octubre de 2017 Capex adquirió de Chevron Argentina S.A. el 18,75% del área La Yesera, ubicada en la Provincia de Río Negro.

Capex opera la Concesión La Yesera desde el 1° de diciembre de 2017.

Las participaciones iniciales eran las siguientes:

Socios	Participación
YPF S.A.	35,00%
Capex S.A.	18,75%
Corporación Financiera Internacional	15,00%
Metro Holding S.A.	12,50%
Petrolera San Jorge	18,75%



Área de explotación La Yesera - Acuerdo con San Jorge Energy S.A.: con fecha 8 de febrero de 2021 la Sociedad acordó con San Jorge Energy S.A. los términos y condiciones para la adquisición de la participación del 18,75% que dicha sociedad poseía en la Concesión de Explotación “a Yesera. La efectiva adquisición del porcentaje de participación en la Concesión y de todos los derechos y obligaciones derivados de ella se encontraba sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones, entre ellas, que en el plazo de 90 días contados (o el mayor acordado por las partes) desde la firma del acuerdo de cesión, la provincia de Río Negro aprobara la cesión del porcentaje de participación indicado. El plazo para el cumplimiento de la condición suspensiva fue extendido por las partes por un período adicional de 90 días contados desde el 10 de mayo de 2021. Con fecha 14 de junio de 2021 la provincia de Río Negro aprobó la cesión. El decreto de aprobación estipulaba un plazo de 30 días para efectivizar la operación. Habiéndose cumplido todas las condiciones precedentes, el 30 de junio de 2021 Capex y San Jorge Energy S.A. firmaron la escritura de cesión, el monto abonado fue de US\$ 1,5 millones más impuestos.

Como consecuencia de esta adquisición, las nuevas participaciones son las siguientes:

Socios	Participación
Capex S.A.	37,50%
YPF S.A.	35,00%
Corporación Financiera Internacional	15,00%
Metro Holding S.A.	12,50%

Extensión de Concesiones La Yesera: con fecha 30 de marzo de 2021 se suscribió el contrato de extensión del plazo de concesión del área La Yesera por 10 años, cuya nueva fecha de vencimiento es el 4 de agosto de 2037. El contrato de extensión incluye un compromiso de inversión de US\$ 6,9 millones, así como de inversiones contingentes sujetas a determinadas condiciones por US\$ 18,5 millones. Capex tomó la participación de YPF en el período de extensión que va del 4 de agosto de 2027 al 4 de agosto del 2037, además de tomar el compromiso de inversión en el caso de que YPF decidiera no participar en la inversión comprometida y eventualmente la inversión contingente.

Durante los ejercicios 2022/23 y 2023/24 se perforaron los pozos LY-1002 y 1003. Dado que YPF decidió no participar en la perforación de dichos pozos, el porcentaje de participación de dicha empresa fue tomado por Capex, es decir, la Sociedad posee el 72,5% de la inversión y producción de dichos pozos. El pozo LY-1002 entró en producción y el LY-1003 se encuentra en etapa de evaluación.

A continuación, se incluyen las producciones del área en los últimos 5 años:

	La Yesera (100% de Producción)				
	30/4/2024	30/4/2023	30/4/2022	30/4/2021	30/4/2020
Producción petróleo en bbl	263.977	268.046	170.762	194.229	207.502
Producción petróleo en m3	41.969	42.616	27.149	30.880	32.990
Producción gas (Miles de m3)	31.571	32.292	22.783	22.434	27.065

2.1.4 Área Pampa del Castillo – La Guitarra

El área Pampa del Castillo-La Guitarra se encuentra ubicada en la zona norte de la Cuenca del Golfo San Jorge y posee una superficie de aproximadamente 121 km². Está localizada a unos 50 km al oeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia de Chubut. Esta concesión tiene un único yacimiento de idéntico nombre que, operativamente, fue dividido en tres regiones: Pampa Norte, Pampa Centro (comprende las zonas Bloque I al Bloque V) y Pampa Sur (comprende las zonas La Guitarra y La Guitarrita).



El 3 de octubre de 2017 Capex acordó con ENAP Sipetrol los términos y condiciones para la adquisición del 88% de la Concesión de Explotación Hidrocarburífera “Pampa del Castillo - La Guitarra”, por un precio de US\$ 33 millones, el cual fue abonado por anticipado el 31 de julio de 2018 por US\$ 28 millones. Se retuvieron US\$ 5 millones en concepto de pasivos ambientales contingentes.

El 13 de abril de 2018 Capex acordó con Petrominera Chubut S.E (“Petrominera”) los términos y condiciones para la adquisición del 7% de participación en la Concesión de Explotación Hidrocarburífera “Pampa del Castillo - La Guitarra”. El precio de compra acordado y abonado ascendió a US\$ 6,27 millones.

La explotación del área se lleva a cabo mediante una UT cuyas participaciones son las siguientes, siendo Capex el operador del área desde el 1° de agosto de 2018:

Socios	Participación
Capex S.A.	95,00%
Petrominera Chubut S.E.	5,00%

Capex y Petrominera se comprometieron a invertir en el área hasta el año 2021 la suma de US\$ 108,4 millones, en proporción a sus participaciones, y Capex, a su sola cuenta y riesgo, a realizar inversiones en exploración por la suma de US\$ 10,6 millones hasta septiembre de 2020.

Adicionalmente, Capex y Petrominera acordaron que, cumplido el compromiso inicial, si realizaban inversiones adicionales por US\$ 70 millones (“Inversiones Adicionales”), Capex, a su sola opción, asociado con Petrominera en su carácter de único titular del área, podía continuar operando el área manteniendo su participación en la UT por un plazo ulterior de 20 años, sujeto a que: (i) Capex hubiera cumplido el Plan de Inversión, (ii) Capex y Petrominera hubieran cumplido con el Plan Trienal y (iii) Capex y Petrominera hubieran ejecutado las Inversiones Adicionales antes del vencimiento de la Concesión.

Con fecha 6 de noviembre 2023, la Autoridad de Aplicación emitió la Resolución N° 46/23 MHC por la que da por cumplidas las inversiones en el Plan de Exploración y el Plan Trienal como así también las Inversiones Adicionales y con fecha 8 de mayo 2024 la provincia dictó el Decreto N° 556/24 publicado en el Boletín Oficial de la provincia del Chubut con fecha 16 de mayo 2024 por el que se ha registrado el nuevo vencimiento de la Concesión al 1 de noviembre de 2046.

En el mes de abril de 2021 y en el marco del Decreto Provincial N° 278/2021 para la promoción de la industria hidrocarburífera en la provincia de Chubut, Capex, en su carácter de Operador del Área Pampa del Castillo, presentó el proyecto “Recuperación terciaria y mejora de eficiencia volumétrica de barrido Pampa del Castillo Sur”, el cual fue aprobado mediante el Decreto N° 33/2022 en el mes de enero de 2022 e incorporado a dicho régimen de fomento, obteniéndose, en consecuencia, una alícuota del 6 % para el pago de las regalías hidrocarburíferas (art. 59 Ley 17.319 y art. 68 de la Ley XVII N° 102) sobre la producción incremental de petróleo crudo proveniente de los pozos asociados al proyecto presentado hasta el mes de abril de 2031 inclusive.

Planta de Polímeros Pampa del Castillo: en abril de 2021 se instaló una planta de hidratación e inyección de polímeros para realizar una “prueba piloto” en la zona de La Guitarrita. El objetivo de la inyección de polímeros es incrementar la viscosidad del agua inyectada hasta tratar de alcanzar la misma viscosidad del petróleo para mejorar la eficiencia volumétrica de barrido y, de esta forma, incrementar la producción de petróleo con el consiguiente aumento de factores de recuperación y reservas, disminuyendo la producción e inyección de agua y bajando así la huella de carbono.

La nueva zona donde se realiza la “prueba piloto” se consideraba marginal, con un muy alto porcentaje de agua. El objetivo es bajar el porcentaje del agua producida a través de la inyección de polímeros en los 12 pozos inyectoros pertenecientes al proyecto.



A continuación, se indica la producción del área desde la adquisición de Capex:

Pampa de Castillo (100% de Producción)					
	30/4/2024	30/4/2023	30/4/2022	30/4/2021	30/4/2020
Producción petróleo en bbl	1.705.023	1.727.685	1.724.219	1.574.497	1.683.861
Producción petróleo en m3	271.077	274.680	274.129	250.325	267.713

2.1.5 Bella Vista Oeste Bloque I

El Yacimiento Bella Vista Oeste-Bloque I se encuentra ubicado en la zona norte de la Cuenca del Golfo San Jorge en la Provincia de Chubut y posee una superficie de aproximadamente 49,33 km². Está localizado a unos 18 km al oeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia. Geológicamente, se encuentra ubicado en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, cerca del área Pampa del Castillo – La Guitarra. Se trata de una típica cuenca intracratónica, de génesis extensiva desarrollada sobre un basamento constituido por un complejo de pórfidos cuarcíferos y tobas asociadas, conocido como Grupo Lonco Trapial en su sector norte y como Grupo Bahía Laura en el sector sur. Las principales unidades productoras en el Área Bella Vista Oeste corresponden a la Formación (“Fm.”) El Trébol, la Fm. Comodoro Rivadavia y a la Fm. Mina del Carmen pertenecientes al Grupo Chubut. Los reservorios están constituidos por areniscas y areniscas tobáceas de origen fluvial separados entre ellos por limoarcilitas. La Fm. D129 es la principal roca generadora de hidrocarburos.

En el mes de mayo de 2019, Petrominera lanzó el llamado a Concurso Público Nacional e Internacional N° 2/19 con el objeto de adjudicar derechos exclusivos para la explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos dentro del área Bella Vista Oeste Bloque I, en la Provincia de Chubut. La Sociedad participó del Concurso y el 2 de septiembre de 2019 fue aceptada su oferta económica. En octubre de 2019 la Sociedad suscribió con Petrominera un contrato de concesión de explotación por 25 años sujeto a aprobación por parte del Poder Ejecutivo y la Legislatura de la Provincia de Chubut. Está previsto en el contrato de concesión que Capex podrá solicitar prórrogas por plazos de 10 años de duración en la medida que, cumpla con sus obligaciones como concesionario, se encuentre produciendo hidrocarburos en el área y presente un plan de inversiones relativos al período de extensión.

Mediante el Decreto N° 14/20, el 6 de enero de 2020 el Poder Ejecutivo de la Provincia de Chubut aprobó el contrato y el 13 de enero de 2020 lo hizo la Legislatura mediante la Ley IX N° 148. En enero de 2020 Capex abonó a Petrominera la suma inicial de US\$ 4,5 millones y abona trimestralmente durante el período de la concesión un bono variable según lo previsto en el acuerdo. La vigencia de la concesión fue a partir del 1° de febrero de 2020 y el plan de inversiones comprometido es de US\$ 50,1 millones a efectuarse en 5 años.

A continuación, se indica la producción del área desde la adquisición de Capex:

Bella Vista Oeste-Bloque I (100% de Producción)					
	30/4/2024	30/4/2023	30/4/2022	30/4/2021	30/4/2020 (*)
Producción petróleo en bbl	540.420	531.898	415.284	288.098	63.879
Producción petróleo en m3	85.920	84.565	66.025	45.804	10.156

(*) Corresponde a la producción del período febrero a abril 2020.



2.1.6 Parva Negra Oeste

En el marco del Plan Exploratorio Neuquén, Gas y Petróleo del Neuquén S.A. (GyP) había lanzado el 7° llamado para presentar ofertas para la exploración, desarrollo y eventual explotación de una serie de áreas hidrocarburíferas. El 25 de julio de 2019 la Sociedad había presentado una oferta por el área Parva Negra Oeste, la cual había resultado adjudicada. Con fecha 5 de noviembre de 2019 la Sociedad y GyP había suscripto un contrato para la exploración, desarrollo y producción del área por un período de 4 años (prorrogable por 4 años, que finalizaría en 2027), con una inversión aproximada de US\$ 19 millones a realizarse dentro del primer período de exploración. Las condiciones de adjudicación contemplaron un pago de derecho de acceso al área a favor de la Provincia del Neuquén por US\$ 5,5 millones.

El contrato suscripto por la Sociedad y GyP había previsto, en caso de descubrirse hidrocarburos comercialmente explotables y cumplidas ciertas condiciones, que GyP solicite una Concesión de Explotación No Convencional de 35 años sobre el área.

Dicho contrato contempla las siguientes participaciones:

Socios	Participación
Capex S.A.	90,00%
Gas y Petróleo del Neuquén S.A.	10,00%

El área Parva Negra Oeste se encuentra ubicada aproximadamente a unos 200 km al NO de la capital de la provincia del Neuquén y se accede a ella a través de la ruta provincial No. 7 y luego por un camino secundario. Posee una superficie de 143 km² de extensión.

Desde el punto de vista geológico, el subsuelo del área comprende parte del faldeo nororiental conocido como “Dorso de los Chihuidos” y la sección noroccidental denominada “Bajo de Añelo”.

La Sociedad cumplió en exceso con el programa de inversiones comprometidas. Los resultados obtenidos (presencia de gas sulfhídrico en la formación Vaca Muerta en importantes cantidades) y el bajo precio de venta del gas previsto para los ejercicios siguientes dificultaban un posible futuro desarrollo económico del área. En el ejercicio 2023/2024 Capex decidió no continuar con el Segundo Período Exploratorio dando por terminado el Contrato conforme los términos y condiciones de este.

2.1.7 Puesto Zúñiga,

El área Puesto Zúñiga se encuentra ubicada aproximadamente a unos 600 km al NO de la capital de la provincia de Río Negro, entre las áreas La Yesera y Loma Negra. Posee una superficie de 81 km² de extensión. Desde el punto de vista geológico, el área se encuentra ubicada en una región mixta por la transición de la dorsal de Huíncul y del engolfamiento de la Cuenca Neuquina. El potencial del área se ubica en las formaciones del Precuyano y Grupo Cuyo.

En el mes de noviembre de 2019, la Secretaría de Energía del Gobierno de Río Negro lanzó el llamado a *Concurso Público Nacional e Internacional N°1/19* con el objeto de adjudicar derechos exclusivos para la exploración de hidrocarburos y eventual concesión de explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos sobre el área. La Sociedad participó del Concurso presentando una oferta el 28 de noviembre de 2019, la cual consistió en un compromiso de inversión de US\$ 7,1 millones a desarrollar dentro del primer período de exploración. Con fecha 6 de febrero de 2020 la Secretaría de Energía del Gobierno de Río Negro y la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Provincia aprobaron la calificación de Capex y le preadjudicaron el área. Finalmente, con fecha 14 de octubre de 2020, la Provincia notificó a Capex el Decreto 1154/20 por el cual le adjudicaba el Permiso de Exploración sobre el Área Puesto Zúñiga por el plazo de 3 años contados desde la publicación del mencionado decreto. El contrato de exploración se suscribió en noviembre de 2020 y, finalmente, Capex tomó posesión del área el 17 de diciembre de ese año.



El plan de trabajo exploratorio contemplaba, durante el primer período de exploración, la perforación de 1 pozo vertical de, por lo menos, 3800 metros de profundidad y el reproceso sísmico de 150 km² por un monto total de aproximadamente US\$ 7,1 millones.

En el mes de marzo de 2022, mediante el Decreto N° 71/22, la provincia de Río Negro otorgó a Capex la Concesión de Explotación del área Puesto Zuñiga por un plazo de 25 años. El compromiso de inversión para el período 2022-2025 es de US\$ 24,5 millones, de los cuales el 67% es compromiso firme y el resto contingente a resultados.

Capex comenzó a operar el área mediante un contrato de UT con EDHIPSA con las siguientes participaciones:

Socios	Participación
Capex S.A.	90,00%
EDHIPSA	10,00%

A continuación, se indican las producciones del área desde la adquisición de Capex:

Puesto Zúñiga (100% de Producción)		
	30/4/2024	30/4/2023
Producción petróleo en bbl	190.525	157.014
Producción petróleo en m3	30.291	24.963
Producción gas (Miles de m3)	143.136	95.023

2.1.8 Áreas donde Capex tuvo participaciones en el pasado

Áreas exploratorias: Como primer paso en las tareas de exploración de petróleo y gas, en 1989 Capex adquirió de Compañías Asociadas Petroleras Sociedad Anónima el 20% de participación en el consorcio adjudicatario del área Rawson Marina, licitada en el año 1985 en la primera ronda del "Plan Houston". Además, participó con el 5% en un consorcio que adquirió los derechos de exploración del área Tostado en la tercera ronda del "Plan Houston". Ambas áreas fueron abandonadas en 1990 y 1991, respectivamente, luego de que el trabajo exploratorio indicara la inexistencia de depósitos de petróleo o gas que pudieran explotarse comercialmente.

Área Senillosa: En octubre de 1991 la Sociedad adquirió el 100% de los derechos de exploración del área Senillosa y en octubre de 2005 fue retornada a la Provincia de Neuquén.

Áreas de exploración en la provincia de Río Negro: Durante los años 2007 y 2008, Capex adquirió permisos de exploración de 4 áreas que fueran licitadas directamente por la Provincia de Río Negro (Villa Regina, Lago Pellegrini, Cerro Chato y Loma de Kauffman). Entre los años 2012 a 2017 se realizaron estudios exploratorios y se perforaron pozos que, en su mayoría, resultaron estériles, mientras que otros resultaron productores de gas con baja productividad. La Sociedad cumplió con los compromisos de inversión y llevó a cabo los procesos de reversión de las áreas, los cuales fueron aprobados por la Provincia de Río Negro.

2.2 Energía Eléctrica

La estrategia del área Agua del Cajón ha sido la integración vertical, capitalizando todo el valor agregado desde la extracción del gas y sus líquidos asociados hasta su transformación y comercialización como energía eléctrica. Dicha integración vertical, sumada a la tecnología instalada y a su eficiencia de operación, le han permitido alcanzar ventajas competitivas en el mercado energético, y han mitigado en parte las dificultades por las que ha atravesado dicho mercado.



A partir de la incorporación de nuevas reservas gasíferas en el área Agua del Cajón, la Sociedad comenzó a considerar usos industriales alternativos para su gas. La escasa capacidad de generación de energía eléctrica en la Argentina y la incipiente desregulación del sector eléctrico en los primeros años de la década del 90 ofrecían una buena oportunidad para agregarle valor a su gas y crear un mercado adicional.

Una vez completados los estudios de factibilidad y el análisis de proyectos alternativos (principalmente la construcción de gasoductos adicionales e instalaciones para el tratamiento) que le permitieran explotar y vender sus reservas de gas natural, la Sociedad decidió construir una central de generación de energía eléctrica alimentada a gas.

El desarrollo de la CT ADC a su actual capacidad de generación se concretó en cuatro fases: la fase I, con la incorporación de dos turbogeneradores con una capacidad total nominal de 93 MW, inaugurada en diciembre de 1993; la fase II, en octubre 1994, agregó 3 turbogeneradores con una capacidad total nominal de 144 MW; en tanto que en agosto de 1995, la fase III entró en funcionamiento con una turbina adicional de 134 MW, completando el desarrollo de la CT ADC en ciclo abierto con una capacidad total nominal de 371 MW.

Para aprovechar los gases calientes de escape, la Sociedad implementó la conversión de la CT ADC a ciclo combinado (fase IV). Su puesta en marcha definitiva se produjo en enero de 2000. El ciclo combinado recupera los gases de escape de las turbinas de gas a través de calderas de recuperación. Dichas calderas cuentan con fuego suplementario, lo que incrementa la cantidad de vapor producido y, por ello, permite obtener una generación de energía adicional respecto de la obtenida sólo por los gases de escape. La operación en ciclo combinado incrementa significativamente la eficiencia, mientras que la operación con fuego suplementario permite tener flexibilidad para aumentar la generación de energía. Con la concreción de las cuatro fases de desarrollo de la planta, la capacidad nominal total de generación alcanzó 672 MW.

A efectos de vincular la CT ADC con el Sistema Interconectado Nacional (SIN), se construyeron tres líneas de alta tensión en 132kV con un total de 111 km, siendo los puntos de interconexión, Arroyito y Chocón Oeste. Debido a las necesidades operativas del ciclo combinado, se construyó una línea adicional de alta tensión en 500kV, cuyo punto de conexión se encuentra en Chocón Oeste.

En el año 2011 se construye y pone en servicio la línea de 500 kV Agua del Cajón – Río Diamante, cerrando el anillo por Mendoza del Sistema Interconectado Nacional y mejorando la confiabilidad y flexibilidad en el despacho de la CT ADC.

Desde agosto de 2019, en la CT ADC ha entrado en servicio el Centro Unificado de Despacho cuya función es coordinar y ejecutar las tareas de despacho de los Parques Eólicos Diadema I y II, ubicados en Comodoro Rivadavia, Chubut. De esta manera, se logra una alta confiabilidad y flexibilidad en el despacho.

	30/4/2024	30/04/2023	30/04/2022	30/04/2021	30/04/2020
Energía generada	4.305.827	4.660.070	4.842.401	3.386.565	3.589.280
Factor de Carga (*)	73.1%	79.2%	82,3%	57,5%	61,0%

(*) Considerando una energía anual a potencia nominal de 5.886.720 MWh

2.3 GLP

La planta de *turboexpander* comenzó su operación en 1998. La Sociedad procesa el gas producido rico en componentes licuables en una Planta de GLP, propiedad de Servicios Buproneu S.A.,



subsidiaria de Capex. Del procesamiento del gas rico se obtiene propano, butano y gasolina estabilizada. El propano y el butano son vendidos por la Sociedad en forma separada y la gasolina estabilizada es comercializada junto con su petróleo crudo, mientras que el gas remanente es utilizado como combustible para la generación de energía. Los niveles de eficiencia de esta planta continúan siendo muy altos y superan el 99%.

2.4 Energías Renovables

Con su visión estratégica de desarrollo sustentable y preservación del medio ambiente, la Sociedad inició la actividad en materia de energías renovables a través de su subsidiaria Hychico S.A. y posteriormente a través de su subsidiaria E G WIND S.A.

A partir del inicio de actividades de Hychico, año 2006, se trabajó en dos nuevos proyectos relacionados con la instalación de un parque eólico que suministrara energía eólica al sistema interconectado nacional (PED) y con el diseño y puesta en operación de una planta de producción de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua, ambos localizados en la patagonia argentina. Posteriormente, en el año 2017 se comenzó con el desarrollo de un segundo parque eólico (PED II) que finalizó en el año 2019.

Parques Eólicos

Parque Eólico Diadema I

La patagonia argentina, debido a la abundancia del recurso eólico en particular, y de otros recursos, como la amplia superficie disponible con baja densidad demográfica, mano de obra calificada e infraestructura vial, califica ampliamente para la instalación de parques de generación eólica que permitirán, en el mediano plazo, el inicio de proyectos de gran envergadura que involucren la generación de energías libres de emisiones de gases de efecto invernadero.

Basados en la visión de largo plazo y en la importancia de adquirir experiencia operativa en el desarrollo y operación de parques eólicos, Hychico definió la ejecución de un proyecto en la Patagonia. Así, se construyó un parque eólico conformado por 7 aerogeneradores con una capacidad de generación de 6,3 MW y su correspondiente interconexión con el sistema interconectado nacional. El Parque Eólico Diadema (PED) inició la operación comercial en el mes de diciembre de 2011. En marzo de 2012, Hychico firmó con CAMMESA, en el marco de la Resolución SE N° 108/11, un Contrato de Abastecimiento al MEM a partir de Fuentes Renovables para la comercialización de la energía generada por el PED, a un precio de U\$S/MWh 115,9.

El plazo de vigencia del contrato es de 15 años contados a partir del primer día del mes siguiente al de la fecha de la firma del mismo y será prorrogable por la SE por hasta un máximo de 18 meses, salvo que la sociedad entregue la energía contratada en un plazo menor.

El recurso eólico en el área del PED I es excelente y se encuentra entre los más altos estándares de la industria.

En su análisis económico y financiero, Hychico ha considerado el retorno del parque eólico y la obtención de los certificados por reducción de gases de efecto invernadero (CERs) en el marco del mecanismo para un desarrollo limpio (MDL). En ese sentido, Hychico ha confeccionado y presentado ante la OAMD (Oficina Argentina del Mecanismo para un Desarrollo Limpio) el PDD (*Project Design Document*) y ha obtenido la aprobación por parte de ese organismo con efecto retroactivo al mes de julio de 2012.

Asimismo, se debe tener en cuenta que la metodología de MDL está siendo desplazada en la actualidad por la de los "Verified Carbon Standards" (VCS) y que los mercados de compra-venta de bonos de carbono no están activos, por lo que las expectativas de venta son bajas y a precios muy por debajo de lo que fueron en sus inicios. Ello debido, principalmente, a los escasos acuerdos alcanzados en las últimas Conferencias de la Partes (COPs), y por ende poco compromiso de



mitigación e intercambio de bonos por tiempo de corrección, demostrando muy poco interés por parte de la industria.

Parque Eólico Diadema II

Adicionalmente, la Sociedad presentó el proyecto Parque Eólico Diadema II ("PED II") en el Programa RenovAr – Ronda 2 y resultó adjudicado el 19 de diciembre de 2017 mediante la Res 488/2017 del Ministerio de Energía. El mismo es llevado a cabo a través de su subsidiaria E G WIND S.A. Con fecha 4 de junio de 2018 E G WIND suscribió con CAMMESA el contrato de construcción, puesta en marcha y abastecimiento de energía a partir de fuentes renovables por una potencia máxima de 27,6MW y un período de abastecimiento de 20 años a un precio de US\$ 40,27 MWh, a contar desde la fecha de la habilitación comercial e incluye la obligación de E G WIND de construir el PED II.

El Parque Eólico Diadema II se encuentra ubicado en la Ciudad de Comodoro Rivadavia, Provincia del Chubut, y está compuesto por 9 aerogeneradores ENERCON E-82 E4 con una potencia nominal de 3,07 MW (megavatio) cada uno, totalizando una potencia instalada de 27,6 MW. La inversión total fue de aproximadamente US\$ MM 35,7.

El parque obtuvo su habilitación comercial por parte de CAMMESA el día 18 de septiembre de 2019, cumpliendo con los plazos estipulados en la licitación. Debido a las limitaciones de transporte eléctrico del corredor patagónico y la línea 132 kV Comodoro Rivadavia - Pico Truncado en particular, el parque debe operar con restricciones de potencia, las cuales son administradas por CAMMESA. Como mecanismo de compensación a las mismas, el contrato establece en su punto 10.3 la "Obligación de tomar o pagar" que entró en vigencia el 19 de junio de 2020 al cumplirse los 30 meses de la adjudicación del contrato.

En su análisis económico y financiero, E G WIND ha considerado el retorno del PED II y la obtención de los certificados por reducción de gases de efecto invernadero. En ese sentido, E G WIND ha obtenido la aprobación por parte de la organización VERRA para la emisión de los certificados comercializables dentro del programa Verified Carbon Standard (VCS). Por otro lado, se espera que los compromisos que podrían asumirse en las próximas "Conferencias de las partes" (COPs) puedan mejorar la capacidad de comercialización de los certificados que se acumulen hasta dicho momento.

Planta de Hidrógeno y Oxígeno

La planta de hidrógeno y oxígeno posee dos electrolizadores de 325 KW cada uno, con una capacidad de producción de hidrógeno de 60 Nm³/h (normal metro cúbico por hora) y de oxígeno de 30 Nm³/h, un compresor de oxígeno, un equipo motogenerador de energía eléctrica de 1,4 MW, los sistemas de almacenamiento de hidrógeno y oxígeno y los sistemas auxiliares. La planta se encuentra operando desde mayo de 2010. El hidrógeno se emplea como combustible para la generación de energía eléctrica, mediante la mezcla del hidrógeno con gas; el oxígeno se destina al mercado de gases industriales de la región.

Es importante destacar que la pureza del hidrógeno producido lo hace especialmente apto para su uso en celdas de combustible. Cabe señalar que las proporciones alcanzadas de hasta un 42% de hidrógeno en mezcla, se encuentran por encima de los rangos internacionales usuales para estos motores de alta potencia, logrando buenos desempeños en cuanto a rendimientos y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

El oxígeno producido, también de alta pureza (99,998%), es comercializado a alta presión en el mercado de gases industriales.

La planta ocupa una superficie aproximada de 11.000 m², sectorizada en áreas de control, procesos y sistemas auxiliares.



3. Contexto macroeconómico

La Sociedad operó en un contexto económico complejo, cuyas principales variables han tenido una fuerte volatilidad, tanto en el ámbito nacional como internacional.

Durante el tercer trimestre del año 2023, la economía argentina se desarrolló en un contexto de aún mayor volatilidad, sobre todo en los mercados financieros, debido al ciclo electoral. La recalibración del tipo de cambio en ese contexto tuvo efecto sobre la inflación. El Gobierno Nacional implementó una serie de medidas impositivas y cambiarias tendientes a fortalecer los recursos fiscales, mejorar la balanza comercial y acumular reservas. Luego del reajuste del tipo de cambio oficial a mediados de agosto de 2023, el BCRA implementó subas de tasas de interés para anclar las expectativas cambiarias. En este sentido los pasivos remunerados acumulados por los déficits fiscales expuestos a dichas tasas espiralizaron los déficits fiscales secundarios. En este contexto se arribó al recambio del Poder Ejecutivo.

El 10 de diciembre de 2023 asumió un nuevo gobierno en Argentina, que ha planteado entre sus objetivos instaurar un nuevo régimen económico en el país, para lo cual se propone llevar adelante una desregulación de la economía vía reformas estructurales y eliminación de regulaciones. Como parte de esta desregulación, es intención de la nueva administración normalizar las variables macroeconómicas y eliminar los controles de capitales existentes.

Como parte de sus primeras medidas, la nueva administración devaluó el tipo de cambio oficial y planteó como objetivo de su programa económico, el ordenamiento de las cuentas fiscales a fin de reducir significativamente el déficit del sector público. Adicionalmente, envió una propuesta de ley al Congreso de la Nación que incluyó, entre otros, un paquete fiscal, un blanqueo de capitales, la privatización de ciertas empresas estatales y un nuevo régimen de incentivos para grandes inversiones. Luego de un amplio debate parlamentario en ambas cámaras que incluyó modificaciones a la propuesta original enviada por el Poder Ejecutivo, la propuesta se convirtió en ley durante el mes de junio del corriente año.

La economía argentina verificó una inflación acumulada del 211% y 94,8% (IPC) y una depreciación del 356,3% y 72,5% del peso frente al dólar estadounidense, de acuerdo con el tipo de cambio del BNA, para los años 2023 y 2022, respectivamente,

Los principales indicadores del año 2023 fueron:

- El país finalizó el año 2023 con una caída de su actividad del 1,4%, según datos preliminares del PBI.
- Entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2023, el peso se depreció frente al dólar estadounidense, pasando de 180 \$/US\$ a 805 \$/US\$.

El Índice de Costo de Vida Nacional publicado por el INDEC mostró una variación en el año 2023 del 211,4%. Las mayores variaciones se registraron en los rubros alimentos y bebidas no alcohólicas (+251,3%), equipamiento y mantenimiento del hogar (+231,7) y salud (+227,7%). Asimismo, los salarios medidos por el registro de Remuneración Imponible Promedio de los Trabajadores Estables (RIPTTE) tuvieron un incremento interanual del 149,4% a diciembre de 2023.

El resultado fiscal del Sector Público No Financiero acumuló un déficit primario y financiero de 3,2% y 7,1% en relación con el PBI, respectivamente. La variación anual del total de los recursos tributarios, medidos en pesos, cerró con un incremento interanual del 113,3%. Asimismo, los gastos primarios registrados en el 2023 por el Tesoro Nacional mostraron una variación interanual del 123%.

En lo que se refiere a la situación financiera, la cotización del US\$ mayorista BCRA Res. A3500 cerró al 31 de diciembre de 2023 en \$ 808,48 / US\$, acumulando un aumento del 356,44% respecto del año anterior. Al 30 de abril de 2024 la cotización del US\$ alcanzó los \$ 876,50 / US\$, representando una variación interanual del 293,6%. En cuanto al esquema cambiario y monetario,

siguen vigentes las restricciones impuestas por el BCRA en el año 2019 para el acceso al mercado de cambios, incluyendo, entre otros, plazos máximos para ingresar y liquidar operaciones de exportación y limitaciones sobre la adquisición de moneda extranjera. Dentro de los objetivos del Poder Ejecutivo se encuentra implementar medidas que permiten normalizar las reglas en el mercado cambiario, la simplificación de los requisitos para exportar e importar y reducir el peso de las regulaciones para llevar a cabo negocios en la Argentina.

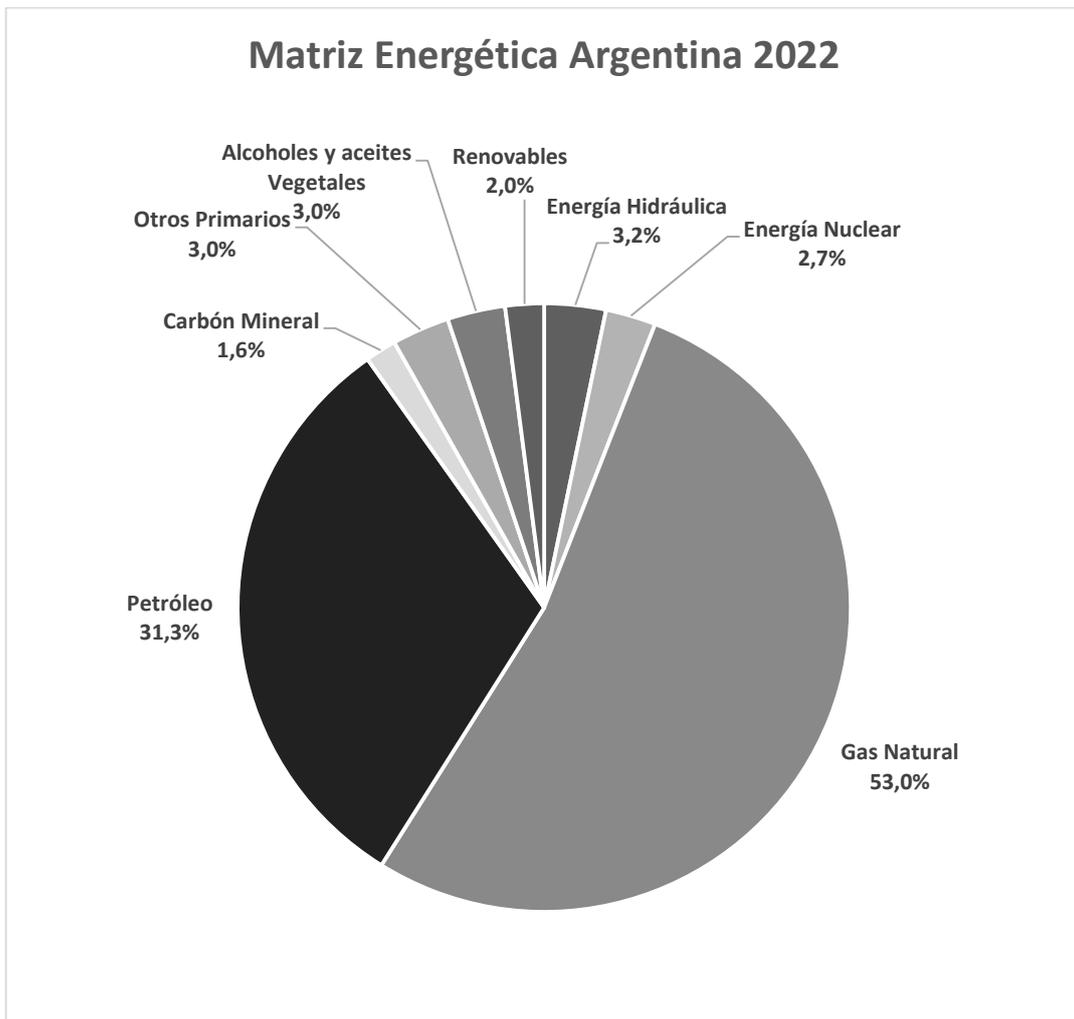
El contexto internacional permanece condicionado por el ciclo de subas en las tasas de interés de política monetaria en economías desarrolladas. A la incertidumbre respecto de la duración e intensidad de las restricciones llevadas a cabo por las políticas monetarias en economías desarrolladas, con impacto en el crecimiento a nivel mundial esperado, se le suman factores adicionales como la incertidumbre respecto de la evolución de la economía china y los riesgos asociados a cuestiones geopolíticas.

4. Mercado energético argentino

Matriz energética argentina

El gas natural y el petróleo constituyen los recursos energéticos de mayor participación en la matriz energética nacional.

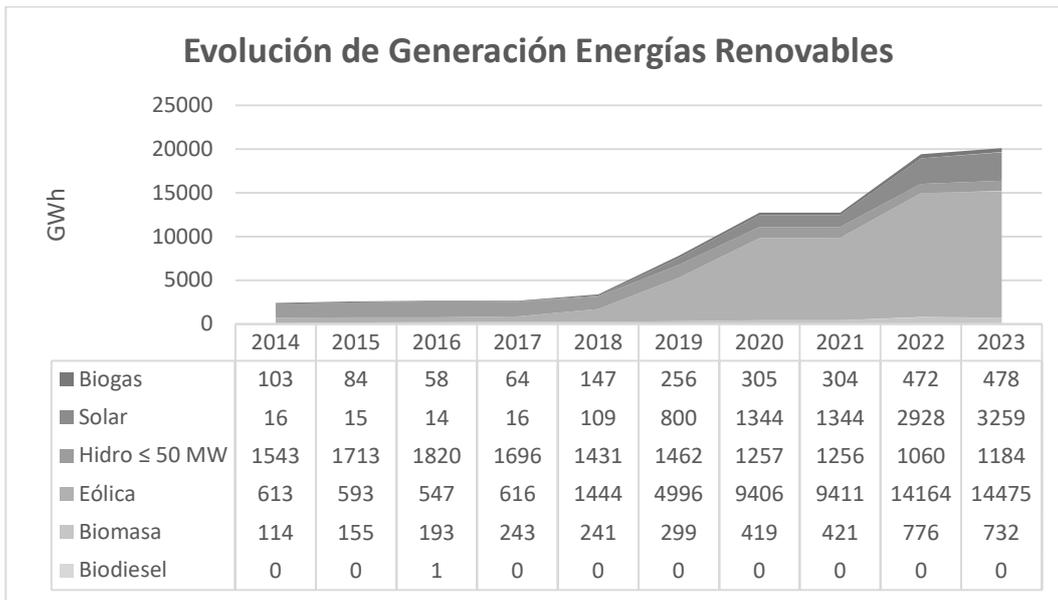
El siguiente gráfico muestra las participaciones al 31 de diciembre de 2022, ya que no hay datos oficiales disponibles al 31 de diciembre de 2023:





Fuente: Secretaría de Energía (SE)

En el año 2023, el 14,2 % del total de energía generada del país corresponde a la generación de energía renovable (incluyendo la generación hidroeléctrica menor o igual a 50 MW). Los siguientes cuadros muestran su evolución en los últimos 10 años, y la composición de la misma en el año 2023:



Fuente: SE



Fuente: SE

4.1 Mercado eléctrico

Durante el año 2023 se registró un aumento del 1,9% en la energía generada en el país, alcanzando un volumen de energía eléctrica generada de 141.398 GWh respecto de 138.742 GWh generados en el año 2022, como consecuencia de un aumento de la demanda eléctrica.

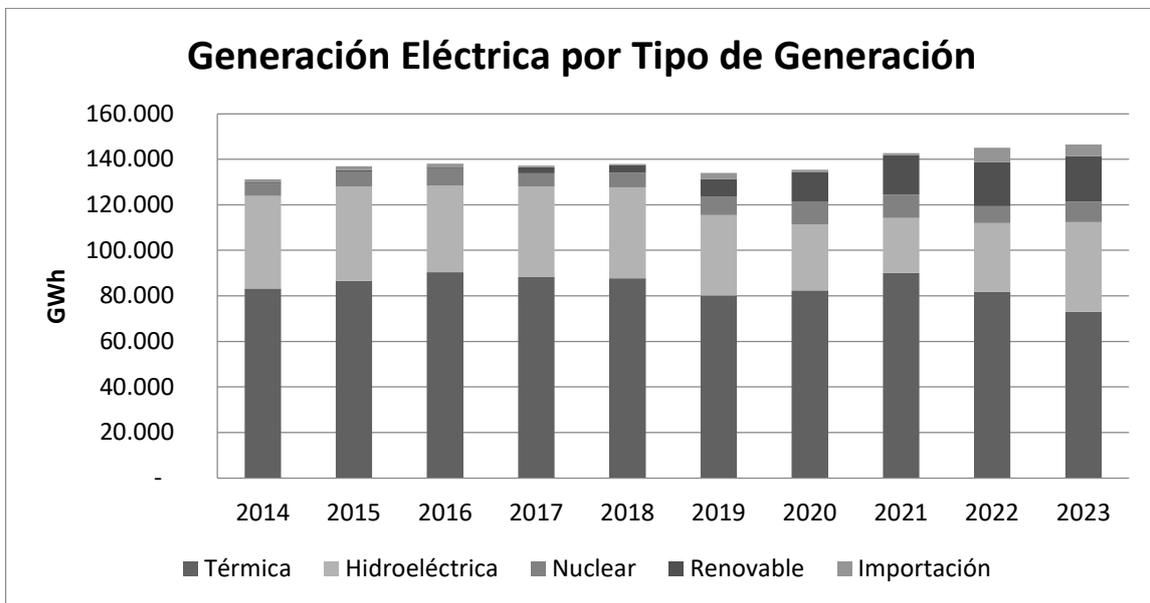


La generación térmica continuó siendo el principal recurso para abastecer la demanda, aportando un volumen de energía de 73.018 GWh (51,6%), seguido por la generación hidroeléctrica que aportó 39.332 GWh (27,8%), la generación fotovoltaica y eólica con 20.085 GWh (14,2%) y la nuclear con 8.963 GWh (6,3%).

La generación térmica y la hidroeléctrica en el año 2023 fueron un 10,7% menor y un 30,3% mayor, respectivamente, a la registrada en el año 2022. La disminución de la generación térmica está principalmente asociada a mayores costos de despacho. La generación hidroeléctrica, por otro lado, contó con mayores caudales con un aumento de generación respecto de la registrada en el 2022.

La generación renovable registró un aumento del 3,9 % debido al aumento de la potencia instalada. La generación nuclear aumentó un 20,0%, comparado con el año 2022 fundamentalmente por mayor indisponibilidad registrada en el año anterior. Asimismo, se registraron importaciones por 4.983 GWh (21,0 % menores al al 2022).

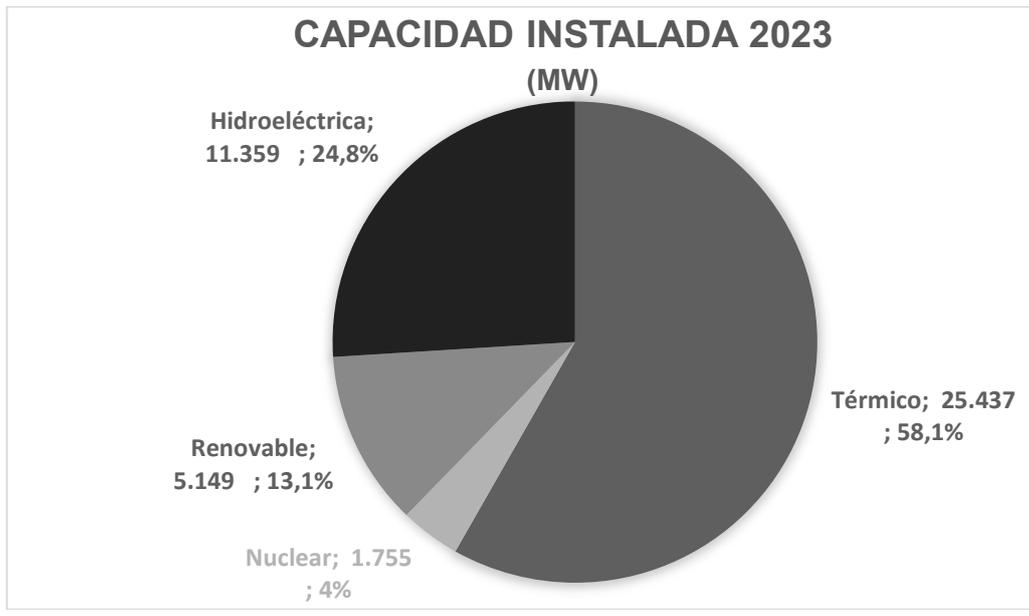
El siguiente cuadro muestra la evolución de la generación eléctrica por tipo de generación:



Fuente: CAMMESA

Cabe destacar que durante el año 2023 el parque de generación registró un aumento de su capacidad instalada respecto del año anterior, alcanzando un total de 43.774 MW. El aumento se debe principalmente a las habilitaciones comerciales de unidades renovables bajo los programas RenovAr y MAT ER (657,4 MW), como también a nuevas instalaciones térmicas (335,4MW), parcialmente compensadas por rectificación de potencias, recategorización de unidades y desvinculaciones.

El siguiente cuadro muestra la capacidad instalada en Argentina a diciembre del 2023:



Fuente: CAMMESA

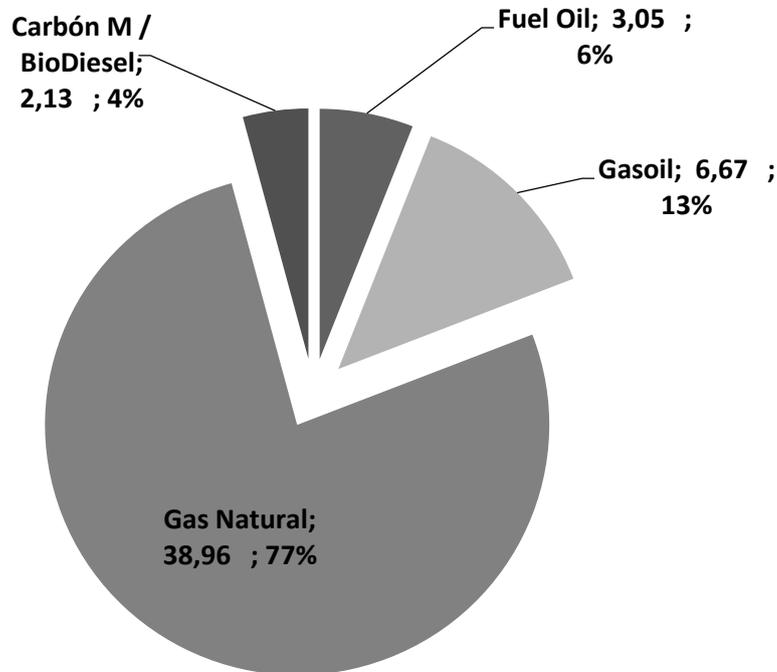
Respecto del abastecimiento de combustibles para el sector eléctrico, a partir del 30 de diciembre de 2019 por la Res MDP N° 12/19, la gestión comercial y provisión de combustible quedaron nuevamente centralizados en CAMMESA, excepto para los generadores con contratos en Energía Plus y bajo la Res. SEE N° 287/17.

El consumo de combustibles en 2023 fue de 44,9 millones de m³ /día de gas equivalente, un 11,4% inferior al año 2022 a pesar de un incremento de la demanda eléctrica. La mayor producción hidroeléctrica y las temperaturas más cálidas fueron las principales causas de esta variación.

La generación térmica fue menor en el año 2023 asociado a los mayores costos debido a la menor disponibilidad de gas natural, como también a la competencia con otras energías a menores costos. Como era de esperar, luego de observar el comportamiento de la generación térmica, el consumo de combustible total fue menor en 2023 en comparación al año 2022, principalmente explicado por la menor disponibilidad de gas natural.

El consumo de Gas Natural terminó siendo menor por aproximadamente un 2% en el 2023, frente al año anterior. Se produjeron disminuciones del consumo de combustibles alternativos, principalmente de Gas Oil y Fuel Oil.

Participación por combustible en equivalente gas diario (en Mm3/d y %) Año 2023



Fuente: CAMMESA

Marco Regulatorio – Principales tópicos

Esquema de remuneración vigente para el Mercado de Generación Eléctrica aplicable a la Central Térmica ADC

Resoluciones 31/2020, 440/2021, 238/2022, 826/2022, 59/2023, 750/2023, 869/2023 y 9/2024 de la Secretaría de Energía

El 26 de febrero de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 31/2020, la cual pesificó los valores remunerados mediante la Resolución N° 1/2019 de la exSecretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (SRRyME) a partir del 1 de febrero de 2020.

Asimismo, dispuso que los valores expresados en pesos se actualizarían en forma mensual en función de un factor que surgirá de la suma del 60% de la variación del Índice de Precios al consumidor (IPC) y el 40% de la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) del mes anterior. Ésta hubiese comenzado a aplicar a partir de la transacción correspondiente al segundo mes de vigencia de la resolución. Mediante la Nota Administrativa NO-2020-24910606-APN-SE#MDP, de fecha 8 de abril de 2020, la Secretaría de Energía facultó a CAMMESA, a posponer hasta nueva decisión la aplicación del factor de actualización.

Con fecha 19 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía mediante la Res 440/2021 estableció un incremento retroactivo a la transacción de febrero 2021 para los valores remunerados a la potencia



y a la energía de los Generadores Habilitados Térmicos (GHT) de un 29% aproximadamente respecto de la Res 31/2020.

Adicionalmente, con fecha 21 de mayo de 2021 y mediante la Nota B – 156035-1, CAMMESA solicitó a los Agentes Generadores el desistimiento por nota de cualquier reclamo administrativo o proceso judicial en curso planteados contra el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y/o CAMMESA relacionados con el Artículo 2° de la Res 31/2020, así como la renuncia de presentar cualquier reclamo administrativo y/o judicial ante el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y CAMMESA a futuro en relación con el tema en cuestión. En virtud de ello, con fecha 10 de junio de 2021 la Sociedad presentó la Nota correspondiente al desistimiento.

Con fecha 21 de abril de 2022 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 238/2022, la cual actualiza en un 30% aproximadamente los valores remunerados por la potencia y energía a partir de la transacción de febrero de 2022, sumando un 10% adicional a partir de la transacción de junio de 2022.

Con fecha 12 de diciembre de 2022 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución. SE N° 826/2022, la cual actualiza en un 20% aproximadamente los valores remunerados por la potencia y energía a partir de la transacción de septiembre de 2022, sumando un 10% adicional a partir de la transacción de diciembre de 2022, un 25 % adicional a partir de la transacción de febrero de 2023 y un 28% adicional a partir de la transacción de agosto de 2023.

Adicionalmente, la Resolución SE N° 826/22 reemplazó el esquema de remuneración de potencia en horas de máximo requerimiento térmico por un esquema de remuneración diferenciado para la energía generada en horas pico, a partir de la transacción económica de noviembre de 2022.

Con fecha 6 de septiembre de 2023 la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía publicó la Res 750/2023, la cual actualiza en un 23% aproximadamente los valores remunerados por la potencia y energía a partir de la transacción de septiembre de 2023. Luego, con fecha 27 de octubre de 2023 la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía publicó la Res 869/2023, la cual actualiza en un 28% aproximadamente estos valores a partir de la transacción de noviembre de 2023. Posteriormente el 7 de febrero de 2024 se publicó la Resolución SE N° 9/2024 que aumentó aproximadamente un 73,9% los valores, y finalmente en junio de 2024, se publicó la Resolución SE N° 99/2024, la cual aumentó en un 25% los valores remunerados por la potencia y energía a partir de las transacciones de junio de 2024.

Los valores fijados para las remuneraciones establecidas para tecnologías de características similares a la CT ADC (>150MW) aplicables a partir de febrero 2022 al 30 de abril de 2024, son los siguientes:

a) Precio base de la potencia (PreBasePot)

Tecnología / Escala	Res 238/2022 (1)	Res 826/2022 (2)		Res 750/2023	Res 869/2023	Res 9/2024
	De febrero a mayo 2022	De febrero a julio de 2023	A partir de agosto de 2023	A partir de septiembre de 2023	A partir de noviembre de 2023	A partir de febrero de 2024
	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	168.791	306.355	392.135	482.326	617.377	1.073.619

(1) Res 238/2022 preveía incremento adicional del 10% a partir de junio 2022.

(2) Res 826/2022 preveía incrementos sobre la Res 238/2022 del 20% y del 10%, a partir de septiembre y diciembre 2022, respectivamente.

b) Precio para la potencia garantizada ofrecida (PrePotDIGO)

Tecnología / Escala	Res 238/2022	Res 826/2022		Res 750/2023	Res 869/2023	Res 9/2024
	De febrero a mayo 2022	De febrero a julio de 2023	A partir de agosto de 2023	A partir de septiembre de 2023	A partir de noviembre de 2023	A partir de febrero de 2024
	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
Dic – Ene – Feb – Jun – Jul - Ago	603.720	1.095.752	1.402.562	1.725.152	2.208.195	3.840.051
Mar – Abr – May – Sep – Oct - Nov	452.790	821.814	1.051.922	1.293.864	1.656.146	2.880.038



c) Remuneración por disponibilidad de potencia

La remuneración mensual de potencia de un generador habilitado térmico (GHT) será proporcional a la disponibilidad mensual y a un precio que variará estacionalmente. El valor físico a utilizar es la potencia media mensual, descontando las horas correspondientes a los mantenimientos programados y acordados. Las indisponibilidades de potencia a considerar en la determinación de la potencia media disponible serán las que sean de responsabilidad propia de la gestión del agente generador.

La indisponibilidad de la DIGO de una unidad generadora, derivada de cualquier falla propia o por imposibilidad de consumir el combustible asignado en el despacho económico, es responsabilidad del GHT y será tratada como una indisponibilidad forzada.

A partir de la Resolución SE N° 826/22, le remuneración se calcula de la siguiente manera:

$$\text{REM TOT gm (S/mes)} = \text{REM DIGO [$/mes]} = \text{DRP[MW]} * \text{kFM}^{(1)} * \text{PrecPotDIGO}$$

(1) kFM = las horas del mes fuera mantenimiento acordado/horas del mes.

d) Remuneración por energía generada y operada

d.1) Energía Generada: el precio variable no combustible, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora, es el siguiente:

Tecnología / Escala	Res 238/2022	Res 826/2022		Res 750/2023	Res 869/2023	Res 9/2024
	De febrero a mayo 2022	De febrero a julio de 2023	A partir de agosto de 2023	A partir de septiembre de 2023	A partir de noviembre de 2023	A partir de febrero de 2024
	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]
CC grande P > 150 MW	403	731	936	1.151	1.473	2.562

En las horas donde la unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo por razones operativas no atribuibles a generación forzada por requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía generada considerando a ésta igual al 60% de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación.

d.2) Energía Operada: los generadores recibirán una remuneración mensual por este concepto representada por la integración de las potencias horarias en el período, para cualquier tipo de combustible, valorizada a:

Tecnología / Escala	Res 238/2022	Res 826/2022		Res 750/2023	Res 869/2023	Res 9/2024
	De febrero a mayo 2022	De febrero a julio de 2023	A partir de agosto de 2023	A partir de septiembre de 2023	A partir de noviembre de 2023	A partir de febrero de 2024
	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]	[\$/MWh]
CC grande P > 150 MW	140	255	326	401	513	892

Cuando la unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo por razones operativas no atribuibles a generación forzada por requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía operada considerando a ésta igual al 60 % de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación, más la potencia rotante calculada como la diferencia entre la potencia neta instalada disponible y la energía generada.



e) Remuneración por generación en horas de punta

La Resolución SE N° 826/2022 reemplaza la Disponibilidad de Potencia en Horas de Alto requerimiento, establecida en la Resolución SE N°238/2022, por el concepto de Remuneración por generación en horas de punta.

Mediante este concepto se reconocerá una remuneración equivalente a dos veces el valor correspondiente al precio vigente por el costo variable no combustible a ser aplicado en las cinco horas pico (18.00 hs a 23.00 hs) de todos los días de los meses de diciembre, enero, febrero, junio, julio y agosto y a una vez para todos los días de los meses de marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre.

f) Remuneración adicional transitoria

La Resolución SE N°1037/21, publicada en el Boletín Oficial el 2 de noviembre del 2021, creó la Cuenta Exportaciones como parte del Fondo de Estabilización, fondeada con los ingresos provenientes de la exportación de energía, los cuales serán destinados al financiamiento de obras de infraestructura energética y asignados según lo establezca oportunamente la Secretaría de Energía. También establece un reconocimiento adicional y transitorio en la remuneración a los Generadores comprendidos en la Resolución N° 440/21, que abarcará las transacciones económicas comprendidas entre septiembre 2021 y febrero 2022 inclusive.

Posteriormente, el 10 de noviembre de 2021 se publicó la Nota NO-2021-108163338-APN-SE#MEC de la SE, mediante la cual se instruye a CAMMESA a considerar en el cálculo de las transacciones económicas, un Factor de Utilización constante e igual al 70% para la determinación de la Remuneración de la Disponibilidad de Potencia. Asimismo, establece que se reconocerá un monto adicional de 1000 \$/MWh exportado en el mes, el cual será asignado en forma proporcional a la energía generada mensual de cada Generador alcanzado.

A partir de la transacción económica de febrero 2022, la Resolución SE N° 238/22 dejó sin efecto la remuneración adicional y transitoria detallada.

Resolución SE N° 59/2023 de la Secretaría de Energía

El 5 de febrero de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 59/2023. Mediante esta resolución, se habilita a los Agentes Generadores titulares de Centrales de Generación Térmica, cuya tecnología sea tipificada como Ciclos Combinados que no se encuentren comprometidas en contratos de abastecimiento de energía eléctrica, a adherir a un Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia. Con ello se pretende incentivar la realización de tareas de mantenimiento menores y mayores que signifiquen inversiones que excedan los valores remunerativos establecidos por la Resolución N° 826/22.

Todos aquellos Agentes Generadores interesados en la suscripción de un Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia en el marco de la presente norma, debían presentar a CAMMESA, en el plazo de hasta 90 días corridos de publicada la presente resolución, la correspondiente solicitud adjuntando la siguiente información:

El 24 de abril de 2023 Capex envió a CAMMESA la aceptación al acuerdo de compromiso de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia, conforme con los términos y condiciones establecidos en el marco de la Resolución. El acuerdo por el compromiso de disponibilidad indicado se extiende desde el día 1 de marzo de 2023 hasta el 29 de febrero de 2028.



I. Precio Potencia Comprometida:

Mensualmente la potencia comprometida será remunerada de acuerdo con el “Precio del Acuerdo de la Disponibilidad” (PAD) fijado en U\$S 2.000 por MW por mes, pagadero en su equivalente en pesos argentinos.

Para disponibilidades medias mayores al porcentaje objetivo del 85%, la potencia se valorizará al precio establecido correspondiente al mes de operación. Para potencias medias disponibles menores al 55%, el precio a remunerar será el 30% del precio establecido correspondiente al mes de operación. Para valores intermedios se aplicará un coeficiente proporcional, según se detalla a continuación:

- i) Si $\%DISP \geq 85\%$: $PAD_{mes} = PAD$
- ii) Si $\%DISP \leq 50\%$: $PAD_{mes} = 0,3 \times PAD$
- iii) Si $50\% < \%DISP < 85\%$: $PAD_{mes} = PAD \times (0,3 + 2 \times (\%DISP - 50\%))$

La remuneración mensual se determina como producto de la potencia disponible mensual y el precio PAD del mes correspondiente. No se remunera la potencia en los períodos de mantenimiento programado estacional o acordado semanal. Sólo se remunera la potencia que está disponible para su despacho con el combustible óptimo de operación.

II. Precio de la Energía Generada:

Mensualmente la energía generada será remunerada a U\$S/MWh 3,5 por mes, pagadero en su equivalente en pesos argentinos.

Se mantiene el esquema de remuneración establecido en la Resolución SE N° 826/2022 y sus continuadoras, dando plena conformidad a que, durante la vigencia de cada uno de los compromisos de disponibilidad de las máquinas comprometidas, resultará aplicable una reducción del 35% sobre el precio para la Potencia Garantizada Ofrecida DIGO en los meses de diciembre, enero, febrero, junio, julio y agosto y del 15% sobre el precio para la Potencia Garantizada Ofrecida DIGO en los meses de marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre.

Asimismo, el Agente Generador acepta no recibir ningún concepto de remuneración por Energía Generada establecido en la Res 826/2022 y sus continuadoras.

La remuneración por energía operada y remuneración de horas de punta establecidas en la Resolución SE N° 826/2022 y sus continuadoras, se considerará el costo no combustible vigente en dicha resolución.

Resolución Secretaría de Energía N° 58/2024 y N° 66/2024

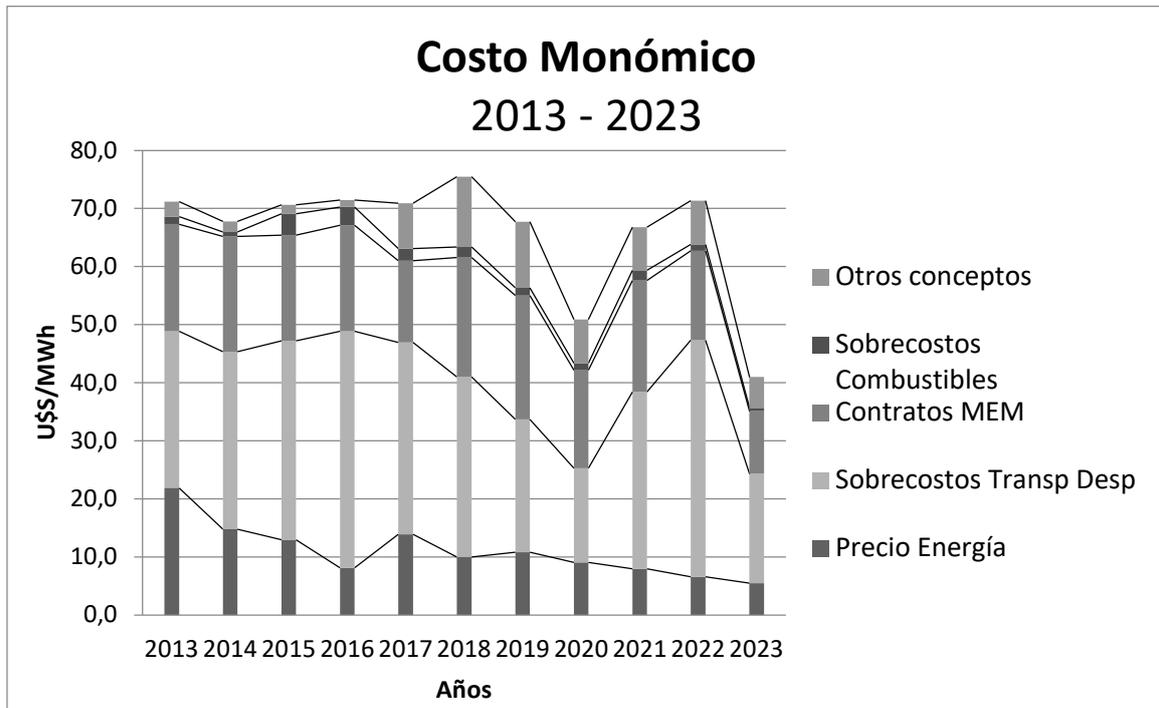
Las Resoluciones SE N° 58/2024 y N° 66/2024 establecen un régimen de pago excepcional, transitorio y único para el saldo de las transacciones económicas del MEM de diciembre de 2023, enero de 2024 y febrero de 2024, con vencimiento en los meses de febrero, marzo y abril de 2024, respectivamente:

- a) Las liquidaciones por las transacciones económicas de los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024 serán canceladas mediante la entrega de títulos públicos “Bonos de la República Argentina en dólares estadounidenses step up 2038” (BONO USD 2038 L.A.). El cálculo de los montos nominales a entregar se realizará al tipo de cambio de referencia (Com.A3500) a la cotización vigente al cierre del día de la fecha de aceptación formal por parte de los agentes acreedores del MEM.
- b) Las liquidaciones por la transacción económica del mes de febrero de 2024 serán canceladas en su totalidad en un plazo de 30 días corridos de la entrada en vigencia de la resolución.



La Sociedad aceptó el cobro en bonos por las liquidaciones de diciembre de 2023 y enero de 2024.

Adicionalmente, el siguiente gráfico muestra el costo promedio anual en dólares de la generación de 1 MWh en el sistema eléctrico. Dicho costo incluye, además del precio de la energía, el cargo por potencia, el costo de generación con combustibles líquidos y otros conceptos.



Fuente: CAMMESA en pesos, convertida a US\$ al tipo de cambio promedio anual para su comparación

Energías renovables

Esquema de remuneración vigente para el Parque Eólico Diadema I

Resolución Secretaría de Energía N° 108/2011

La Resolución SE N° 108/11 de fecha 29 de marzo de 2011 habilitó la realización de contratos de abastecimiento entre el MEM y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada a partir de fuentes de energía renovables, presentadas por parte de agentes generadores, cogeneradores o auto generadores que, a la fecha de publicación de esta resolución, fueran agentes del MEM, o no estuvieren habilitados comercialmente o interconectados.

Estaban habilitados a ser parte de las ofertas de generación, todos aquellos proyectos en los que participara el Estado Nacional, ENARSA o los que el Sr. ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios así lo determinara.

Los contratos de abastecimiento del MEM bajo esta resolución tienen las siguientes características:



- Vigencia: hasta quince (15) años, siendo factible una prolongación de este plazo en hasta 18 meses, otorgables por la Secretaría de Energía, o hasta el cumplimiento del volumen comprometido, lo que suceda primero.
- Parte vendedora: el agente del MEM cuya oferta haya sido aprobada por la SE.
- Parte compradora: el MEM en su conjunto, representado por CAMMESA.
- La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora se determinará en base a los costos aceptados por la SE.
- Todas aquellas ofertas que pretendan celebrar contratos con el MEM deberán presentar ante la SE los proyectos de inversión respectivos, con la siguiente información:
 - Las unidades a ser habilitadas y que asumirán el compromiso.
 - Disponibilidad garantizada de las unidades habilitadas que asumirán el compromiso.
 - Duración ofertada del contrato de abastecimiento al MEM.
 - Período de vigencia de la oferta.
 - La disponibilidad de potencia comprometida para todo el período.
 - La oferta deberá contener una desagregación de todos los costos fijos y variables, así como los correspondientes al financiamiento utilizado para la instalación de la nueva capacidad ofertada.
 - La documentación respaldatoria que permita acreditar la desagregación de costos presentada.
 - Los excedentes de energía en cada hora por encima de la potencia contratada serán comercializados en el mercado SPOT o a través de contratos con Agentes del MEM y no serán contabilizados a los efectos del cálculo de la energía Contratada.

Se estableció que la potencia que resulte asignada y la energía suministrada en cumplimiento de cada contrato de abastecimiento al MEM, recibirá una remuneración mensual, calculada en base a la anualidad de los costos de instalación a considerar, y los costos fijos y variables requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido. Los referidos costos podrán ser revisados por la SE cuando alguno de sus componentes presente variaciones significativas, de manera de garantizar que dicho costo siempre se encuentre cubierto por la remuneración asignada al correspondiente contrato de abastecimiento al MEM.

A su vez, se estableció que, en tanto sea de aplicación la Resolución SE N° 406/03, las obligaciones derivadas del contrato tendrán una prioridad de cancelación igual a las establecidas en el numeral e) del art. 4 de esa resolución. En caso de que se modifique el orden de prioridad a aplicar, la prioridad de cancelación no podrá ser inferior a la correspondiente al reconocimiento de los costos operativos de los generadores térmicos.

Hychico ha efectuado un contrato de abastecimiento con el MEM teniendo en cuenta esta normativa.

Si bien la Resolución N° 108/11 se encuentra derogada en virtud de la Resolución N° 202 – E/2016, esta última norma estableció que se mantendrán en vigencia los contratos firmados en virtud de la Resolución N° 108/2011 conforme fueron establecidos oportunamente.

Ley XVII N° 95 – Beneficios impositivos energías renovables

Con fecha 19 de octubre de 2015, el Titular de la Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables de la Provincia del Chubut resolvió otorgar a Hychico para su PED I, en el marco de la Ley XVII N° 95, los beneficios previstos en el artículo 7° apartado B inciso 3, eximiendo en el 100% el pago del Impuesto sobre los Ingresos Brutos durante los primeros cinco (5) años a partir de su otorgamiento y por el 50% a partir del sexto año y hasta el décimo inclusive. Bajo el mismo marco legal y de acuerdo con lo previsto en el artículo 8°, otorgó “estabilidad fiscal” en el ámbito provincial por un plazo de 15 años, entendiéndose por ésta la imposibilidad de afectar a la actividad con una carga tributaria total mayor, como consecuencia de aumentos en la misma.



Esquema de remuneración vigente para el Parque Eólico Diadema II

Resolución Secretaría de Gobierno de Energía N° 488/2017

Con fecha 19 de diciembre de 2017, mediante la Res 488/2017 del Ministerio de Energía y Minería, se adjudicaron los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en los términos establecidos en las Resoluciones N° 275 de fecha 16 de agosto de 2017 y N° 473 de fecha 30 de noviembre de 2017, ambas de ese Ministerio, indicándose el Precio Adjudicado por megavatio hora para cada tecnología en cada Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a suscribir y la asignación del cupo remanente.

Bajo esta normativa EG WIND suscribió un contrato con CAMMESA de fecha 4 de junio 2018 con las siguientes características.

- Plazo: veinte (20) años desde la Habilitación Comercial con opción de extender si no se cumple con la Energía Contratada
- Parte vendedora: P.E DIADEMA II – E.G WIND
- Parte compradora: CAMMESA
- Remuneración = Precio Adjudicado * Factor de Incentivo + Tributos + Incrementos Fiscales Trasladables.
- Cláusula “Toma o Paga” (ToP). Debido a que no se concluyeron las obras del Sistema de Transporte Ampliado y existe una limitación a la inyección de energía, CAMMESA – hasta tanto ello no ocurra – se obliga a pagar el Precio Adjudicado por el P50 de la energía restringida durante las horas que operó la restricción.

Normativa general del Mercado Eléctrico Argentino

Programación Estacional del MEM

Durante el presente ejercicio se emitieron diversas normas regulando la Programación Estacional del MEM:

- Resolución SE N°305/2022, publicada el 2 de mayo de 2022, aprueba la Programación Estacional de invierno correspondiente al período mayo-octubre 2022,
- Resolución SE N° 422/2022, estableció la Programación para el período junio – octubre 2022.
- Resolución SE N° 719/2022, estableció la Programación Estacional de Verano correspondiente al período noviembre 2022 – abril 2023, la cual posteriormente recibió una Reprogramación a través de la Resolución SE N° 54/2023 para el período febrero – abril 2023.
- Resolución SE N° 323/2023 emitida el 29 de abril de 2023, estableció la Programación Estacional de Invierno durante el período mayo - octubre 2023.

Con las normas indicadas se procura que CAMMESA, en su carácter de Organismo Encargado del Despacho (OED), efectúe el despacho óptimo de energía eléctrica que minimice el costo total de operación y determine para cada distribuidor, los precios estacionales que pagará por su compra en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Ley 27.191 – Modificaciones al régimen de fomento de energías renovables

El 25 de septiembre de 2015 el Congreso Nacional sancionó la Ley 27.191, que fue publicada en el Boletín Oficial el 21 de octubre de 2015. La mencionada Ley introdujo modificaciones al Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables creado por la Ley 26.190, para lo cual, en líneas generales, y con el objetivo de lograr alcanzar una contribución de energía renovable en la matriz de consumo nacional del 8% al 31 de diciembre de 2017 y del 20% al 31 de diciembre de 2025 incorporó los siguientes puntos: (i) amplió la definición de energías renovables; (ii) eliminó el límite de 10 años para el régimen de beneficios fiscales; (iii) fijó incentivos fiscales no excluyentes como: devolución anticipada de IVA, amortización acelerada de impuesto a las ganancias, exclusión de la base de los bienes afectados por las actividades promovidas del impuesto a la ganancia mínima presunta, exención de derechos



de importación, compensación de quebrantos con ganancias (de los actuales 5 años pasa a 10 años), exención del impuesto a la distribución de dividendos siendo el beneficiario persona física (sólo en caso de reinversión del mismo), y certificados fiscales por el 20% del valor de los componentes nacionales; (iv) creó el Fondo Fiduciario para Desarrollo de Energías Renovables que, entre otras cosas, otorgará préstamos y garantías a los proyectos de inversión y (v) dispuso que todos los usuarios de energía eléctrica tendrán que contribuir cumpliendo con los objetivos de consumo de energías renovables establecidos por la ley, para lo cual se estableció un cronograma gradual y obligaciones especiales para los Grandes Usuarios de más de 300kW. Finalmente, la ley ratificó que la generación eólica debe ser tratada como generación hidráulica de pasada; por lo tanto, ésta despachará en virtud de la disponibilidad de viento real con la que contase.

Adicionalmente, en el mes de mayo de 2016 el Ministerio de Energía y Minería emitió las Resolución 71/2016 y 72/2016 mediante las cuales dio inicio la primera ronda del Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación (“Programa RenovAr”) para dar cumplimiento a las Leyes 26190 y 27191. Con fecha 5 de septiembre de 2016 Hychico, conjuntamente con Plenium Energy S.A. (sociedad vinculada), presentó una oferta en el marco de dicho programa, la cual, finalmente, no fue adjudicada.

Decreto 531/2016 – Reglamentación de la “Ley de Renovables”

El día 31 de marzo de 2016 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto 531/2016 que aprobó la reglamentación de la Ley 26.190, modificada por el Capítulo I de la Ley 27.191 y del Capítulo II de la Ley 27.191 referente a la Segunda Etapa del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Asimismo aprobó la reglamentación de los Capítulos de la Ley 27.191 correspondientes al Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energía Renovables (III), la Contribución de los Usuarios de Energía Eléctrica al Cumplimiento de los Objetivos del Régimen de Fomento (IV), los Incrementos Fiscales (V), el régimen de importaciones (VI), el acceso y utilización de fuentes renovables de energía (VII), energía eléctrica proveniente de recursos renovables intermitentes (VIII) y las cláusulas complementarias (IX) que establecen que la autoridad de aplicación deberá difundir ampliamente las ofertas de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía y que invita a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a las Provincias a adherir a la ley y a dictar sus propias normas destinadas a promover la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía.

Resolución SE E-275/2017

El 17 de agosto de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución E-275/2017 del Ministerio de Energía y Minería, la cual convocó a los interesados a ofertar en el proceso de convocatoria abierta nacional e internacional para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación – el Programa RENOVAR (Ronda 2)-, con el fin de celebrar contratos del mercado a término (denominados contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable), con CAMESA, en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista – hasta su reasignación en cabeza de los agentes distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones del Programa. Hychico participó de la convocatoria con el proyecto Parque Eólico Diadema II.

Resolución E-281/2017 – Mercado a término de Energía Renovable “MATER”

El 22 de agosto de 2017 se publicó la Resolución E 281/2017 que estableció el Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en el marco de lo establecido por la Ley 27.191 y el Decreto reglamentario 531/2016. Este Régimen tiene por objeto establecer las condiciones de cumplimiento de acuerdo con lo fijado en el artículo 9º de la Ley 27.191 por parte de los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Agentes Distribuidores del MEM, o de los Prestadores del



Servicio Público de Distribución en tanto sus demandas de potencia sean iguales o mayores a trescientos kilovatios (300KV) medios demandados, a través de la contratación individual en el Mercado a Término de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables o por autogeneración de fuentes renovables, de conformidad con lo previsto en el artículo 9 de la Ley 27.191 y el artículo 9 del Anexo II del Decreto 531. Específicamente se estableció que la obligación para los sujetos individualizados en el mencionado artículo de la Ley podría cumplirse por cualquiera de las siguientes formas: a) por contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, b) por autogeneración o por cogeneración de fuentes renovables o c) por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por CAMMESA. El art. 9, en su inciso 2, apartado (i) del Anexo II, del decreto reglamentario prevé que los contratos de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables celebrados en el marco de la Ley 27.191, por los sujetos comprendidos en su artículo 9, serán libremente negociados entre las partes, teniendo en cuenta las características de los proyectos de inversión y el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la ley y en el decreto reglamentario, los deberes de información y requisitos de administración establecidos en los Procedimientos de CAMMESA y en la normativa complementaria que dicte la autoridad de aplicación.

**Resolución N° 230/2019, Resolución N° 551/2021 y Resolución N° 1260/2021.
Readecuación de proyectos renovables y cambios en el mantenimiento de la prioridad de despacho.**

Con fecha 30 de abril de 2019 se dictó la Resolución SE N° 230/2019, a través de la cual se modificó el Anexo I de la Resolución N° 281/2017 estableciendo como temas relevantes las nuevas condiciones para el mantenimiento de la prioridad de despacho otorgada, formas de demostrar el avance de la construcción del proyecto y plazo de mantenimiento de la caución contratada por la potencia por la cual se le asignó prioridad al proyecto.

Esta Resolución fue modificada por la Resolución N° 551/2021 que actualizó las condiciones para el mantenimiento de la prioridad de despacho otorgada, las formas de demostrar el avance de la construcción del proyecto y los valores establecidos para establecer la prioridad de despacho hasta obtener la habilitación comercial. Se puede prorrogar la prioridad de despacho por un plazo de 180 días demostrando el avance de un 60% del proyecto, abonando la suma de US\$ 1.500 por megavatio de manera trimestral (en caso de modificación del sitio del proyecto), US\$ 1.500 por megavatio por cada treinta días de prórroga solicitados o por 360 días adicionales, abonando la suma de US\$ 4.500 por megavatio por cada treinta días de prórroga solicitados.

Asimismo, la Resolución N° 551/2021 instruye al OED a invitar a los proyectos que cuenten con prioridad de despacho asignada – y que aún no lograron la habilitación comercial - a optar por readaptarse o abandonar el régimen.

En línea con la Resolución N° 551/2021, la Resolución N° 1260/2021 publicada el 29 de diciembre 2021 estableció que los proyectos adjudicados con prioridad de despacho asignada bajo cualquier esquema normativo (Rondas 1, 1.5, 2 y 3 del Programa RenovAr, o que fueron habilitados a solicitar su incorporación al Régimen de Fomento Nacional de las Energías Renovables, de acuerdo con lo establecido en la Resolución N° 202/2016), y que no hubieran alcanzado la Fecha de Habilitación Comercial, podrán optar por solicitar la rescisión de su Contrato de Abastecimiento o bien su reconducción.

Resolución N° 14/2022. Cambios en el MATER

Con fecha 20 de enero 2022 se publicó la Resolución SE N° 14/2022 que introduce cambios en el MATER respecto a cómo se designa la Prioridad de Despacho. La misma se asignará a quien declare el Factor de Mayoración más alto.



Resolución N° 330/2022. Manifestación de interés para desarrollo de infraestructura

Con fecha 9 de mayo 2022, se publicó la Resolución SE N° 330/2022 por la cual se convoca a presentar Manifestaciones de Interés (MDI) para desarrollar proyectos de infraestructura que contribuyan a incorporar energía proveniente de fuentes renovables y/o instalaciones de almacenamiento de energía en el MEM.

Resolución N° 370/2022. Habilitación de contratos entre Generadores MATER y Distribuidores.

Con fecha 13 de mayo de 2022 se dictó la Resolución N° 370/2022, a través de la cual se habilitaron los contratos entre Generadores y Distribuidores en el Mercado a Término de Energía Renovables (MATER).

La resolución permite a los Agentes Distribuidores del MEM y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución suscribir Contratos de Abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables con Generadores o Autogeneradores del MEM para abastecer a sus clientes declarados como Grandes Demandas con consumos mayores o iguales a 300 KW (GUDIs).

Resolución N° 360/23. Modificaciones en el MATER (Resolución SE N° 281/17 – Resolución SE N° 230/19 - Disposición N° 1/18).

El 10 de mayo de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 360/2023 , que modifica ciertos aspectos del régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (“MATER”), regulado por la Resolución N° 281/2017 y sus modificatorias.

Las modificaciones relevantes introducidas por la Resolución son las siguientes:

1- Contratos GENREN

Se habilita a los generadores con contratos de abastecimiento celebrados bajo el Decreto N° 562/2009 (Programa GENREN) a comercializar su producción de energía en el MATER a partir del mes calendario siguiente a la fecha de finalización de la vigencia de sus referidos Contratos. La comercialización estará habilitada a partir de que el generador solicite a CAMMESA el ingreso al MATER, dando cumplimiento a los requisitos previstos en la Resolución N° 281 y comience a abonar, durante dos años, un cargo trimestral por ingreso al MATER de US\$/MW 500 de potencia habilitada comercialmente, manteniendo en todos los casos la prioridad de despacho.

2- Nuevas Alternativas de Asignación de Prioridad de Despacho

i. Se incorpora la posibilidad de solicitar “Prioridad de Despacho Asociada a Proyectos Conjuntos de Demanda Incremental con Nueva Generación Renovable” (nuevo art. 6 bis, Anexo I, Resolución N° 281).

Se permite la asignación de prioridad de despacho a nuevos proyectos de generación renovable que tengan un acuerdo con futuras grandes demandas incrementales de potencia. Se considerará como “Proyectos Asociados de Demanda Incremental con Nueva Generación Renovable” a aquéllos cuya demanda incremental de potencia sea mayor o igual a 10 MW.

La prioridad está destinada a grandes demandas futuras que busquen asegurar su consumo previsto de energía eléctrica total o parcialmente mediante generación renovable y que, por su influencia prevista en la red de transporte, produzcan un incremento en las capacidades asignables de prioridad de despacho por sobre las capacidades existentes al momento de la solicitud.

CAMMESA realizará las asignaciones de Prioridad de Despacho Asociada únicamente por la capacidad incremental de transporte asociada al ingreso de los mencionados proyectos conjuntos, siempre que no comprometa la capacidad de transporte asignada a otros proyectos y/o centrales de generación existentes o de ingreso previsto.



ii. Se incorpora la figura de la “Prioridad de Despacho por Ampliaciones Asociadas a Proyectos MATER” (nuevo art. 6 ter, Anexo I, Resolución N° 281).

La finalidad es que los generadores construyan y costeen ampliaciones de transporte para comercializar su energía bajo el MATER. De este modo, la prioridad de despacho sobre la capacidad de transporte incremental podrá ser reservada a los proyectos de generación renovable que lleven adelante las obras de ampliación a su propio costo.

iii. Se instruye a CAMMESA a implementar, para los corredores donde no existe disponibilidad para asignar prioridad de despacho en forma plena y para todas las horas del año, un mecanismo de “Asignación de Prioridad de Despacho tipo Referencial A”.

El mecanismo permitirá a los generadores obtener la Prioridad de Despacho tipo Referencial A, en la cual prevean, para sus evaluaciones, limitaciones circunstanciales que les permitan inyectar energía con una probabilidad esperada del 92% sobre su energía anual característica en las condiciones previstas de operación de los distintos nodos y corredores del SADI, hasta tanto se ejecuten las obras de transporte que permitan evitar las limitaciones.

Las condiciones de asignación y mantenimiento de Prioridad de Despacho tipo Referencial A se regirán siguiendo los mismos mecanismos utilizados para la asignación y mantenimiento de Prioridad de Despacho vigentes.

Aquellos Generadores que, previo a la primera convocatoria de Prioridad de Despacho tipo Referencial A, tengan habilitada comercialmente una potencia por encima de su Prioridad de Despacho asignada, podrán adherir a este régimen para su inclusión en la asignación de prioridad por hasta esa diferencia (art. 9).

3- Incumplimiento de requisitos para mantener la prioridad

En caso de incumplimiento del plazo comprometido de ingreso o de los pagos para el mantenimiento de la prioridad de despacho los titulares de proyectos que hubieran solicitado el otorgamiento de prórrogas no podrán reiterar la solicitud de prioridad de despacho por los cuatro trimestres siguientes.

Además, los proyectos que no hubieran obtenido la habilitación comercial por la totalidad de la potencia asignada, una vez vencido el plazo comprometido más las eventuales prórrogas, perderán automáticamente la prioridad de despacho para la potencia que resulta de la diferencia entre (i) la potencia asignada con prioridad y (ii) la potencia habilitada comercialmente, sin derecho a reclamo alguno por los pagos realizados (nuevo art. 9 bis, Anexo I, Resolución 281).

4- Prórrogas para obtener la habilitación comercial

CAMMESA, bajo ciertas condiciones (nuevo artículo 11, Anexo I, Resolución 281), podrá prorrogar el plazo máximo de 24 meses, o bien, el plazo de habilitación comercial declarado en caso de que la prioridad de despacho haya sido asignada por desempate con el mecanismo previo a la Resolución N° 14/2022, por hasta un máximo de 720 días corridos, estableciendo los montos a abonar a efectos de garantizar la Prioridad de Despacho.

5- Destino de lo recaudado

Lo recaudado por CAMMESA en concepto de pagos realizados por generadores correspondientes a las reservas de prioridad de despacho, prórrogas, relocalizaciones y adhesiones al MATER, se destinará a una Cuenta de Apartamiento para la Expansión del Sistema de Transporte asociado a las energías renovables, administrado por CAMMESA a través del Fideicomiso Obras de Transporte para Abastecimiento Eléctrico (FOTAE) (nuevo art. 13, Resolución N° 230/2019).

6- Habilitación parcial de proyectos con prioridad de despacho

Quienes hayan obtenido prioridad de despacho y realicen habilitaciones comerciales parciales respecto del total de la potencia asignada con prioridad, abonarán el cargo por Reserva de la Prioridad de Despacho exclusivamente por la potencia que no haya obtenido la habilitación

comercial al inicio del período correspondiente a la obligación de pago. Para ello, la potencia acumulada habilitada comercialmente deberá ser al menos del 50% de la potencia asignada con prioridad de despacho. (nuevo art. 20, Disposición 1/2018 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables)

7- Instrucciones adicionales

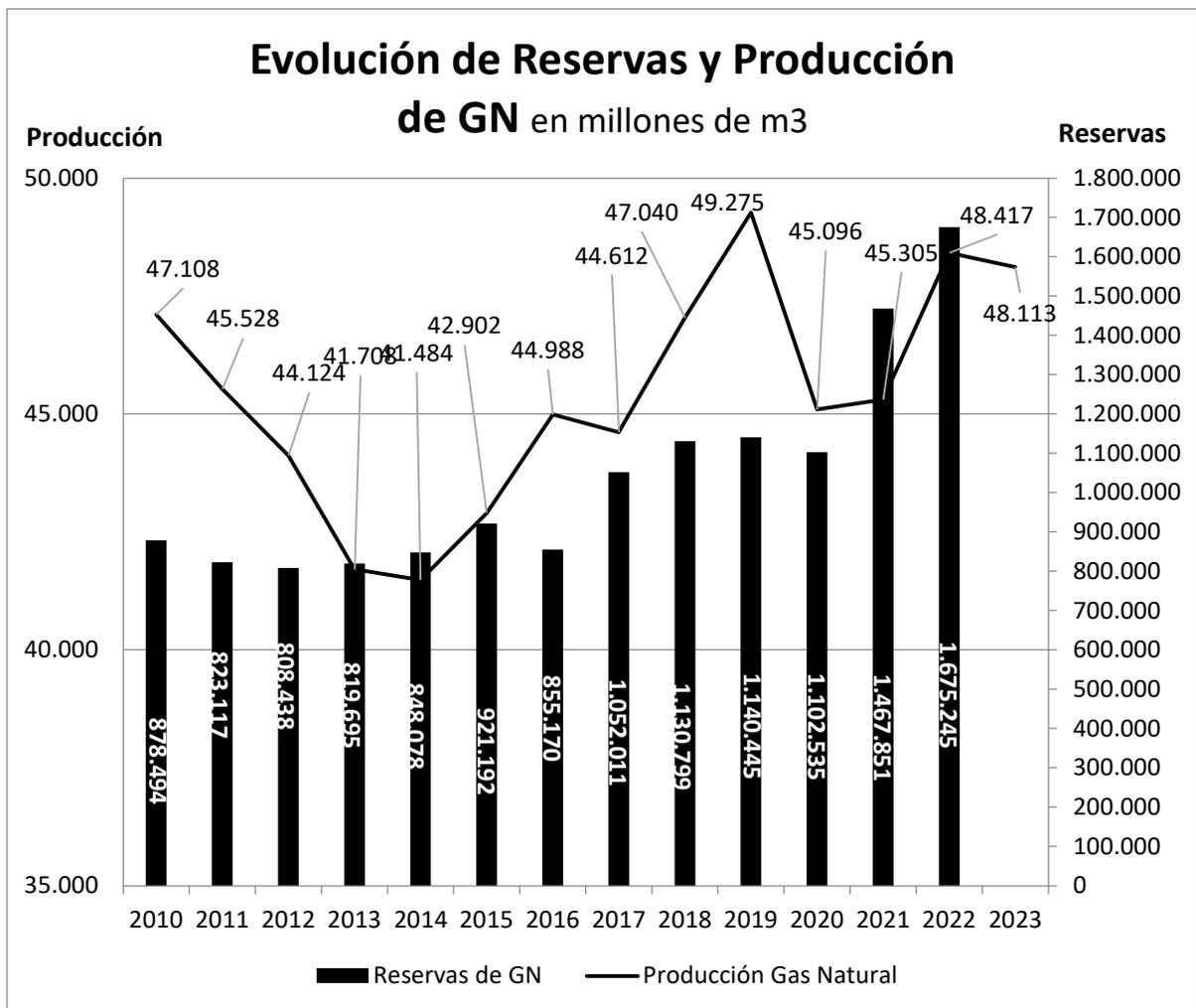
i. Se instruye a CAMMESA a que publique anualmente un listado con el estado de situación de los generadores de energía eléctrica producida a partir de fuentes renovables respecto de su prioridad de despacho.

ii. Se instruye a CAMMESA a realizar todas las tareas necesarias para alcanzar los objetivos planteados en la Resolución.

iii. Se faculta a la Subsecretaría de Energía Eléctrica a dictar las normas complementarias o aclaratorias que se requieran para la instrumentación de la Resolución.

4.2 Mercado de Gas, Petróleo y LPG

Gas Natural



Fuente: SE – No existe información disponible de las reservas para el año 2023



En el año 2023 la producción total país de gas natural fue de 48.113 millones de m³, representando una disminución de 0,6% respecto de los volúmenes producidos en 2022, generada fundamentalmente por las Cuencas de Austral y Noroeste.

Esta disminución fue compensada parcialmente por un aumento de la producción en la Cuenta Neuquina y un leve aumento en la cuenca del Golfo San Jorge.

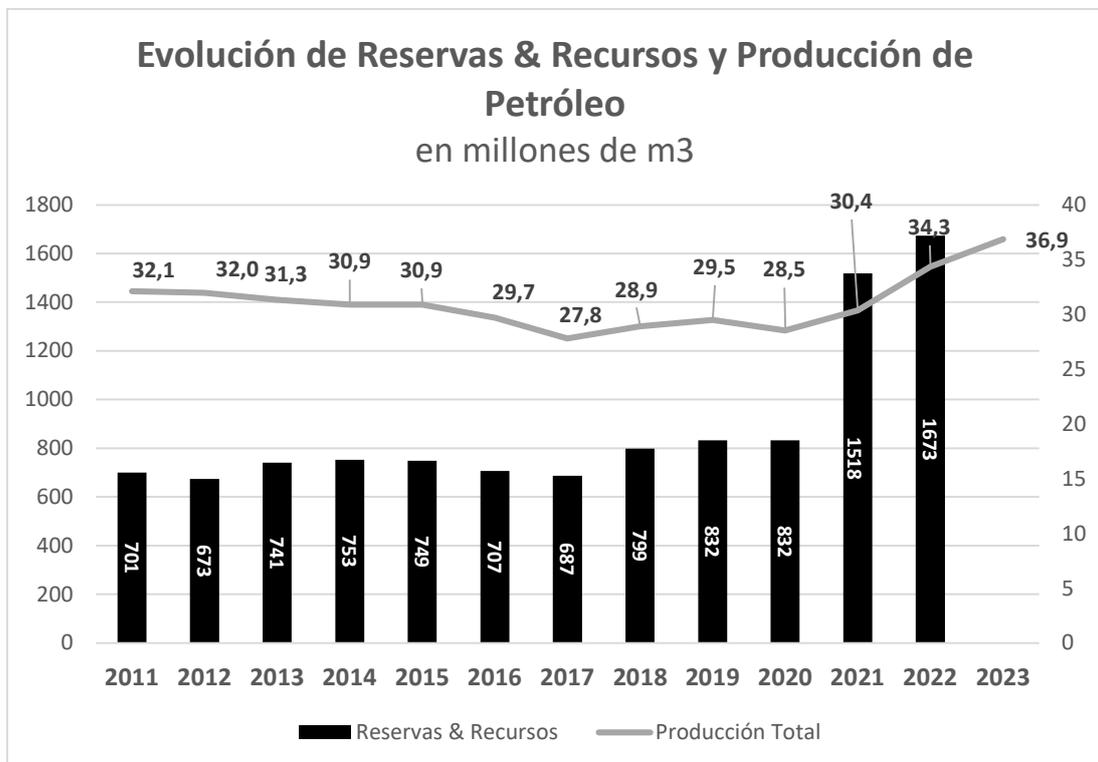
En abril de 2024, la producción total de gas natural en el país alcanzó los 138,5 millones de m³/día, lo que representa un aumento del 6,7% en comparación con los volúmenes producidos en abril de 2023. La producción de gas no convencional al 30 de abril de 2024 aumentó un 16,6%, alcanzando los 83,9 millones de m³/día, frente a los 71,9 millones de m³/día registrados en abril de 2023.

Las importaciones de gas disminuyeron un 2,5%, con 4.983 millones de m³ importados durante 2023, en comparación con los 5.109 millones de m³ del año anterior, debido principalmente al aumento de la producción a pesar del ligero incremento en la demanda doméstica.

De acuerdo con la última información anual publicada por la SE, al 31 de diciembre de 2022, el total de reservas y recursos de gas natural en el país ascendía a 1.672.662 millones de m³, de los cuales el 27,0% correspondía a reservas comprobadas. En comparación con el 31 de diciembre de 2021, las reservas y recursos totales aumentaron un 10,2%.

No hay información disponible sobre las reservas totales del país al 31 de diciembre de 2023.

Petróleo

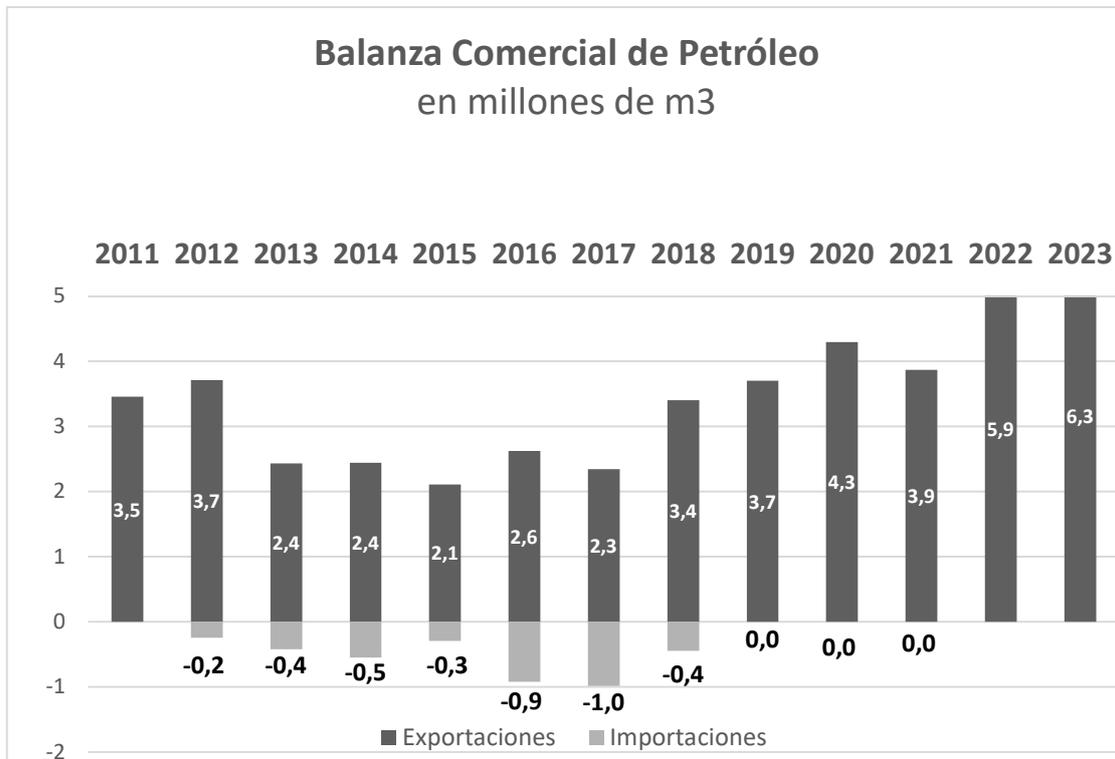


Fuente: SE - No existe información disponible de las reservas y recursos para el año 2023

De acuerdo con los datos publicados por la SE, la producción total de petróleo del país registrada en el año 2023 fue de 36,9 millones de m³, un 8% superior a la registrada en el 2022, producto fundamentalmente de la tendencia al alza de los precios internacionales y debido a las mejoras en la capacidad de evacuación desde Vaca Muerta. La producción correspondiente a la Cuenca del Golfo San Jorge asciende al 31,6% de la producción total del país, mientras que la Cuenca Neuquina representa el 63,3%, lo que generó un incremento del 17% y una disminución del 1% vs 2022.

Las reservas y recursos totales del país al 31 de diciembre de 2022 totalizaron 1,673 millones de m³. El 28% corresponde a reservas comprobadas y el 67% como no convencional. En comparación interanual, las reservas y recursos totales aumentaron en un 10,2%.

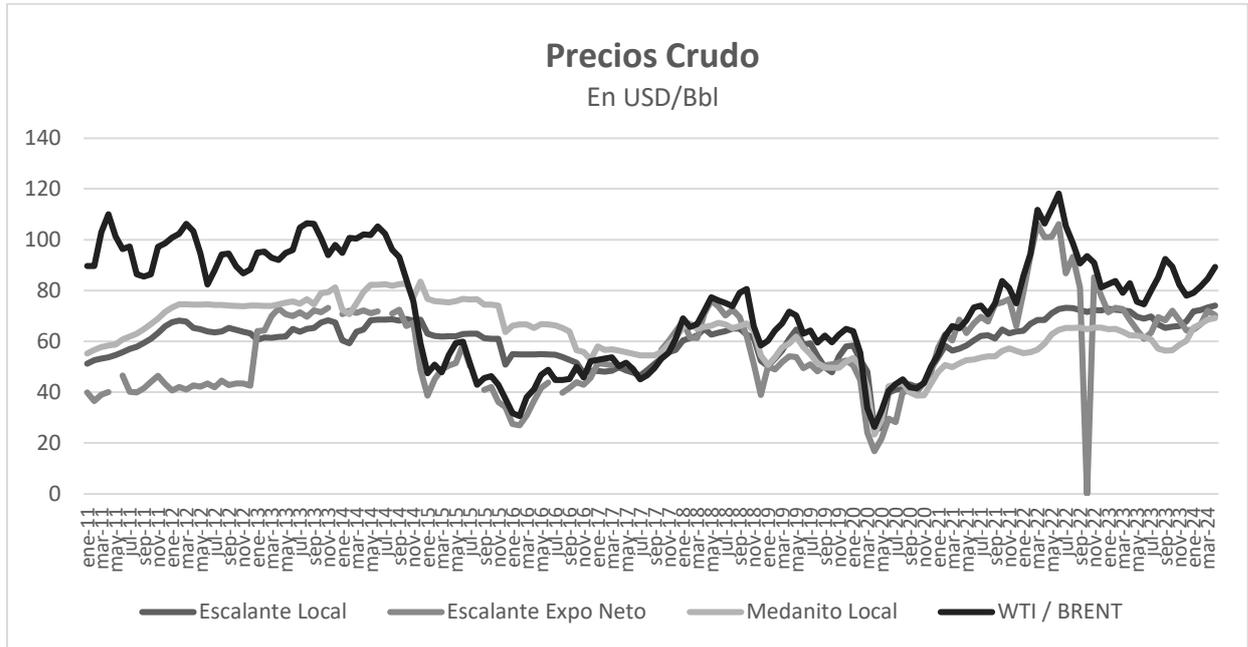
No existe información disponible de las reservas y recursos total país al 31 de diciembre de 2023.



Fuente: SE

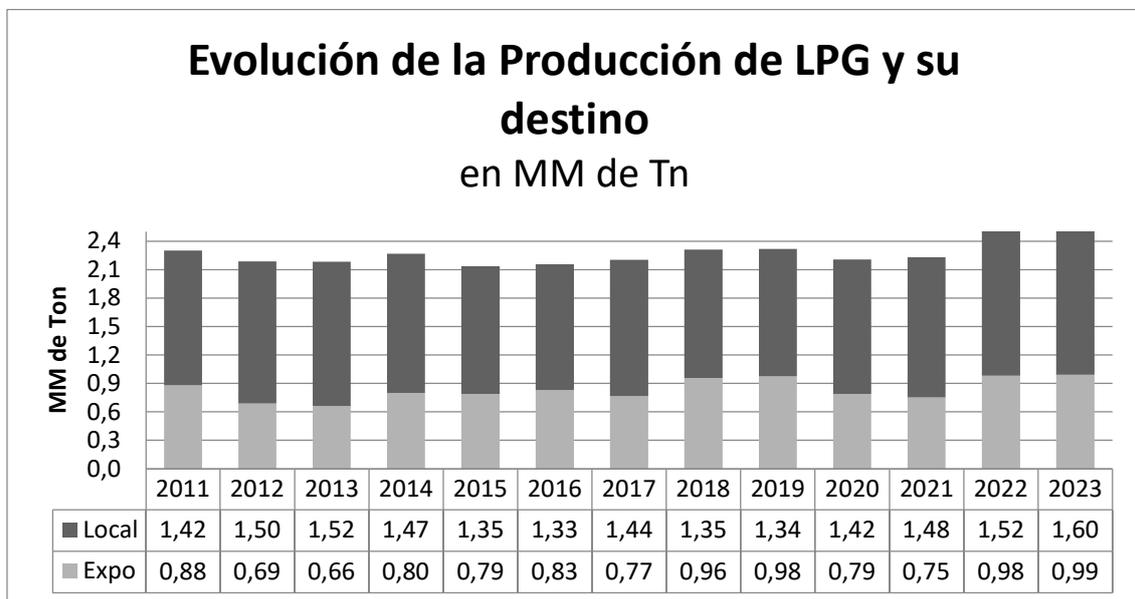
Durante los años 2019, 2020, 2021, 2022 y 2023, y según la información publicada por la SE, no se registraron importaciones de petróleo, mientras que en el 2018 las mismas fueron de aproximadamente 0,4 millones de m³. Las exportaciones aumentaron un 6,6 % respecto del año 2022, habiéndose exportado 6,3 millones de m³ de petróleo, lo cual representa un 17,1% de la producción total del país en el año.

Evolución de los precios del petróleo en la Argentina



Fuente: SE

LPG



Fuente: SE

Respecto del año anterior la producción total país de propano y butano aumentó un 3,5% durante el año 2023, llegando a 2,59 millones de Tn. El 51% de dicha producción corresponde a gas butano, mientras que el 49% restante es gas propano, según lo informa el SE.

Las exportaciones registraron un aumento del 30,6% y del 0,9% entre 2021, 2022, y 2022, 2023.



Las ventas en el mercado local representan el 62% del total de la producción del año 2023, mientras que el 38% restante fue exportado principalmente a Brasil, Chile, República Dominicana y Sud Africa.

Marco Regulatorio – Principales tópicos

Ley Nacional de Hidrocarburos N° 17.319 y 27.007

Propiedad de los yacimientos

En su redacción original, la Ley 17.319 (Ley de Hidrocarburos) preveía que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecían al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional. Sin embargo, dicha propiedad fue transferida a las Provincias en las que se sitúen los yacimientos en cuestión a partir del 2007 con la promulgación de la llamada Ley Corta N° 26.197.

En Argentina, la exploración y explotación de petróleo y gas se lleva a cabo a través de permisos de exploración, concesiones de explotación, contratos de explotación o acuerdos de asociación.

El 31 de octubre de 2014, el Congreso de la Nación sancionó la Ley 27.007 que modifica la Ley 17.319. Entre las principales modificaciones cabe referir que se otorga rango legal a la figura de la concesión de explotación no convencional que había sido creada por el Decreto 929/13. Se establece que el plazo para la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos tendrá una vigencia de 35 años con la posibilidad de prórrogas por plazos de 10 años, aplicable incluso para las concesiones vigentes.

Con la sanción de esta ley, el plazo de las concesiones para explotación convencional se mantiene en 25 años; sin embargo, habilita a prórrogas sucesivas de las concesiones, tanto convencionales como no convencionales, por períodos de 10 años.

La Ley 27.007 elimina, con efectos hacia el futuro, la posibilidad de que el Estado Nacional y las Provincias reserven áreas para su explotación por entidades o empresas públicas o con participación estatal. Para el caso de áreas reservadas a estos fines pero que aún no están sujetas a contratos para su exploración y desarrollo, la ley permite que las contrataciones se realicen bajo el esquema asociativo que defina la autoridad concedente.

En relación con las regalías, la ley mantiene la alícuota del 12%, prevista en la Ley 17.319. También mantiene la posibilidad de reducir la alícuota en ciertos casos excepcionales hasta el 5%, y prevé la posibilidad de aumentarla en un 3% (resultando en 15%), y se introduce un tope máximo aplicable del 18% para las prórrogas sucesivas.

Asimismo, la Ley 27.007 introdujo un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos para aquellos proyectos de inversión que superen los US\$ 250 millones estableciendo que, en ciertas condiciones, parte de la producción podrá ser comercializada libremente en el mercado externo, sin tener que abonar derechos de exportación; a la vez previó la libre disponibilidad de las divisas provenientes de la exportación de tales hidrocarburos.



Ley Nacional N° 26.741

Declaración de interés público

El 4 de mayo de 2012 el Congreso Nacional promulgó la Ley 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera Nacional, la cual declaró de interés público y como objetivo prioritario, el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos y la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los mismos.

Entre otras cuestiones, dicha ley dispuso que el PEN sea la autoridad a cargo para la fijación de las políticas hidrocarburíferas y de arbitrar las medidas para el cumplimiento de los fines establecidos en dicha norma, con el concurso de los estados provinciales y del capital público y privado, nacional e internacional.

Precios en el mercado interno

En el mercado interno, la venta del petróleo se realiza a los precios negociados entre las empresas productoras y las refinerías de petróleo, a las cuales les venden el petróleo crudo. Tales precios son establecidos teniendo en consideración la cotización vigente del Brent, los precios minoristas de combustibles en surtidor y productos derivados, los escenarios futuros de precios, además de las disposiciones y requerimientos establecidos por el gobierno.

Derechos de Exportación

El Decreto N° 488/2020 del Poder Ejecutivo Nacional, publicado el 18 de mayo de 2020, establece un esquema para la determinación de la alícuota de los derechos de exportación, dejando sin efecto toda norma que se oponga a ello, a cuyos efectos se definen las siguientes variables:

- a. Valor Base (VB): US\$ 45/bbl.
- b. Valor de Referencia (VR): US\$ 60/bbl.
- c. Precio Internacional (PI): el último día hábil de cada mes la Secretaría de Energía publicará la cotización del precio del barril "ICE Brent primera línea", considerando para ello el promedio de las últimas 5 cotizaciones publicadas por el "Platts Crude Marketwire" bajo el encabezado "Futures Settlements".

En base a estas definiciones, establece para los derechos de exportación:

- Una alícuota del 0% en los casos en que el PI sea igual o inferior al VB.
- Una alícuota del 8% en los casos en que el PI sea igual o superior al VR.
- En los casos en que el PI se encuentre comprendido entre el VB y el VR, la alícuota se determinará utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Alícuota} = \frac{\text{PI} - \text{VB}}{\text{VR} - \text{VB}} \times 8\%$$

Transporte de petróleo

Durante el año 2022, Oldelval realizó un concurso para la adjudicación y contratación del servicio de transporte firme para el tramo del oleoducto Allen - Puerto Rosales por hasta la capacidad de 50.000 m3/día, en su carácter de titular de la concesión nacional de transporte de hidrocarburos líquidos.

Dicho volumen fue adjudicado en su totalidad y se han suscrito los contratos necesarios para su realización, los que tendrán vigencia hasta la finalización del plazo de la concesión de transporte en el año 2037. Capex fue adjudicada con 651 m3/día.

En virtud del concurso realizado por Oldelval, la empresa Oiltanking Ebytem realizó un concurso a fin de incrementar la capacidad de despacho de petróleo por hasta 50.000 m3/día y la



capacidad de almacenaje hasta 300.000 m³. Dichas ampliaciones serán destinadas exclusivamente a la exportación de petróleo. Capex fue adjudicada con una capacidad de despacho de 660 m³/día y una capacidad de almacenaje por 3.906 m³ de petróleo.

Gas Natural

Resolución 12/2019 SEN

El 27 de diciembre de 2019, el Ministerio de Desarrollo Productivo dictó la Resolución N° 12/2019 por la cual derogó, con efectos a partir del 30 de diciembre de 2019, la Resolución SGE N° 70/2018, restableciendo el esquema de centralización de la provisión de combustibles para la generación en CAMMESA.

Nota Secretaría de Energía NO-2020-05333189-APN-SE#MDP- Mecanismos para la provisión de Gas Natural para su utilización en el Mercado Eléctrico Mayorista en las subastas

El 24 de enero de 2020 la Secretaría de Energía emitió la nota NO-2020-05333189-APN-SE#MDP, la cual instruye a CAMMESA a incluir en las Condiciones Generales y Particulares de los Concursos, cláusulas que impliquen la obligación de entrega de los volúmenes adjudicados y nominados por CAMMESA.

Sin perjuicio de aún mantenerse los Concursos de CAMMESA, desde el año 2021 la mayoría del gas provisto a CAMMESA proviene del Plan Gas.

Decreto 892/2020 – Plan de Promoción de la producción de Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 – Resolución N° 317/2020 de la Secretaría de Energía Concurso Público Nacional. Convocatoria – Resolución N° 391/2020 de la Secretaría de Energía – Adjudicación del Concurso Público.

Con fecha 13 de noviembre de 2020 se publicó el Decreto 892/2020 que aprobó el Plan de Promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024 (el “Plan Gas 2020-2024”), basado en un sistema competitivo en el punto de ingreso al sistema de transporte, e instruyó a la Secretaría de Energía la instrumentación de dicho plan.

El Plan Gas 2020-2024 se asienta en la participación voluntaria por parte de las empresas productoras de gas, así como también de CAMMESA y de empresas prestadoras de servicio público de distribución y subdistribución de gas que hagan adquisiciones en forma directa de las empresas productoras.

El Plan establece las siguientes pautas, criterios y condiciones principales:

- a. Volumen: base total de 70 MM m³/día para los 365 días de cada año calendario de duración del esquema. La apertura del volumen por cuenca es la siguiente: Cuenca Austral 20 MM m³/día, Cuenca Neuquina 47,2 MM m³/día y Cuenca Noroeste 2,8 MM m³/día.
- b. Plazo: 4 años iniciando en enero de 2021. Para los proyectos costa afuera el plazo será de hasta 8 años.
- c. Exportaciones: las empresas productoras adjudicadas pueden contar con condiciones preferenciales de exportación por hasta un volumen total de 11 MM m³/día, a ser comprometidos exclusivamente durante el período no invernal.
- d. Procedimiento de oferta y demanda: los contratos particulares son negociados mediante un mecanismo de subasta, licitación y/o procedimiento similar que garantice los más altos estándares de concurrencia, igualdad, competencia y transparencia.
- e. Los productores deben comprometerse a lograr una curva de producción por cuenca que garantice el sostenimiento y/o aumento de los niveles actuales.



- f. Valor agregado nacional y planes de inversión: las empresas productoras intervinientes cumplirán con el principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional tanto en materia de empleo, provisión de bienes y servicios.
- g. En caso de incumplimiento por parte de los productores, en función del tipo de incumplimiento, estos percibirán un precio menor, serán pasibles de penalidades y hasta podrán ser excluidos del Plan Gas 2020-2024.
- h. Los productores oferentes podrán renunciar –total o parcialmente- o no a los volúmenes comprometidos bajo las Resoluciones Nros. 46 /2017, 419 /2017 y 447/2017.

Por su parte, la Secretaría de Energía instrumentó el Plan Gas 2020-2024 mediante Resolución N° 317/2020 publicada en el Boletín Oficial de la Nación el 24 de noviembre de 2020.

El día 15 de diciembre de 2020 se dictó la Resolución de la Secretaría de Energía N° 391/2020 que adjudicó los volúmenes de gas natural en función del Concurso Público Nacional, aprobándose los precios del gas natural en el punto de Ingreso al Sistema de Transporte ofrecidos y correspondientes a los volúmenes adjudicados.

La Sociedad se presentó al Concurso Público Nacional mencionado y obtuvo la aprobación de un volumen para el período base de 0,81 MM m³/día, con un precio por el volumen total ofertado de US\$ 2,40/MMBTU. La Sociedad celebró el contrato correspondiente con CAMMESA conforme lo previsto en la Resolución SEN N° 317/2020. Cabe destacar que la Sociedad no renunció a los beneficios que tenía otorgados por la Resolución N° 46/2017.

El 30 de diciembre 2020 se publicó la Res N° 447/2020 por la cual se aprueban las asignaciones de volúmenes de gas natural adjudicados por el Art 2° de la Res N° 391/2020, por productor, licenciataria de distribución y/o subdistribución y cuenca de origen.

Resolución 360/2021. Nuevo régimen de exportaciones de gas natural

La Secretaría de Energía, a través de la Resolución N° 360/2021 publicada en el Boletín Oficial el 27 de abril de 2021, estableció que las exportaciones de gas natural a las que refiere el art. 3 de la Ley N° 24.076 estarán sujetas a los términos y condiciones establecidos en el Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural (el “Procedimiento de Exportación”) derogando para ello la Res SE N° 417/2019 y la Disposición N°284/2019 de la entonces Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles.

La Resolución fue adoptada en el marco del Plan Gas 2020-2024, previsto en el Anexo del Decreto N° 892/2020, que establece en su art. 4 inciso c) que podrán ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme en la medida en que no se afecte la seguridad del abastecimiento del mercado interno. En caso de ser otorgada la autorización, las exportaciones analizadas adquieren carácter de “firme” y ya no podrán ser interrumpidas por la Secretaría de Energía.

Resoluciones 984/2021 y 1091/2021. Ronda 3 del Plan Gas 2020-2024

El 21 de octubre de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 984/2021 de la Secretaría de Energía, que convocó a la Ronda 3 del concurso público nacional para el Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 (“Plan Gas 2020-2024 Ronda 3”) cuyo objetivo fue el de completar 70 MMm³/d.

Las ofertas bajo la Ronda 3 fueron presentadas el 2 de noviembre de 2021 y, mediante la Resolución N° 1091/2021 de la Secretaría de Energía (publicada en el Boletín Oficial el 12 de noviembre de 2021), se adjudicaron los volúmenes adicionales a ser inyectados desde la cuenca Neuquina y se aprobaron los precios allí previstos. En total se adjudicaron 3 MMm³/d para los meses de mayo 2022 a diciembre 2024. El concurso se declaró desierto respecto de las cuencas Noroeste y Austral. La Sociedad no presentó oferta alguna.



Resolución 67/2022. Gasoducto Néstor Kirchner

El 7 de febrero de 2022 se publicó la Resolución N° 67/2022 por la cual se declara de interés público nacional la construcción del Gasoducto Néstor Kirchner como proyecto estratégico para el desarrollo del gas natural con punto de partida en las proximidades de Tratayén, provincia del Neuquén, hasta las proximidades de San Jerónimo, Provincia de Santa Fe.

La primera etapa que une Tratayén con Saliqueló (al Oeste de la provincia de Buenos Aires), se encuentra finalizada su construcción y en proceso de habilitación por tramos, siendo su inauguración oficial el 9 de julio de 2023. El tramo Tratayén – Saliqueló del gasoducto presidente Néstor Kirchner atraviesa las provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Buenos Aires, con una extensión de 573 km y una capacidad inicial para transportar 11 millones de m³/día de gas producido en el yacimiento Vaca Muerta.

Por otro lado, el 25 de agosto de 2023, fue lanzada la licitación para el proyecto reversión del gasoducto Norte – obras complementarias al gasoducto presidente Néstor Kirchner, que permitirá transportar gas de Vaca Muerta al norte del país y que consiste en la contratación de la ingeniería y construcción del gasoducto Tio Pujio – La Carlota de 122 km de extensión, la ampliación de 62 km sobre la traza del gasoducto Norte y la reversión de cuatro plantas compresoras en las provincias de Córdoba, Santiago del Estero y Salta. ENARSA, luego de declarar desierto el proceso de licitación del renglón 1, adjudicó a la UT Techint-SACDE la construcción de los renglones 2 y 3 de la reversión del gasoducto Norte y convocó a una nueva licitación abreviada para el renglón 1 del gasoducto, resultando adjudicado a la empresa BTU.

Resolución N° 235/2022 y Res N° 403/2022. Audiencia pública y actualización de los precios del gas natural

A través de la Resolución SE N°235/2022 publicada en el Boletín Oficial el 18 de abril de 2022, se convocó a Audiencia Pública para el tratamiento de la implementación de la segmentación en el otorgamiento de los subsidios al precio de la energía por parte del Estado Nacional a los usuarios del servicio de gas natural y del servicio de energía eléctrica, para el bienio 2022-2023.

El 28 de mayo de 2022 el Ministerio de Economía de la Nación, mediante la Secretaría de Energía, publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 403/2022 con los nuevos cuadros tarifarios correspondientes a la adecuación de los precios de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) aplicables a partir del 1° de junio de 2022.

DNU 277/2022. Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Hidrocarburos

El 27 de mayo de 2022 el Poder Ejecutivo Nacional publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 277/2022, por el cual se establecieron los términos y condiciones del nuevo Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Hidrocarburos para impulsar inversiones en el sector.

DNU 484/2022. Reglamenta el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Hidrocarburos.

El 16 de agosto de 2022 se emitió el Decreto N° 484/2022 que reglamentó el Decreto N° 277/2022.

Esta norma indica que serán considerados beneficiarios del Régimen de Acceso para la Producción Incremental de Petróleo y del Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural, los sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras – Sección Productoras – regulado por la Disposición N° 337/2019 de la ex – Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles.



Los beneficiarios podrán presentarse para solicitar los beneficios de manera directa o en conjunto con terceros asociados que acrediten un vínculo contractual con el beneficiario de al menos US\$ 50.000.000. Los terceros asociados participarán del beneficio indicado en el porcentaje de la producción incremental denunciado por el beneficiario y aprobado por la Autoridad de Aplicación, en cada oportunidad que se solicite el reconocimiento del beneficio.

Se puede solicitar el reconocimiento de los beneficios a partir del tercer trimestre de 2022 mediante el cumplimiento de los requisitos establecidos por la Secretaría de Energía que validará su cumplimiento.

Se tomará como línea de base de producción la producción de petróleo crudo correspondiente al período enero – diciembre 2021, ambos inclusive, de las áreas de titularidad del beneficiario. A los efectos del cálculo de la producción incremental se tomará a la producción de petróleo crudo de la beneficiaria correspondiente a los últimos doce meses, incluyendo el trimestre de que se trate.

Para el cálculo de la inyección incremental del Régimen de Acceso a las Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural en cada trimestre se tomará la inyección diaria promedio de gas natural del beneficiario correspondiente a los últimos doce meses, incluyendo al trimestre del que se trate. A los efectos del cálculo de la línea de base y de la inyección incremental serán computados los volúmenes inyectados al sistema y off system por el propio beneficiario sin incluir aquellos volúmenes inyectados por terceros a cuenta del beneficiario.

Con la solicitud de los beneficios incluidos en esta norma, los beneficiarios deben incluir sus Planes de Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales indicados en el art. 23 del Decreto N° 277/2022. Los beneficiarios deberán incrementar sus compras y contrataciones a proveedores nacionales y regionales a diciembre de 2024 en un 30% para los rubros de perforación y terminación y en un 40% para producción y mantenimiento y obras e instalaciones de superficie sobre el porcentaje de composición del gasto del año 2021.

Reglamentación del BCRA - Comunicación A 7626

El Banco Central emitió el 28 de octubre de 2022 la Comunicación A 7626 que establece que el cliente que cuente con una Certificación para los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22) podrá acceder al mercado de cambios por hasta el monto de la certificación para realizar:

1. Pagos de capital de deudas comerciales por la importación de bienes sin la necesidad de contar con la conformidad previa establecida en los puntos 10.11 y 10.14 de la Comunicación A 7532 o el plazo previsto en el punto 1.1 de la Comunicación A 7622, según corresponda.
2. Pagos de capital de deudas comerciales por la importación de servicios sin la necesidad de contar con la conformidad previa del punto 3.2 para operaciones con una contraparte vinculada y/o en el punto 3.1 de la Comunicación A 7532.
3. Pagos de utilidades y dividendos a accionistas no residentes en la medida que se verifiquen los requisitos establecidos por el BCRA.
4. Pagos de capital de endeudamientos financieros en el exterior cuyo acreedor sea una contraparte vinculada al deudor sin conformidad previa del BCRA.
5. Pagos de capital de deudas financieras en moneda extranjera por encima del monto resultante de los parámetros establecidos por el BCRA.
6. Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales en el marco de lo dispuesto por el BCRA.

Los beneficiarios deberán nominar a una única entidad financiera local para que sea responsable de emitir las certificaciones por los regímenes de acceso a las divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22) y remitirlas a las entidades por las cuales el cliente desee acceder al mercado de cambios.



La entidad nominada deberá tomar registro de los montos de los beneficios reconocidos por la Secretaría de Energía en el marco del Decreto N°277/2022 a favor del cliente, indicando el período al que corresponde el beneficio y el monto total del beneficio en dólares obtenido para el período.

Resolución Secretaría de Energía N° 13/2023

La Secretaría de Energía reglamentó el 16 de enero de 2023 a través de la presente Resolución las condiciones generales para el acceso al Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo (RADPIP), para el Régimen de Acceso de Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural (RADPIGN) y las condiciones generales para el Régimen de Promoción del Empleo, del Trabajo y del Desarrollo de Empleadores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera (RPEPNIH).

Decreto 730/2022 – Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País 2023-2028. – Resolución N° 770/2022 de la Secretaría de Energía Concurso Público Nacional. Convocatoria

Con fecha 4 de noviembre de 2022 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto 730/2022 que aprobó el Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País 2023-2028. (el “Plan Gas 2023-2028”), basado en un sistema de oferta de precios en el punto de ingreso al sistema de transporte, e instruyó a la Secretaría de Energía la instrumentación de dicho plan. El 14 de noviembre de 2022 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 770/2022 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se reglamentó el Plan Gas 2023-2028.

El Plan Gas 2023-2028 se asienta en la participación voluntaria por parte de las empresas productoras de gas, CAMMESA y empresas prestadoras de servicio público de distribución y subdistribución de gas que hagan adquisiciones en forma directa de las empresas productoras.

El Plan Gas 2023-2028 implementa la Ronda 4 y la Ronda 5.

A través de la Ronda 4, y particularmente la Ronda 4.1, los adjudicatarios del Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 de la Cuenca Neuquina podrán solicitar la extensión, para el período enero de 2025 – diciembre de 2028, ambos inclusive, de los Compromisos de Entrega referidos a:

- i) los Volúmenes Base de la Ronda 1 y
- ii) los volúmenes adjudicados en el marco de la Ronda 3.

No forman parte de esta extensión los Volúmenes del Período Estacional de Invierno Adicional adjudicados en el marco de la Ronda 1.

Asimismo, en el marco de la Ronda 4 se regula también la Ronda 4.2, mediante la cual se convoca a la presentación de ofertas para la adjudicación de los siguientes volúmenes de gas natural en cuenca Neuquina:

- a) “Gas Plano Julio”: hasta 11.000.000 m3 por día para el período comprendido entre el 1° de julio de 2023 y el 31 de diciembre de 2028, ambos inclusive;
- b) “Gas Plano Enero”: hasta 3.000.000 m3 por día para el período comprendido entre el 1° de enero de 2024 y el 31 de diciembre de 2028, ambos inclusive;
- c) “Gas de Pico 2024”: hasta 7.000.000 m3 por día para los períodos comprendidos entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre, ambos inclusive, de los años 2024 a 2028, ambos inclusive.
- d) “Gas de Pico 2025”: hasta 7.000.000 m3 por día para los períodos comprendidos entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre, ambos inclusive, de los años 2025 a 2028, ambos inclusive.



Respecto de la Ronda 5, mediante la misma se convoca a:

- a) Ronda 5.1: los adjudicatarios del Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 de las Provincias del Chubut y Santa Cruz podrán solicitar la extensión, para el período enero de 2025 – diciembre de 2028, ambos inclusive, de los compromisos asumidos en la Ronda 1.
- b) Ronda 5.2: se convoca a productores a presentar proyectos de Gas Incremental en las cuencas Austral y Noroeste, en el marco de un Plan de Actividad Incremental.

Además, se deben considerar las siguientes condiciones:

- a) Precios: para extender la participación en el plan, los productores deben presentar ofertas con precios iguales o inferiores a la primera etapa del plan gas (2020-2024).
- b) Exportaciones: si se cubre el monto total anual de 70MM m³ /año, las empresas productoras adjudicadas pueden contar con condiciones preferenciales de exportación, a ser comprometidos en base estacional y conforme la situación particular del sistema de transporte y del mercado de gas.
- c) Contratos: la extensión implica la adecuación de la totalidad de los Compromisos de Entrega y de los contratos del adjudicatario con las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras y/o ENARSA y/o CAMMESA emergentes de los actos de adjudicación respectivos, con fecha de primera entrega 1° de enero de 2025 y fecha de finalización 31 de diciembre de 2028;
- d) Los productores deben continuar comprometiéndose a lograr una curva de producción por cuenca que garantice el sostenimiento y/o aumento de los niveles actuales y/o reducir los declinos o comprometerse a realizar un determinado proyecto de inversión y comercializar su producción asociada;
- e) En caso de incumplimiento por parte de los productores, en función del tipo de incumplimiento, estos percibirán un precio menor, serán pasibles de penalidades y hasta podrán ser excluidos del Plan Gas 2023-2028.

La fecha de presentación de ofertas para participar en el Plan Gas 2023-2028 fue 14 de diciembre de 2022, salvo para la Ronda 5.2 que operó el 30 de abril de 2023.

La Sociedad decidió no extender su participación en la segunda etapa del Plan Gas 2023-2028.

Resolución N° 41/2024

Mediante la Resolución SE N° 41/2024 publicada en el Boletín Oficial el 27 de marzo de 2024 se estableció el precio de gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) a ser trasladados a los usuarios finales en relación con los contratos o acuerdos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del "PLAN DE REASEGURO Y POTENCIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FEDERAL DE HIDROCARBUROS, EL AUTOABASTECIMIENTO INTERNO, LAS EXPORTACIONES, LA SUSTITUCIÓN DE IMPORTACIONES Y LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA TODAS LAS CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DEL PAÍS 2023-2028" (Plan Gas.Ar) aprobado por el Decreto N° 892/20 y sus modificatorias, que resultó de aplicación a los consumos de gas realizados a partir de la publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial.

Resolución N° 93/2024

A través de la Resolución SE N° 93/2024 publicada en el Boletín Oficial el 5 de junio de 2024 se estableció la adecuación de los precios de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) de los contratos o acuerdos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del "PLAN DE REASEGURO Y POTENCIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FEDERAL DE HIDROCARBUROS, EL AUTOABASTECIMIENTO INTERNO, LAS EXPORTACIONES, LA SUSTITUCIÓN DE IMPORTACIONES Y LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA TODAS LAS CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DEL PAÍS 2023-2028" (Plan Gas.Ar),



en los términos del Decreto N° 892/20, y sus modificatorias, que será de aplicación para los consumos de gas realizados a partir de la publicación de la presente Resolución en el Boletín Oficial.

GLP

Ley 26.020 y Resolución SEN 168/05

El marco regulatorio de la industria y comercialización del GLP ha sido aprobado por el Congreso de la Nación mediante la Ley 26.020. Dicho marco regulatorio tiene por objetivo esencial asegurar el suministro regular, confiable y económico de GLP a sectores sociales residenciales de escasos recursos que no cuenten con servicio de gas natural por redes. Asimismo, se ha fijado una política general en la materia, estableciendo objetivos precisos para la regulación de la industria y comercialización de GLP, todos ellos tendientes a mejorar la competitividad del mercado y ampliar el desarrollo de la industria del GLP, incentivando la eficiencia del sector y garantizando la seguridad en la totalidad de las etapas de la actividad, con una adecuada protección de los derechos de los usuarios, sobre todo en la fijación de los precios.

La Ley 26.020 alcanza a la totalidad de la cadena productiva del GLP, es decir a las actividades de producción, fraccionamiento, transporte, almacenaje, distribución, servicios de puerto y comercialización de GLP en todo el territorio de la Argentina.

Respecto de la regulación propia de la actividad de producción, cabe destacar que el artículo 11 de la Ley 26.020 ha consagrado la libertad de la actividad de producción, es decir, que la producción de GLP bajo cualquiera de sus formas o alternativas técnicas es libre: se podrá disponer la apertura de nuevas plantas o la ampliación de las existentes sin otro requisito que el cumplimiento de la Ley 26.020, su reglamentación y las normas técnicas pertinentes.

Asimismo, la Ley 26.020 autoriza la libre importación de GLP sin otro requisito que el cumplimiento de dicha ley y sus normas reglamentarias y complementarias, y sin necesidad de autorización previa. Por lo contrario, la exportación de GLP solamente será libre una vez garantizado el volumen de abastecimiento interno, debiendo en cada caso mediar autorización del PEN.

Por medio de la Res SEN 168/05 se establece que quienes deseen realizar operaciones de exportación deben registrarse ante la dirección de gas licuado de petróleo, dependiente de la Subsecretaría de Combustibles, para su aprobación, y los interesados en exportar GLP deberán demostrar que la demanda de toda la cadena comercial está debidamente satisfecha mediante el mecanismo establecido en dicha resolución.

La Autoridad de Aplicación de la Ley 26.020 es la SEN, quien debe ejecutar y velar por el cumplimiento de los objetivos de la regulación de la industria y comercialización del GLP establecidos por dicha ley, dictando las normas que resulten necesarias a tal efecto.

Resolución N° SEN 1070/2008 y 1071/2008

La SEN, a través de las Resoluciones SEN 1070/08 y 1071/08, ratificó (i) un Acuerdo Complementario al Acuerdo con Productores de Gas celebrado con ciertos productores de gas, y (ii) un Acuerdo de Estabilidad del precio del GLP, celebrado con ciertos fraccionadores, productores de GLP, y otros actores del mercado, ninguno de los cuales fue suscripto por la Sociedad. Posteriormente se firmaron adendas a dichos acuerdos, las cuales fueron ratificadas por resoluciones de la SEN.

Resolución ENARGAS 1982, 1988 y 1991/11

A fines del mes de noviembre de 2011 el ENARGAS dictó las Resoluciones 1982, 1988 y 1991/11 en virtud de las cuales, entre otras cuestiones: (i) se ajustaron los valores unitarios del



cargo creado por el Decreto PEN 2067/08 aumentándolos aproximadamente un 1000% y (ii) se dispuso aplicar dicho cargo en forma completa a determinados usuarios no residenciales de gas natural de acuerdo con la actividad principal o secundaria que éstos realicen, lo cual incluye a las plantas de tratamiento de gas natural ubicadas fuera de la medición regulada, tal el caso de la planta Agua del Cajón, propiedad de Servicios Buproneu S.A., en la cual la Sociedad procesa su gas natural.

La Sociedad considera que dicho cargo tarifario resulta inconstitucional ya que el mismo tiene una clara naturaleza tributaria y no había sido creado por una Ley del Congreso Nacional. En virtud de ello, la Sociedad ha interpuesto acciones legales y obtenido una medida cautelar.

Resolución SEN N° 77/2012

En marzo 2012 se publicó la Resolución SEN 77/12, en virtud de la cual, entre otras cuestiones, se prorroga el acuerdo de estabilidad del precio de GLP (butano), se dispone que las empresas productoras no firmantes deberán cumplir los parámetros de abastecimiento que determine la SEN y vender GLP (butano) a las empresas fraccionadoras a precios y con compensaciones iguales a las establecidas para las productoras firmantes del mencionado acuerdo y que las empresas que incumplan dichos parámetros y disposiciones quedarán (i) inhabilitadas para exportar, (ii) no podrán efectuar operaciones de compra y venta de GLP en el mercado interno con ninguno de los sujetos activos de la industria y (iii) serán pasibles de multas por falta de entrega del producto en los términos determinados por la Autoridad de Aplicación o por ventas que superen los precios establecidos en el mencionado acuerdo o en dicha resolución. La Sociedad ha iniciado acciones administrativas y judiciales contra las disposiciones de esta resolución (ver Nota 34.2 a.3)) y, a raíz de ello, ha obtenido una medida cautelar que suspende los efectos de esta norma y de las inhabilitaciones dispuestas contra la Sociedad por la SEN en base a esta norma. Con posterioridad la SEN dictó las Resoluciones 429/13 y 532/14 que aprobaron las sucesivas prórrogas al acuerdo de estabilidad de precio de GLP y, en líneas generales, reiteraron las disposiciones de la Resolución SEN 77/12. La Sociedad, en su condición de empresa no firmante del acuerdo de precio de GLP, eventualmente iniciará acciones administrativas y judiciales contra las normas referidas en caso de resultar necesario.

Decreto 470/2015 y la Resolución SEN 49/2015

En marzo 2015, se publicó el Decreto 470/2015 y la Resolución SEN 49/2015, a través de los cuales se discontinúa el Programa “Garrafa para Todos”, vigente desde el año 2009 y se crea en su reemplazo el Programa “Hogares con Garrafas (HOGAR)” por medio del cual se modifica el esquema de aportes de volumen de Propano y Butano, régimen de subsidios y de precios máximos vigentes. La Sociedad ha impugnado la aplicación de dichos programas.

Los precios máximos de referencia a facturar por los productores dentro del Programa “Hogares con Garrafas (HOGAR)”, se actualizan regularmente. Los precios máximos de referencia establecidos por la Resolución SE 326/2023, vigentes a partir del abril de 2023 quedaron establecidos en \$/tn 38.704 tanto para el butano como para el propano. Posteriormente, en mayo 2023, la Resolución SE 391/2023 determinó los siguientes precios de referencia tanto para el butano como para el propano:

A partir de la fecha	
8 de mayo de 2023	\$40.252
1 de junio de 2023	\$41.862
1 de julio de 2023	\$43.537
1 de agosto de 2023	\$45.278

El 15 de febrero de 2024 se publicó la Resolución SE N° 11/2024 donde se estableció que a partir de dicha fecha el nuevo precio máximo de referencia vigente es de \$137.838.



Acuerdos de Abastecimiento de Gas Propano Indiluido

Desde el año 2002 se han firmado con los productores de gas Propano, “Acuerdos de Abastecimiento de Gas Propano Indiluido” para Redes, que tienen por objeto asegurar la estabilidad en las condiciones de abastecimiento del Gas Propano para las Redes de distribución, que actualmente funcionan en la República Argentina.

Los mismos contemplaron, hasta diciembre de 2015, la percepción directa de parte del receptor del volumen del acuerdo la suma de \$ 300/tn (expresado en moneda histórica). La diferencia entre este valor y el precio denominado “Export Parity Local” publicado por la SEN se cobra a través de un certificado de crédito fiscal y/o efectivo de parte de la autoridad de aplicación.

Las entregas realizadas entre el 1 de mayo de 2015 y el 31 de diciembre de 2015 no fueron cobradas por medio de certificado fiscal, sino por medio de la emisión de instrumentos de deuda pública (BONAR 2020 US\$). La Sociedad debió adherirse como Empresa Beneficiaria de dicho programa, creado por medio del Decreto 704/2016, publicado en el Boletín Oficial el 20 de mayo de 2016.

Los precios percibidos por las empresas se actualizaron en octubre de 2016 (Resolución 212/2016), marzo de 2017 (Resolución 74-E/2017) y en noviembre de 2017 (Resolución 474-E/2017) determinándose para entonces precios de \$/tn 1.941 para usuarios residenciales (expresado en moneda histórica).

A partir de marzo de 2018, según lo establecido en el “Décimo Sexto Acuerdo de Prórroga del Acuerdo” (con vencimiento el 31 de diciembre de 2019), se fijó un nuevo mecanismo de ajuste de precios semestral, fijándose un “Porcentaje de Adecuación” igual al 35% entre abril y septiembre de 2018, 49 % entre octubre de 2018 y marzo de 2019, y 70% entre abril y diciembre de 2019. Dichos porcentajes se aplicarán al precio G–P - Paridad de Exportación correspondiente al mes anterior a la fecha de inicio de cada período de adecuación de precios.

En el mes de agosto de 2020 se firmó la Décimo Séptima Prórroga del Acuerdo (con vencimiento el 31 de diciembre de 2020). A través de este acuerdo las Empresas Productoras se comprometieron a abastecer a las Distribuidoras y Subdistribuidoras de Gas Propano Indiluido por Redes, a unos precios salida de planta (“Precio Acordado”) iguales a: i) para el primer semestre de 2020, los precios que resultaran de aplicar el esquema establecido bajo el Artículo 2° de la Décimo Sexta Prórroga para el último período allí establecido; y ii) para el segundo semestre de 2020, dentro de la zona abarcada por el beneficio establecido por el Artículo 75 de la Ley N° 25.565 (Provincias de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, Santa Cruz, Chubut, Neuquén, Río Negro, La Pampa, en el Partido de Patagones de la Provincia de Buenos Aires y en el Departamento Malargüe de la Provincia de MENDOZA), a un precio salida de planta para usuarios R de \$/TM 4.984 y para usuarios SGP de \$/TM 9.968, y para usuarios R y SGP del “Resto País” a un precio establecido en \$/TM 8.937.

Las Empresas Productoras recibieron una compensación económica por los menores ingresos derivados del cumplimiento de las condiciones de abastecimiento. Para el cálculo de dichos menores ingresos se consideró la diferencia entre: i) los ingresos netos obtenidos por la venta de gas propano a las Distribuidoras y/o Subdistribuidoras de Gas Propano Indiluido por Redes a los Precios Acordados; y ii) los ingresos netos que se hubieran obtenido por dichas ventas de haberse realizado al precio “GLP-Paridad de Exportación de referencia” publicado por la Secretaría de Energía.

En agosto del 2023 se firmó el vigésimo acuerdo de prórroga, el cual si bien mantiene las principales condiciones de la Décimo Séptima Prórroga, implementó algunas modificaciones: i) el monto resultante de la compensación por la diferencia entre el precio percibido bajo el acuerdo y el precio “GLP-Paridad de exportación de referencia”, la Secretaría de Energía lo va a devolver mediante la emisión de un certificados de crédito fiscal para la cancelación de derechos de exportación de las mercaderías comprendidas en el Artículo 7° del Decreto N°



488/2020 y sus modificatorias; y ii) se establece una condición de pago para las empresas distribuidoras, la cual no puede ser menor a 30 días desde la fecha de facturación.

A la fecha de presentación de los presentes estados financieros se está aplicando aún la vigésima prórroga al Acuerdo de abastecimiento de Gas Propano por redes de distribución de Gas Propano indiluido, mientras se trabaja en la extensión del Acuerdo a ser aplicado entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2024.

Mercado externo

Con fechas 3 y 27 de septiembre de 2018, el PEN emitió los Decretos N° 793/2018 y N° 865/2018, respectivamente, los cuales entre el 4 de septiembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2020 fijaron un derecho de exportación del 12% sobre el monto exportado de propano, butano y gasolina natural. Dicha retención poseía un tope de \$4 por cada dólar de base imponible o del precio oficial FOB. Posteriormente, con motivo de la sanción de la Ley N° 27.541, se dispuso un tope del 8% para la alícuota aplicable a los hidrocarburos a partir del 23 de diciembre de 2019. Sin embargo, la Aduana liquidó los derechos de exportación de hidrocarburos a una alícuota del 12% hasta el mes de mayo de 2020. La Sociedad ha interpuesto las impugnaciones correspondientes y solicitado la repetición del derecho de exportación abonado en exceso. Actualmente la Aduana liquida los derechos de exportación al 8% en función de lo dispuesto por el Decreto N° 488/2020 y posteriores modificaciones.

5. Seguridad y Medio Ambiente

La estrategia de la Sociedad siempre ha sido la preservación del medio ambiente, la seguridad de su personal, así como de sus activos y el cumplimiento de la legislación aplicable, entendiendo que sin tener en cuenta estos aspectos no se puede asegurar la continuidad del negocio. Por ello, anualmente propone acciones para las que asigna recursos, tanto económicos como humanos, y asegura el seguimiento que le permite llegar a cumplir los objetivos propuestos.

Esto se realiza a través del desarrollo de Planes de Gestión Ambiental y de Seguridad donde se prevén todas las medidas necesarias para el control efectivo de los aspectos ambientales y los riesgos asociados a las actividades, productos y servicios, incluidas las situaciones de emergencia. Este análisis también se realiza en la etapa de diseño de cada uno de los proyectos y la mayor parte de nuestra actividad se encuentra sometida a procesos de aprobación por parte de las Autoridades previo a la ejecución de las obras, lo cual nos permite ir mejorando día a día en las medidas de mitigación que se plantean o que son requeridas por parte de estas Autoridades.

Cada uno de los negocios que Capex cuenta con una política de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente con sus principios básicos de los cuales se retroalimenta todo su Sistema de Gestión. En este sentido se cumple con las regulaciones que en ambas disciplinas han sido dictadas por los organismos de aplicación para esta industria. También se tienen en cuenta las distintas normas que no son de aplicación obligatoria pero que ayudan a mejorar la gestión tanto de seguridad como ambiental. Tal es el caso de las normas IRAM y las prácticas recomendadas del IAPG que aplican directamente a la industria petrolera y gasífera. En este sentido, se tiene en cuenta no sólo el cumplimiento, sino que además se participa activamente de los grupos de trabajo que diseñan esta normativa voluntaria, aportando el conocimiento de nuestros profesionales de vasta experiencia en cada uno de los rubros de nuestros negocios incluida la generación de energía renovable.

Para lograr el cumplimiento de los lineamientos ambientales, la Sociedad posee implementados Sistemas de Gestión basados en el estándar ISO 14001 que se adecuan al alcance de cada negocio. Los mismos poseen distintos grados de implementación que van desde aquellos que se encuentran certificados desde hace más de 20 años a los que aún están en proceso de implementación ya que la empresa ha ido creciendo en cuanto a la cantidad de activos que posee. Mas allá del grado de implementación, lo que se asegura en cada uno de nuestros negocios, es la presencia de procedimientos alineados con la norma, que le permiten gestionar de manera eficiente los objetivos ambientales, así como el cumplimiento de los requisitos legales y las



inquietudes de nuestras partes interesadas según el contexto identificado por la organización, atendiendo las recomendaciones de la versión 2015 de la norma en cuestión.

En relación con los aspectos de Seguridad, Capex se encuentra trabajando en su Sistema de Gestión de Seguridad mediante la adecuación de su documentación para alinearse con la Norma ISO 45001. En este caso se ha diagramado de manera estratégica un Sistema con base corporativa y que esté en alianza con el Sistema de Gestión Ambiental.

En el marco de estos Sistemas de Gestión, incluimos herramientas para lograr que cada tarea que debemos realizar sea respetuosa con el ambiente y con la seguridad de las personas. Estas herramientas van desde las evaluaciones de impacto ambiental y riesgo en la etapa de diseño, hasta los procedimientos operativos, pasando por los registros, informes, inspecciones y auditorías internas. Todas estas herramientas nos ayudan a comprender los alcances de las tareas a desarrollar, a evaluar los impactos y los riesgos, adoptar medidas tendientes a mitigarlos, permitiendo a su vez adoptar los criterios conocidos de la mejora continua, toda vez que la experiencia del pasado nos ayuda a desarrollar las actividades del futuro, contemplando las mejoras en las técnicas y las tecnologías que nos permita hacerlo mejor que antes.

Estos procedimientos operativos también incluyen los planes de contingencias en los que se definen las acciones para dar respuesta inmediata a los posibles incidentes ambientales o accidentes personales.

Por otro lado, anualmente, consultores independientes producen informes ambientales referidos a los relevamientos realizados, en los que se evalúa el estado de las instalaciones, el impacto ambiental de las tareas efectuadas, el impacto ambiental asociado a obras nuevas y la satisfacción de las normativas legales vigentes. Lo propio acontece en lo referido a seguridad, teniendo en este caso tanto auditorías privadas como de entes públicos.

En la actualidad, Capex cuenta con operaciones en tres provincias: Neuquén, Río Negro y Chubut. En todas estas provincias la Sociedad cuenta con responsables ambientales y de seguridad que se encargan del seguimiento y control de los planes de gestión ambiental, así como la implementación de los Sistemas de Gestión.

En las operaciones que tiene Capex en la provincia del Neuquén, el Sistema de Gestión Ambiental ("SGA") elaborado bajo el estándar ISO 14001 fue implementado y certificado en el yacimiento de petróleo y gas de Agua del Cajón y en la Planta de GLP en el año 2000, mientras que en la Central Térmica Agua del Cajón se logró su certificación en el año 2001. A la fecha se mantienen la certificación con la versión 2015.

Desde la fecha de certificación hasta el presente, Capex renovó a lo largo del tiempo la certificación de su sistema de gestión ambiental conforme a la norma ISO 14001 (en sus versiones 1996 y 2004). A partir del año 2015, con la emisión de la nueva norma ISO 14001, se comenzaron los trabajos para la adecuación a los nuevos requisitos de la Norma, logrando la certificación en diciembre del año 2017 para la Central Térmica, y en enero de 2018 para el yacimiento Agua del Cajón y la Planta de GLP. A la fecha se mantienen ambas certificaciones.

La Sociedad es auditada por entes públicos, ya sea por sí mismos o por universidades habilitadas y contratadas para tal fin. Dichas intervenciones monitorean el funcionamiento del SGA que pauta cada operación, la definición y cumplimiento de responsabilidades y demás compromisos asumidos en los sistemas de gestión de las distintas actividades.

La Sociedad tiene como objetivo monitorear de manera rutinaria los gases de escape de la CT ADC con el objeto de cumplir con las normativas vigentes y así controlar su incidencia en el medio ambiente. El indicador de emisiones de NOx es uno de los que se relevan de manera periódica, dando en el presente ejercicio resultados por debajo de los límites que marcan las reglamentaciones vigentes. En lo que respecta a la emisión de efluentes líquidos, se ha cuidado su disposición final de manera de cumplir con la reglamentación vigente y mitigar su impacto sobre el medio ambiente, además de llevar un indicador relacionado con el volumen generado



anualmente. También se realizaron estudios para evaluar la performance de la tecnología que se tiene instalada a la fecha con relación a gestión de efluentes.

Adicionalmente, en el área Agua del Cajón, en el año 2014 se inició un plan de reforestación que se ha mantenido a la fecha y en virtud del cual se han logrado rehabilitar sectores impactados por la actividad hidrocarburífera. Para los yacimientos de Bella Vista y Pampa del Castillo, durante el periodo se han escarificado locaciones y revegetado 840 m². Esto resulta posible a través de la implantación de especies nativas adaptadas y cuidadas de forma tal que soporten el clima de la estepa patagónica. En virtud de los logros obtenidos, se prevé continuar con esta misma metodología, incorporando cada año y de manera sostenida más superficie adicional a la ya recuperada.

Asimismo, a lo largo de los años se han ido incrementando las mejoras relacionadas con la gestión de residuos, contando en la actualidad con sistemas de tratamiento in situ que permiten reducir los impactos asociados al transporte y al control de las medidas asociadas al tratamiento. Ejemplos de esto son la gestión de los residuos de cutting lodos y la gestión de los suelos empetrolados, cuyos tratamientos se llevan a cabo dentro de los yacimientos y el material tratado se reutiliza para relleno de canteras o como base arcillosa en obras, entre otros. En el caso particular de la gestión de los suelos originados por eventuales derrames de petróleo, en el presente ejercicio se logró realizar el tratamiento de 9.390 m³ de tierras.

Respecto de otro tipo de residuos, tales como maderas, plásticos, cartón, papeles y residuos industriales, se ha logrado la recuperación y reutilización de 98.13 tn favoreciendo procesos de economía circular local.

Por último, alineada con el compromiso de reducir el consumo de recursos naturales y racionalizar el consumo de energía el cual fue adoptado en su política ambiental, Capex ha realizado modificaciones en la CT ADC que permitieron optimizar el consumo de agua dulce de tipo industrial, de manera tal que los posibles descartes del proceso de la central se aprovechan en los procesos de operación de yacimiento (tanto en plantas como en equipos de perforación), reduciendo al mínimo el consumo de ese recurso vital. Asimismo, se realizaron los ajustes oportunos para disminuir el consumo de energía por auxiliares de planta.

En el caso de las áreas que Capex opera en la provincia de Río Negro, y dado que se trata de operaciones recientes, se consideró de máxima importancia la revisión de cada práctica y la identificación de mejoras particulares, en función de la normativa de esa provincia y de las particularidades de sus partes interesadas.

A partir de esa revisión se vio la posibilidad de aplicar medidas similares a las ya ejecutadas en la provincia de Neuquén y fue así como se construyó en el Yacimiento Loma Negra, una cutinera destinada a tratar de manera interna el cutting y lodos de perforación, previa autorización de los organismos de control ambientales. Situación similar se dio con los suelos empetrolados. Anualmente se tratan aproximadamente 4.000 m³ de este tipo de residuos que se destinan a restaurar geoforma de una de las canteras agotadas.

Por otro lado, en cuanto al control de los recursos naturales del área, desde que se tomó control de la operación del área Loma Negra, se tomó la decisión de generar una red de freáticos inexistente para conocer la situación en torno a la calidad del agua subterránea, no sólo en torno de alguna potencial afectación, sino también en busca de agua que cumpla con los estándares requeridos para la operación. A la fecha se llevan perforados tres freáticos en la cutinera, tres en la Planta de Tratamiento de Petróleo y tres en el Repositorio de suelos, ya que éstas son las instalaciones más críticas para la operación desde el punto de vista ambiental.

Por último, alineada con el compromiso de reducir el consumo de recursos naturales que son muy escasos en estas áreas y para minimizar la afectación al suelo por el uso de áridos, Capex gestionó la habilitación de tres canteras que se encontraban en explotación de manera irregular y procedió al cierre y abandono de nueve canteras que se encontraban agotadas. De esta manera se busca



recuperar las superficies afectadas por operaciones pasadas y evitar procesos de erosión que se podrían dar a lo largo del tiempo.

Con respecto a los negocios que la Sociedad posee en la provincia de Chubut, si bien son fundamentalmente la explotación de yacimientos de petróleo y la generación de energías renovables, el manejo ambiental y las estrategias son similares a las descritas hasta el momento, haciendo hincapié en el monitoreo de aguas subterráneas, a través de muestreos anuales del agua contenida en los freáticos distribuidos estratégicamente en los yacimientos y en función de las instalaciones operativas, como son las baterías y plantas de procesamiento de petróleo y gas.

Específicamente en el yacimiento Pampa del Castillo, desde que se tomó posesión del área, se inició una serie de programas de mejora ambiental entre los que destacan el de revegetación de áreas impactadas por la actividad y el de reducción de consumo de agua dulce. En cuanto a este último, Capex realizó una adecuación de las plantas de tratamientos de efluentes cloacales con el objetivo de reutilizar el agua dulce tratada para riego de los espacios verdes que ofician de pequeños pulmones verdes dentro del área.

El área Bella Vista Oeste tuvo un tratamiento similar a las áreas de Rio Negro, en cuanto a la evaluación de las particularidades del área para la implementación de las medidas de gestión que permitan minimizar los impactos ambientales. Desde que se incorporó el área se ha venido trabajando en la implementación de todos los lineamientos y la gestión que se realiza en el área Pampa del Castillo.

Durante el tiempo de operación transcurrido, la gestión ambiental ha logrado mantenerse enfocada en los objetivos que la Sociedad persigue, siendo uno de los principales el cumplimiento de la legislación vigente y los compromisos asumidos. Por ello, ha logrado obtener todas las inscripciones necesarias en los registros ambientales de las Autoridades de Aplicación, adecuando las instalaciones de gestión ambiental a lo requerido por éstas.

Además, ha mantenido una relación de alto compromiso con los superficiarios de la zona, los cuales han acompañado al incipiente desarrollo del área.

Respecto de los negocios asociados a las energías renovables, en el año 2010 se concretó el primer proyecto asociado a las energías renovables con una visión a futuro que para esa época era inédita. Fue así como se logró poner en marcha la Planta Piloto de Producción de Hidrógeno, siendo ésta la primera en su tipo en Latinoamérica.

Posteriormente, se inició el proyecto de construcción y puesta en operación del primer parque eólico PED I operado por Hychico y en el año 2019 EG WIND obtuvo la habilitación comercial del PED II. Alineado con las políticas y estrategias de la Sociedad, en junio del 2012, con el instituto IRAM como auditor, se certificó el Sistema de Gestión Ambiental (SGA) del PED I, bajo normas ISO 14001-2004, siendo así el primer parque eólico en certificar bajo esta norma en el país. A partir del año 2015, con la emisión de la nueva norma ISO 14001, se comenzaron los trabajos para la adecuación a los requisitos de ésta, logrando la certificación con esta nueva versión en julio del año 2018. Adicionalmente, se procedió a trabajar con el objetivo de lograr la certificación del SGA del PED II y en febrero del 2020, se certificó bajo la norma ISO 14001-2015. A la fecha, ambos parques mantienen su certificación.

Anualmente, el Sistema de Gestión Ambiental (SGA) del PED I y PED II es auditado de manera externa, a través del IRAM como organismo certificador. En este ámbito cabe destacar que desde la obtención de la certificación bajo la norma ISO 14001, la misma ha sido mantenida y en los últimos años, no se han emitido "No conformidades" por parte del mencionado organismo externo. Asimismo, y con objeto de lograr y mantener la mejora continua del SGA, se le da tratamiento a la totalidad de las observaciones y oportunidades de mejora surgidas en esta instancia.

El principal impacto ambiental asociado a los parques eólicos está asociado a la fauna voladora. En tal sentido, se llevan a cabo monitoreos estacionales de abundancia, riqueza específica, diversidad y mortalidad de aves, con más frecuencia en primavera y verano por ser las estaciones



de mayor actividad. Además de permitir un monitoreo a lo largo del tiempo sobre la comunidad de aves del sitio, estos informes dan cumplimiento legal a la Resolución N° 37/2017, emitida por la Autoridad de Aplicación Provincial mediante la presentación semestral de los mismos.

Más allá de los controles ambientales que se realizan en cada uno de estos parques, uno de los objetivos fundamentales de la Sociedad en torno a la energía renovable, es la difusión y promoción de ellas a nivel local y regional. Es por esto que anualmente tanto en la Planta de Hidrógeno como en los Parques Eólicos se recibe a instituciones educativas y entidades gubernamentales tanto locales como internacionales, que nos permiten formar lazos y dar a conocer el trabajo que se realiza desde la región patagónica.

Sumado a todas las acciones mencionadas en torno al cuidado de los trabajadores y los activos para evitar accidentes, desde la Sociedad hace años se viene trabajando en acciones destinadas a minimizar el riesgo de los trabajadores en su salud. Es por ello que, además de continuar con el cuidado por el riesgo de contagio de enfermedades respiratorias, se realizaron campañas de prevención de adicciones y posteriormente testeos en todo el personal para detectar esta problemática ya que luego de la pandemia por el COVID-19, numerosos estudios manifestaron su incremento como problemática social.

Para el abordaje de los problemas de salud y de las enfermedades profesionales, se trabaja teniendo en cuenta las recomendaciones de los organismos de control, y se cuenta con el apoyo de los médicos laborales que trabajan para cada una de las locaciones donde la Sociedad tiene sus operaciones.

6. Sustentabilidad

Desde sus comienzos, la Sociedad ha establecido como prioridad, además de las buenas prácticas ambientales y el cuidado de las personas, el manejo de sus operaciones de manera sustentable, siendo responsables con las comunidades vecinas y teniendo a la eficiencia operativa entre sus principales valores.

Esto nos ha llevado a que, dentro de nuestras operaciones se promueva y exija la adopción de las mejores prácticas operativas posibles, y que se gestionen de manera eficiente los impactos que inevitablemente han de generarse, garantizando así no sólo la prosperidad de la actividad, sino principalmente la posibilidad de que las futuras generaciones puedan continuarla.

El Directorio de la Sociedad es quien fija, aprueba y supervisa los planes estratégicos del Grupo incluido el de Sustentabilidad en el cual se consideran distintos factores en el ámbito social, ambiental y de gobierno societario. Para ello, ha creado un departamento de Sustentabilidad encargado de llevar adelante esta materia y de actualizarlo sobre los avances a través de frecuentes reuniones de monitoreo. Esta nueva área está destinada específicamente a llevar adelante todas las acciones de sustentabilidad que ya veníamos desarrollando, pero con una mirada más integral y orgánica. Para ello, asignamos recursos humanos y económicos con el objetivo de desarrollar el "Plan Estratégico de Sustentabilidad" al cual se le agregarán todas las acciones en torno a la mitigación del cambio climático y la transición energética.

El Plan Estratégico de Sustentabilidad es la hoja de ruta hacia el cumplimiento de los objetivos del desarrollo sustentable como parte fundamental de la gestión del negocio y que aporta una visión única y colectiva de cada uno de los sectores que componen el Grupo, sobre las oportunidades de impacto claves. En este Plan se planifica a corto, mediano y largo plazo, las acciones tangibles, los recursos, los involucrados y los plazos concretos para alcanzar las metas propuestas. A su vez, refleja la voluntad y compromiso para promover la sustentabilidad en las operaciones de manera tanto interna como a lo largo de toda nuestra cadena de valor, mediante la implementación de las acciones definidas y su monitoreo para identificar los desvíos que pudieran ocurrir.

Gestión de riesgos de la sustentabilidad



Para facilitar el control de todos los procesos, se realiza una evaluación de los riesgos ambientales, de forma tal que permita planificar una correcta administración de estos, a través de la implementación de un Sistema de Gestión Ambiental basado en la norma ISO 14001. Los aspectos ambientales de los procesos que podemos controlar y sobre los cuales se tiene alguna influencia son identificados y evaluados, a fin de determinar aquellos que tienen o pueden tener impactos significativos sobre el medio ambiente. A su vez, se tiene implementada una metodología para asegurar la identificación y acceso a los requisitos legales y de otro tipo suscriptos (convenios, asociaciones, etc.), aplicables a los aspectos ambientales de los procesos, como así también la identificación de requisitos de las partes interesadas. Se define la gestión ambiental en el marco de un sistema que incorpora procesos para resumir, monitorear, informar, desarrollar y ejecutar políticas ambientales eficientes. Mediante esta gestión, la compañía establece objetivos y propósitos con respecto al cuidado del medio ambiente, teniendo en cuenta la normativa y aspectos legales que el país o región ha reglamentado frente al cuidado de los recursos naturales. Estos objetivos ambientales se revisan periódicamente teniendo en cuenta lo anterior y sumando alternativas de opciones tecnológicas, los requerimientos financieros, operativos, comerciales y obligaciones de cumplimiento con las partes interesadas. En relación con los aspectos de Seguridad, la Sociedad se encuentra trabajando en un Sistema de Gestión de Seguridad mediante la adecuación de documentación para alinearnos con la Norma ISO 45001. En este caso, se ha diagramado de manera estratégica un Sistema con base corporativa y que esté en alianza con el Sistema de Gestión Ambiental.

Por otro lado, en torno a las acciones abordadas para mitigar el cambio climático, la Sociedad ha implementado durante las últimas décadas diferentes tipos de estrategias para reducir su impacto en el planeta buscando al mismo tiempo tener una operación eficiente y responsable.

En ese contexto, a continuación, se enumeran algunas de las líneas de acción que el Grupo ha llevado a cabo, así como también algunas de las líneas en las que se encuentra trabajando:

a. Gasificación

La estrategia en el área Agua del Cajón ha sido la integración vertical, capitalizando todo el valor agregado desde la extracción del gas y sus líquidos asociados hasta su transformación en energía eléctrica. Durante el desarrollo de la Central Térmica ADC, se implementó un ciclo combinado que recupera los gases de escape de las turbinas de gas a través de calderas, logrando de esta manera un proceso más eficiente y limpio.

En sus operaciones en Cuenca del Golfo San Jorge, el Grupo cuenta con un porcentaje significativo de autogeneración, utilizando todos los gases producidos en yacimiento y reduciendo en forma significativa el consumo de fuentes externas de energía.

b. Eficiencia energética

El Grupo cuenta con más de 15 proyectos de investigación y desarrollo que tienen por finalidad hacer más eficientes los procesos en la actividad hidrocarburífera, los cuales se encuentran focalizados en tres áreas principales: sistemas extractivos, mediciones y recuperación terciaria.

Entre ellos se destacan:

- Biopolímeros: se encuentra en evaluación reemplazar el consumo de polímeros sintéticos por biopolímeros a través de un proceso sustentable de fuente nacional. Se viene trabajando en el proyecto desde el año 2020. La intención es reemplazar el polímero importado, por este producto fabricado en Argentina.
- Biosurfactantes: junto con un innovador local, el Grupo se encuentra desarrollando un biosurfactante, sustentable, para ser aplicado a recuperación terciaria.



En relación con las operaciones en yacimientos, el Grupo implementó proyectos de inyección de polímeros en Pampa del Castillo dentro de la Cuenca del Golfo San Jorge. Esta tecnología permite reducir en más de 3 veces la inyección de agua por metro cúbico de petróleo producido. De esta manera, se logró reducir el consumo de energía debido al aumento de la eficiencia en la producción de hidrocarburos, y en el bombeo y tratamiento de menores volúmenes de agua de inyección. Otro ejemplo concreto del proyecto se llevó a cabo en la Central Térmica Agua del Cajón, donde se implementó un ciclo combinado que recupera el calor de los gases de escape de las turbinas de gas a través de calderas, para producir el vapor de agua que alimenta las turbinas del segundo ciclo. Siguiendo esta línea, se destaca el desarrollo de edificios con lineamientos ecoeficientes, que incluyen equipamientos de alta eficiencia energética, sistemas de iluminación de tecnología LED y sistemas de aislamiento térmico. Por otro lado, cuando las condiciones lo permiten, instalaciones aisladas de campo (cámaras e instrumentos) son abastecidas por fuentes renovables con el uso de paneles solares.

c. Residuos

Con relación a los residuos generados, se trabaja permanentemente en la implementación de alternativas de reducción de la generación de estos y en acciones de reciclado y/o reutilización para evitar que estos residuos tengan como destino final los rellenos sanitarios u otro tipo de plantas de tratamiento. Particularmente en las operaciones petroleras donde se generan residuos peligrosos y cuyo destino final es la incineración, el Grupo se encuentra permanentemente en la búsqueda de nuevas tecnologías innovadoras que permitan no sólo reducirlos, sino también recuperar el petróleo al máximo de las posibilidades y, en última instancia, tratar y reducir su peligrosidad dentro de los yacimientos, evitando el traslado a centros de tratamiento alejados, lo cual reduce el riesgo y las emisiones de gases de efecto invernadero.

d. Energía limpia

Con su visión estratégica de desarrollo sustentable y preservación del medio ambiente, el Grupo fue pionero en materia de energías renovables. En ese sentido, se ejecutaron proyectos relacionados con la instalación de los parques eólicos y la Planta Piloto de producción de Hidrógeno por electrólisis del agua.

El hidrógeno y oxígeno se producen a partir de la electrólisis del agua con aporte de electricidad de una red estable. El hidrógeno se emplea como combustible para la generación de energía eléctrica, mediante la mezcla del hidrógeno con gas natural que alimenta un motogenerador de 1,4 MW. Cabe destacar que las proporciones alcanzadas de hasta un 42% de hidrógeno en volumen de mezcla se encuentran por encima de los rangos internacionales usuales para este tipo de motores de alta potencia, logrando buenos desempeños en rendimientos y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero debido a la incorporación de hidrógeno a la mezcla.

Por otra parte, el oxígeno se destina al mercado de gases industriales y de alta pureza de la región. El objetivo que se busca es estudiar la intermitencia de la energía eólica y su acople a los electrolizadores para desembocar en conclusiones respecto de la producción de Hidrógeno “verde” a partir de energías renovables. Así también, la aplicación de generación eléctrica mediante motogeneradores o turbinas permitirá utilizar al hidrógeno como “almacenador” de energía renovable para los momentos en donde el recurso natural (viento, sol etc.), sea escaso para satisfacer la demanda.

Sumado a esto, se desarrolló el proyecto “Metano Verde” que consta en el análisis de factibilidad, producción y la posible aplicación del hidrógeno almacenado en forma subterránea para finalmente obtener metano, que podría utilizarse directamente en aplicaciones como combustible para turbinas, GNC y calefacción, entre otras.



e. Otras medidas adicionales

- Se plantó un importante macizo forestal en la central térmica ADC, que es mantenido mediante reutilización del agua de rechazo de la planta desmineralizadora.
- Compromiso a escarificar y a revegetar superficies impactadas en los yacimientos de hidrocarburos que operan las sociedades del Grupo.
- Se ha reducido el consumo de agua dulce a través de la implementación de programas de cambio de tecnologías o de reutilización de aguas grises y negras, a través del tratamiento de los efluentes producidos por la actividad humana. Estos efluentes se tratan en plantas ubicadas en las bases operativas de cada área y el agua tratada es utilizada para riego de vegetación implantada o riego de caminos para mejorar la compactación.
- Se implementaron programas de mantenimiento de equipos, tanto móviles como fijos, para asegurar un funcionamiento eficiente y controlar las emisiones que estos producen. Parte de estos programas se basan en el monitoreo de los gases para luego adecuar parámetros de operación si fuera necesario. Estos se aplican en equipos tales como motogeneradores, calderines, usinas y la flota de vehículos.
- Se activaron sistemas de telemetría para modificar los patrones de movilidad de nuestros operarios y reducir el movimiento vehicular en los yacimientos. Este es un cambio significativo, considerando que en los yacimientos petroleros existe una gran cantidad de instalaciones separadas por grandes distancias, que requieren ser monitoreadas.

7. Sistemas y Comunicaciones

La Sociedad cuenta con sistemas de información que permiten lograr la adecuada registración de todos los hechos económicos ocurridos en la misma, permitiendo un adecuado nivel de seguridad, control interno y brindando información oportuna y confiable.

En relación con el área de Seguridad Informática, se continuó con las actividades de Concientización en Ciberseguridad, incluyendo simulacros de phishing para evaluar nivel de madurez.

Se consolidó la implementación del SOC (Security Operation Center) realizada el año pasado, de quien recibimos información y alertas sobre posibles amenazas que fueron evaluadas y corregidas según correspondía. Se desarrolló un procedimiento para la Gestión de Incidentes de IT que será presentado a la Gerencia General para su implementación y con el objetivo de continuar haciendo más segura la red IT, se realizó un proyecto de segmentación en la red IT para dejar en dos segmentos de redes distintos los servidores de los “End Points”.

Con relación al “Análisis de Riesgos y Controles de Infraestructuras Industriales” realizado el pasado ejercicio, se avanzó con la elaboración de una propuesta de estructura organizacional, modelo de gobierno corporativo y políticas de gestión. Las mismas están en proceso de aprobación para luego proceder a la implementación. Se realizaron algunas charlas específicas de concientización para el personal de la operación.

Con relación a los procesos administrativos, se llevó a cabo un proceso de estabilización de la solución del uso de la plataforma “EBuyPlace” para la carga de facturas por parte del proveedor. Se incorporaron también nuevos instrumentos de pago a través de los distintos bancos con los que opera la compañía. Se implementó el proceso de licitaciones en la herramienta “EBuyPlace” y se trabajó en el diseño y el plan de implementación para automatizar los circuitos de compras de materiales y de servicios basado en la herramienta cuya implementación se llevará a cabo durante el próximo ejercicio.



Asimismo, por la gestión de las personas, se finalizó con la implementación Control de Accesos, Gestión documental de Contratistas y Novedades de Liquidación de acuerdo con lo previsto con una visión total compañía. Durante el próximo ejercicio se llevará adelante un proceso de reemplazo y mejora del control de acceso en las distintas locaciones de la compañía.

Por último, se implementó una nueva versión del “Sistema de Cuadrillas” que permitirá una manera más eficiente de carga de los partes diarios. Durante el próximo ejercicio se trabajará en una propuesta para sistematizar el proceso de partes de equipos de torre para mejorar los tiempos de aprobación e imputación de los costos de dichas operaciones.

8. Recursos Humanos

Durante el ejercicio, la Sociedad mantuvo el foco en sus lineamientos estratégicos en materia de Recursos Humanos, focalizando la gestión en el desarrollo de competencias clave para el negocio, principalmente las habilidades de liderazgo, la adquisición de competencias clave para el negocio, las acciones de mejora del clima organizacional, la retención del talento y los procesos de transformación de procesos y estructuras.

Gestión del Talento, fortalecimiento de habilidades de liderazgo y competencias críticas para el negocio:

Se dio continuidad al “Programa de Desarrollo de Líderes”, enfocado en profesionales jóvenes, cuyo objetivo es la adquisición de herramientas de gestión y el conocimiento del negocio, asegurando la transmisión de la cultura organizacional y valores de la compañía.

Se dio continuidad a los foros de intercambio profesional entre sectores técnicos clave para asegurar la interacción y actualización profesional según las reglas del arte.

Se impulsó la formación profesional de los especialistas de la organización en temas técnicos, tanto en el país como en el exterior, propiciando la incorporación de nuevas perspectivas técnicas y del negocio.

Para el mediano plazo, se definieron líneas de acción para acompañar los cambios y nuevos negocios. Para ello, se focalizó en el fortalecimiento de los cuadros directivos de más alto nivel, en su formación estratégica y de liderazgo adaptativo, poniendo foco en el concepto del equipo de conducción como líderes y transformadores de cultura, sin perder de vista los valores de la organización y la mirada a largo plazo.

Impulsar el cambio y el alineamiento organizacional:

Se iniciaron acciones de cara a la generación de una agenda de transformación de los procesos y su impacto en los sistemas, a través de un programa de trabajo con gerencias claves.

Se continuaron acciones para mejorar la integración de los procesos de Recursos Humanos en las aplicaciones asociadas al sistema “RH+” para automatizar procesos de las personas dentro del marco de los requerimientos administrativos, legales y de Compliance de la organización.

Se elaboró en conjunto con el área de Sistemas la estrategia de comunicación y capacitación en temas de “Seguridad Informática”, implementándose acciones de capacitación presencial y virtual obligatorias. Asimismo, se desarrolló el proceso de generación de políticas de ciberseguridad OT (tecnología de las operaciones) a través de equipos de trabajo específicos. Estas políticas serán implementadas a lo largo de los próximos ejercicios

Se implementó un “Programa de Inducción” que combina instancias virtuales y presenciales con el objetivo de asegurar la pronta adquisición de una visión integral de la compañía, el negocio, los procesos y la cultura de la organización.



Contar con una organización sustentable:

Continuamos trabajando en la estrategia de sucesión de puestos críticos definiendo acciones para el mediano / largo plazo, identificando nuevas estructuras organizativas actualizadas, puestos claves y mapas de sucesión que se implementarán a medida que se avance con los planes de desarrollo definidos. Este proceso está enlazado con la revisión de talentos que se ha implementado en la organización.

Atracción y retención del talento:

Las estrategias definidas en el ejercicio pasado de cara a la atracción y la retención de talentos han mostrado efectividad y les hemos dado continuidad y mejora a lo largo del ejercicio. En este sentido continuamos con los procesos de detección de necesidades, elaboración y seguimiento de planes individuales de desarrollo, procesos de coaching ejecutivo, entre otras iniciativas.

Afianzar las relaciones laborales dentro de un entorno productivo positivo:

En este escenario desafiante, se gestionaron negociaciones abiertas y transparentes con los distintos actores (Sindicatos, Autoridades Provinciales y Nacionales, Intendencias) que operan en la Cuenca del Comahue, así como también en la Cuenca del Golfo, con el fin de asegurar la paz social. El objetivo es no afectar la producción ni impactar negativamente el ámbito del trabajo de los colaboradores y contratistas, garantizando la concreción de los planes de inversión comprometidos, poniendo énfasis en este particular momento en el cuidado de las personas y el respeto por los protocolos sanitarios.

Se concretaron los procesos de negociación de paritarias salariales tanto en el ámbito del petróleo y gas en ambas cuencas, como en el de la energía eléctrica, dentro de los lineamientos establecidos por la Dirección.

La mejora organizacional, el sostenimiento de un clima interno de excelencia y la eficiencia productiva continúan siendo los ejes centrales para direccionar acciones en los próximos años.

9. Situación Financiera

El Grupo basa su estrategia financiera en mantener sus pasivos financieros en estructuras de mediano y largo plazo con el fin de mantener un perfil de vencimientos acorde con la generación de caja de sus negocios.

Dentro de esa estrategia, el Grupo tiene el 73,1% de sus deudas financieras en dólares estadounidenses mediante la emisión de las Obligaciones Negociables Clase II, V y VIII y el 26,7% en obligaciones negociables en dólares a ser canceladas en pesos argentinos al tipo de cambio vigente (dólar link) mediante la emisión de las Obligaciones Negociables Clase III, IV, VI y VII.

A continuación, se detallan las Obligaciones Negociables emitidas y en circulación al 30 de abril de 2024 y sus principales términos:

Obligaciones Negociables	Monto en US\$	Vencimiento	Moneda de pago	Tasa de interés
Clase II	41.448.000	May/2024 ⁽¹⁾	US\$	6,875%
Clase III	22.433.559	Feb/2026	\$ (Dólar link)	0%
Clase IV	17.566.441	Feb/2027	\$ (Dólar link)	0%
Clase V	188.801.600	8 cuotas semestrales a partir de Feb/2025	US\$	9,25%
Clase VI	30.676.500	Sept/2026	\$ (Dólar link)	0%
Clase VII	36.780.842 ⁽²⁾	Sept/2027	\$ (Dólar link)	0%
Clase VIII	47.354.472	Jun/2026	US\$	5,95%

(1) A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados fueron canceladas.

(2) Monto de ON neto de las compras efectuadas por SEB e Hychico.



Adicionalmente, al 30 de abril de 2024 la Sociedad mantiene prefinanciaciones de exportaciones con los bancos Industrial and Commercial Bank of China y Citibank New York, por un capital de US\$ 15.858.000, las cuales fueron canceladas durante mayo de 2024.

El 5 de julio de 2024 la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase X por US\$ 55.599.334 con vencimiento 5 de julio de 2027 a tasa de interés 0% a ser canceladas en pesos argentinos al tipo de cambio vigente (dólar link); quedando la Clase IX desierta.

La deuda financiera de la Sociedad y sus sociedades controladas al 30 de abril de 2024 se encuentra estructurada de la siguiente forma:

Cifras en \$miles

Deuda bancaria y financiera	Corriente	No corriente	Total
Obligaciones Negociables Clase II	(37.623.361)	-	(37.623.361)
Obligaciones Negociables Clase III	-	(19.668.623)	(19.668.623)
Obligaciones Negociables Clase IV	-	(15.401.377)	(15.401.377)
Obligaciones Negociables Clase V	(23.456.729)	(144.799.027)	(168.255.756)
Obligaciones Negociables Clase VI	-	(26.895.621)	(26.895.621)
Obligaciones Negociables Clase VII	-	(32.247.603)	(32.247.603)
Obligaciones Negociables Clase VIII	-	(41.506.195)	(41.506.195)
Comisiones y gastos a devengar - Obligaciones Negociables ON	1.069.230	3.066.803	4.136.033
Préstamos bancarios	(16.267.681)	-	(16.267.681)
Adelantos en cuenta corriente	(511.102)	-	(511.102)
Total	(76.789.643)	(277.451.643)	(354.241.286)

La posición de liquidez de la Sociedad y sus subsidiarias se encuentra invertida en los siguientes instrumentos financieros:

Cifras en \$miles

Caja y bancos / Inversiones	Corriente	No corriente	Total
Caja y bancos	10.171.401	-	10.171.401
Fondos comunes de inversión	4.660.253	-	4.660.253
Cuenta remunerada	117.628	-	117.628
Títulos Públicos	1.351.908	-	1.351.908
Total	16.301.190	-	16.301.190

Cifras en \$miles

Posición neta	Corriente	No corriente	Total
Total	(60.488.453)	(277.451.643)	(337.940.096)

Calificación de las ON Clase II, III, IV, V, VI, VII y VIII

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados las Obligaciones Negociables emitidas por la Sociedad tienen las siguientes calificaciones:

Calificación internacional: "B-" y "CCC", por parte de Fitch y Standard & Poor's, respectivamente.

Calificación local: "AA" y "raB+", por parte de Fix y Standard & Poor's, respectivamente.



10. Resultados del ejercicio

El siguiente cuadro resume los índices consolidados obtenidos durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024 en comparación con el ejercicio anterior:

Indíces	30.04.2024	30.04.2023
Solvencia (Patrimonio neto / Pasivo)	0,63	0,80
Endeudamiento (Pasivo / Patrimonio Neto)	1,59	1,26
Liquidez corriente (Activo corriente / Pasivo corriente)	0,78	0,83
Prueba ácida (Activo corriente – Inventarios / Pasivo corriente)	0,75	0,77
Razón del patrimonio al activo (Patrimonio neto / Activo total)	0,39	0,44
Razón de inmovilización de activos (Activo no corriente / Activo total)	0,87	0,89
Rentabilidad del activo o económica (Utilidad bruta / Activo total)	0,16	0,20
Rentabilidad del patrimonio o financiera (Resultado integral / Patrimonio Neto promedio)	(0,08)	0,28
Rentabilidad ordinaria de la inversión (EBT / Patrimonio Neto menos Resultado integral del ejercicio)	(0,10)	0,44
Apalancamiento financiero (Rentabilidad del Patrimonio Neto / Rentabilidad del activo)	(0,50)	1,40
Rotación de activos (Ventas / Activo total)	0,37	0,41

Estados de resultados integrales consolidados

	30/04/24	30/04/23	Variación	
Ingresos por ventas	331.607.973	353.693.309	(22.085.336)	-6,2%
Costo de ventas	(186.491.585)	(182.579.063)	(3.912.522)	-2,1%
Resultado bruto	145.116.388	171.114.246	(25.997.858)	-15,2%
Gastos de exploración	(44.401.734)	-	(44.401.734)	100,0%
Gastos de comercialización	(65.941.279)	(59.898.048)	(6.043.231)	-10,1%
Gastos de administración	(19.001.151)	(20.041.143)	1.039.992	-5,2%
Otros (egresos) / ingresos operativos netos	(18.131.942)	67.060.921	(85.192.863)	-127,0%
Resultado operativo	(2.359.718)	158.235.976	(160.595.694)	-101,5%
Ingresos financieros	88.707.408	44.244.463	44.462.945	100,5%
Costos financieros	(530.510.389)	(207.437.837)	(323.072.552)	-155,7%
Otros resultados financieros RECPAM	407.482.982	126.508.457	280.974.525	222,1%
Resultados financieros, neto	(34.319.999)	(36.684.917)	2.364.918	6,4%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	(36.679.717)	121.551.059	(158.230.776)	-130,2%
Impuesto a las ganancias	791.908	(31.590.389)	32.382.297	102,5%
Resultado neto del ejercicio	(35.887.809)	89.960.670	(125.848.479)	-139,9%
Sin imputación futura a resultados				
Otros resultados integrales	5.043.544	12.249.444	(7.205.900)	58,8%
Resultado integral del ejercicio	(30.844.265)	102.210.114	(133.054.379)	-130,2%

A los efectos de analizar las variaciones, deberá tenerse en cuenta que los saldos al 30 de abril de 2023 que se exponen surgen de reexpresar los importes de los saldos a dicha fecha en moneda homogénea del 30 de abril de 2024, siguiendo los lineamientos detallados en la Nota 3 de los estados financieros consolidados al 30 de abril de 2024.



La evolución comparativa de los resultados al 30 de abril de 2024 con respecto al 30 de abril de 2023 fue la siguiente:

- El Resultado Bruto ascendió a \$ 145.116.388 (ganancia), representando un 43,8% de los ingresos por venta, en comparación con los \$ 171.114.246 (ganancia) o 48,4% de los ingresos por ventas al 30 de abril de 2023. El resultado bruto disminuyó un 15,2%.
- El Resultado Operativo ascendió a \$ 2.359.718 (pérdida) en comparación con \$ 158.235.976 (ganancia) del ejercicio anterior. El segmento petróleo y gas arrojó una disminución de su resultado operativo al 30 de abril de 2024 comparado con el del ejercicio anterior debido, principalmente a: i) la registración de la baja de las inversiones en el área de exploración Parva Negra Oeste por \$ 44.401.734, debido al no hallazgo de hidrocarburos comercialmente explotables, dando por terminado el contrato de exploración, y ii) la desvalorización de \$ 16.138.300 en la UGE Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste, como consecuencia de la disminución de reservas del área, debido a los resultados obtenidos en la perforación de pozos de los últimos años, el precio del crudo y un incremento en el nivel de costos de operación del área. Por otro lado, al 30 de abril de 2023 la Sociedad recuperó una desvalorización de \$ 65.792.057 en la UGE Agua del Cajón. Adicionalmente, en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024 hubo una disminución, tanto en la cantidad como en el precio en pesos del petróleo vendido. Por su parte, el segmento de energía eléctrica, a pesar de los incrementos otorgados por la SE a la remuneración de generación y potencia, se vio afectado por el reconocimiento al 30 de abril de 2024 de la desvalorización de los créditos con CAMMESA (asociados a remuneración de energía) por \$ 3.780.711 correspondientes a las acreencias de los meses de diciembre 2023 y enero 2024, cobradas en el mes de mayo de 2024 con Bonos USD 2038 LA, la desvalorización de los créditos fue registrada en función de la cotización de los mencionados bonos al momento del cobro. El segmento de energía eólica también se vio afectado por la desvalorización de los créditos con CAMMESA por \$ 221.792.
- El Resultado neto del ejercicio ascendió a \$ 35.887.809 (pérdida) en comparación con los \$ 89.960.670 (ganancia) del ejercicio anterior. Adicionalmente a lo mencionado en el párrafo anterior, el resultado neto al 30 de abril de 2024 se vio afectado por los mayores costos financieros originados por un incremento en las diferencias de cambio e intereses como consecuencia del incremento del tipo de cambio del dólar estadounidense y al mayor endeudamiento, compensado parcialmente por el RECPAM, los mayores ingresos financieros y el quebranto impositivo originado por el resultado negativo del ejercicio, el cual incluye la baja de las inversiones en el área Parva Negra Oeste. Por su parte, el resultado neto al 30 de abril de 2023 se vio afectado, principalmente, por la pérdida por diferencia de cambio como consecuencia de la variación, a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso en dicho ejercicio.
- Los Otros Resultados Integrales sin imputación futura a resultados, los cuales impactan en la Reserva por revaluación de activos y estando expresada en valores reales, totalizaron \$ 5.043.544 (ganancia) en comparación con \$ 12.249.444 (ganancia) del ejercicio anterior, como consecuencia de la aplicación de la revaluación, neta del ajuste por inflación y el efecto impositivo de aquellos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo sobre los cuales se aplica la política de valores razonables.
- El resultado integral al 30 de abril de 2024 ascendió a \$ 30.844.265 (pérdida) en comparación con \$ 102.210.114 (ganancia) del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023.



Ingresos por ventas

Producto	30/04/24	30/04/23	Variación	
Energía				
Energía CT ADC ⁽¹⁾	87.047.970	84.945.598	2.102.372	2,5%
Energía eólica	7.004.743	7.098.134	(93.391)	-1,3%
Servicio de fasón de energía eléctrica	294.360	333.580	(39.220)	-11,8%
Petróleo	226.767.681	251.092.522	(24.324.841)	-9,7%
Propano	6.316.928	7.298.264	(981.336)	-13,4%
Butano	2.717.301	2.002.045	715.256	35,7%
Oxígeno	151.551	148.359	3.192	2,2%
Servicios	1.307.439	774.807	532.632	68,7%
Total	331.607.973	353.693.309	(22.085.336)	-6,2%

⁽¹⁾ Al 30 de abril de 2024 y 2023 se incluyen los ingresos generados por el gas propio, consumido en la CT ADC y pagado por CAMMESA bajo el concepto Reconocimiento Combustibles Propios. Incluye las remuneraciones por el "Plan Gas 2020-2024".

Los ingresos por venta al 30 de abril de 2024 disminuyeron un 6,2% con respecto al mismo período del ejercicio anterior. El comportamiento de cada uno de los productos fue el siguiente:

a) Energía:

Los ingresos por ventas generados por las operaciones de la CT ADC medidos en pesos aumentaron en \$ 2.102.372, representando un incremento del 2,5%, pasando de \$ 84.945.598 al 30 de abril de 2023 a \$ 87.047.970 al 30 de abril de 2024. Estos ingresos por ventas están asociados a la remuneración por la generación de energía y a la remuneración reconocida por CAMMESA por el gas propio consumido en la CT ADC.

Los ingresos por ventas asociados a la remuneración por la generación de energía aumentaron en un 4,0% entre los ejercicios, pasando de \$ 49.265.188 al 30 de abril de 2023 a \$ 51.242.635 al 30 de abril de 2024, debido principalmente al mayor precio de venta promedio en pesos (15,3%) registrado sobre los GW vendidos, compensado con el menor volumen de GW vendidos en un 9,8%. La disminución del volumen de GW vendido fue producto de (i) la salida de generación de la turbina de vapor (TV7), por elevados valores de vibración, con su consecuente salida de servicio del Ciclo Combinado de la CT ADC durante aproximadamente quince días en los meses de octubre y noviembre de 2023 y (ii) la limitación de despacho en los meses de diciembre de 2023 y abril de 2024, a pesar de la disponibilidad de la CT ADC. Respecto de la remuneración, a lo largo de ambos ejercicios la Secretaría de Energía otorgó una serie de incrementos en la remuneración por generación y por potencia, y particularmente la Res 59/2023 vigente desde el 1 de marzo de 2023 y a la cual la Sociedad adhirió, respecto de la Potencia Comprometida contempla un pago adicional en dólares y parte de la energía generada se comienza a remunerar en dólares por MWh, representando ingresos en dólares de aproximadamente el 50,8% de los ingresos por energía. El precio promedio de venta fue \$ 12.601,3 GWh y 10.933,2 GWh al 30 de abril de 2024 y 2023, respectivamente, con un incremento del 15,3%.

Los ingresos por ventas asociados a la remuneración reconocida por CAMMESA a Capex en concepto de gas propio consumido en la CT ADC aumentaron un 0,4%, pasando de \$ 35.680.410 al 30 de abril de 2023 a \$ 35.805.335 al 30 de abril de 2024, debido a un aumento del 1,6 % en el precio del gas remunerado en pesos, pasando de \$ 77.438,4 m3 al 30 de abril de 2023 a \$ 78.670,9 m3 al 30 de abril de 2024, compensado parcialmente por una disminución del 1,2 % del volumen de gas propio inyectado en la CT ADC.

La producción de gas de las áreas en la cuenca neuquina disminuyó un 0,1%, pasando de 514.461 miles de m³ al 30 de abril de 2023 a 513.814 miles de m³ al 30 de abril de 2024. Capex procura sostener el nivel de producción de gas mediante las inversiones efectuadas y el aporte de producciones de nuevas áreas, incentivadas principalmente por los programas estímulos. La producción de gas proveniente del área Puesto Zuñiga compensó la disminución de la producción de las áreas ADC y Loma Negra al 30 de abril de 2024. Durante ambos ejercicios no hubo venta



de gas a terceros, el total del gas producido en los yacimientos operados por Capex fue inyectado en la CT ADC.

El ingreso por venta por la remuneración del gas se incluye en el segmento de Petróleo y Gas (Nota 6 a los Estados Financieros Consolidados).

Los ingresos por ventas de energía eólica medidos en pesos disminuyeron en \$ 93.391, representando una disminución del 1,3%, pasando de \$ 7.098.134 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023 a \$ 7.004.743 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024. Esta disminución se debió a una caída en la cantidad de GWh vendidos, los cuales pasaron de 124,1 GWh en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2023 a 118,0 GWh en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024, compensado parcialmente con un aumento en el precio de venta en pesos. En ambos ejercicios operaron restricciones significativas al despacho de ambos parques eólicos (principalmente el PED II) dado la entrada en operación en el mes de mayo de 2021 de un nuevo parque en la zona y la capacidad de transporte existente. El contrato de venta del PED II con CAMMESA prevé una cláusula de "Tomar o pagar" a partir de junio de 2021, lo cual mitiga parcialmente las restricciones mencionadas. El precio promedio de ventas fue de \$ 59.360,7 y \$ 57.196,9 por GWh al 30 de abril de 2024 y 2023, respectivamente; la variación de los precios promedio de ventas en pesos se debe fundamentalmente a la mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación interanual. Los precios por MWh acordados en los contratos con CAMMESA para el PED I y el PED II son de US\$ 115,896 y US\$ 40,27, respectivamente.

Es de esperar que el nivel de restricciones observado en los últimos meses continúe hasta la construcción de la Estación Transformadora Comodoro Rivadavia Oeste 500/132 kV junto con sus obras auxiliares, lo que permitirá ampliar la capacidad de transporte eléctrico existente en la zona, de modo que ambos parques puedan entregar la totalidad de la energía que estén en condiciones de generar. La mencionada obra forma parte del Plan Federal de Transporte Eléctrico; por el momento, no cuenta con fecha cierta de ejecución.

b) Servicio de fason de energía eléctrica:

El servicio de fason para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno medido en pesos disminuyó en \$ 39.220, o un 11,8%, pasando de \$ 333.580 al 30 de abril de 2023 a \$ 294.360 al 30 de abril de 2024. Esta disminución se produce por un menor volumen vendido en un 14,3%, compensado con una suba del precio de venta en pesos por la mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación interanual, debido a que la tarifa se encuentra expresada en dólares.

c) Petróleo:

	30/04/24	30/04/23	Variación	
Mercado local	77.588.246	84.752.184	(7.163.938)	-8,5%
Mercado externo	149.179.435	166.340.338	(17.160.903)	-10,3%
Total	226.767.681	251.092.522	(24.324.841)	-9,7%

Los ingresos por ventas de petróleo al 30 de abril de 2024 disminuyeron en \$ 24.324.841 respecto del ejercicio anterior, representando una disminución del 9,7%. Esta disminución corresponde al menor volumen vendido 6,2% y a una disminución del 3,7% en el precio de venta en pesos.

Las ventas en el mercado local disminuyeron en \$ 7.163.938, ó 8,5%, por una disminución en el volumen vendido de un 10,0% pasando de 219.148 m³ al 30 de abril de 2023 a 197.146 m³ al 30 de abril de 2024. Los precios promedio en pesos en el mercado local entre ejercicios aumentaron un 1,8%.

Los ingresos en el mercado externo disminuyeron en \$ 17.160.903, ó 10,3% debido a una disminución en el precio en pesos del 6,9% y a un menor volumen vendido en un 3,6%. El precio internacional promedio en dólares entre ejercicios disminuyó un 15,2%.



La producción de petróleo aumentó un 4,2%, pasando de 441.402 m³ al 30 de abril de 2023 a 460.036 m³ al 30 de abril de 2024, debido a los incrementos generales en las producciones de todas las áreas, excepto en Pampa del Castillo – La Guitarra que presentó una disminución de la producción en 1,3%.

d) Propano, butano y gasolina:

- Las ventas de propano disminuyeron en \$ 981.336 ó 13,4%, pasando de \$ 7.298.264 al 30 de abril de 2023 a \$ 6.316.928 al 30 de abril de 2024, producto de una disminución del 28,3% en el precio de venta promedio en pesos entre ejercicios, compensado parcialmente por el mayor volumen vendido del 20,8 %, esto último como resultado de un incremento del gas procesado en la Planta de GLP.

Las ventas en el mercado local, medidas en pesos disminuyeron un 57,4%, debido a una disminución del 47,9% en el precio de venta, compensado parcialmente por un incremento en el volumen vendido de un 22,2%, pasando de 8.200 tn al 30 de abril de 2023 a 10.020 tn al 30 de abril de 2024. Dentro del volumen vendido, se encuentran las entregas realizadas para cumplir con el Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido.

Por otro lado, las ventas en el mercado externo, medidas en pesos aumentaron un 17,1% debido a un aumento en el volumen vendido, el cual se incrementó en un 19,2%, pasando de 7.562 tn. al 30 de abril de 2023 a 9.017 tn. al 30 de abril de 2024. El precio de venta en pesos disminuyó un 1,8%, pasando de \$promedio/tn 512.236,8 al 30 de abril de 2023 a \$promedio/tn 502.854,6 al 30 de abril de 2024.

- Las ventas de butano aumentaron en \$ 715.256 ó 35,7%, pasando de \$ 2.002.045 al 30 de abril de 2023 a \$ 2.717.301 al 30 de abril de 2024. Dicho aumento se debió a un mayor volumen vendido en un 3,0%, pasando de 9.982 tn al 30 de abril de 2023 a 10.278 tn al 30 de abril de 2024 como consecuencia del incremento en el volumen de gas procesado en la Planta de GLP y un aumento del 31,8% en el precio de venta.
- No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2024 y 2023 debido a que la producción de 19.207 m³ y 18.648 m³, respectivamente, fueron vendidas con el petróleo por razones de mercado.

e) Oxígeno:

Hychico vendió 35.772 Nm³ y 63.300 Nm³ de oxígeno por un total de \$ 151.551 y \$ 148.359 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2024 y 2023, respectivamente. El aumento en las ventas en pesos es consecuencia de un mayor precio de venta.

f) Servicios:

Corresponde a la participación del 37,5% sobre los ingresos en los servicios prestados de tratamiento de crudo, agua y el alistamiento de gas por el Consorcio Loma Negra.

Costo de ventas

	30/04/24	30/04/23	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	1.010.961	905.234	105.727	11,7%
Sueldos y cargas sociales	32.900.004	31.697.269	1.202.735	3,8%
Consumo de materiales, repuestos y otros	10.073.614	9.896.252	177.362	1,8%
Operación, mantenimiento y reparaciones	33.231.591	32.206.969	1.024.622	3,2%
Combustibles, lubricantes y fluidos	15.191.211	18.633.393	(3.442.182)	-18,5%
Transporte, fletes y estudios	4.436.919	4.562.369	(125.450)	-2,7%
Depreciación Propiedad, planta y equipo	76.333.854	67.756.796	8.577.058	12,7%
Gastos de oficina, movilidad y representación	883.760	1.085.174	(201.414)	-18,6%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	3.372.088	3.693.587	(321.499)	-8,7%
Gastos de transporte de gas	309.458	417.606	(108.148)	-25,9%
Adquisición de crudo	6.426.457	8.284.838	(1.858.381)	-22,4%
Adquisición de energía	1.371	28.335	(26.964)	-95,2%
Costo de producción de existencias	2.320.297	3.411.241	(1.090.944)	32,0%
Costo de venta	186.491.585	182.579.063	3.912.522	2,1%

El costo de ventas al 30 de abril de 2024 ascendió a \$ 186.491.585 (56,2% sobre los ingresos por ventas), mientras que al 30 de abril de 2023 ascendió a \$ 182.579.063 (51,6% sobre los ingresos), representando un aumento del 2,1%.

El comportamiento de los principales rubros en el costo de ventas fue:

- un aumento en las depreciaciones del rubro Propiedad, planta y equipo por \$ 8.577.058 debido principalmente a la mayor producción de petróleo (a excepción del área Pampa del Castillo) y a las obras finalizadas en el ejercicio. Asimismo, se registró un incremento de las depreciaciones de la CT ADC, debido al incremento en el revalúo de la misma.
- una disminución de los costos de combustibles, lubricantes y fluidos principalmente por la menor energía demandada en las áreas de la cuenca del Golfo San Jorge. Adicionalmente, en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024, CAMMESA realizó la devolución de cargos cobrados en exceso por el período febrero-junio 2023 y se firmó un contrato de compra de energía para fijar el precio de la misma.
- una disminución de la adquisición de crudo a terceros del área Pampa de Castillo, debido a la disminución del precio del petróleo, y al menor volumen producido y vendido en dicha área.
- un incremento en los costos de operación, mantenimiento y reparaciones y de los sueldos y cargas sociales, esto último como consecuencia del incremento en la nómina del personal.
- una disminución en el costo de producción de existencias, debido a la variación en pesos de los stocks iniciales y finales en cada ejercicio. Al 30 de abril de 2024 el stock final de petróleo ascendió a 6.147 m3, stock que fue vendido en el mes de mayo de 2024.



Gastos de exploración

	30/04/24	30/04/23	Variación	
Gastos de exploración	(44.401.734)	-	(44.401.734)	100,0%

En este rubro se registró la baja de las inversiones en exploración realizadas en el Área Parva Negra Oeste. En el mes de noviembre de 2023, Capex, habiendo cumplido con las inversiones comprometidas y transcurrido el Primer Período de Exploración sin el hallazgo de hidrocarburos comercialmente explotables, optó por no continuar con el Segundo Período Exploratorio dando por terminado el Contrato de exploración, y eventual desarrollo y producción del Área firmado con Gas y Petróleo del Neuquén S.A. ("GyP") en noviembre de 2019. El monto de las inversiones efectuadas al 30 de abril de 2024 ascendió a \$ 44.401.734.

Gastos de comercialización

	30/04/24	30/04/23	Variación	
Regalías	39.215.505	35.680.277	3.535.228	9,9%
Gastos de almacenamiento, transporte y despacho de petróleo y energía	8.192.548	4.710.310	3.482.238	73,9%
Derechos de exportación	11.682.234	11.947.981	(265.747)	-2,2%
Impuesto sobre los ingresos brutos	6.850.992	7.559.480	(708.488)	-9,4%
Gastos de comercialización	65.941.279	59.898.048	6.043.231	10,1%

Los gastos de comercialización fueron de \$ 65.941.279 al 30 de abril de 2024 mientras que al 30 de abril de 2023 ascendieron a \$ 59.898.048, representando en ambos un 19,9% y 16,9% sobre los ingresos por ventas, respectivamente.

Las principales causas del aumento del 10,1% fueron:

- las mayores regalías de petróleo y gas abonadas debido, principalmente, al incremento de la producción de petróleo.
- los mayores gastos de almacenamiento, transporte y despacho de petróleo y energía, principalmente, por el incremento del costo de transporte de crudo desde la zona del Comahue a la zona del Golfo vía terrestre para su posterior venta.

Lo mencionado anteriormente fue compensado parcialmente por los menores derechos de exportación abonados como consecuencia de los menores precios de venta y volumen del petróleo y del propano destinado al mercado externo, y la disminución de los impuestos a los ingresos brutos debido a la disminución de los ingresos por ventas en el mercado local.

Gastos de administración

	30/04/24	30/04/23	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	1.306.405	1.343.096	(36.691)	-2,7%
Sueldos y cargas sociales	8.356.726	10.097.136	(1.740.410)	-17,2%
Operación, mantenimiento y reparaciones	2.078.449	1.911.016	167.433	8,8%
Transporte, fletes y estudios	57.255	69.746	(12.491)	-17,9%
Depreciación Propiedad, planta y equipo	401.617	358.657	42.960	12,0%
Depreciación derechos de uso	999.672	1.157.358	(157.686)	-13,6%
Gastos de oficina, movilidad y representación	213.509	254.780	(41.271)	-16,2%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	347.441	276.014	71.427	25,9%
Gastos bancarios	5.240.077	4.573.340	666.737	14,6%
Gastos de administración	19.001.151	20.041.143	(1.039.992)	-5,2%



Los gastos de administración fueron de \$ 19.001.151 y \$ 20.041.143 al 30 de abril de 2024 y 2023, respectivamente, representando un 5,7% sobre los ingresos por ventas en ambos ejercicios. La disminución fue de \$ 1.039.992, es decir un 5,2%, originado principalmente en el rubro sueldos y cargas sociales debido a una disminución en las provisiones por gratificaciones otorgadas por la Sociedad entre ejercicios, compensado por un incremento de los gastos bancarios.

Otros (egresos) / ingresos operativos netos

	30/04/24	30/04/23	Variación	
(Desvalorización) / Recupero de desvalorización de Propiedad, planta y equipo	(16.138.300)	65.792.057	(81.930.357)	124,5%
Recupero desvalorización Planta de Hidrógeno y Oxígeno	393.241	396.542	(3.301)	-0,8%
Recupero desvalorización / (desvalorización) PED II	206.292	(206.292)	412.584	-200,0%
Desvalorización Activos Financieros (Créditos con CMMESA)	(6.425.544)	-	(6.425.544)	-100,0%
Ingresos por servicios administrativos indirectos Consorcios / UT (neto)	1.271.109	462.956	808.153	-174,6%
Bono de acceso y fee por producción PAD 1050	2.091.270	-	2.091.270	100,0%
Diversos	469.990	615.658	(145.668)	23,7%
Otros (egresos) / ingresos operativos netos	(18.131.942)	67.060.921	(85.192.863)	-127,0%

Los otros (egresos) / ingresos operativos netos al 30 de abril de 2024 fueron de \$ 18.131.942 (pérdida), en tanto que al 30 de abril de 2023 arrojaron una total de \$ 67.060.921 (ganancia).

Se incluye en este rubro:

Al 30 de abril de 2024:

- la desvalorización del rubro Propiedad, planta y equipo correspondiente al segmento de petróleo y gas de la UGE Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste;
- Desvalorización del crédito con CMMESA registrada como consecuencia de la Res SEN N° 58/2024, modificada por las Res. N° 66/2024 y 77/2024, que estableció un régimen excepcional, transitorio y único para el pago de las transacciones económicas del MEM de diciembre 2023 y enero 2024 mediante la entrega de títulos públicos "Bonos de la República Argentina en dólares estadounidenses step up 2038" (BONO USD 2038 L.A.). La desvalorización registrada fue producto del valor de cotización de los instrumentos recibidos en el mes de mayo de 2024.
- Ingreso por el pago del monto relacionado con el acceso relativo a la explotación del PAD 1050 en el área Agua del Cajón previsto en el acuerdo firmado entre la Sociedad y Trafigura Argentina S.A.
- el recupero de la desvalorización del rubro Propiedad, planta y equipo en el segmento de generación de energía eólica (PED II) y el recupero de la desvalorización de la Planta de Hidrógeno y Oxígeno propiedad de Hychico.

Al 30 de abril de 2023:

- el recupero de la desvalorización del rubro Propiedad, planta y equipo correspondiente al segmento de petróleo y gas del área Agua del Cajón, como consecuencia del aumento de reservas en el área debido a las producciones registradas por la perforación de pozos no convencionales y a los resultados obtenidos en áreas linderas pertenecientes a la misma formación (Vaca Muerta);
- el recupero de la desvalorización de la Planta de Hidrógeno y Oxígeno propiedad de Hychico.



Resultados financieros

	30/04/24	30/04/23	Variación	
Ingresos financieros	88.707.408	44.244.463	44.462.945	100,5%
Costos financieros	(530.510.389)	(207.437.837)	(323.072.552)	-155,7%
Otros resultados financieros RECPAM	407.482.982	126.508.457	280.974.525	222,1%
Resultados financieros	(34.319.999)	(36.684.917)	2.364.918	6,4%

a) Ingresos financieros

	30/04/24	30/04/23	Variación	
Diferencia de cambio	74.095.455	37.998.569	36.096.886	95,0%
Intereses	11.482.130	7.201.354	4.280.776	59,4%
Otros resultados financieros	7.067.116	1.284.962	5.782.154	450,0%
Devengamiento de intereses de créditos	(3.937.293)	(2.240.422)	(1.696.871)	-75,7%
Ingresos financieros	88.707.408	44.244.463	44.462.945	100,5%

Los ingresos financieros al 30 de abril de 2024 arrojaron un saldo de \$ 88.707.408, mientras que al 30 de abril de 2023 fueron de \$ 44.244.463, representando un incremento del 100,5%. Las principales causas de esta variación de \$ 44.462.945 estuvieron relacionadas fundamentalmente con una mayor evolución del rubro “diferencia de cambio”, debido al incremento de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso entre ejercicios, el cual entre mayo 2023 y abril 2024 se incrementó en un 293,6% mientras que, entre mayo 2022 y abril 2023 tuvo un aumento del 93,1% y a los “otros resultados financieros”, debido al reconocimiento de la prima de emisión de las Obligaciones Negociables Clase VI. El Grupo posee al 30 de abril de 2024 el 49,0% de sus activos financieros en dólares estadounidenses. Al 30 de abril de 2024 el rubro intereses aumentó fundamentalmente por los intereses por mora abonados por CAMMESA debido al incremento de la tasa de interés y a los retrasos registrados en los pagos.

b) Costos financieros

	30/04/24	30/04/23	Variación	
Diferencia de cambio	(474.449.473)	(172.602.836)	(301.846.637)	-174,9%
Intereses	(52.599.784)	(32.820.955)	(19.778.829)	-60,3%
Otros resultados financieros	(465.207)	(925.579)	460.372	49,7%
Devengamiento de intereses de deudas	(2.995.925)	(1.088.467)	(1.907.458)	-175,2%
Costos financieros	(530.510.389)	(207.437.837)	(323.072.552)	-155,7%

Los costos financieros al 30 de abril de 2024 arrojaron un saldo de \$ 530.510.389, mientras que al 30 de abril de 2023 fueron por \$ 207.437.837, representando un incremento del 155,7%. Las principales causas de la variación de \$ 323.072.552 fueron:

- las mayores pérdidas por diferencia de cambio como consecuencia de la mayor variación, a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso, el cual entre mayo 2023 y abril 2024 se incrementó en un 293,6% mientras que, entre mayo 2022 y abril 2023 tuvo un aumento del 93,1%. Adicionalmente, las deudas financieras se incrementaron en US\$ 151 millones aproximadamente, en el ejercicio finalizado en abril de 2024 comparado con los saldos del ejercicio anterior. El Grupo posee el 90,3% de sus pasivos comerciales y financieros en dólares estadounidenses, con lo cual la variación de la cotización de dicha moneda genera un impacto significativo en los resultados económicos y en el patrimonio. La deuda financiera a la cual hacemos referencia corresponde a las Obligaciones Negociables Clase II por US\$ 41.448.000, las Obligaciones Negociables Clase V por US\$ 188.801.600, las Obligaciones Negociables Clase VIII por US\$ 47.354.472 y las Obligaciones Negociables Clase III, IV, VI y VII por un total de US\$ 107.457.342 cuyo valor en pesos está asociado al tipo de cambio BCRA “A” 3500 (dólar link).



- los mayores intereses devengados correspondientes a las Obligaciones Negociables Clase II por la mayor variación a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso, a la prefinanciación de exportaciones, financiación de importaciones y a los adelantos en cuenta corriente tomados por el Grupo durante el ejercicio. Asimismo, al 30 de abril de 2024 se incluyen los intereses devengados por las Obligaciones Negociables Clase V a una mayor tasa de interés y el resultado generado por el canje de las Obligaciones Clase II por las Obligaciones Negociables Clase V por \$ 9.174.310.

Otros resultados financieros RECPAM

	30/04/24	30/04/23	Variación	
Otros resultados financieros RECPAM	407.482.982	126.508.457	280.974.525	222,1%

En este rubro se expone el resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda. La inflación registrada en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2024 fue del 289,4%, mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de abril de 2023 fue del 108,8%. Adicionalmente, los pasivos monetarios se incrementaron en un 12,7% aproximadamente al cierre del ejercicio finalizado al 30 de abril de 2024 en comparación con el ejercicio anterior.

Impuesto a las ganancias

	30/04/24	30/04/23	Variación	
Impuesto a las ganancias	791.908	(31.590.389)	32.382.297	102,5%

El cargo por impuesto a las ganancias al 30 de abril de 2024 fue de \$ 791.908 (ganancia), mientras que al 30 de abril de 2023 fue de \$ 31.590.389 (pérdida), representando una variación de \$ 32.382.297, como consecuencia fundamentalmente del aumento del quebranto impositivo producto de los resultados pérdida del ejercicio, la cual incluye la baja de las inversiones en el área Parva Negra Oeste.

Otros resultados integrales

	30/04/24	30/04/23	Variación	
Otros resultados integrales sin imputación futura a resultados	5.043.544	12.249.444	(7.205.900)	58,8%

Los otros resultados integrales sin imputación futura a resultados surgen como consecuencia de que Capex aplica el modelo de revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo.

11. Propuesta del Directorio (valores en \$)

En cumplimiento de las disposiciones estatutarias y legales vigentes, el Directorio de la Sociedad cumple en someter a vuestra consideración la presente Memoria, Inventario, Informes de auditoría emitidos por los auditores independientes, Informes de la Comisión Fiscalizadora, y los Estados Financieros separados y consolidados, correspondientes al ejercicio trigésimo sexto iniciado el 1º de mayo de 2023 y finalizado el 30 de abril de 2024.

El resultado integral del ejercicio arrojó una pérdida de \$ 30.444.045.880, constituido por i) el Resultado neto pérdida por \$ 35.498.770.952 y, ii) Otros resultados integrales netos ganancia por \$ 5.054.725.072 provenientes del revalúo del rubro Propiedad, Planta y Equipo. Conforme a las normas aplicables los Otros resultados integrales forman parte de la Reserva por Revaluación de Activos.



Al cierre del ejercicio los resultados no asignados ascienden a una pérdida de \$ 33.817.355.917, compuesto por: i) Resultado neto pérdida por \$ 35.498.770.952, y ii) la desafectación de la Reserva por Revaluación de Activos por \$ 1.681.415.035.

El Directorio propone que los Resultados no asignados pérdida que ascienden a \$ 33.817.355.917 sean absorbidos por la Reserva Facultativa para distribución de dividendos y/o inversiones y/o cancelación de deuda y/o absorción de pérdidas.

Los logros obtenidos son fruto de un gran esfuerzo. Por eso, a todos los involucrados: clientes, bancos, proveedores, accionistas y a nuestro personal, un especial agradecimiento.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 8 de julio de 2024

EL DIRECTORIO