



CAPEX S.A.

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Al 30 de abril de 2026 presentados en forma comparativa

INDICE

	Memoria
	Estado de Resultados Integrales Consolidados
	Estado de Situación Financiera Consolidado
	Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado
	Estado de Flujo de Efectivo Consolidado
	Notas a los Estados Financieros Consolidado
1	- INFORMACIÓN GENERAL
1.1	- Información general de la Sociedad
1.2	- Contexto económico en el que opera la Sociedad
2	- MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP
3	- BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES
3.1	- Bases de presentación
3.2	- Normas contables
3.3	- Consideración de los efectos de la inflación
3.4	- Principios de consolidación y contabilidad de participación en sociedades y acuerdos conjuntos
3.5	- Conversión de moneda extranjera
3.6	- Propiedad, planta y equipo
3.7	- Activos intangibles
3.8	- Instrumentos financieros
3.9	- Repuestos y materiales e Inventarios
3.10	- Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar
3.11	- Efectivo y equivalentes de efectivo
3.12	- Cuentas del patrimonio
3.13	- Cuentas por pagar comerciales, remuneraciones y cargas sociales, cargas fiscales y otras deudas
3.14	- Deudas financieras
3.15	- Impuesto a las ganancias e impuesto diferido
3.16	- Provisiones y otros cargos
3.17	- Arrendamientos
3.18	- Reconocimiento de ingresos
3.19	- Información por segmentos
3.20	- Saldos de créditos y deudas con partes relacionadas
4	- ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS
4.1	Riesgo de mercado
4.2	Riesgo de crédito
4.3	Riesgo de liquidez
4.4	Riesgo de capital
4.5	Estimación del valor razonable
5	- ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES
6	- INFORMACIÓN POR SEGMENTOS
7	- INGRESOS POR VENTAS
8	- COSTO DE VENTAS
9	- GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN
10	- GASTOS DE ADMINISTRACIÓN
11	- OTROS EGRESOS OPERATIVOS NETOS
12	- RESULTADOS FINANCIEROS
13	- IMPUESTO A LAS GANANCIAS – ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTO DIFERIDO
14	- RESULTADO POR ACCIÓN
15	- PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO
16	- ACTIVOS INTANGIBLES
17	- ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA
18	- CALIDAD CREDITICIA DE LOS ACTIVOS FINANCIEROS

19	- ACTIVOS POR DERECHO DE USO Y DEUDAS POR ARRENDAMIENTO
20	- REPUESTOS Y MATERIALES
21	- INVENTARIOS
22	- OTRAS CUENTAS POR COBRAR
23	- CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES
24	- INVERSIONES FINANCIERAS A VALOR RAZONABLE
25	- EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO
26	- CAPITAL SOCIAL Y PRIMA DE EMISIÓN
27	- RESERVAS
28	- RESULTADOS NO ASIGNADOS
29	- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES
30	- DEUDAS FINANCIERAS
31	- REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES
32	- CARGAS FISCALES
33	- OTRAS DEUDAS
34	- PROVISIONES Y OTROS CARGOS
35	- COMPROMISOS
36	- PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD
37	- ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO
38	- RESERVAS DE GAS Y PETRÓLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE AUDITORÍA EMITIDO POR LOS AUDITORES INDEPENDIENTES)
39	-NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS
40	- NEGOCIO E G WIND - PARQUE EÓLICO DIADEMA II
41	- NEGOCIO 4SOLAR – PARQUE SOLAR “LA SALVACIÓN”
42	- PARTICIPACIÓN EN OPERACIONES CONJUNTAS – RESUMEN DE LA SITUACIÓN FINANCIERA
43	- CAPITAL DE TRABAJO NEGATIVO
44	- HECHOS POSTERIORES

INFORME DE AUDITORÍA EMITIDO POR LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

INFORME DE LA COMISIÓN FISCALIZADORA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

NOMENCLATURA

Monedas

Términos	Definición
\$	Peso
€	Euro
GBP	Libra esterlina
US\$	Dólar estadounidense

Glosario de términos

Términos	Definición
bbl	Barril
BTU	British thermal unit
BNA	Banco de la Nación Argentina
CC	Ciclo combinado
CNV	Comisión Nacional de Valores
CSJN	Corte Suprema de Justicia de la Nación
CT ADC	Central térmica Agua del Cajón
CVP	Costo variable de producción
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
ENARSA	Energía Argentina S.A.
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
ENReGE	Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad
FACPCE	Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas
GLP	Gas licuado de petróleo
GWh	Gigawatts por hora
H&O	Hidrógeno y Oxígeno
IASB	Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad
IFC	International Finance Corporation
IPC	Índice de Precios al Consumidor
km	Kilómetro
km ²	Kilómetro cuadrado
KW	Kilowatt
LVFVD	Liquidación de venta con fecha de vencimiento a definir
m ³	Metro cúbico
MMBTU	Millones de british thermal unit
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
Mm ³	Miles de metros cúbicos
MMm ³	Millones de metros cúbicos
MMMm ³	Miles de millones de metros cúbicos
Mtn	Miles de toneladas
MLC	Mercado Libre de Cambios
MW	Megawatt
NCP ARG	Normas Contables Profesionales vigentes antes de las NIIF
NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
Nm ³	Metro cúbico normal
OyM	Operación y mantenimiento
PED	Parque Eólico Diadema
PEN	Poder Ejecutivo Nacional
RECPAM	Resultado por exposición a cambios en el poder adquisitivo de la moneda
SE	Secretaría de Energía
tn	Tonelada
V/N	Valor nominal
WTI	West Texas Intermediate



COMPOSICIÓN DEL DIRECTORIO Y COMISIÓN FISCALIZADORA

Presidente

Sr. Alejandro Götz

Vicepresidente

Sr. Pablo Alfredo Götz

Directores Titulares

Sr. Rafael Andrés Götz

Sra. Verónica Segovia

Sr. Pablo Menéndez

Directores Suplentes

Sr. Ernesto Grandolini

Sr. Miguel Fernando Götz

Sr. Sebastián Götz

Síndicos Titulares

Sr. Norberto Luis Feoli

Sr. Edgardo Giudicessi

Sr. Mario Árraga Penido

Síndicos Suplentes

Sra. Claudia Marina Valongo

Sra. Andrea Mariana Casas

Sra. Claudia Angélica Briones



Memoria Anual Ejercicio 2025 - 2026

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 2026:

Concesiones de áreas de hidrocarburos

Área Agua del Cajón: Con posterioridad a la perforación de nueve pozos horizontales en la formación Vaca Muerta y a partir de la interpretación de la nueva sísmica recientemente registrada, la Sociedad definió la ubicación del próximo PAD, integrado por tres pozos horizontales, cuya perforación se inició en junio de 2026. Dicho PAD se desarrolla en el marco de la Unión Transitoria de Empresas denominada “Capex – Trafigura – SLB – UT Agua del Cajón”, en la cual Capex participa con el 51%, Trafigura Argentina S.A. con el 30% y Schlumberger Argentina S.A. con el 19%. Una vez concluida la perforación de estos tres pozos quedarán pendientes cinco pozos bajo el acuerdo marco vigente con dichas compañías. En forma paralela, la Sociedad continúa avanzando en el análisis y evaluación de las tareas orientadas a delinear el proceso de masificación del desarrollo de la formación, incluyendo acciones vinculadas con la optimización de los costos de perforación y terminación, así como con la evaluación y planificación de las inversiones requeridas para futuras instalaciones.

Área Loma Negra y La Yesera: Durante este ejercicio en el área Loma Negra completamos dos nuevos pozos con objetivos de petróleo y se llevó a cabo un programa de reparación de cuatro pozos productores y un pozo inyector, con resultados de acuerdo con lo esperado. En tanto en La Yesera no se registró actividad en nuevos pozos. Con fecha 17 de abril de 2026, Capex acordó con IFC la adquisición de la participación del 15% que dicha entidad posee en ambas áreas. Estas adquisiciones, como es habitual en la industria, se encuentran sujetas a la aprobación por parte de la autoridad de aplicación. Luego de las aprobaciones, Capex incrementará sus participaciones del 37,5% al 52,5% en ambas áreas. En el área La Yesera, específicamente, en las reservas de los pozos LY-1002 y LY-1003, su participación aumentará del 72,5% al 87,5%.

Área Puesto Zúñiga: En virtud del bajo precio del gas esperado para el ejercicio finalizado, la actividad en el área se limitó a la reparación de un pozo. Cabe destacar que la Sociedad con fecha 29 de abril de 2026 acordó con EDHIPSA la adquisición de la participación del 10% que dicha entidad posee en el área, la cual se encuentra sujeta a aprobación por la autoridad de aplicación. En consecuencia, una vez obtenida la aprobación y cumplidos los trámites correspondientes Capex pasará a detentar el 100% de participación en el área. Esta operación resulta relevante, dado que permitirá a la Sociedad dejar de asumir el acarreo de EDHIPSA en las inversiones futuras, mejorando así las perspectivas económicas de los desembolsos que se realicen en el área.

Área Cinco Saltos Norte: Durante este ejercicio se concluyeron los trabajos de procesamiento de la sísmica, acorde con los trabajos comprometidos al adquirir el permiso exploratorio del área. Actualmente, se están finalizando con los permisos necesarios para perforar el primer pozo horizontal.

Área Pampa del Castillo – La Guitarra y Bella Vista Oeste – Bloque I: En el área Pampa del Castillo se perforaron diez pozos de desarrollo, mientras que en el área Bella Vista Oeste se perforó un pozo obteniendo producciones de acuerdo con lo esperado.

Producciones y Reservas: La producción promedio de petróleo de las áreas operadas durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026 fue de 1.718 m3/día en comparación con 1.571 m3/día en el ejercicio anterior. Por su parte, la producción promedio de gas fue de 1,38 MMm3/día frente a 1,57 MMm3/día del ejercicio previo. Las reservas comprobadas totales de hidrocarburos de la Sociedad al cierre del presente ejercicio ascienden a 109,02 millones de boe. Considerando las adquisiciones de las participaciones en las áreas de Río Negro cuya aprobación está pendiente por parte de la Provincia, las reservas comprobadas totales de la Sociedad ascenderían a 111,97 millones de boe en comparación con 98,88 millones de boe del ejercicio anterior, lo que representa un incremento del 13,2% medido en boe. Esta variación obedece principalmente a la certificación de reservas comprobadas no desarrolladas (no convencionales) incrementales en el área Agua del Cajón y en menor medida a las adquisiciones de las participaciones en las áreas de Río Negro.

Energía eléctrica y renovables: En los segmentos de energía eléctrica y energías renovables, el Grupo continuó operando la Central Térmica ADC y los parques eólicos PED I y PED II de acuerdo con lo programado.

Durante el ejercicio, la Sociedad a través de su subsidiaria 4SOLAR completó la construcción del Parque Solar La Salvación, ubicado en la localidad de Quines, provincia de San Luis. En junio de 2025, obtuvo la habilitación comercial del 50% de su capacidad de generación, y en julio de 2025 alcanzó la habilitación comercial de la totalidad del parque. Este parque genera energía eléctrica a partir de la irradiación solar, contribuyendo a la diversidad de la matriz energética a partir de fuentes limpias y sostenibles. El parque cuenta con una potencia instalada inicial de 20 MW. 4SOLAR suscribió contratos de compraventa de energía en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) por el 87% de la capacidad de generación del parque, con una duración promedio de entre cinco y siete años, asegurando la comercialización de una parte sustancial de su producción bajo esquemas contractuales de mediano plazo.

Por otro parte, la Sociedad resultó adjudicada, en las licitaciones llevadas a cabo por CAMMESA para el MATER, con una prioridad de despacho de 57 MW solares a ser instalados en Agua del Cajón, los que se suman a los 30 MW que ya habían sido adjudicados en marzo de 2025 en la misma locación. En consecuencia, la Sociedad se encuentra desarrollando los estudios de ingeniería para llevar adelante la construcción de estos parques durante los próximos ejercicios.

Obligaciones Negociables Senior Notes Clase XI y XII

Con fecha 17 de junio de 2025, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XI denominadas, suscriptas, integradas y pagaderas en dólares, a una tasa de interés fija del 7,75%, con vencimiento el 17 de junio de 2028 por US\$ 45,1 millones, emitidas 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.

Posteriormente, y con fecha 4 de diciembre de 2025, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XII denominadas, suscriptas, integradas y pagaderas en dólares, a una tasa de interés fija del 8,25%, con vencimiento el 4 de junio de 2029 por US\$ 70,9 millones, emitidas en el marco del programa mencionado anteriormente.

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 2025 y finalizado el 30 de abril de 2026, 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, la producción y venta de oxígeno y la generación de energía solar).

Durante el presente ejercicio la Sociedad tuvo un resultado integral ganancia de millones de \$ 27.770,8 (del cual una ganancia de millones de \$ 27.876,1 corresponde a los propietarios de la Sociedad), que comparado con el ejercicio anterior cuyo resultado integral fue una ganancia de millones de \$ 8.689,8 (del cual una ganancia de millones de \$ 8.916,9 correspondía a los propietarios de la Sociedad), arroja una variación del 219,6% de aumento.

El resultado integral del presente ejercicio está compuesto por un resultado neto ganancia de millones de \$ 45.869,7 y otros resultados integrales pérdida de millones de \$ 18.098,8, mientras que en el ejercicio anterior el resultado integral estaba compuesto por un resultado neto ganancia de millones de \$ 33.975,0 y otros resultados integrales pérdida de millones de \$ 25.285,2.

El resultado operativo del presente ejercicio arrojó una ganancia de millones de \$ 62.259,8, que comparado con el ejercicio anterior presenta un aumento del 282,5%. Esta evolución favorable se explica principalmente por el incremento del resultado bruto, impulsado por el aumento de los ingresos por ventas, especialmente en el segmento de energía, y por una mejora en la relación entre el costo de ventas y los ingresos.

En el segmento de petróleo y gas, durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026, el resultado operativo registró una pérdida de millones de \$ 20.666,8. Si bien los ingresos por ventas de petróleo disminuyeron principalmente por menores precios promedio de venta, dicho efecto fue parcialmente compensado por los mayores volúmenes vendidos y por el incremento de las ventas de gas. Si bien durante el último trimestre del ejercicio el precio internacional del crudo experimentó un incremento significativo, impulsado por el conflicto internacional de Medio Oriente, que impactó favorablemente en las ventas de ese período, el precio promedio del ejercicio, expresado en moneda homogénea, fue inferior al del ejercicio anterior, lo que explica la disminución observada en la comparación interanual. Adicionalmente, la comparación entre ambos ejercicios se vio beneficiada por la ausencia, en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026,

de la desvalorización de la UGE vinculada con las áreas convencionales Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste registradas en el ejercicio anterior.

Por su parte, el segmento de energía registró una mejora significativa como consecuencia del incremento de los ingresos asociados a la CT ADC, en el marco del nuevo esquema de remuneración establecido por la Res.400/2025, que desde noviembre de 2025 incorpora en la remuneración reconocida por CAMMESA el costo variable de producción de gas consumido para la generación térmica. Este cambio generó un incremento tanto en los ingresos de energía como en los costos por la adquisición de gas, logrando una mejora en los márgenes.

Asimismo, contribuyeron favorablemente el mayor volumen de energía eólica vendido y la incorporación de ingresos por energía solar a partir de la habilitación comercial en forma total del Parque Solar La Salvación en julio de 2025.

Respecto de los Resultados Financieros netos, la variación negativa interanual se originó principalmente por menores ingresos financieros, asociados a una menor ganancia por diferencia de cambio, y en una disminución del resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda, en línea con la menor inflación registrada en el ejercicio. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores costos financieros, principalmente por menores pérdidas por diferencia de cambio, producto de la menor variación nominal del tipo de cambio del dólar estadounidense respecto del peso entre ambos ejercicios. Al 30 de abril de 2026 la cotización del dólar estadounidense alcanzó \$ 1.391, un incremento con respecto al cierre del ejercicio anterior del 18,9%, mientras que la variación en el ejercicio finalizado el 30 de abril 2025 fue de 33,5%. Por otro lado, la inflación durante el presente ejercicio fue 32,4%, mientras que en el ejercicio anterior fue del 47,3%.

Adicionalmente, se registraron en Otros Resultados Integrales sin imputación futura a resultados, los cuales impactan en la Reserva por revaluación de activos, millones \$ 18.098,8 pérdida en comparación con millones de \$ 25.285,2 pérdida 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 para los cuales el Grupo aplica la política de valores razonables.

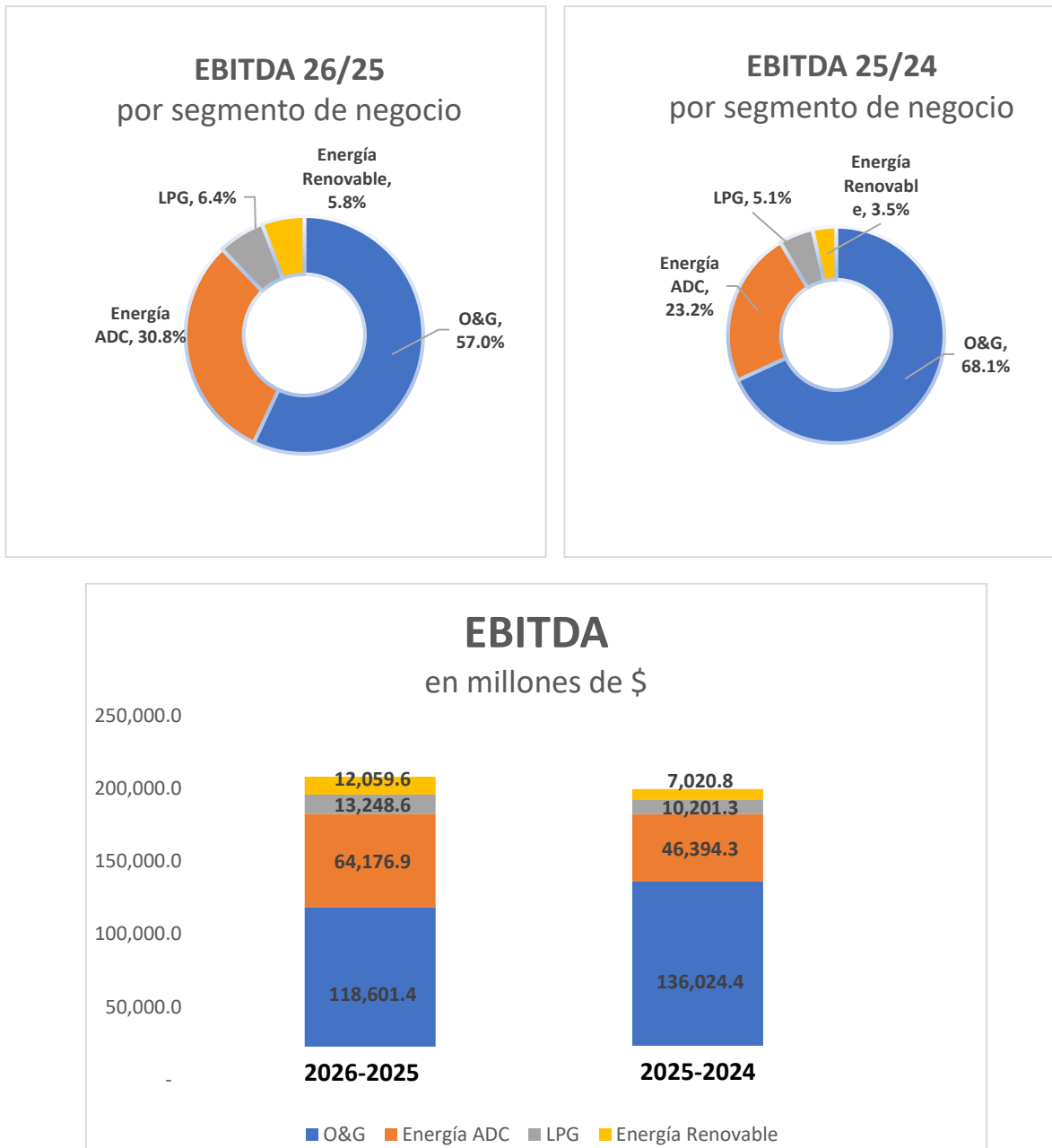
A continuación, se muestra el EBITDA generado al 30 de abril de 2026 en comparación con el ejercicio anterior, el cual registró un incremento del 4,2%, siendo el segmento de petróleo y gas el de mayor aporte al 30 de abril de 2026 y 2025 con un 57,0% y 68,1%, respectivamente.

EBITDA	30/4/2026	30/4/2025	Variación 2026 vs 2025
	en miles de \$		%
Resultado operativo	62.259.823	(34.118.317)	282,5%
Partidas no monetarias:			
Depreciación de Propiedad, planta y equipo	145.379.321	176.481.343	-17,6%
Desvalorización PPE (áreas convencionales)	-	57.680.055	100,0%
Desvalorización / (Recupero Desv.) de Propiedad, planta y equipo y otros	447.374	(402.197)	-211,2%
EBITDA Ajustado(*)	208.086.518	199.640.884	4,2%

Tipo de cambio al cierre del ejercicio 30/4/2025: 1.170,00 \$/US\$

Tipo de cambio al cierre del ejercicio 30/4/2026: 1.391,00 \$/US\$

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



Como parte de la estrategia de crecimiento, la Sociedad continuará analizando oportunidades de adquisición de activos hidrocarburíferos que contribuyan al aumento de sus niveles de producción y reservas. En función de los resultados obtenidos en los pozos no convencionales perforados en el área Agua del Cajón, el inicio reciente de la perforación de un nuevo PAD de tres pozos en el área, junto con los antecedentes de yacimientos vecinos, nos permitirán avanzar en la evaluación de un programa de perforación bajo un esquema de desarrollo masivo en el área Agua del Cajón. En paralelo, se continuará trabajando en la optimización del costo por pozo y en el diseño de las instalaciones finales requeridas.

En los segmentos de energía eléctrica y energías renovables, el Grupo continuará evaluando el marco regulatorio vigente y las políticas definidas por el Gobierno Nacional, a fin de orientar su estrategia de crecimiento y diversificación energética con una visión de mediano y largo plazo.

En materia de energías renovables, se mantendrá la operación de los Parques Eólicos Diadema I y II, el Parque Solar “La Salvación” y la Planta de Hidrógeno y Oxígeno. Asimismo, el Grupo continuará trabajando en la consolidación de una plataforma local de proyectos renovables que permita ampliar su capacidad instalada en este segmento.

A tal efecto, la Sociedad resultó adjudicada, en las licitaciones llevadas a cabo por CAMMESA para el MATER, con una prioridad de despacho de 57 MW solares a ser instalados en Agua del Cajón, los que se suman a los 30 MW que ya

habían sido adjudicados en marzo de 2025 en la misma locación. En consecuencia, la Sociedad se encuentra desarrollando los estudios de ingeniería para llevar adelante la construcción de estos parques durante los próximos ejercicios.

Adicionalmente, el Grupo cuenta con derechos de superficies y acuerdos con superficiarios en distintas locaciones del país para el desarrollo de proyectos solares y eólicos. Entre ellos, se destacan la potencial ampliación del proyecto solar en San Luis hasta una potencia total de 120 MW, así como proyectos eólicos en la provincia de Buenos Aires, en el Partido de Benito Juárez, en Neuquén, en el yacimiento Agua del Cajón, y en Chubut, en el yacimiento Pampa del Castillo. Este último contempla, además, el desarrollo de un proyecto asociado a la producción de hidrógeno verde.

Finalmente, en la medida que se generen las condiciones favorables en la Argentina, el Grupo continuará evaluando la factibilidad técnico-económica de producir hidrógeno mediante la electrólisis del agua en la Patagonia, con potencial destino a mercados internacionales que presenten perspectivas de demanda futura.

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 186,8 millones m³ y 145,2 miles m³, respectivamente, mientras que las producciones totales de propano, butano y gasolina fueron de 20,8 miles ton, 12,2 miles ton y 17,5 miles m³, respectivamente. La producción promedio en el mes de abril de 2026 fue de 431,3 miles m³/d de gas (post consumo de planta LPG y corregido a 9300 kcal/m³), 306,7 m³/d de petróleo, 57,8 ton/d de propano, 32,5 ton/d de butano y 43,9 m³/d de gasolina, mientras que en el mes de abril de 2025 fue de 538,4 miles m³/d de gas (post consumo de planta LPG y corregido a 9300 kcal/m³), 118,5 m³/d de petróleo, 52,5 ton/d propano, 32 ton/d butano y 48,5 m³/d gasolina.

Al 30 de abril de 2026 la cantidad de pozos en extracción efectiva fue 12 de petróleo y 217 de gas.

Durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026 la Sociedad ha destinado su producción de gas a la generación de energía eléctrica a través de la CT ADC y a la venta a terceros en el MEM.

En la formación no convencional Vaca Muerta, sobre finales del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 se completó el PAD ADC-1060 de 4 pozos (longitud promedio 3000 m de rama lateral) como parte del Acuerdo de Gestión de Activos entre Trafigura, Schlumberger y Capex y, en consecuencia, la inversión requerida fue financiada en un 30% por Trafigura, en un 19% por Schlumberger y en un 51% por Capex. Este PAD entró en producción en mayo 2025 y al 30 de abril de 2026 sigue con producción mediante surgencia natural y lleva acumulada una producción de petróleo y gas de 77,5 miles m³ y 6,9 millones m³ respectivamente.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 30 de abril de 2026 fue certificada por DeGolyer and MacNaughton, auditores internacionales independientes, 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 5 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				
		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas (3)	No desarrolladas	Total		
Gas	MMm ³ (1)	2.771	573	3.344	875	1.086
LPG	Mton	228	175	403	239	297
Petróleo (2)	Mbbl	4.952	40.915	45.867	53.313	66.137
	Mm ³	787	6.505	7.292	8.476	10.515

(1) expresado en 9.300 Kcal por m³

(2) Incluye gasolina y condensado

(3) Incluye las reservas comprobadas desarrolladas por extensión de límite económico al considerar las reservas comprobadas totales.

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 marzo del año 2036 y aquellas correspondientes a los PADs ADC-1060 y ADC-1076 donde Trafigura y Schlumberger Argentina poseen el 30% y 19%, respectivamente, de las reservas de gas y petróleo por el plazo de 12 años hasta abril del año 2037 y 2038, respectivamente.

Comparando con el último informe de reservas, al 30 de abril de 2026 las reservas comprobadas totales (en petróleo equivalente) del área se incrementaron en 14,2%.

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 154,1 millones m³ y 95,9 miles m³, respectivamente. La producción promedio en el mes de abril de 2026 fue de 367,5 mil m³/d de gas y 193,3 m³/d de petróleo.

A la fecha, el área cuenta con 53 pozos activos (32 productores de petróleo, 10 productores de gas, 1 productor de agua y 10 inyectores de agua) 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 la terminación de 2 pozos con objetivo petróleo, la reparación de 4 pozos productores y 1 pozo inyector.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Loma Negra al 30 de abril de 2026 fue certificada por DeGolyer and MacNaughton, auditores internacionales independientes 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 5 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				
		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	904	240	1.144	444	445
Petróleo ⁽²⁾	Mbbl	3.810	1.040	4.850	2.154	2.309
	Mm ³	606	165	771	342	367

(1) expresado en 9.300 Kcal por m³

(2) Incluye gasolina y condensado

La Sociedad posee una participación del 37,5% de dichas reservas. Considerando el acuerdo firmado con el IFC el 17 de abril de 2026 para la adquisición de la participación del 15% que dicha entidad posee en el área, cuya concreción se encuentra sujeta a la aprobación de la autoridad provincial y cuya concreción se encuentra sujeta a la aprobación de la autoridad provincial, la participación de la Sociedad en el área pasará del 37,5% al 52,5%.

Comparando con el último informe de reservas, al 30 de abril de 2026 las reservas comprobadas totales (en petróleo equivalente) se incrementaron en 11,3%.

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 25,8 millones m³ y 30,1 miles m³ respectivamente. La producción promedio en el mes de abril de 2026 fue de 67,4 mil m³/d de gas (corregido a 9300 kcal/m³) y 72,8 m³/d de petróleo. El yacimiento cuenta con 7 pozos perforados, de los cuales 3 pozos se encuentran en producción de petróleo y gas asociado.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área La Yesera al 30 de abril de 2026 fue certificada por DeGolyer and MacNaughton, auditores internacionales independientes 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 5 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				
		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	112	138	250	53	153
Petróleo ⁽²⁾	Mbbl	925	1.158	2.083	571	1.239
	Mm ³	147	184	331	91	197

(1) expresado en 9.300 Kcal por m³

(2) Incluye gasolina y condensado

La Sociedad posee una participación del 37,5% de dichas reservas y respecto de las reservas asociadas a los pozos LY-1002 y LY-1003, posee el 72,5%. Considerando el acuerdo firmado con el IFC el 17 de abril de 2026 para la adquisición de la participación del 15% que dicha entidad posee en el área, cuya concreción se encuentra sujeta a la aprobación de la autoridad provincial, la participación de la Sociedad en el área pasará del 37,5% al 52,5% y para las reservas asociadas a los pozos LY-1002 y LY-1003 pasará del 72,5% al 87,5%.

Comparando con el último informe de reservas, al 30 de abril de 2026 las reservas comprobadas totales del área (en petróleo equivalente) se incrementaron en 0,6%.

Área Pampa del Castillo – La Guitarra – Provincia de Chubut

Los valores totales producidos en el ejercicio de petróleo fueron de 264,9 miles m³. La producción promedio de petróleo en el mes de abril de 2026 fue de 724 m³/d. 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 29%.

Actualmente se encuentran activos 333 pozos (217 productores de petróleo, 3 productores de agua y 113 inyectores).

Durante este ejercicio se perforaron 10 pozos productores de petróleo y se repararon 23 pozos.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Pampa del Castillo – La Guitarra al 30 de abril de 2026 fue certificada por DeGolyer and MacNaughton, auditores internacionales independientes 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 5 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				
		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Petróleo	Mbbl	16.920	7.139	24.059	7.954	11.972
	Mm ³	2.690	1.135	3.825	1.265	1.903

La Sociedad posee el 95% de dichas reservas.

Comparando con el último informe de reservas, al 30 de abril de 2026 las reservas comprobadas totales de petróleo del área aumentaron en 0,8%.

Área Bella Vista Oeste - Bloque I - Provincia de Chubut

Los valores totales producidos en el ejercicio de petróleo fueron de 75,8 miles m³. La producción promedio de petróleo al 30 de abril de 2026 fue de 197 m³/d, la que, comparada con el valor al momento de la toma del área de 87 m³/d, representa un incremento del 127%.

El área posee 60 pozos activos (43 productores y 17 inyectores).

Durante este ejercicio se perforó 1 pozo productor de petróleo y se repararon 4 pozos productores y 1 pozo inyector, y se realizó la terminación de un productor.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Bella Vista Oeste al 30 de abril de 2026 fue certificada por DeGolyer and MacNaughton, auditores internacionales independientes 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 5 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				
		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Petróleo	Mbbl	5.153	1.560	6.713	2.393	2.503
	Mm ³	819	248	1.067	380	398

La Sociedad posee el 100% de dichas reservas.

Comparando con el último informe de reservas al 30 de abril de 2026 las reservas comprobadas totales de petróleo del área aumentaron en 5,2%.

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 125,8 millones m³ y 15,9 miles m³, respectivamente. La producción promedio en el mes de abril de 2026 fue de 320,5 mil m³/d de gas (corregido a 9300 kcal/m³) y 43,6 m³/d de petróleo. El área comenzó su producción en el mes de mayo de 2022.

El área cuenta actualmente con 6 pozos activos en producción.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Puesto Zúñiga al 30 de abril de 2026 fue certificada por DeGolyer and MacNaughton, auditores internacionales independientes 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 5 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				
		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	763	261	1.024	499	1.639
Petróleo ⁽²⁾	Mbbl	615	201	816	396	1.290
	Mm ³	98	32	130	63	205

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

⁽²⁾ Incluye gasolina y condensado

La Sociedad posee una participación del 90% de dichas reservas. Considerando el acuerdo firmado con EDHPSA el 29 de abril de 2026 para la adquisición de la participación del 10% que dicha entidad posee en el área, cuya concreción se encuentra sujeta a la aprobación de la autoridad provincial, el porcentaje de participación de la Sociedad en el área pasará del 90% al 100%.

Comparando con el último informe de reservas al 30 de abril de 2026 las reservas comprobadas totales (en petróleo equivalente) del área se incrementaron en 13,5% considerando la adquisición mencionada.

Consolidación de producciones

En el presente ejercicio la producción promedio de petróleo de las áreas operadas por Capex fue de 1.718 m³/d comparado con 1.571 m³/d del ejercicio anterior, representando un incremento del 9%. Para los mismos ejercicios, tomando las participaciones de Capex en las áreas operadas, la producción de petróleo fue de 1.332 m³/d y 1.283 m³/d respectivamente, representando un incremento de 4%.

Con respecto a la producción de gas (post consumo de planta LPG y corregido a 9300 kcal/m³), en el ejercicio 2025/26 la producción promedio de las áreas operadas por Capex fue de 1,38 millones m³/d comparado con 1,57 millones m³/d del ejercicio 2024/25, representando una disminución del 12%. Para los mismos ejercicios, tomando las participaciones de Capex en las áreas operadas, la producción de gas (post consumo de planta LPG y corregido a 9300 kcal/m³) fue de 1,03 millones m³/d comparado con 1,18 millones m³/d del ejercicio anterior, representando una disminución del 13%.

Con respecto a la producción de propano, butano y gasolina, en el ejercicio 2025/26 la producción promedio de Capex fue de 57 ton/d, 33 ton/d y 48 m³/d respectivamente, comparado con 52 ton/d, 32 ton/d y 51 m³/d respectivamente, representando un aumento del 7% para la producción de LPG y una disminución del 5% para la producción de gasolina. El total de la producción de estos subproductos del gas natural corresponde a Capex.

Consolidación de reservas

La siguiente tabla muestra la apertura de las reservas consolidadas con los valores obtenidos en la auditoría efectuada al 30 de abril de 2026. Dichos valores se muestran teniendo en cuenta los porcentajes de participación de Capex en cada una de las áreas, considerando los porcentajes por las adquisiciones acordadas con IFC y EDHPSA pendientes de aprobación por parte de la Provincia en las áreas Loma Negra / La Yesera y Puesto Zúñiga, respectivamente.

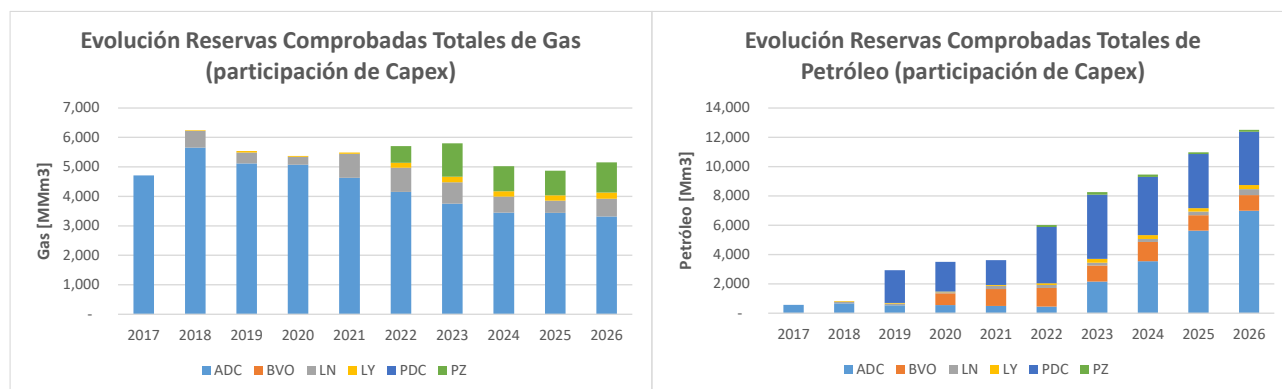
Reservas						
Productos		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas ⁽³⁾ ⁽⁴⁾	No desarrolladas	Total		
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	4.081	1.070	5.151	1.651	3.090
LPG	Mton	228	175	403	239	297
Petróleo ⁽²⁾	Mbbl	28.586	50.047	78.633	65.193	83.462
	Mm ³	4.545	7.957	12.502	10.365	13.269

(1) expresado en 9.300 Kcal por m³

(2) Incluye gasolina y condensado.

(3) Incluye las reservas comprobadas desarrolladas por extensión de límite económico al considerar las reservas comprobadas no desarrolladas.

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.



Comparando con el último informe de reservas, al 30 de abril de 2026 las reservas comprobadas totales (en petróleo equivalente) corresponden a 111,97 millones de boe y aumentaron 13,2% (considerando la participación de Capex y la adquisición de las participaciones del IFC y EDHPSA).

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 hidrocarbúferas.

1.1.2 Perspectivas para el futuro

Los principales lineamientos del plan de inversiones para el próximo ejercicio estarán orientados a consolidar el desarrollo de los activos hidrocarburíferos de la Sociedad, optimizar la infraestructura asociada e identificar oportunidades que permitan incrementar los niveles de producción y reservas.

En el área **Agua del Cajón**, el procesamiento de la sísmica registrada, la información obtenida de los nueve pozos perforados, el nuevo PAD de tres pozos a perforarse durante el próximo ejercicio y los antecedentes de yacimientos vecinos permitirán avanzar en la evaluación y definición de un programa de perforación bajo un esquema de desarrollo masivo. En paralelo, se continuará trabajando en la optimización del costo por pozo y en el diseño de las instalaciones finales requeridas.

En el área **Loma Negra**, se continuará con el desarrollo de los prospectos de petróleo, junto con la evaluación de iniciativas destinadas a mejorar la eficiencia productiva, incluyendo la implementación de compresión en boca de pozo en el yacimiento Loma María, la reingeniería de proyectos de recuperación secundaria en los yacimientos Loma Negra y El Látigo Occidental y la reparación de pozos. La Sociedad firmó un acuerdo de compra con IFC para la adquisición de la participación del 15% que dicha entidad posee en el área, cuya concreción se encuentra sujeta a la aprobación de la autoridad provincial, lo cual se espera ocurra en los próximos meses.

En el área **La Yesera**, se mantendrá el foco en el desarrollo de reservas, principalmente de petróleo, en objetivos profundos. La Sociedad firmó un acuerdo de compra con IFC para la adquisición de la participación del 15% que dicha entidad posee en el área, cuya concreción se encuentra sujeta a la aprobación de la autoridad provincial, lo cual se espera ocurra en los próximos meses.

En las áreas **Pampa del Castillo – La Guitarra y Bella Vista Oeste – Bloque I**, las inversiones estarán orientadas a la perforación de pozos productores de desarrollo para recuperación primaria y secundaria, la continuidad de campañas de reparaciones de pozos productores de petróleo e inyectores, así como la adecuación de instalaciones

En el área **Puesto Zúñiga**, el desarrollo continuará sujeto a condiciones de precio del gas que justifiquen la perforación de nuevos pozos. Asimismo, se evaluará la implementación de un proyecto de compresión de media a alta presión, con el objetivo de incrementar reservas y extender la vida útil del yacimiento. La Sociedad firmó un acuerdo de compra con EDHIPSA para la adquisición de la participación del 10% que dicha entidad posee en el área, cuya concreción se encuentra sujeta a la aprobación de la autoridad provincial, lo cual se espera ocurra en los próximos meses

En el área **Cinco Saltos Norte**, se concluirán los trabajos necesarios para la evaluación de la perforación del primer pozo horizontal hacia la formación Vaca Muerta en ventana de petróleo.

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 4.207 GWh. Dicha generación representa una disminución del 5,4 % respecto del ejercicio anterior debido principalmente a la menor demanda del sistema durante los meses de primavera.

De acuerdo con los escenarios de generación futuros donde se prevé una mayor hidraulicidad e ingresos de fuentes renovables, se estima un factor de despacho medio 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.

1.2.2 Perspectivas para el futuro

La Sociedad continuará evaluando el marco regulatorio vigente y las políticas definidas por el Gobierno Nacional, a fin de orientar su estrategia de crecimiento y diversificación energética con una visión de 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	2016/ 2017 (*)	2017/ 2018	2018/ 2019	2019/ 2020	2020/ 2021	2021/ 2022	2022/ 2023	2023/ 2024	2024/ 2025	2025/ 2026
Energía [MWh]	22.969,10	31.839,50	27.939,65	25.656,70	23.769,20	26.419,60	27.070,30	25.564,8	23.373,65	25.668,49
FC	41,60%	57,50%	50,6%	46,50%	43,10%	47,90%	49,05%	46,20%	42,4%	46,5%

$FC = (\text{energía real producida} / \text{energía producida si hubiera funcionado todo el tiempo a potencia nominal})$

Cabe mencionar que el año calendario 2016 fue de muy baja velocidad media anual de viento. Por otro lado, el día 18 de junio del año 2024 ocurrió un temporal de nieve de características extremas, de un grado tal que todas las operaciones del Grupo en las cercanías de Comodoro Rivadavia se vieron afectadas y mayormente interrumpidas. En el caso del PED I, los aerogeneradores que salieron de servicio no pudieron ser restablecidos hasta tanto se logró la apertura de caminos del yacimiento para acceder a los distintos equipos y líneas eléctricas que conforman el parque eólico. Este hecho afectó significativamente la disponibilidad de equipos y, en consecuencia, la generación de energía, en especial durante los meses de junio y julio de 2024.

Durante el mes de noviembre de 2025, finalizó el contrato de venta de energía existente en Hychico y CAMMESA. Las condiciones del contrato establecían como plazo de finalización el momento en el cual el parque haya entregado un total de energía equivalente a 361.755 MWh o un plazo de plazo de 15 años, lo que ocurra primero. En noviembre de 2025 operó la finalización del contrato dado que se cumplieron los niveles de energía entregados antes mencionados. A partir de diciembre de 2025, Hychico celebró contratos de venta de energía con Grandes Usuarios por el total de su generación a un precio promedio de US\$/MWh 60,1.

Parque Eólico Diadema II

A través de su subsidiaria EG 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.

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

Ejercicio	2020/2021	2021/2022	2022/2023	2023/2024	2024/2025	2025/2026
FC (Promedio)	42,5%	37,2%	40,1%	38,2%	34,4%	36,8%

A lo largo de los ejercicios se observa que se mantienen las restricciones al despacho del parque eólico de E G WIND. Si bien el promedio del nivel de restricciones durante los mismos ha sido de un 60% de la energía facturada, el contrato con CAMMESA prevé una cláusula de “Tomar o pagar” a partir de junio de 2020, 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, generaría energía eléctrica a partir de la irradiación solar como fuente de energía renovable.

4SOLAR obtuvo de parte de CAMMESA las asignaciones de “prioridad de despacho” en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), para los futuros proyectos de su propiedad hasta 20 MW, lo cual significa que en el caso de restricciones de transporte que no permitan despachar la totalidad de la energía renovable, las centrales con prioridad despachan primero y, por lo tanto, CAMMESA restringe proporcionalmente a las centrales sin prioridad. En relación con este proyecto, siguiendo la normativa del MATER, para mantener el derecho a esta prioridad de despacho 4SOLAR debió abonar de manera anticipada cánones mensuales o trimestrales desde el mes en que se le asignó la prioridad hasta la fecha efectiva de la operación comercial.

Con este proyecto, el Grupo construyó su primer Parque Solar en la zona de Quines, San Luis. El parque tiene una potencia inicial de 20 MW y está compuesto por 40.338 paneles solares de 600W de potencia, 76 Inversores, 4 centros de transformación y 2 centros de maniobra; la planta ocupa una superficie aproximada de 49 hectáreas.

4SOLAR obtuvo en el mes de junio de 2025 la habilitación comercial del 50% de su capacidad de generación. Durante junio de 2025 continuaron las pruebas y puesta en marcha de la segunda mitad del parque que obtuvo la habilitación comercial el 9 de julio de 2025. Dicha central genera energía eléctrica a partir de la irradiación solar como fuente de energía renovable. La energía generada es evacuada al SADI (Sistema Argentino de Interconexión) y su comercialización se realiza mediante la celebración de Contratos de Abastecimiento en el Mercado a Término (MATER) previsto en el Mercado Eléctrico Mayorista. Actualmente, 4SOLAR cuenta con contratos de compraventa de energía firmados por el 87% de su capacidad de generación, con una duración promedio den entre cinco y siete años, cuyos principales clientes son Arcos Dorados S.A., Sika Argentina S.A., Autobat S.A.C.I e Interpack S.A., entre otros.

El desempeño alcanzado por el Parque Solar La Salvación en su primer ejercicio se refleja en la siguiente tabla:

Ejercicio	2025/ 2026
Energía [MWh]	48.509
Factor de Capacidad	27,7%

1.3.2 Perspectivas para el futuro

En materia de energías renovables, se mantendrá la operación de los Parques Eólicos Diadema I y II, el Parque Solar La Salvación y la Planta de Hidrógeno y Oxígeno. Asimismo, el Grupo continuará trabajando en la consolidación de una plataforma local de proyectos renovables que permita ampliar su capacidad instalada en este segmento.

A tal efecto, la Sociedad resultó adjudicada, en las licitaciones llevadas a cabo por CAMMESA para el MATER, con una prioridad de despacho de 57 MW solares a ser instalados en Agua del Cajón, los que se suman a los 30 MW que ya habían sido adjudicados en marzo de 2025 en la misma locación. En consecuencia, la Sociedad se encuentra desarrollando los estudios de ingeniería para llevar adelante la construcción de estos parques durante los próximos ejercicios.

Adicionalmente, el Grupo cuenta con derechos de superficies y acuerdos con superficiarios en distintas locaciones del país para el desarrollo de proyectos solares y eólicos. Entre ellos, se destacan la potencial ampliación del proyecto solar en San Luis hasta una potencia total de 120 MW, así como proyectos eólicos en la provincia de Buenos Aires, en el Partido de Benito Juárez, en Neuquén, en el yacimiento Agua del Cajón, y en Chubut, en el yacimiento Pampa del Castillo. Este último contempla, además, el desarrollo de un proyecto asociado a la producción de hidrógeno verde.

Finalmente, en la medida que se generen las condiciones favorables en la Argentina, el Grupo continuará evaluando la factibilidad técnico-económica de producir hidrógeno mediante la electrólisis del agua en la Patagonia, con potencial destino a mercados internacionales que presenten perspectivas de demanda futura.

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. El marco regulatorio vigente del sector eléctrico habilita a la Sociedad a vender el gas a terceros o utilizarlo como combustible en la Central Térmica para la producción de energía eléctrica. Posteriormente, a través de sus subsidiarias Hychico y EG 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, Puesto Zúñiga y Cinco Saltos, ubicadas en la Provincia de Río Negro; Parva Negra Oeste, ubicada en la Provincia del Neuquén (área devuelta a la provincia); 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 22,22 mil millones de m³ y 3,27 millones m³, respectivamente, al 30 de abril de 2026.

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 empresaria; 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)					
	30/4/2026	30/4/2025	30/4/2024	30/4/2023	30/4/2022
Producción petróleo en bbl	913.258	618.118	245.812	153.934	196.777
Producción petróleo en m3	145.192	98.270	39.081	24.474	31.285
Producción gas (Miles de m3)	248.916	276.412	296.401	318.804	350.885

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)					
	30/4/2026	30/4/2025	30/4/2024	30/4/2023	30/4/2022
Producción petróleo en bbl	603.267	508.529	508.839	441.788	427.738
Producción petróleo en m3	95.909	80.847	80.899	70.239	68.005
Producción gas (Miles de m3)	154.129	181.095	195.606	251.555	299.103

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 permanece en producción y el LY-1003 sigue en estudio.

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

La Yesera (100% de Producción)					
	30/4/2026	30/4/2025	30/4/2024	30/4/2023	30/4/2022
Producción petróleo en bbl	189.600	228.432	263.977	268.046	170.762
Producción petróleo en m3	30.143	36.318	41.969	42.616	27.149
Producción gas (Miles de m3)	25.838	28.094	31.571	32.292	22.783

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 zona donde se realizó la “prueba piloto” se consideraba marginal, con un muy alto porcentaje de agua. El objetivo fue bajar el porcentaje del agua producida a través de la inyección de polímeros en los 12 pozos inyectores pertenecientes al proyecto. Lamentablemente los resultados no fueron los esperados, por lo que se decidió realizar una reingeniería a la prueba piloto apuntando a una escala menor; por ende se decidió realizar la venta de la Planta de Polímeros, ya que es de una capacidad superior a la necesaria para un nuevo piloto.

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

Pampa de Castillo (100% de Producción)					
	30/4/2026	30/4/2025	30/4/2024	30/4/2023	30/4/2022
Producción petróleo en bbl	1.662.258	1.650.823	1.705.023	1.727.685	1.724.219
Producción petróleo en m3	264.270	262.460	271.077	274.680	274.129

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 intracrátónica, 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)					
	30/4/2026	30/4/2025	30/4/2024	30/4/2023	30/4/2022
Producción petróleo en bbl	476.831	450.627	540.420	531.898	415.284
Producción petróleo en m3	75.808	71.644	85.920	84.565	66.025

2.1.6 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 un 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 Zúñiga 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 EDHPSA con las siguientes participaciones:

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

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

Puesto Zúñiga (100% de Producción)				
	30/4/2026	30/4/2025	30/4/2024	30/4/2023
Producción petróleo en bbl	99.950	149.037	190.525	157.014
Producción petróleo en m3	15.890	23.695	30.291	24.963
Producción gas (Miles de m3)	125.860	143.070	143.136	95.023

Durante el ejercicio que finalizó el 30 de abril de 2026 se llevó a cabo la reparación de dos pozos, PZ-2004 y PZ-2006.

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.

Area 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 habían 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 solicitara una Concesión de Explotación No Convencional de 35 años sobre el área.

Dicho contrato contemplaba las siguientes participaciones:

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

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. Capex informó a GyP la finalización del contrato relativo a la exploración, desarrollo y producción del área el 22 de noviembre de 2023.

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 (“CUD”) cuya función es coordinar y ejecutar las tareas de despacho de los Parques Eólicos Diadema I y II, ubicados en Comodoro Rivadavia, Chubut. A partir del mes de julio de 2025 se ha integrado al CUD la operación del parque solar La Salvación. De esta manera, se logra una alta confiabilidad y flexibilidad en el despacho.

Continuando con la política de diversificación de la matriz de generación y ampliación de la capacidad de la Sociedad, se ha participado en las diferentes licitaciones del MATER. En el llamado realizado en el primer trimestre de 2026 se obtuvo la prioridad de despacho por 57 MW para el nodo de Agua del Cajón.

	30/4/2026	30/4/2025	30/4/2024	30/4/2023	30/4/2022
Energía generada (MWh)	4.206.819	4.446.120	4.305.827	4.660.070	4.842.401
Factor de Carga (*)	71,4%	75.5%	73.1%	79.2%	82,3%

(*) 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 (PED I) que suministrara energía eólica al sistema interconectado nacional 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 fue de 15 años contados a partir del primer día del mes siguiente al de la fecha de la firma del mismo y prorrogable por la SE por hasta un máximo de 18 meses, salvo que la sociedad entregue la energía contratada en un plazo menor. En el mes de noviembre de 2025 Hychico cumplió con la entrega del volumen

comprometido. Posteriormente, a partir del mes de diciembre de 2025 el PED I ingresó al MATER, habilitando a Hychico a firmar acuerdos con grandes usuarios. A la fecha de los presentes estados financieros, Hychico ha acordado la entrega del total de su generación a un precio promedio aproximado de US\$/MWh 60,1.

El recurso eólico en el área del PED I es excelente y se encuentra entre los más altos estándares 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 sus análisis económicos y financieros, tanto Hychico como E G WIND han considerado el retorno del parque eólico PED I y PED II y la obtención de los certificados por reducción de gases de efecto invernadero (CERs). En el caso de, Hychico se ha hecho en el marco del mecanismo para un desarrollo limpio (MDL). En ese sentido 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.

Particularmente E G WIND para el PED II 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.

Finalmente se debe tener en cuenta 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 las 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.

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 como consecuencia de acontecimientos políticos (elecciones de medio término) y económicos (ciclos económicos), tanto en el ámbito nacional como internacional.

Como parte del plan de estabilización económica, el Gobierno Nacional logró sostener por segundo año consecutivo el superávit fiscal. El superávit primario y financiero logrado en el ámbito fiscal al 31 de diciembre de 2025 fue del 1,4% y 0,2% del PBI, respectivamente. Como consecuencia, la inflación mantuvo un sendero descendente, finalizando el año en 31,5 % anual.

La actividad económica en Argentina creció un 4,4% durante el año 2025, marcando el primer año de expansión tras las caídas registradas en 2023 y 2024. Este repunte estuvo impulsado principalmente por la pesca, minería, petróleo y gas e intermediación financiera, aunque los sectores de industria, construcción y comercio mostraron un desempeño menor, con caídas acumuladas del 6,6%, 2,2% y 5,7%, respectivamente.

En el plano monetario, el régimen establecido del crawling peg para el tipo de cambio redujo el ritmo de devaluación del 2% al 1% mensual, adoptando a partir del mes de abril de 2026 un esquema de flotación entre bandas con un mecanismo de ampliación de bandas de un 1% mensual. A su vez el Gobierno Nacional continuó avanzando en la flexibilización gradual de las regulaciones cambiarias.

Durante 2025, el Gobierno Nacional reforzó su programa económico mediante un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional por US\$ 20.000 millones, complementado con financiamiento de organismos multilaterales y apoyo del Tesoro de los EE.UU., lo que contribuyó a sostener el esquema cambiario. En paralelo, continuó la cancelación de obligaciones, la reducción de la deuda pública y el fortalecimiento del balance del BCRA, aunque las reservas netas permanecieron negativas. La cuenta corriente registró déficit, pese al aporte positivo del sector energético, impulsado por mayores niveles de producción de gas y petróleo vinculados a Vaca Muerta. Asimismo, el sector corporativo argentino incrementó su acceso al financiamiento internacional, con emisiones relevantes de deuda y préstamos destinados a proyectos de infraestructura energética. Finalmente, el Congreso Nacional aprobó el presupuesto 2026, un avance institucional que, entre otras cuestiones, habilita al Tesoro a retomar el financiamiento en los mercados internacionales.

Los principales indicadores del año 2025 fueron:

- El país finalizó el año 2025 con un crecimiento del 4,4%, según datos del PBI. Este repunte representó una recuperación tras la caída del año anterior, aunque mostró una dinámica de dos velocidades: un fuerte impulso inicial seguido de un enfriamiento durante el segundo semestre.
- La inflación acumulada entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2025 alcanzó el 31,5% (IPC).
- Entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2025, el peso se depreció un 42,2% frente al dólar estadounidense, pasando de 1.032 \$/US\$ a 1.484 \$/US\$.

La economía argentina verificó una inflación acumulada del 32,4% y 47,3% (IPC) y una depreciación del 18,9% y 33,5% del peso frente al dólar estadounidense, de acuerdo con el tipo de cambio del BNA, en el período de doce meses correspondientes a los ejercicios fiscales de la Sociedad finalizados el 30 de abril de 2026 y 2025, respectivamente.

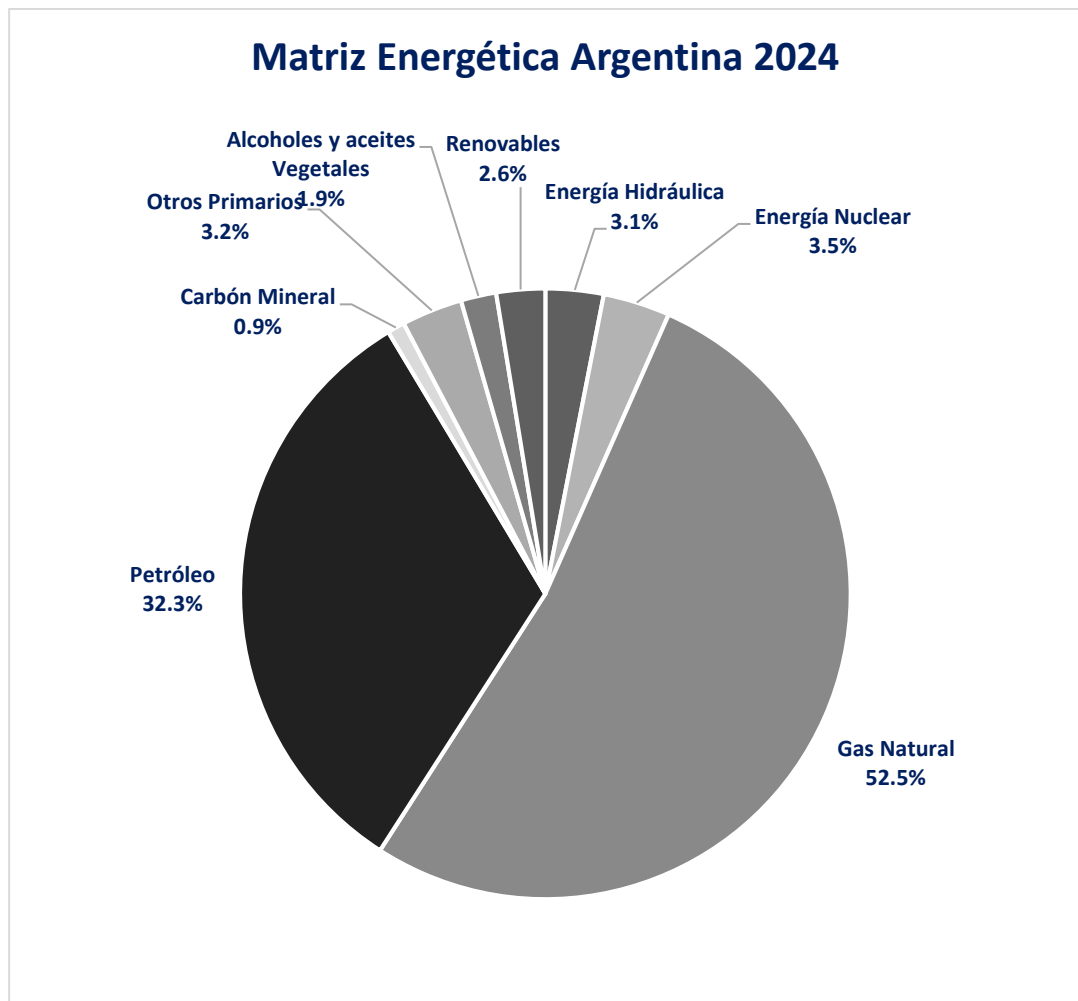
Durante el primer semestre de 2026, el mercado internacional de hidrocarburos estuvo condicionado por una elevada volatilidad, asociada principalmente al conflicto en Medio Oriente y a las restricciones en el Estrecho de Ormuz. Este contexto impulsó transitoriamente el precio del Brent por encima de los US\$ 100 por barril, para luego moderarse hacia niveles cercanos a US\$ 80 al normalizarse parcialmente las rutas de suministro. Las mayores cotizaciones afectaron la demanda global, especialmente en economías de la OCDE, mientras que Estados Unidos consolidó su rol como principal productor mundial y Argentina continuó fortaleciendo su producción no convencional en Vaca Muerta. En el mercado de gas, Europa mostró cierta mejora en precios de referencia, aunque con inventarios aún por debajo de promedios históricos.

4. Mercado energético

Matriz energética argentina

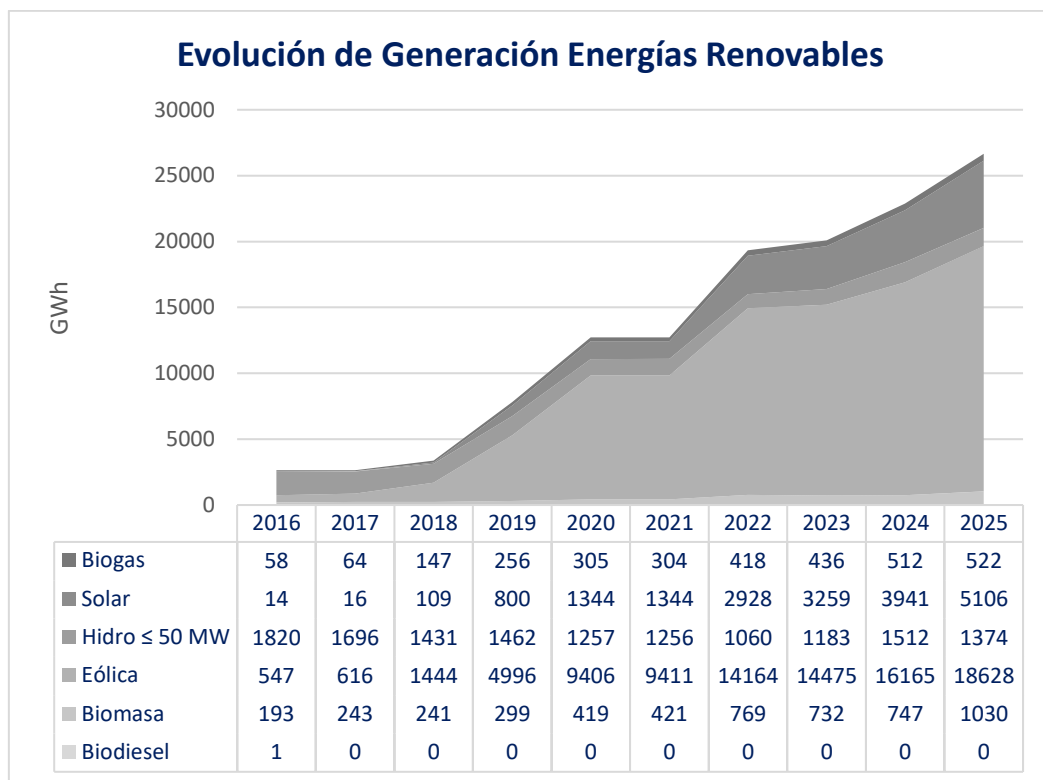
El gas natural y el petróleo constituyen los recursos energéticos de mayor participación en la matriz energética nacional.

El siguiente gráfico muestra las participaciones al 31 de diciembre de 2024, ya que no hay datos oficiales disponibles al 31 de diciembre de 2025:

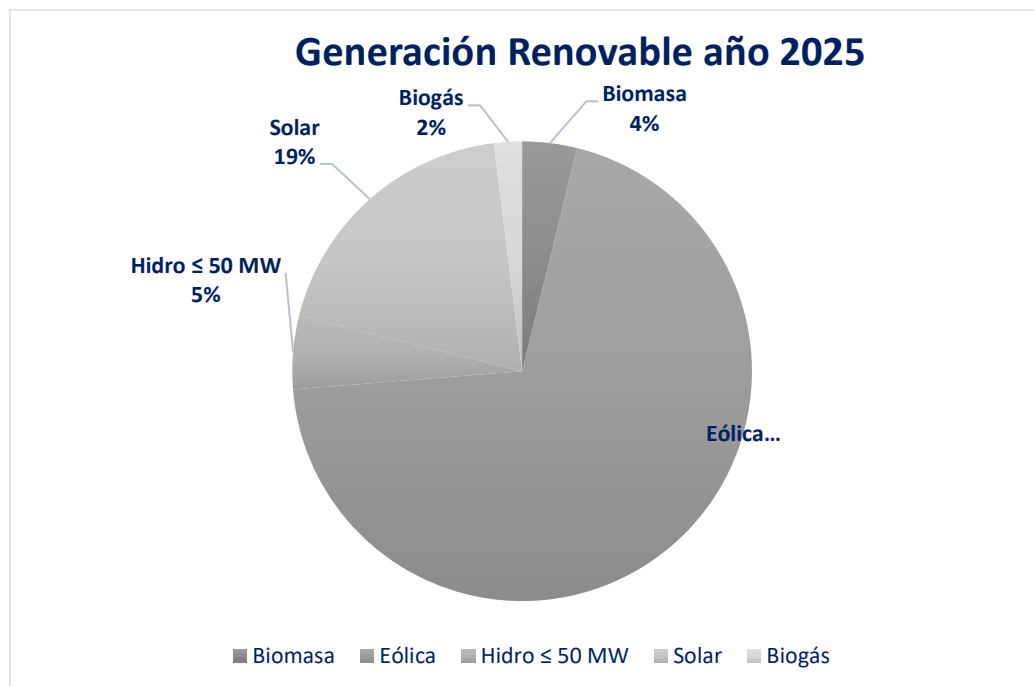


Fuente: Secretaría de Energía (SE)

En el año 2025, el 18,7 % 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 2025:



Fuente: SE



Fuente: SE

4.1 Mercado eléctrico

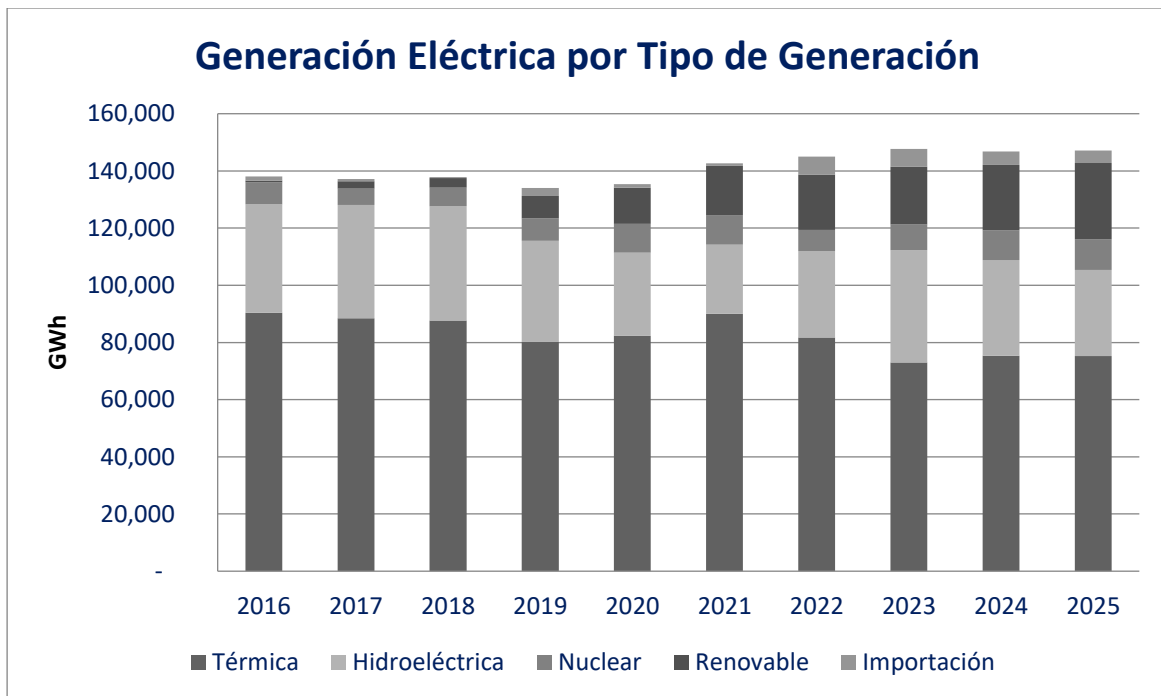
Durante el año 2025 se registró un leve aumento del 0,5% en la energía generada en el país, alcanzando un volumen de energía eléctrica generada de 142.789 GWh respecto de 142.138 GWh generados en el año 2024, como consecuencia de un fuerte aumento en la generación de energías renovables en un 16,5% y en menor medida por generación nuclear en un 3,0%, compensado parcialmente por menor generación hidroeléctrica.

La generación térmica continuó siendo el principal recurso para abastecer la demanda, aportando un volumen de energía de 75.225 GWh (52,7%), seguido por la generación hidroeléctrica que aportó 30.144 GWh (21,1%), la generación renovable con 26.659 GWh (16,5%) y la nuclear con 10.761 GWh (7,5%).

La generación térmica y la hidroeléctrica en el año 2025 fueron un 0,2% y un 9,8% menores, respectivamente, a la registrada en el año 2024.

El aumento de la generación renovable mencionado en el primer párrafo se debió al aumento de la potencia instalada. Asimismo, se registraron importaciones por 4.304 GWh (7,5 % menores al 2024).

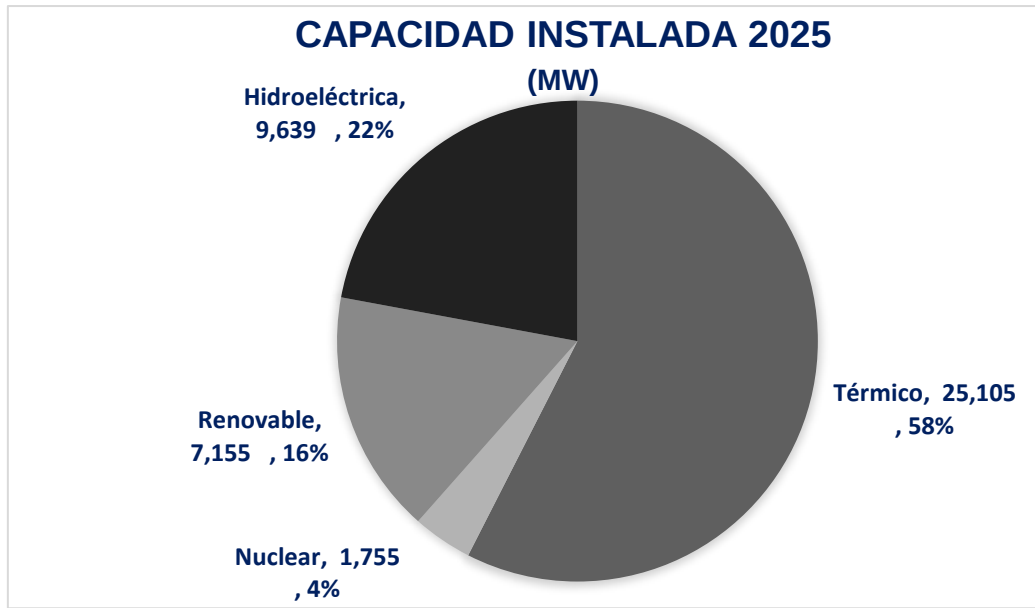
El siguiente cuadro muestra la evolución de la generación eléctrica por tipo de generación:



Fuente: CAMMESA

Cabe destacar que durante el año 2025 el parque de generación registró un aumento de su capacidad instalada respecto del año anterior, alcanzando un total de 43.654 MW. El aumento se debe principalmente a la incorporación de unidades renovables (483 MW) y a 13 MW térmicos adicionales, compensado parcialmente por las desvinculaciones de unidades obsoletas (194 MW).

El siguiente cuadro muestra la capacidad instalada en Argentina a diciembre del 2025:



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 28 enero de 2025, la SE derogó la Res. SE N° 354/20 a partir del 1 de febrero de 2025 y estableció que, a partir del 1 de marzo de 2025, autoriza a que los generadores puedan gestionar su propio combustible para las unidades que remuneren bajo energía spot (Res. N° SE 21/25).

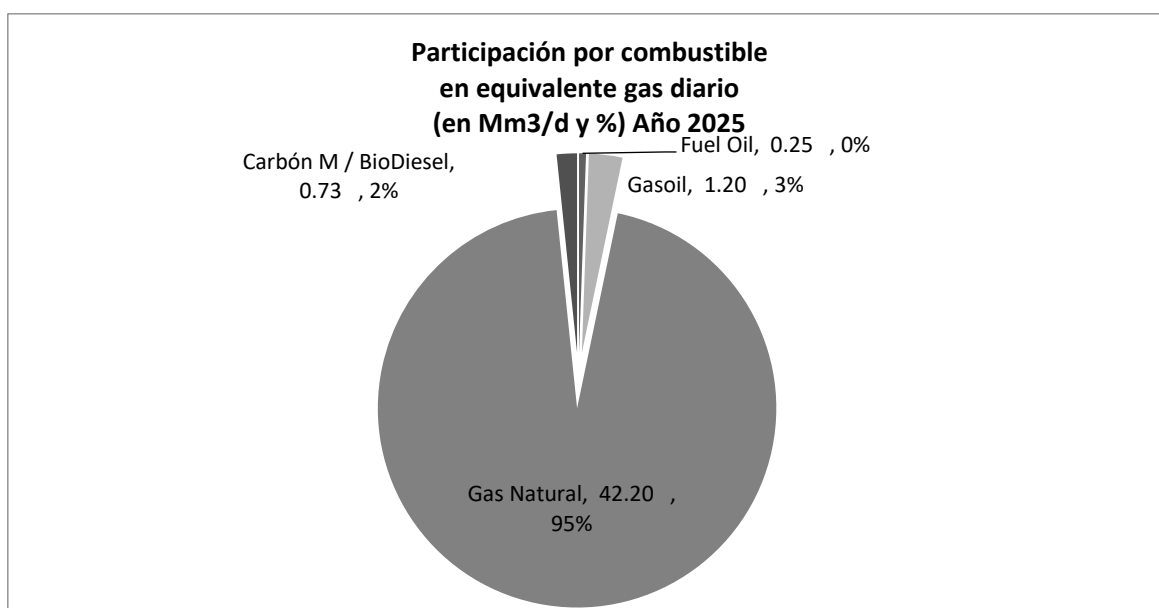
Posteriormente, en noviembre de 2025 se establecieron nuevos lineamientos para la normalización del MEM mediante la Resolución SE N° 400/25, introduciendo una transición gradual hacia la gestión descentralizada de combustibles.

En este esquema, los generadores asumirán progresivamente la responsabilidad por su abastecimiento, debiendo alcanzar plena autonomía a partir de 2029.

En este contexto, los combustibles alternativos (como fuel oil y gasoil) deberán ser provistos directamente por los propios generadores que los utilicen. En cuanto al gas natural, los generadores térmicos podrán optar entre dos modalidades: (i) gestión propia del suministro, o (ii) mientras permanezca vigente el Plan Gas, acordar con CAMMESA bajo la modalidad de "Gas Acuerdo".

Aquellos generadores que no avancen en la gestión autónoma de combustible estarán sujetos a restricciones operativas, así como a una reducción progresiva en su remuneración por potencia y energía. No obstante, CAMMESA continuará centralizando la provisión de combustibles para contratos bajo las Resoluciones SE N° 220/07, 21/17 y 287/17.

El consumo de combustibles en 2025 fue de 44,4 millones de m³ /día de gas equivalente, un 2,5% inferior al año 2024. El gas natural consolidó el 95% del consumo total.



Fuente: CAMMESA

Marco Regulatorio – Principales tópicos

Ley Nacional N° 27.742 de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos (Ley Bases)

Las principales modificaciones establecidas por la Ley Bases en el marco eléctrico son:

- i) unificación del ENRE y del ENARGAS a fin de constituir un único ente regulador;
- ii) faculta al PEN a adecuar, en el plazo de la emergencia declarada, el marco regulatorio de la energía eléctrica conformado por las Leyes N° 15.336 y N° 24.065 a fin de:
 - promover la apertura del comercio internacional de la energía eléctrica;
 - asegurar la libre comercialización y máxima competencia de la industria, garantizando a los usuarios finales la libre elección de proveedor;
 - impulsar el despacho económico de las transacciones de energía, basado en la remuneración del costo económico horario del sistema, considerando el gasto marginal horario del sistema y la energía no suministrada;
 - adecuar las tarifas del sistema energético sobre la base de los costos reales del suministro, a fin de cubrir las necesidades de inversión y garantizar la prestación continua y de regular los servicios públicos;
 - explicitar los diferentes conceptos que el usuario final deberá abonar, con la expresa obligación del distribuidor de actuar como agente de percepción o retención de los importes a percibir en concepto de energía, transporte e impuestos correspondientes al MEM y al Fisco, según corresponda; y
 - garantizar el desarrollo de infraestructura de transporte de energía eléctrica mediante mecanismos abiertos, transparentes, eficientes y competitivos.

Resolución 400/2025

La Res SE N° 400/2025, de fecha 21 de octubre de 2025, inicia el proceso de normalización y desregulación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del país.

Este esquema entró en vigor el 1 de noviembre de 2025 y tiene como principales objetivos normalizar el mercado eléctrico para hacerlo más competitivo y transparente, incentivando la contratación bilateral de energía y la gestión de combustibles por parte de los generadores térmicos. La medida busca reducir la dependencia del despacho centralizado y la intervención estatal, creando a su vez un mecanismo de remuneración por confiabilidad para las nuevas inversiones.

Para la aplicación de estas reglas se establece la categorización de la demanda aperturándola en:

- i. Demanda de Grandes Usuarios de Distribución (GUDI): es la demanda igual o superior a 300 Kw de potencia contratada por punto de suministro que, por sus características técnicas, pueda calificar como demanda de Grandes Usuarios Mayores (GUMA) o Menores (GUME) del MEM.
- ii. Demanda Estacionalizada de Distribución: es la restante demanda, que se subdivide en
 - a) Demanda Residencial: destinada a abastecer el servicio residencial
 - b) Demanda No Residencial: toda demanda que no califique como GUDI o como residencial.

Por otra parte, califica la Generación en:

- i. Generación Asignada: la misma se destina prioritariamente a la demanda estacionalizada y está conformada por las siguientes unidades:
 - Generación con contratos de abastecimiento MEM vigentes (térmicos o renovables) por los valores de energía y potencia contratados hasta su finalización.
 - Generación hidráulica bajo concesión del Estado Nacional.
 - Generación hidráulica de las entidades binacionales Yaciretá y Salto Grande.
 - Generación nuclear operada por Nucleoeléctrica Argentina S.A.
 - Las importaciones de energía realizadas por el Organismo Encargado del Despacho.
- ii. Generación al Spot: comprende todas las unidades no calificadas como Generación Asignada y pueden participar del esquema de remuneración de energía y potencia del mercado spot y del mercado a término, con excepción de las centrales térmicas de ENARSA y las unidades de generación de ciclo combinado con compromiso de disponibilidad de potencia en el marco del Acuerdo aprobado por la Res SE N° 59/2023.
- iii. Generación Nueva: comprende toda generación cuya habilitación comercial se produzca a partir del 1 de enero de 2025.

Se creó el Servicio de Reserva de Confiabilidad – Base (SRC Base) del que podrá participar toda la generación térmica con habilitación comercial anterior al 1 de enero de 2025. La remuneración será de US\$ 1.000 por MW y se reconoce en función de la disponibilidad mensual de potencia de las unidades alcanzadas.

Se crea el Servicio de Reserva de Confiabilidad – Adicional (SRC Adicional) del que puede participar toda la generación con habilitación comercial a partir del 1 de enero de 2025. La remuneración es de US\$ 9.000 por MW y se reconocerá en función de la disponibilidad mensual de potencia de las unidades alcanzadas y por un plazo máximo de 10 años corridos desde su aplicación.

1. Gestión de combustibles

El gas natural para generación de energía eléctrica se despacha siguiendo un esquema de prioridad de ofertas firmes con base en los contratos correspondientes al Plan Gas, cuyo vencimiento opera a fin de 2028.

La gestión propia de combustible, tanto de GN y de Alternativos, habilita el acceso tanto a un esquema de rentas basado en costos marginales horarios y al Mercado a Término.

La gestión completa de los combustibles por parte de la generación será obligatoria a partir del 1° de enero de 2029.

2. Costo marginal. Valor CENS

El Costo Marginal Horario (CMgh) es determinado en aplicación de proporciones entre el Costo Marginal Operado (CMOh) y el Costo del siguiente MW a despachar (CMph). Siendo que:

a) CMOh: Costo Marginal Operado de la última máquina térmica despachada. Eventualmente, de corresponder por cuestiones vinculadas a la operación, es considerada la importación con su factor de pérdida asociado o de demanda flexible a precio ofertado.

b) CMph: Costo del siguiente MW a despachar. Asimismo, de corresponder por operación, se considerará el Costo de la Energía No Suministrada (CENS).

La proporción de participación en el Costo Marginal Horario (CMgh) del Costo Marginal Operado (CMOh) y del Costo del siguiente MW a despachar (CMph) tendrá la siguiente evolución:

Año	Costo Marginal Operado (CMOh)	Costo del siguiente MW a despachar (CMph)
2025	100%	0%
2026	100%	0%
2027	90%	10%
2028 en adelante	80%	20%

3. Remuneración de la generación asignada

- Generación renovable con contratos de abastecimiento MEM: se remuneran según sus contratos vigentes hasta su finalización. Posteriormente participarán del Mercado Spot y del Mercado a Término.
- Generación térmica con contratos de abastecimiento MEM: se remunerarán según sus contratos vigentes hasta su finalización. Posteriormente participarán del Mercado Spot y del Mercado a Término. Los excedentes de energía y potencia no contratada participan en el Mercado Spot, cuando el combustible necesario para la operación sea gestionado por el generador.
- Generación térmica sin contratos de abastecimiento MEM: Las Centrales gestionadas por ENARSA, las Centrales CT Gral. San Martín y la CT Gral. Manuel Belgrano - hasta su privatización - y las Centrales Ciclo Combinados con acuerdos bajo la Resolución SE N° 59/2023 que no hayan adherido al nuevo esquema de Mercado Spot y de Mercado a Término continúan con el esquema de remuneración regulado con las reglamentaciones específicas que la SE emita para su remuneración.

4. Generación Spot

La generación spot comprende toda generación no comprometida en contratos o no asignada al abastecimiento de la Demanda Estacionalizada de Distribuidores del MEM (DEDMEM).

4.1 Remuneración de la energía de fuente térmica

La remuneración se determina con base en el Costo Variable de Producción (CVP) de despacho en el Nodo y el Costo Marginal también del Nodo respectivo. Se implementa un Factor de Renta Adaptado (FRA), que establece un porcentaje tendiente a incentivar la competencia entre generadores por el despacho y que debe propender al desarrollo equilibrado de los Mercados Spot y a Término. El valor final del FRA es alcanzado, de manera gradual, durante el transcurso del período de transición.

Precio de Remuneración horario = CVP + RMA, donde:

a) CVP: Costo Variable de Producción declarado (con el combustible despachado).

b) RMA: Renta Marginal Adaptada = $(CMgh \times FP - CVP) \times FRA$:

(i) FP: Factor de Pérdida por nodo.

(ii) CMgh: Costo Marginal Horario o, de corresponder, el Costo Marginal Horario del Área Local.

(iii) FRA (Factor de Renta Adaptado): es un factor que se aplica sobre la renta total horaria a la que puede acceder un generador.

Año	FRA
2025	0,15
2026	0,15
2027	0,25
2028 en adelante	0,35

Para la generación nueva a partir del 1 de enero de 2025 y para la generación térmica que incluyan transporte de GN firme nuevo, el FRA se establece en 1.

Para los generadores que gestionen su suministro de gas natural a través del "GN Acuerdo" con CAMMESA, tienen adicionalmente los siguientes factores corrección sobre RMA (Renta Marginal Adaptada):

Año	FRC
2025	0,8
2026	0,8
2027	0,6
2028 en adelante	0,5

Para la generación existente (previa al 1 de enero de 2025), los valores de la Renta Marginal Adaptada resultantes tienen los siguientes mínimos en central -RMIN US\$/MWh - (evaluado en cada hora en función del CVP de la máquina):

RMIN CVP < 60 US\$ s/MWh	RMIN CVP >= 60 US\$ s/MWh
2	7

Para la generación nueva (ingreso desde el 1 de enero de 2025) la RMA no tienen mínimos ni máximos y el FRA es igual a 1 (uno). Esto no tiene aplicación en los casos en que estos generadores gestionen su suministro de gas natural a través del “GN Acuerdo” con CAMMESA, los cuales aplican los valores para la generación existente.

La generación no asignada térmica a costo operativo por cuestiones vinculadas al despacho (tiempo o costo de arranque y parada) o con motivo de restricciones locales sólo es reconocida al CVP correspondiente y son recuperados en el MEM a través de los precios de la energía spot.

4.2 Remuneración de la energía de fuente renovable y de autoprodutores

Para la remuneración de la generación al spot de fuente renovable se implementó un esquema similar al aplicable a la generación térmica, en tanto su CVP sea igual a cero, por contar con gestión propia de un recurso primario sin costo.

Los FRA para la generación renovable con habilitación comercial hasta el 31 de diciembre de 2024 sigue la misma evolución que la generación de origen térmico existente.

Para la generación renovable existente con habilitación comercial hasta el 31 de diciembre de 2024, la RMA resultante tiene un mínimo de RMIN = 32 US\$/MWh.

La generación Renovable con habilitación comercial desde el 1 de enero de 2025 el FRA es igual a 1 y la RMA no tendrá ni máximos ni mínimos.

4.3 Remuneración de la potencia de la generación térmica

En las horas en las que se remunere potencia (HRP), los generadores térmicos tienen acceso a la remuneración de la Potencia Puesta a Disposición (PPAD), toda vez que dispongan de gestión propia de combustible. Se rigen los siguientes criterios:

(i) Se remunera en todas las horas definidas como Horas de Remuneración de Potencia (HRP) en las que la máquina se encuentre disponible (semana típica: 90 HRP, de las 168 hs./semana), con el objeto de contar con una confiabilidad alineada con los requerimientos del SADI.

(ii) Se establece el Precio Horario de la PPAD en 12 US\$/MWdisp hrp con los siguientes factores de aplicación KP según el tipo de combustible disponible y del período estacional:

Año	PPAS	KP – MULTIPLICADOR POTENCIA	
		TERM. Solo GN	TERM. GN+ALT
Noviembre 2025 en adelante	12 US\$/MW	Inv/Ver: 1,1 Resto: 0,9	Inv/Ver: 1,5 Resto: 1

Meses de invierno: junio, julio y agosto

Meses de verano: diciembre, enero y febrero

Resto: marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre.

En la transición, para las unidades generadoras sin gestión de combustible, se reconoce la potencia con el mismo esquema que un generador con gestión cuando es requerido para el despacho. Cuando no se encuentre despachado

la remuneración sufre un descuento del 20% y del 60% hasta el 31 de diciembre de 2026 y 2027, respectivamente, y desde 2028 sólo se remunera la potencia cuando es despachado.

Los generadores de Ciclo Combinado que se encuentren bajo la Resolución SE N° 59/23 pueden optar adherir al nuevo esquema spot mediante el envío de una nota a CAMMESA. En el caso de no adhesión, se continuará remunerando bajo el esquema regulado. La Sociedad adhirió al esquema propuesto por la Res. 400/2025.

Resoluciones de la Secretaría de Energía y modificatorias- Régimen anterior a la Res N° 400/2025

Hasta el 31 de octubre de 2025, la generación spot se remuneró con tarifas en pesos actualizadas a través de la emisión de distintas resoluciones. Durante 2025, las Resoluciones SE N° 603/24, N° 27/25, N° 113/25, N° 143/25, N° 177/25, N° 227/25, N° 280/25, N° 331/25, N° 356/25 y N° 381/25 actualizaron los valores de remuneración de la generación spot disponiendo incrementos del 4%, 4%, 1,5%, 1,5%, 2%, 1,5%, 1%, 0,4%, 0,5% y 0,5% aplicable a las transacciones económicas de enero a octubre 2025, respectivamente.

a) Precio base de la potencia (PReBasePot)

	Res 177/2025	Res 227/2025	Res 280/2025	Res 331/2025	Res 356/2025	Res 381/2025
	mayo de 2025	junio de 2025	julio de 2025	agosto de 2025	septiembre de 2025	octubre de 2025
Tecnología / Escala	[\$/MW- mes]	[\$/MW- mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW- mes]	[\$/MW- mes]	[\$/MW- mes]
CC grande P > 150 MW	1.885.608	1.913.892	1.933.031	1.940.763	1.950.467	1.960.219

b) Precio para la potencia garantizada ofrecida (PrePotDIGO)

	Res 177/2025	Res 227/2025	Res 280/2025	Res 331/2025	Res 356/2025	Res 381/2025
	mayo de 2025	junio de 2025	julio de 2025	agosto de 2025	septiembr e de 2025	octubre de 2025
Tecnología / Escala	[\$/MW- mes]	[\$/MW- mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW- mes]	[\$/MW- mes]	[\$/MW- mes]
Dic – Ene – Feb – Jun – Jul - Ago	6.744.312	6.845.47 7	6.913.932	6.941.588	6.976.296	7.011.177
Mar – Abr – May – Sep – Oct - Nov	5.058.236	5.134.11 0	5.185.451	5.206.193	5.232.224	5.258.385

c) Remuneración por energía generada y operada

c.1) Energía Generada: el precio variable no combustible, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora por la energía entregada en cada hora, es el siguiente:

	Res 177/2025	Res 227/2025	Res 280/2025	Res 331/2025	Res 356/2025	Res 381/2025
	mayo de 2025	junio de 2025	julio de 2025	agosto de 2025	septiembre de 2025	octubre de 2025
Tecnología / Escala	[\$/MW- mes]	[\$/MW- mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW- mes]	[\$/MW- mes]	[\$/MW- mes]
CC grande P > 150 MW	4.500	4.568	4.614	4.632	4.655	4.678

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 reconocía 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.

c.2) **Energía Operada:** los generadores recibían una remuneración mensual por este concepto representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a:

	Res 177/2025	Res 227/2025	Res 280/2025	Res 331/2025	Res 356/2025	Res 381/2025
	mayo de 2025	junio de 2025	julio de 2025	agosto de 2025	septiembre de 2025	octubre de 2025
Tecnología / Escala	[\$/MW- mes]	[\$/MW- mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW- mes]	[\$/MW- mes]	[\$/MW- mes]
CC grande P > 150 MW	1.566	1.589	1.605	1.611	1.619	1.627

El volumen horario de la Energía Operada debía corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas.

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

La Resolución SE N° 59/23, estableció un régimen que habilitó la suscripción de acuerdos de disponibilidad y mejora de la eficiencia con CAMMESA para los titulares de CC con un compromiso de disponibilidad del 85% de la potencia neta por un plazo máximo de 5 años, una remuneración de US\$ 2.000/MW-mes por la potencia puesta a disposición, la dolarización del precio de la energía en función del combustible utilizado (US\$ 3,5/MWh en el caso del gas natural) y la reducción del 35% y 15% en la remuneración a percibir por la potencia garantizada en el mercado spot para los períodos verano-invierno y otoño-primavera, respectivamente, en caso de corresponder.

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. Sin embargo, en octubre de 2025 la Sociedad desistió del esquema establecido por la Re SE 59/23 y adhirió al nuevo esquema spot, a partir de noviembre de 2025, quedando suspendidas las obligaciones asumidas por la Res SE 59/23, en tanto se mantengan vigentes las condiciones establecidas en la Res SE 400/25.

Resolución 21/2025 de la Secretaría de Energía

Con fecha 28 de enero de 2025 se publicó la Res N° 21/2025 de la Secretaría de Energía, la cual introdujo modificaciones al marco regulatorio del Mercado Eléctrico Mayorista, tendientes a su normalización, eliminando restricciones para la celebración de contratos en el mercado a término, descentralizando la gestión de combustibles y creando incentivos para la incorporación de nueva capacidad de generación de energía en condiciones competitivas.

Las principales modificaciones fueron:

1. Excepción de la suspensión temporal establecida en la Resolución N° 95/2013 para los proyectos de generación, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuente convencional térmica, hidroeléctrica o nuclear

Los proyectos de generación, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuente convencional térmica, hidroeléctrica o nuclear habilitados comercialmente, a partir del 1° de enero de 2025, quedaban exceptuados de la suspensión de la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término establecida en el artículo 9 de la Resolución 95/2013. En consecuencia, los titulares de dichos proyectos podían celebrar contratos de abastecimiento en el mercado a término con Agentes Distribuidores a Grandes Usuarios del MEM, y administrarlos de acuerdo con “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios”.

2. Derogación de la Resolución N° 354/2020 y sustitución del artículo 8 de la Resolución 95/2013

A partir del 1 de febrero de 2025, se derogó la Resolución N° 354/2020 de la Secretaría de Energía, la cual, entre otras cuestiones, establecía los parámetros para la actuación de CAMMESA en virtud del Plan Gas.Ar, determinando volúmenes firmes de gas para su consumo en generación térmica según un orden de prioridad de despacho.

Adicionalmente, a partir del 1 de marzo de 2025, se modificó el régimen de la provisión de combustibles destinados a la generación de energía eléctrica, estableciéndose lo siguiente:

- La gestión comercial y el despacho de combustibles destinados a generadores térmicos bajo contratos de abastecimiento sin obligación de gestión propia seguirá a cargo de CAMMESA.
- Los generadores térmicos al spot podían gestionar su propio abastecimiento de combustible. En caso de ser necesario, CAMMESA actuará como proveedor de última instancia.
- Los costos asociados a la gestión de combustibles propios se valorizarán según los precios de referencia utilizados y aceptados en la “Declaración de Costos Variables de Producción”, incluyendo fletes, transporte, distribución de gas natural, impuestos y tasas asociadas.

3. Nuevos valores transitorios de Costo de Energía No Suministrada

- A partir del 1 de febrero de 2025, se estableció que el costo de energía no suministrada programada iba a ser de 1.500 US\$/MWh, rigiendo los siguientes escalones de falla respecto de la demanda y su respectiva valorización:
 - Hasta 5%: 350 US\$/MWh;
 - Hasta 10%: 750 US\$/MWh;
 - Más de 10%: 1.500 US\$/MWh.

Estos valores eran aplicables hasta que se realice una evaluación socioeconómica de la valorización del costo de energía no suministrada.

4. Derogación del Servicio de Energía Plus

A partir del 1 de febrero de 2025, se derogaron las disposiciones de la Resolución N° 1281/2006 que implementaron el denominado “Servicio de Energía Plus”.

Los contratos vigentes bajo esta modalidad continuarán su transacción en iguales condiciones hasta su finalización.

La incorporación de nuevos contratos o renovación de contratos en el mercado a término del MEM bajo la modalidad de “Servicio de Energía Plus” tenía como fecha límite de vigencia el 31 de octubre de 2025.

5. Facultades de la Subsecretaría de Energía Eléctrica

La Subsecretaría de Energía Eléctrica podía dictar normas reglamentarias, complementarias y aclaratorias, así como llevar adelante las acciones necesarias para implementar las disposiciones de la Resolución.

Notas sobre lineamientos de aplicación de la Resolución 21/2025 de la Secretaría de Energía

Posterior a la publicación de la RES 21/2025, la SE, mediante la nota SE NO-2025-35216647-APN-SE#MEC del 4 de abril de 2025, estableció lineamientos para el esquema de prioridad de despacho de gas para generación térmica en el MEM. Las ofertas de los generadores que opten por gestionar su abastecimiento de combustible se consideran en carácter firme y en caso de incumplimiento se penalizan con un Deliver or Pay equivalente al 70% del precio de referencia del volumen indisponible.

El nuevo precio de referencia equivale al 90% del precio promedio ponderado por cuenca de gas natural en el PIST (punto de ingreso al sistema de transporte).

Los precios de referencia para combustibles líquidos se fijan para cada generador en base a indicadores internacionales incluyendo una prima que cubre costos financieros y logísticos asociados y los precios para los combustibles líquidos y gas natural proveniente de países limítrofes se reconocen al tipo de cambio correspondiente al día hábil previo al de la fecha de vencimiento transaccional, asociada al consumo reconocido en la transacción económica respectiva.

Finalmente, la Res SE N° 400/25 modificó la gestión de los combustibles para la generación y el reconocimiento de sus costos, promoviendo que los generadores abastezcan su propio combustible, manteniendo a CAMMESA como

proveedor de última instancia hasta 2028. A partir de 2029, la gestión de los combustibles queda bajo exclusiva responsabilidad de los generadores.

Energías renovables

Esquema de remuneración vigente para el Parque Eólico Diadema I

Disposición 5/2025 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica (SSEE).

El 26 de agosto de 2025 se publicó la Disposición 5/2025 que dispone que los generadores renovables que hubieran celebrado Contratos de Abastecimiento en el MEM a partir de fuentes renovables en el marco de la Resolución N° 108 de fecha 29 de marzo de 2011 de la SEN, podrán comercializar su producción de energía dentro del MATER establecido por la Resolución N° 281 de fecha 18 de agosto de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería y sus modificatorias, a partir del mes calendario siguiente al de la fecha de finalización de la vigencia del referido Contrato de Abastecimiento.

La comercialización estará habilitada a partir de que el Agente Generador solicite a CAMMESA el ingreso al MATER, dando estricto cumplimiento a los requisitos establecidos en el Artículo 3° del Anexo de la Resolución N° 281/17 y sus modificatorias, y comience a abonar, durante un período de dos años, un cargo trimestral por ingreso al MATER de US\$ 500 por megavatio de potencia habilitada comercialmente de la Central desarrollada bajo la Resolución N° 108/11 de la SEN, manteniendo en todos los casos la Prioridad de Despacho. En septiembre de 2025 Hychico informó a CAMMESA que tan pronto finalizara el Contrato firmado con ésta bajo la Resolución SE 108/2011 para la comercialización de la energía generada por el PED I, y una vez registrado el parque en el RENPER se habrían cumplido todos los requisitos para ingresar al MATER conforme la Disposición 5/2025. El 18 de noviembre de 2025 mediante la Disposición SSEE 9/2025 Hychico obtuvo por parte del RENPER el ingreso al MATER. Posteriormente, el 27 de noviembre de 2025 Hychico informó a CAMMESA el cumplimiento del Contrato firmado bajo la Res. 108/11, mediante la entrega del 100% de la energía contratada, solicitando su habilitación para actuar en el MATER conforme lo dispuesto por la Disposición de la SSEE. Desde diciembre de 2025, Hychico vende toda su generación del PED I en el MATER.

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 autogeneradores que, a la fecha de publicación de esta resolución, fueran agentes del MEM, o no estuvieran 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 determinase.

Los contratos de abastecimiento del MEM bajo esta resolución tenían 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 determinaba en base a los costos aceptados por la SE.
- Todas aquellas ofertas que pretendieran celebrar contratos con el MEM deberían presentar ante la SE los proyectos de inversión respectivos, con la siguiente información:
 - Las unidades a ser habilitadas y que asumirían el compromiso.
 - Disponibilidad garantizada de las unidades habilitadas que asumirían 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 debería 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 permitiera acreditar la desagregación de costos presentada.
 - Los excedentes de energía en cada hora por encima de la potencia contratada serían comercializados en el mercado SPOT o a través de contratos con Agentes del MEM y no serían 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, recibiría una remuneración mensual, calculada en base a la anualidad de los costos de instalación a considerar, y los costos fijos y variables que fueran requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido. Los referidos costos podrían 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.

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 mantendrían en vigencia los contratos firmados en virtud de la Resolución N° 108/2011 conforme fueron establecidos oportunamente.

Hychico tuvo un contrato vigente de abastecimiento hasta el mes de noviembre de 2025 con el MEM teniendo en cuenta esta normativa (conforme lo informado en el punto anterior).

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, entendiendo 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

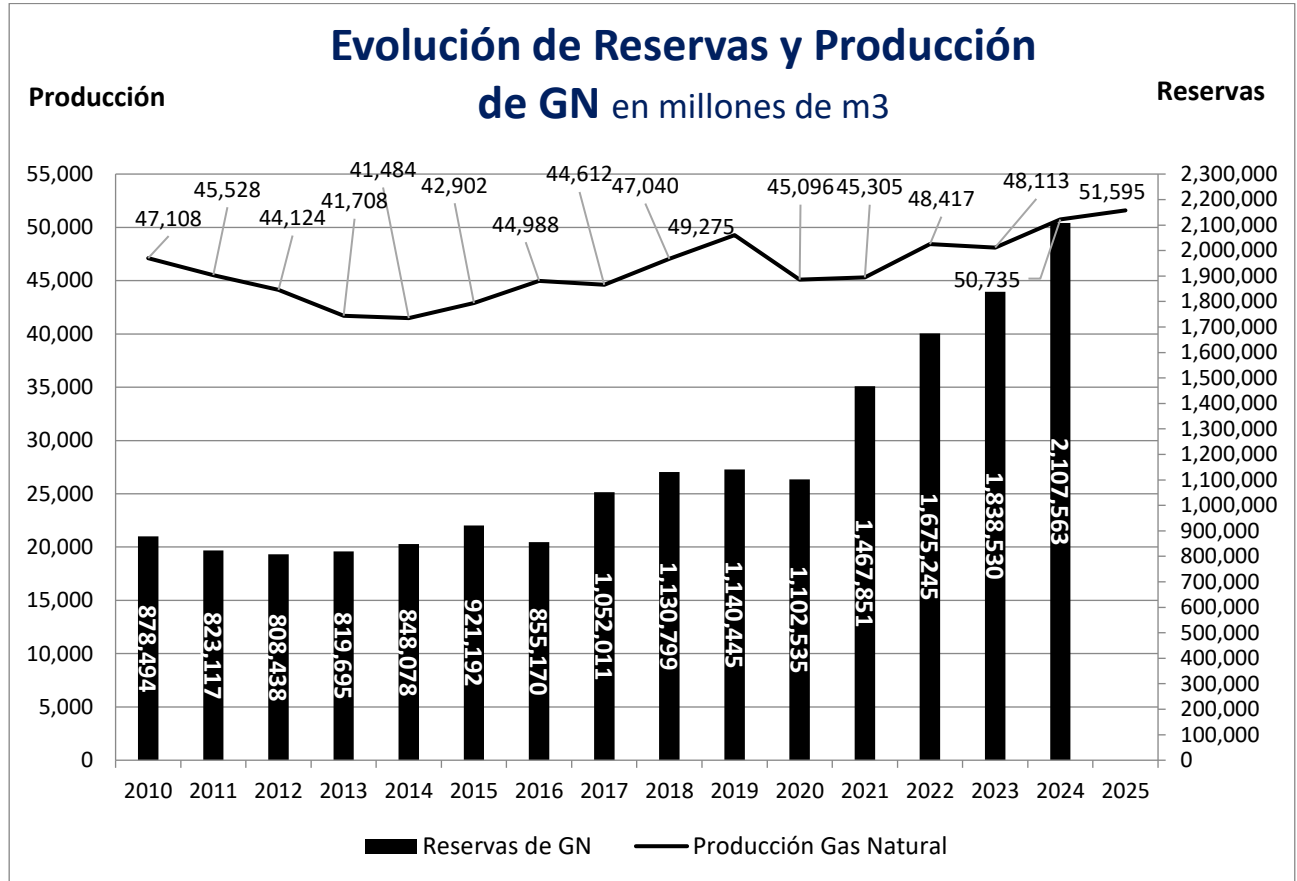
Con fecha 19 de diciembre de 2017, mediante la Res 488/2017 del Ministerio de Energía y Minería, se adjudicaron los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable en los términos establecidos en las Resoluciones N° 275 de fecha 16 de agosto de 2017 y N° 473 de fecha 30 de noviembre de 2017, 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.

4.2 Mercado de Gas, Petróleo y LPG

Gas Natural



Fuente: SE – No existe información disponible de las reservas para el año 2025

En el año 2025 la producción total país de gas natural fue de 51.595 millones de m³, representando un aumento de 1,7% respecto de los volúmenes producidos en 2024, generado fundamentalmente por los aportes de las cuencas Austral y Neuquina.

Este aumento fue compensado parcialmente por disminuciones de la producción en las cuencas del Noroeste y Golfo de San Jorge.

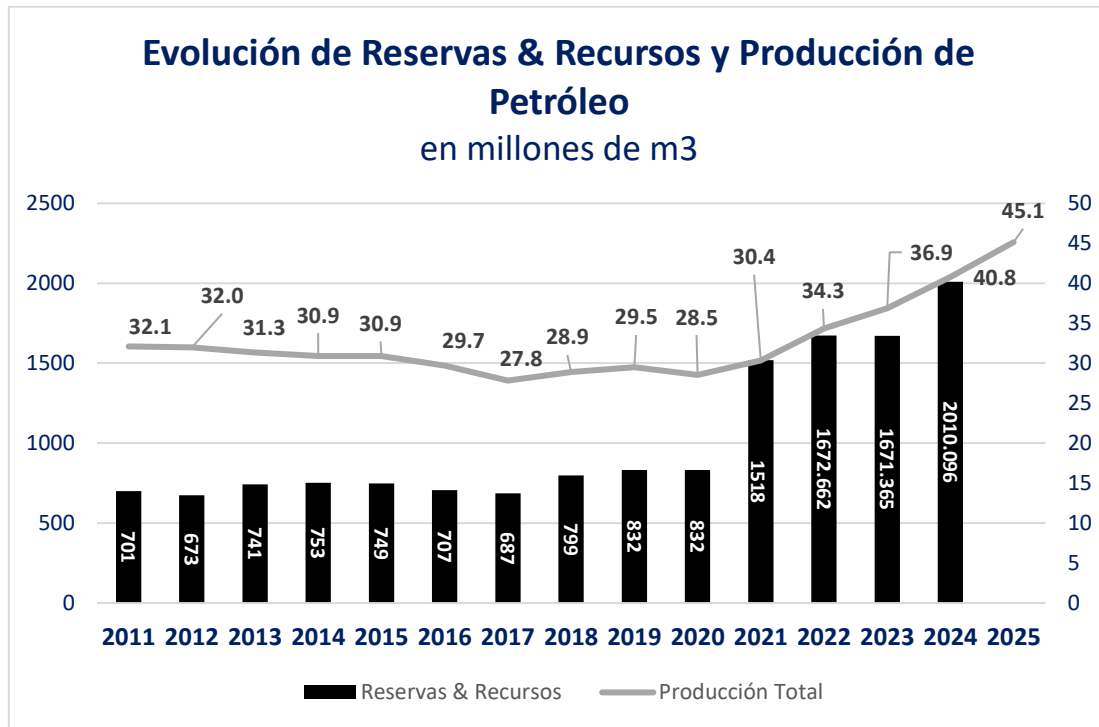
En abril de 2026, la producción total de gas natural en el país alcanzó los 140,5 millones de m³/día, lo que representa un aumento del 2,9% en comparación con los volúmenes producidos en abril de 2025. La producción de gas no convencional se incrementó un 12,1 %, pasando de 84,3 m³/día en el mes de abril de 2025 a 94,5 m³/día en el mismo mes del año 2026.

Las importaciones de gas disminuyeron significativamente un 47%, con 1.500 millones de m³ importados durante 2025, en comparación con los 2.839 millones de m³ del año anterior, debido principalmente a la nueva capacidad de evacuación desde Vaca Muerta.

De acuerdo con la última información anual publicada por la SE, al 31 de diciembre de 2024, el total de reservas y recursos de gas natural en el país ascendía a 2.107.563 millones de m³, de los cuales el 24,6% correspondía a reservas comprobadas. En comparación con el 31 de diciembre de 2023, las reservas y recursos totales aumentaron un 14,6%.

No hay información disponible sobre las reservas totales del país al 31 de diciembre de 2025.

Petróleo



Fuente: SE - No existe información disponible de las reservas y recursos para el año 2025

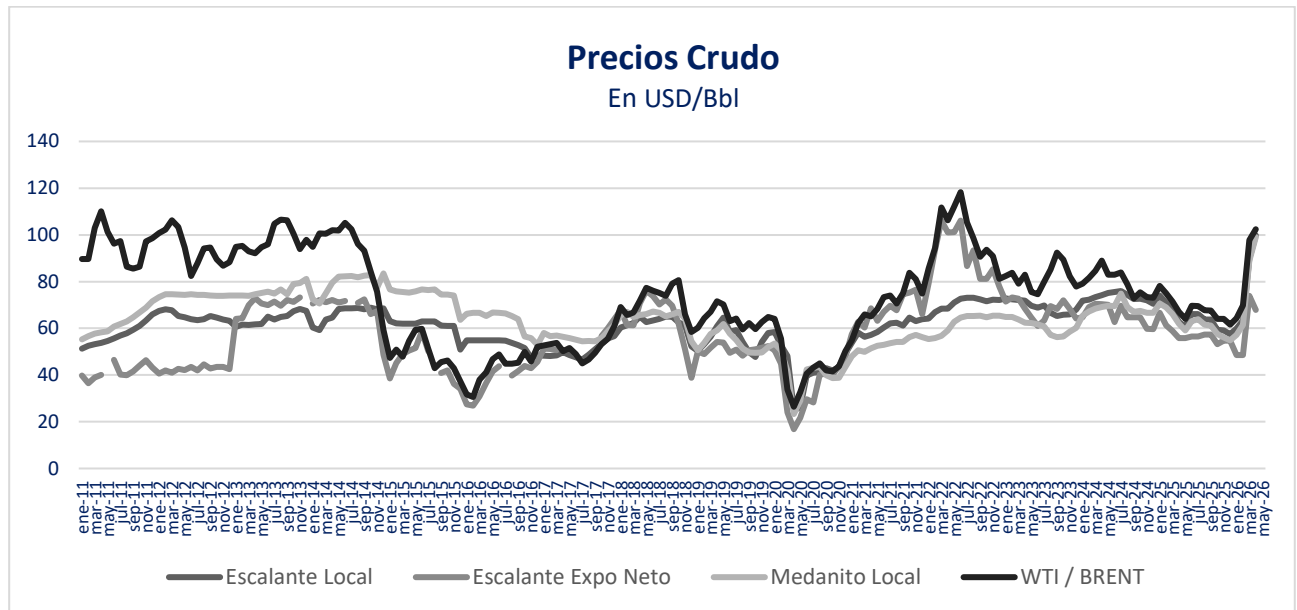
De acuerdo con los datos publicados por la SE, la producción total de petróleo del país registrada en el año 2025 fue de 45,1 millones de m³, un 10,7% superior a la registrada en el 2024. Las mejoras en la capacidad de evacuación desde Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina contribuyó, entre otras cosas a este incremento. La producción correspondiente a la Cuenca del Golfo San Jorge asciende al 23,5% de la producción total del país, mientras que la Cuenca Neuquina representa el 75,1%.

Las reservas y recursos totales del país al 31 de diciembre de 2024 totalizaron 2.010 millones de m³. El 23,4% corresponde a reservas comprobadas y el 78% como no convencional. En comparación interanual, las reservas y recursos totales se incrementaron en un 20,3%.

No existe información disponible de las reservas y recursos total país al 31 de diciembre de 2025.

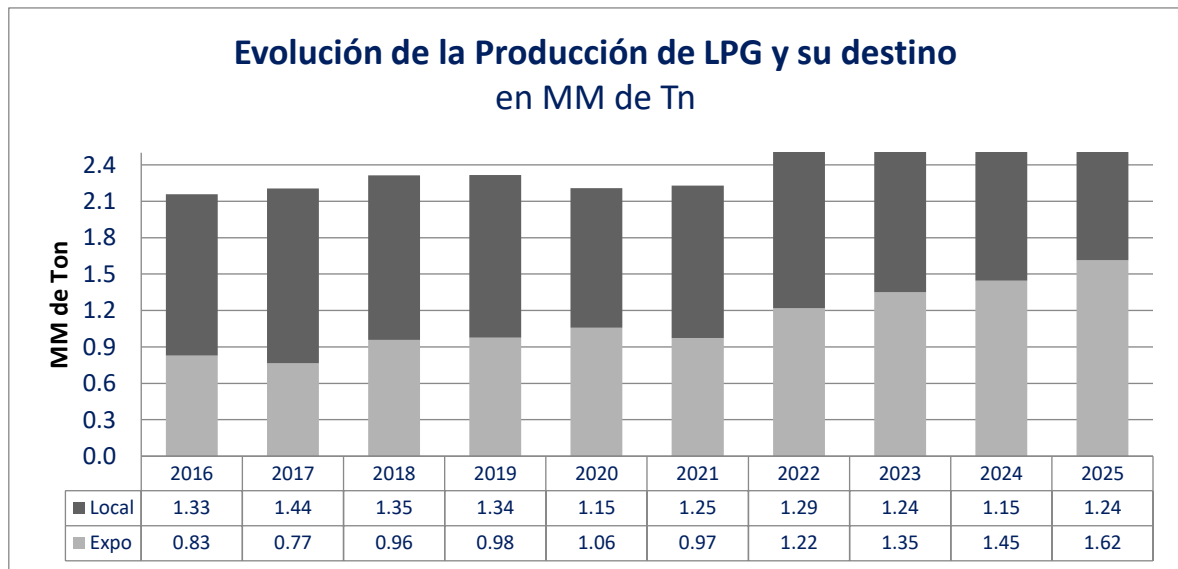
A partir del año 2019 y según la información publicada por la SE, no se registraron importaciones de petróleo. Las exportaciones aumentaron un 45,2 % respecto del año 2024, habiéndose exportado 13,3 millones de m³ de petróleo, lo cual representa un 29,5% de la producción total del país en el año.

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 9,8% durante el año 2025, llegando a 2,85 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 7,1% y del 11,6% entre 2023 y 2024, y entre 2024 y 2025, respectivamente.

Las ventas en el mercado local representan el 43% del total de la producción del año 2025, mientras que el 57% restante fue exportado principalmente a Brasil, Chile, Perú, Paraguay y Uruguay.

Marco Regulatorio – Principales tópicos

Ley de Hidrocarburos de Argentina

Las Leyes N° 27.007 y 27.742, sancionadas en 2014 y 2024, respectivamente, modificaron la Ley de Hidrocarburos N°17.319, promulgada en 1967, estableciendo los principios generales para la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los recursos hidrocarburíferos en Argentina. Los aspectos más relevantes introducidos por la normativa indicada son los siguientes:

- Faculta al Estado Nacional o las Provincias a otorgar permisos de exploración, explotación y concesiones al sector privado, estableciendo las condiciones para otorgar permisos y concesiones, autorizaciones de transporte y almacenaje y habilitaciones de procesamiento de hidrocarburos
 - Se incluye dentro de las actividades reguladas en la actividad hidrocarburífera, el procesamiento y el almacenaje de hidrocarburos;
 - Establece los plazos para los permisos de exploración: (i) convencional: plazo de 2 períodos de hasta 3 años cada uno, más 1 prórroga facultativa por hasta 5 años; (ii) no convencional: plazo de 2 períodos de 4 años cada uno, más 1 prórroga facultativa por hasta 5 años; y (iii) en la plataforma continental y en el mar territorial: plazo de 2 períodos de 3 años cada uno con posibilidad de incrementarse en 1 año cada uno.
 - Establece los plazos para las concesiones de explotación: (i) convencional: 25 años; (ii) no convencional: 35 años; y (iii) en la plataforma continental y en el mar territorial: 30 años.
 - Establece como plazo máximo el 31 de diciembre de 2028 para solicitar la reconversión de una concesión convencional en una no convencional. En caso de que se apruebe la reconversión, se otorgará un nuevo período de concesión por 35 años, por única vez, a partir de la fecha de la solicitud;
 - Establece que las concesiones de transporte serán otorgadas por el mismo plazo de vigencia que la concesión de explotación en la que se origina.
 - Faculta al Estado Nacional o Provincias a otorgar habilitaciones para procesamiento, acondicionamiento o separación de hidrocarburos y licuefacción de gas natural, sin que estén necesariamente vinculadas a una concesión de explotación.
 - Faculta al Estado Nacional a otorgar autorizaciones para almacenamiento subterráneo de gas natural en reservorios naturales de hidrocarburos depletados.
 - Establece los valores relativos a los cánones de exploración y explotación a ser pagados en cada etapa con referencia en el precio promedio del barril de petróleo, ajustable anualmente con base en la cotización del Brent y faculta a la autoridad de aplicación a establecer el pago de bonos de prórroga y explotación.
 - Establece regalías sobre el producido y efectivamente aprovechado de los hidrocarburos líquidos y gaseosos con un porcentaje equivalente al determinado en el proceso de adjudicación. Para los contratos vigentes a la fecha de sanción de la Ley 27.742 la regalía será la que se haya convenido con el Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda. El pago en especie de esta regalía sólo procederá cuando se asegure al concesionario una recepción de permanencia razonable. En ambos casos el Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, podrá reducir la misma hasta el cinco por ciento (5%) teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos. Las alícuotas de regalías establecidas en la ley serán el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio de los hidrocarburos en su carácter de concedentes.
- En cada nueva licitación se establece que los oferentes competirán en el valor de la regalía sobre un valor base del quince por ciento (15%), que regirá el proyecto en cualquiera de sus etapas. La regalía a ofertar se identificará como el quince por ciento (15%)+“X”. Dicho término “X” se establece en un porcentaje (%) a exclusiva elección del oferente, el que podrá ser negativo.
- Establece la fijación de precios de comercialización en el mercado interno sin intervención del PEN y el libre comercio internacional de hidrocarburos, en caso de no mediar objeción de la SE.
 - Establece una restricción para el Estado Nacional y las Provincias de reservar en el futuro nuevas áreas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal.

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:

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

El Decreto N° 59/2026 del Poder Ejecutivo Nacional, publicado el 28 de enero de 2026, modifica el valor base y el valor de referencia del esquema definido para la determinación de la alícuota de los derechos de exportación. Estos valores son válidos para el petróleo crudo proveniente de yacimientos convencionales (para los derechos de la producción no convencional se continúa aplicando el Decreto 488/2020).

- a. Valor Base (VB): US\$ 65/bbl.
- b. Valor de Referencia (VR): US\$ 80/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:

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

La Resolución Secretaría de Energía N° 42/2026, de fecha 23 de febrero de 2026, aprobó el procedimiento de cálculo de la alícuota de los derechos de exportación de Aceites Crudos de Petróleo Provenientes de Yacimientos Convencionales en el marco del Decreto N° 59/2026, cuya entrada en vigencia se encontraba supeditada a dicha reglamentación. Por lo cual, la aplicación de lo dispuesto por el Decreto 59/2026 entró en vigencia el 30 de enero de 2026.

Gas natural

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 aprobaron 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.

Nota CAMMESA N° P-57072-2 (27/04/2026)

La nota establece los lineamientos operativos para la declaración de gestión de combustible y del costo variable de producción (CVP) de las centrales térmicas para la primera quincena de mayo de 2026 en adelante, en el marco del proceso de normalización del MEM. En este contexto, define las condiciones para que los generadores opten entre el abastecimiento de gas provisto por CAMMESA o la gestión propia, fijando precios de referencia, rangos de variación del CVP y criterios específicos de reconocimiento según el origen del combustible (gas local, importado o combustibles alternativos). Asimismo, establece que, para determinados casos, el precio del GNL se incorpora de manera parcial (55%) en el cálculo del CVP, lo cual incide en la formación del costo reconocido en el despacho y genera condiciones para que el gas propio pueda obtener, en ciertos escenarios, precios de reconocimiento relativamente superiores dentro del mercado. El porcentaje de asignación del costo de GNL se comportó de manera variable, iniciando en 55% y pasando a 40% en junio 2026.

GLP

Decreto Nacional N° 446/2025 – Reforma de la Ley 26.020.

El 3 de julio de 2025 se publicó el Decreto Nacional N° 446/2025 que modifica la Ley 26.020 a través de los siguientes puntos:

- Eliminación de los precios de referencia;

- Se quitan las limitaciones asociadas a la paridad de exportación;
- Eliminación de las autorizaciones previas para exportar (notificación con posible objeción del Estado en 7 días).
- Simplificación de la incorporación de nuevas empresas: el cumplimiento de los requisitos fijados por la normativa será suficiente para operar (la Autoridad de Aplicación verificará la documentación dentro de un plazo de diez días hábiles).
- Se reorienta el rol del Estado hacia funciones esenciales de seguridad y fiscalización técnica.

Ley 26.020 y Resolución SEN 168/05

La Ley 26.020 establece el marco regulatorio de la industria y comercialización del GLP en la Argentina. Su objetivo esencial es 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 toda 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 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 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.

Resolución de la Secretaría de Energía N° 15/2025

El 24 de enero de 2025 se publicó la Resolución de la Secretaría de Energía N° 15/2025 en el marco de la Ley Bases iniciando el proceso de desregulación del mercado del GLP en el país con el objetivo de transformar el mercado de GLP en un modelo eficiente, competitivo y sostenible.

Conforme esta nueva normativa se dispusieron las siguientes definiciones:

- Sustituir el punto 1.2 del Reglamento General de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 49/2015 (en adelante el Reglamento) que creó el Programa Hogares con Garrafa (el Programa) fijando como nuevos objetivos particulares:
 - Establecer precios de referencia para las garrafas de 10, 12 y 15 kilogramos válidos en todo el territorio nacional.
 - Establecer una política de subsidios tal que los recursos del Estado Nacional alcancen a los sectores más vulnerables de la población.
 - Otorgar un subsidio directo para los hogares de bajos recursos y a viviendas de uso social que no cuenten con servicio de gas por redes, para asegurarles la adquisición de garrafas de Gas Licuado de Petróleo de 10, 12 y 15 kilogramos.
 - Incorporar tratamientos diferenciales según las características del hogar y su ubicación.
- Sustituir el punto 4 del Apartado II del Reglamento, en línea con lo dispuesto en los objetivos particulares, indicando adicionalmente que el Programa se complementa con una fuerte fiscalización y control en cada punto de la cadena de comercialización y un esquema de sanciones.
- Sustituir el Apartado III del Reglamento, relacionados con los Precios:
III Precios.
Los Precios de referencia para las garrafas de 10, 12 y 15 kilogramos determinados por la autoridad de aplicación serán tomados como una guía por los integrantes de la cadena de comercialización, sin ser vinculantes para los actores comerciales.
Precio de venta del Productor. El precio de venta del butano, propano y/o mezcla con destino a garrafas de 10, 12 y 15 kilogramos no deberán superar el precio de paridad de exportación.
- Eliminar el Apartado V del Reglamento que establecía las compensaciones a los Productores en función de los volúmenes de producto, butano y propano, que tengan por destino exclusivo el consumo en el mercado interno de GLP envasado en garrafas de 10,12 y 15 kilogramos de uso doméstico.
- Derogar el Apartado VI del Reglamento que establecía los Cupos y Aportes que los Productores debían volcar en el mercado interno.
- Sustituir el Apartado VII del Reglamento estableciéndose un nuevo desarrollo del Programa:
 - Se establece como modalidad de comercialización la relación comercial en cadena, entre los Productores, Comercializadores, Fraccionadores, Distribuidores, Comerciales y Consumidores Finales. Los Operadores deben cumplir con los requisitos técnicos y las medidas de seguridad establecidas en la normativa vigente.
 - El Productor deberá asegurar que el GLP esté disponible para el mercado interno de manera continua y suficiente, en el marco de lo establecido por el inciso b) del Art. 74 de la Ley 26.020.
 - Los Productores deberán registrar diariamente la cantidad de producto que se encuentra almacenado en cada una de las plantas de almacenamiento de su propiedad.
 - Los Fraccionadores tienen permitido adquirir los volúmenes necesarios según sus operaciones, pero sujetos a un límite denominado Volumen Máximo Permitido (VMP), basado en la relación entre el parque de envases aptos registrados por cada operador y el índice de rotación máximo aplicable. La Secretaría de Energía publicará el VMP de cada empresa fraccionadora, acompañado de la información sobre el parque de envases registrado, las compras mensuales de GLP, y el índice de rotación máximo aplicable de manera general a todas las empresas fraccionadoras.

Finalmente derogó la Resolución de la Secretaría de Energía N° 70/201 que establecía los precios de referencia y compensaciones del Programa.

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. La vigencia de este

acuerdo fue prorrogada de manera sucesiva mediante la suscripción de prórrogas entre la Secretaría de Energía y las Empresas Productoras de gas Propano hasta el año 2024.

A través de este acuerdo las Empresas Productoras se comprometieron a abastecer a las Distribuidoras y Subdistribuidoras de Gas Propano Indiluido por Redes, a ciertos precios salida de planta ("Precio Acordado") iguales a: i) los precios que resultaran de aplicar un específico esquema establecido; y ii) 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 2023 se firmó el vigésimo acuerdo de prórroga, el cual si bien mantiene las principales condiciones anteriores 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.

- El 29 de noviembre de 2024 se firmó un nuevo Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido aplicable al período 1 de enero de 2024 hasta el 31 de diciembre de 2024, el cual establece: Desde el 1 de enero de 2024 al 2 de abril de 2024, ambos inclusive, se abonará un precio ponderado de venta normativo 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;
- Desde el 3 de abril de 2024 al 5 de junio de 2025 para toda la República Argentina será un precio equivalente al 25% del valor de paridad de exportación del mes de marzo de 2024.
- Desde el 6 de junio de 2024 al 31 de diciembre de 2024, ambos inclusive, y para toda la República Argentina será un precio equivalente al 25% del valor que resulte del precio calculado según el procedimiento del Art. 2° de la Resolución N° 36 de marzo de 2015 de la Secretaría de Energía que se encuentre vigente al día veinte del mes anterior al de la puesta en vigencia de los respectivos cuadros tarifarios de las localidades abastecidas con gas propano indiluido por redes.

Las empresas productoras recibirán de parte del Estado Nacional el reconocimiento de una compensación económica por las cantidades efectivamente entregadas en virtud del Acuerdo que se calculará teniendo en consideración la diferencia existente 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 Precios Normados; y ii) la valuación de dichas ventas utilizando el precio GLP – Paridad de Exportación tal como ha sido definido en el art. 4 de la Resolución SEN N° 792 de junio de 2005.

El Acuerdo de 2024 fue prorrogado en septiembre de 2025 por el "Acuerdo de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido" (en adelante el "Acuerdo de Prórroga") con vigencia entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2025. Los nuevos valores reconocidos fueron los siguientes: 1) entre el 1° de enero de 2025 y el 30 de junio de 2025 será un precio equivalente al 25% del valor establecido por el Art. 2° de la Resolución N° 36 de marzo de 2015 de la Secretaría de Energía que se encuentre vigente al día 20 del mes anterior a la puesta en vigencia de los respectivos cuadros tarifarios de las localidades abastecidas por gas propano indiluido por redes; 2) desde el 1 de julio de 2025 hasta el 31 de diciembre de 2025 se establece un precio equivalente al 40% del valor indicado en 1).

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados se está aplicando el Acuerdo de Prórroga, mientras se encuentra en análisis por parte de la Secretaría de Energía de un nuevo acuerdo para el año 2026.

5. Seguridad y Medio Ambiente

La estrategia de la Sociedad siempre ha sido la seguridad de su personal, así como de sus activos, de las comunidades donde se desarrolla, la preservación del medio ambiente, la minimización de los impactos 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 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.

Capex cuenta con una Política Integrada 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 y actualmente diseñando el plan de implementación de los cambios surgidos en la versión 2026, dando énfasis al cambio climático, la diversidad biológica y las condiciones ambientales y la integración de estos con la estrategia del negocio.

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 y el entorno. 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 o barreras para evitarlos, 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 mantiene 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, 2004 y 2015). A partir del año 2026, con la emisión de la nueva versión de la norma ISO 14001, se comenzaron los trabajos para la adecuación a los nuevos requisitos de la Norma.

La Sociedad es auditada por entes certificados. 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 fomentado la recuperación natural de 31.669 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 o bien del acondicionamiento de los sitios para favorecer la sucesión natural. En estos yacimientos, se han realizado estudios validados por las autoridades ambientales locales que demuestran la efectividad del proceso de achique de locaciones, tendiente a favorecer y acelerar el proceso de recuperación natural de sitios impactados.

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. Adicionalmente, en sitios donde el impacto requiere ser compensado, se han implementado medidas tendientes a reducir procesos erosivos en locaciones cercanas, particularmente en los yacimientos de Bella Vista Oeste.

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 la reutilización de 160 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 10 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 Integrada de Salud Ocupacional, Seguridad y Medio Ambiente, 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 aprovechen 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 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. Durante el último año se han gestionado 3.500 m³ que durante mayo del 2026 se destinaron 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 descriptas 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 Río 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, actualizada a la última versión de la norma.

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. 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 Capex impulsamos nuestras actividades guiadas por la ética, la transparencia y el desarrollo sostenible, promoviendo el cuidado del ambiente, la salud y seguridad de las personas, el desarrollo integral de nuestros colaboradores, nuestra cadena de valor y las comunidades en las que estamos presentes. Trabajamos con una estrategia integrada, enfocada en la mejora continua, la eficiencia de nuestras operaciones y la evaluación de los impactos sociales y ambientales, reales y potenciales, asociados a nuestras actividades. Esta mirada nos permite gestionar de manera preventiva y responsable los temas relevantes para nuestro negocio y para nuestros grupos de interés.

Como parte de este enfoque integral, durante el presente ejercicio confeccionamos nuestro Reporte de Sostenibilidad en el que damos cuenta de nuestra gestión y desempeño ambiental, social y de gobierno corporativo del último año fiscal. El reporte está dirigido a nuestros principales grupos de interés, accionistas, inversores, colaboradores, proveedores, autoridades, comunidades locales y otros actores vinculados a nuestras operaciones y busca ofrecer información clara, comparable y accesible sobre nuestra gestión de sustentabilidad.

La gestión de la sustentabilidad se organiza en torno a cuatro dimensiones: gobernanza, estrategia, gestión de riesgos, y métricas y objetivos. Este enfoque permite integrar los aspectos Ambientales, Sociales y de Gobernanza ("ASG") a la planificación del negocio, fortalecer la supervisión interna y mejorar la calidad de la información reportada.

Gobernanza de la Sustentabilidad

La sustentabilidad forma parte de la gestión estratégica de CAPEX y se integra progresivamente en los procesos de planificación, toma de decisiones y seguimiento del negocio. Durante el ejercicio, continuamos fortaleciendo el modelo de gobernanza asociado a los temas ambientales, sociales y de gobierno corporativo, con el objetivo de consolidar una gestión transversal, coordinada y alineada con los desafíos actuales de la industria energética.

El Directorio mantiene la responsabilidad de aprobar y supervisar los lineamientos estratégicos del Grupo, incluyendo aquellos vinculados con la sustentabilidad, la gestión de riesgos, el cambio climático, la transición energética, la salud y seguridad de las personas, la ética, la transparencia y el relacionamiento con las comunidades. Esta supervisión permite asegurar que los temas relevantes sean considerados dentro de la estrategia corporativa y acompañen el proceso de creación de valor de largo plazo.

La implementación de estos lineamientos es coordinada por el área de Sustentabilidad, que articula con las distintas gerencias y equipos técnicos de la compañía para recopilar información, monitorear avances, identificar oportunidades de mejora y promover iniciativas vinculadas con la agenda de Sustentabilidad.

El Plan Estratégico de Sustentabilidad, que reúne acciones de corto, mediano y largo plazo constituye una herramienta de gestión que permite asignar responsabilidades, definir prioridades, monitorear avances y detectar oportunidades de mejora en forma sistemática.

Análisis de Materialidad

Como parte del ejercicio anual dentro del Plan, desarrollamos el análisis de materialidad a través del cual identificamos los aspectos económicos, ambientales, sociales y de gobernanza más significativos tanto para nuestra organización como para nuestros stakeholders. En el año 2025 este ejercicio se realizó de manera interna con todas las Gerencias. El resultado de esta revisión concluyó en 19 temas materiales, siendo los cinco prioritarios: i) Salud y Seguridad, dada su relación con la continuidad operativa, cultura preventiva y reducción de riesgos laborales, ii) Desempeño Económico, entendido como la capacidad de inversión y creación de valor de largo plazo, iii) Ética y Transparencia para fortalecer la confianza de inversores y grupos de interés iv) Residuos por la importancia de una adecuada gestión y por último v) Incidentes ambientales por su asociación con cumplimiento regulatorio, eficiencia operativa y licencia social para operar.

En el 2026 desarrollaremos una nueva encuesta de materialidad pero extensiva a todos nuestros stakeholders.

Medidas de mitigación y adaptación frente al cambio climático

Desde hace varias décadas, la compañía viene implementando diversas estrategias para minimizar nuestro impacto en el planeta, mientras desarrollamos una operación eficiente y responsable. Entre estas estrategias podemos destacar las que se pudieron desarrollar e implementar durante el ejercicio que se reporta.

Inventario de emisiones de GEI

Hemos realizado nuestro inventario de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de Alcance 1 y 2 para nuestras operaciones, adoptando la Norma ISO 14064-1:2018 como marco metodológico para su cálculo. Este proceso constituye una herramienta central para fortalecer la gestión climática de la compañía, mejorar la trazabilidad de la información ambiental y contar con una línea de base que permita monitorear la evolución de nuestras emisiones en el tiempo.

A partir de las nuevas normativas sancionadas por las provincias de Chubut y Neuquén, estamos reevaluando nuestro año base para asegurar que quede alineado con la metodología de los requerimientos solicitados por las autoridades competentes. Actualmente, continuamos trabajando en la mejora de la calidad, consistencia y trazabilidad de los datos, así como en la revisión de criterios.

Programa de detección de fugas (LDAR)

Implementamos programas de detección y reparación de fugas (LDAR) en todos los yacimientos que producen gas, incluyendo nuestra planta de LPG y nuestra Central Térmica. Utilizamos cámaras con tecnología de imágenes ópticas de gas (OGI) y drones equipados con instrumentos de medición. A partir de estas acciones, comenzamos a trabajar en los programas de reparación y dejamos establecidos monitoreos anuales con el análisis de nuevas tecnologías. Nuestro objetivo es, mediante el análisis de fallas, ir reduciendo las emisiones fugitivas en nuestras instalaciones y mejorar nuestros factores de emisión para los inventarios futuros.

Transición energética y energías renovables

Desde 2006 hemos incorporado proyectos de energías renovables a nuestro negocio, alcanzando una capacidad instalada de 55,3 MW, distribuida de la siguiente manera:

- Planta de producción de hidrógeno: 1,4 MW (en operación desde 2010).
- Parque Eólico Diadema I: 6,3 MW (operativo desde 2011; evita aprox. 19.400 tCO₂/año).
- Parque Eólico Diadema II: 27,6 MW (operativo desde 2019; evita aprox. 64.000 tCO₂/año).
- Parque Solar La Salvación (San Luis): 20 MW (inició operación en julio de 2025, con 40.338 paneles solares en 49 hectáreas, y permisos que se encuentran en proceso de aprobación para alcanzar 120 MW en el futuro).

Un hito del presente ejercicio fue la puesta en marcha del Parque Solar "La Salvación", ubicado en Quines, San Luis.

Adicionalmente, nuestro portafolio de proyectos a ejecutar incluye un parque solar en Agua del Cajón de 87 MW (previsto para los próximos ejercicios), un proyecto eólico en Benito Juárez (Buenos Aires) de 120 MW, y un parque eólico en Agua del Cajón de 66 MW. En total, contamos con 286 MW con estudio ambiental aprobado y 130 MW en proceso de aprobación.

Eficiencia energética e innovación.

Durante el ejercicio, continuamos impulsando iniciativas de eficiencia energética e innovación aplicada orientadas a optimizar los procesos productivos, reducir consumos, disminuir intervenciones operativas y fortalecer la competitividad de nuestras operaciones. Estas acciones forman parte de una estrategia de mejora continua que combina conocimiento técnico interno, colaboración con proveedores especializados, articulación con universidades y desarrollo de soluciones tecnológicas adaptadas a las necesidades de la industria energética.

Uno de los principales desafíos en términos de consumo energético está asociado a la movilización de fluidos de producción. En el marco de nuestras tecnologías de recuperación terciaria, implementamos procesos de inyección de polímeros que demostraron una reducción significativa de las emisiones de CO₂ equivalente por barril producido, en comparación con métodos de recuperación secundaria, debido a una mayor eficiencia de barrido y a la disminución del volumen de fluidos movilizados. En la actualidad, el 18% de la producción de la Cuenca del Golfo San Jorge es asistida mediante recuperación terciaria, y existen planes para ampliar progresivamente su alcance.

En paralelo continuamos evaluando alternativas de sustitución de insumos importados por desarrollos de producción nacional, incluyendo biopolímeros, biosurfactantes y biocidas. En el caso de los biopolímeros además se busca llegar a horizontes más profundos para seguir ampliando el alcance de la terciaria. Específicamente para el caso de los biosurfactantes, se terminó el proyecto piloto para el uso convencional, aunque se sigue monitoreando su uso previo al paso de masificación, y se inició la etapa de investigación para la producción no convencional.

También avanzamos sobre un piloto de tratamiento de agua de producción para reinyección, el cual se encuentra en análisis para proceder a su masificación. Esto representa una reducción muy significativa en el uso de productos químicos, lo que tiene asociado una notable reducción de emisiones de Alcance 3.

Asimismo, avanzamos en tecnologías de medición digital, como el desarrollo de un caudalímetro nuclear para aplicaciones de flujo multifase en la industria petrolera. Esta herramienta busca reemplazar controles individuales en laboratorio, evitando la movilización de vehículos para la toma de muestras y reduciendo la huella de carbono asociada a la operación.

En la actualidad se están realizando las modificaciones para instalar el equipo en instalaciones de campo.

Estas iniciativas, desarrolladas junto con proveedores e innovadores locales, permiten reducir dependencias logísticas, promover capacidades tecnológicas nacionales y disminuir emisiones asociadas al transporte y consumo de insumos. Estas iniciativas reflejan nuestro enfoque de innovación aplicada: desarrollar soluciones que mejoren la eficiencia operativa, reduzcan emisiones, fortalezcan la seguridad de las operaciones y promuevan capacidades locales, integrando la sustentabilidad al desempeño técnico y económico del negocio.

Residuos y economía circular

Las oportunidades de economía circular son los pilares para identificar alternativas de gestión en las distintas áreas. En este sentido hemos implementado en la Cuenca del Golfo San Jorge un proyecto piloto para la reutilización de fondos de tanque (barros empetrolados) como capa rodante para la construcción de caminos internos de los yacimientos, tomando antecedentes de otros países. Este proyecto se finalizó con éxito y se está en proceso de aprobación formal para su masificación, lo cual tendrá asociado una fuerte reducción de emisiones en torno a la gestión de residuos.

De manera similar, en la Cuenca Neuquina, se trabajó intensamente con los residuos de la Central Térmica para poder buscar opciones de aprovechamiento. Ejemplos de esto fue la reutilización de filtros de aire descartados de turbinas para usarlos como módulos de cultivo hidropónico, bajo un enfoque de economía circular junto con una entidad de la ciudad de Plottier. Este proyecto representa una solución innovadora, económica y sustentable que combina reciclaje industrial con producción alimentaria. Su escalabilidad permitiría que todos los filtros que se generan en la CT tengan este destino. Por otro lado, también se logró la reutilización de maxi bodones en un trabajo conjunto con la Cooperativa El Labrador del Paraje China Muerta. Los maxi bidones adquieren una nueva vida como baños químicos móviles, destinados a dar servicio a productores agrícolas de la zona. Esta acción no sólo representa un ejemplo claro de economía circular, sino que también mejora las condiciones sanitarias en el ámbito rural, promoviendo el cuidado ambiental y el bienestar de las comunidades.

Biodiversidad

Respecto de esta temática es importante señalar que ninguno de nuestros negocios se realiza en áreas protegidas ni en zonas de alto valor para la biodiversidad. Adicionalmente, realizamos acciones de restauración ecológica con tareas como la revegetación. En este contexto vale la pena mencionar el parque solar La Salvación, donde se replantaron 1.400 ejemplares de especies nativas para compensar el desbroce realizado.

Valor social compartido

Estamos comprometidos con el fortalecimiento comunitario y el apoyo a iniciativas que promuevan el bienestar de las personas, la educación, la salud, el deporte, la integración social y el desarrollo de capacidades locales. Nuestra inversión social se distribuye en programas de educación, desarrollo comunitario y otros aportes institucionales, con presencia en Comodoro Rivadavia, Neuquén, Río Negro, Buenos Aires y en San Luis.

Nuestra estrategia de inversión social privada se orienta a generar valor en las comunidades en las que estamos presentes, tanto en las áreas de influencia directa de nuestras operaciones como en otros territorios donde acompañamos a organizaciones con trayectoria y alto impacto social. A través de la articulación con organizaciones sin fines de lucro, fundaciones, instituciones educativas, clubes deportivos, hospitales, centros de atención, bomberos y asociaciones comunitarias, impulsamos proyectos que responden a necesidades locales y contribuyen a mejorar la calidad de vida de las personas.

Entre las acciones más destacadas se encuentran la jornada anual de voluntariado “Día del Pequeño Gran Gesto”, que convoca a colaboradores de distintas sedes y permite canalizar iniciativas solidarias orientadas a personas en contextos de mayor vulnerabilidad; la colaboración con la Fundación Cruzada Patagónica, orientada al desarrollo rural, la educación y la formación técnica en comunidades de la Patagonia; el acompañamiento a la Fundación Diadema, que promueve actividades sociales, educativas y recreativas en la comunidad; y el apoyo sostenido a instituciones incluyendo clubes deportivos, grupos de scouts, organizaciones religiosas, asociaciones civiles, emprendedores y centros de jubilados.

En materia de educación, fortalecemos iniciativas que promueven el acceso a oportunidades de aprendizaje, la formación técnica y el vínculo entre el ámbito educativo y el mundo del trabajo. En este marco, acompañamos programas de pasantías, actividades de formación, entrega de equipamiento y apoyo a instituciones educativas.

También impulsamos iniciativas que integran el deporte, el desarrollo comunitario y la acción climática. En este sentido, acompañamos al Club Calafate Rugby de Comodoro Rivadavia en su camino para convertirse en el primer club autosustentable de la Patagonia, mediante la instalación de un sistema de generación solar fotovoltaica. Esta iniciativa no sólo contribuye a reducir la huella ambiental del club, sino que también fortalece un modelo de desarrollo local basado en la cooperación, la innovación y el compromiso ambiental.

Durante el ejercicio también continuamos acompañando la puesta en valor del patrimonio comunitario, destacándose la refacción del Cine Teatro Astra, un espacio con más de 100 años de historia y fuerte identidad local. Asimismo, frente a situaciones de emergencia, como el temporal que afectó a Bahía Blanca durante el primer trimestre de 2025, impulsamos acciones solidarias junto con organizaciones sociales y comunitarias, con participación activa de nuestros colaboradores.

Como parte de nuestro compromiso con el desarrollo local, promovemos actividades que fomentan el empleo genuino y la contratación de mano de obra local, tanto dentro de nuestra fuerza laboral como en nuestra cadena de valor. En el caso del Parque Solar La Salvación, ubicado en Quines, San Luis, priorizamos la contratación de trabajadores locales. Además, se avanzó con visitas guiadas al parque, dando prioridad a instituciones de la zona previamente identificadas.

El relacionamiento con nuestras partes interesadas se apoya en procesos de mapeo, diálogo y participación comunitaria. De esta forma, buscamos consolidar relaciones de confianza, fortalecer el capital social de las comunidades y contribuir a un desarrollo territorial más inclusivo, resiliente y sostenible, reflejando nuestro compromiso de promover la sustentabilidad tanto internamente como a lo largo de toda nuestra cadena de valor.

Continuaremos fortaleciendo nuestros procesos internos de recopilación, control y consolidación de información ASG, con el objetivo de mejorar progresivamente la calidad, comparabilidad y trazabilidad de los indicadores reportados.

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.

Se aprobó la primera Política de Ciberseguridad Industrial de la Compañía, estableciendo los lineamientos y principios rectores para la protección de los activos tecnológicos vinculados a las operaciones industriales.

En forma complementaria, se continuó avanzando en el fortalecimiento del modelo de gobierno de ciberseguridad y en la mejora de los controles de seguridad asociados a los entornos IT (Information Technology) y OT (Operational Technology), con el objetivo de incrementar los niveles de protección, resiliencia y gestión de riesgos tecnológicos.

Como parte de este proceso, se constituyó el Comité de Ciberseguridad Industrial, integrado por miembros de la alta dirección (C-Level), con el propósito de fortalecer la gobernanza, supervisión y alineación estratégica de las iniciativas de ciberseguridad con los objetivos de negocio y operativos de la Compañía.

Con relación a los procesos administrativos, se realizó la actualización tecnológica del ERP en todos sus componentes. Dicha actualización nos permite incorporar nuevas funcionalidades que darán mejor cobertura de manera standard a los procesos administrativos y continuar en una versión de soporte vigente de los distintos componentes del ERP.

Adicionalmente se implementó una plataforma para la consolidación diaria de la posición financiera de la organización. La solución automatiza la integración de datos provenientes de distintas plataformas y entidades financieras, proporcionando información confiable y oportuna para optimizar la planificación financiera, la gestión de liquidez y los procesos de control.

Asociados a los sistemas de soporte a la operación, se optimizó el proceso de asignación de la producción, generando mejoras en los cierres mensuales, se realizaron mejoras a las aplicaciones de soporte a la gestión y seguimiento de las intervenciones a pozo, tanto inyectoras como productoras. Por último, se sistematizaron los partes de producción de las plantas de polímeros, con el objetivo de agilizar los cierres y contar con indicadores de aplicación.

Durante el ejercicio se llevó a cabo la elaboración del “Plan Estratégico de Sistemas”, con el objetivo de alinear las tecnologías de la información con los objetivos estratégicos de la organización. El proceso incluyó el análisis de la situación actual de los sistemas, la identificación de necesidades de negocio, la evaluación de riesgos y oportunidades tecnológicas, y la definición de una hoja de ruta para la evolución de la infraestructura, aplicaciones y servicios informáticos.

Como resultado, se establecieron lineamientos, proyectos prioritarios e iniciativas de transformación digital orientadas a mejorar la eficiencia operativa, fortalecer la seguridad de la información, optimizar los procesos de gestión y garantizar la sostenibilidad tecnológica de la organización en el mediano y largo plazo.

En el marco de dicho plan, se dio inicio a proyectos tales como:

- Evaluación de alternativas para la mejora en la Gestión de Servicios de Campo.
- Análisis de mejoras para la Gestión Documental de Contratistas.
- Plan integral para la modernización de las Operaciones, definiendo iniciativas y prioridades para la adopción de herramientas digitales, automatización, analítica de datos y optimización de procesos.

Asimismo, se constituyó el Área de Analítica de Datos, con el propósito de fortalecer las capacidades de análisis y gestión de datos de la organización. Esta iniciativa tuvo como objetivo central transformar los datos disponibles en información relevante para la toma de decisiones, mediante la implementación de metodologías, herramientas y procesos orientados a la generación de conocimiento de negocio.

Entre las principales acciones desarrolladas se incluyeron la consolidación de fuentes de información, de acuerdo con las prioridades establecidas por el negocio, el proceso de capacitación a las áreas en el uso de estas nuevas capacidades.

Durante el próximo ejercicio se continuará trabajando en la incorporación de nuevas fuentes de información y en un modelo de Gobierno. La creación de esta área constituye un paso estratégico para promover una cultura organizacional basada en datos.

8. Recursos Humanos

Durante el ejercicio, la Sociedad consolidó sus prioridades estratégicas en materia de Recursos Humanos, con foco en el desarrollo del talento, el fortalecimiento del liderazgo, la evolución cultural y la gestión de los planes de sucesión. En este marco, se profundizó el desarrollo de capacidades tecnológicas y de gestión del cambio, con el propósito de acompañar los proyectos de transformación digital y tecnológica, así como la mejora y adopción de nuevos canales de comunicación interna.

Asimismo, las iniciativas impulsadas desde Recursos Humanos mantuvieron un enfoque transversal en la gestión del cambio y en la mejora de los procesos, contribuyendo a acompañar la evolución de la organización y a fortalecer la efectividad de sus prácticas de gestión.

Desarrollo del talento, liderazgo y competencias críticas:

En línea con dichos objetivos, se continuó impulsando el desarrollo y fortalecimiento de habilidades de liderazgo, comunicación y feedback en los distintos niveles de la organización.

Se implementaron iniciativas orientadas al fortalecimiento del liderazgo transformacional para los niveles gerenciales y de mandos medios, así como programas destinados al desarrollo de jóvenes profesionales, promoviendo la incorporación de herramientas de gestión, una mejor comprensión del negocio y una participación gradual en proyectos de impacto.

Asimismo, se avanzó en la formación de coordinadores y supervisores mediante propuestas focalizadas en herramientas de liderazgo, comunicación y retroalimentación, con foco en el desarrollo de capacidades críticas para la gestión de equipos, la adaptación al cambio y el sostenimiento de una cultura organizacional en evolución.

Se continuó avanzando en el desarrollo del mapa de talento de la organización, como una herramienta estratégica para disponer de una visión integral de las capacidades, el potencial y las necesidades de desarrollo de los colaboradores. Este enfoque permitirá orientar la definición de planes de acción y desarrollo, así como robustecer los procesos de sucesión en posiciones clave, fortaleciendo la disponibilidad de talento alineada con las prioridades y desafíos de la Sociedad.

Se impulsaron actividades de team building en distintas áreas de la empresa, orientadas a fortalecer la integración de los equipos y a consolidar dinámicas de colaboración acordes con los desafíos de la organización. En dichos espacios se trabajó sobre competencias vinculadas con el trabajo en equipo, la comunicación, la resolución de situaciones complejas y las relaciones interpersonales, con el propósito de favorecer una mayor fluidez en la interacción entre sus integrantes y acompañar la incorporación de nuevos miembros, así como los cambios en las estructuras y en los proyectos en curso.

Impulsar la transformación y la mejora en los procesos:

Se definieron planes y acciones orientados a la transformación de los procesos y a su impacto en los sistemas, estableciendo prioridades y asignando los recursos necesarios para avanzar en su implementación.

Asimismo, se dio continuidad a las acciones orientadas a mejorar la integración de los procesos de Recursos Humanos en las aplicaciones asociadas al sistema "RH+", con el objetivo de contar con indicadores de gestión y de avanzar en la automatización de los procesos de gestión de personas, en el marco de los requerimientos administrativos, legales y de Compliance de la organización.

Asegurar los procesos de sucesión de puestos clave:

Este lineamiento estratégico se profundizó mediante el abordaje de los procesos de sucesión de puestos críticos, a partir de la definición de acciones de mediano y largo plazo y de la identificación de estructuras organizativas actualizadas, posiciones clave y mapas de sucesión, cuya implementación acompañará el avance de los planes de desarrollo establecidos. Este proceso se encuentra articulado con la revisión de talentos implementada en la organización.

Atracción y retención del talento:

Se consolidaron las estrategias de atracción y retención del talento, dando continuidad a los procesos de detección de necesidades, elaboración de nuevas propuestas y seguimiento de planes individuales de desarrollo, coaching ejecutivo y otras iniciativas orientadas a fortalecer el desarrollo y la permanencia de los colaboradores.

Fortalecer la comunicación interna y la experiencia del colaborador:

Se avanzó en la implementación y mejora de nuevos canales de comunicación interna, orientados a asegurar una llegada más efectiva de la información, fortalecer la cultura organizacional e impactar positivamente en la experiencia de los colaboradores.

Consolidar las relaciones laborales en un entorno productivo sostenible:

En un contexto desafiante, se continuó impulsando una gestión de relaciones laborales basada en negociaciones abiertas y transparentes con los distintos actores que intervienen en la Cuenca del Comahue y en la Cuenca del Golfo, incluyendo sindicatos, autoridades provinciales y nacionales e intendencias, con el objetivo de preservar la paz social.

Estas acciones tuvieron como propósito resguardar la continuidad operativa, evitar impactos negativos en la producción y en el ámbito de trabajo de colaboradores y contratistas, y asegurar la concreción de los planes de inversión comprometidos, poniendo especial énfasis en el cuidado de las personas y en los requerimientos del negocio.

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

La mejora organizacional, la consolidación de un clima interno de excelencia y la eficiencia productiva se mantienen como ejes prioritarios para orientar las acciones de la Sociedad 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 71,3% de sus deudas financieras en dólares estadounidenses mediante la emisión de las Obligaciones Negociables Clase V, XI y XII; el 27,6% en obligaciones negociables en dólares a ser canceladas en pesos argentinos al tipo de cambio vigente (dólar linked) mediante la emisión de las Obligaciones Negociables Clase IV, VI, VII y X y el 2,1% en préstamos con entidades bancarias locales.

A continuación, se detallan las Obligaciones Negociables emitidas y en circulación al 30 de abril de 2026 y sus principales términos:

Obligaciones Negociables	Monto en US\$	Vencimiento	Moneda de pago	Tasa de interés	Calificación (a la fecha de emisión de los presentes Estados financieros)
Clase IV	17.566.441	Feb/2027	\$ (Dólar link)	0%	Calificación internacional: "B-" por parte de Fitch y Standard & Poor's. Calificación local: "AA" por parte de Fix.
Clase V	118.001.000	5 cuotas semestrales a partir de Ago/2026	US\$	9,25%	
Clase VI	30.676.500	Sept/2026	\$ (Dólar link)	0%	
Clase VII	36.780.842 ⁽¹⁾	Sept/2027	\$ (Dólar link)	0%	
Clase X	55.599.334	Jul/2027	\$ (Dólar link)	0%	
Clase XI	45.097.020	Jun/2028	US\$	7,75%	
Clase XII	67.360.379 ⁽¹⁾	Jun/2029	US\$	8,25%	

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

Al 30 de abril de 2026 la Sociedad mantiene los siguientes préstamos bancarios:

- prefinanciaciones de exportaciones con los bancos BBVA y Banco de Galicia, por un capital de US\$ 28.500.000 con vencimiento en febrero de 2029 en 3 cuotas semestrales y US\$ 15.000.000 con vencimiento en abril de 2028, respectivamente; y
- Préstamos bancarios en dólares con el Banco de la Ciudad de Buenos Aires, Banco de la Nación Argentina y Banco Galicia por US\$ 10.000.000, US\$ 10.000.000 y US\$ 50.000.000, respectivamente, con vencimiento en mayo de 2026, octubre de 2028 y abril de 2030 en 3 cuotas semestrales.

Por último, el 25 de septiembre de 2024 4SOLAR firmó un contrato de préstamo con el Banco BBVA Argentina S.A. por un monto de US\$ 12.000.000, con vencimiento en septiembre de 2029 pagaderos en 16 cuotas trimestrales. El mismo devenga una tasa del 6,5% nominal anual y cuenta con la garantía de Capex como fiador solidario. El saldo al 30 de abril de 2026 es de US\$ 10.560.000.

La deuda financiera de la Sociedad y sus sociedades controladas al 30 de abril de 2026 se encuentra estructurada de la siguiente forma:

Cifras en \$miles

Deuda bancaria y financiera	Corriente	No corriente	Total
Obligaciones Negociables Clase IV	(24.260.931)	-	(24.260.931)
Obligaciones Negociables Clase V	(68.439.287)	(98.483.635)	(166.922.922)
Obligaciones Negociables Clase VI	(42.367.173)	-	(42.367.173)
Obligaciones Negociables Clase VII	-	(50.797.852)	(50.797.852)
Obligaciones Negociables Clase X	-	(76.787.984)	(76.787.984)
Obligaciones Negociables Clase XI	(599.372)	(62.729.955)	(63.329.327)
Obligaciones Negociables Clase XII	(3.104.347)	(93.761.578)	(96.865.925)
Comisiones y gastos a devengar - Obligaciones Negociables	3.255.286	4.507.713	7.762.999
Préstamos bancarios	(19.482.152)	(154.651.380)	(174.133.532)
Adelantos en cuenta corriente	(14.827.141)	-	(14.827.141)
Total	(169.825.117)	(532.704.671)	(702.529.788)

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	3.328.560	-	3.328.560
Fondos comunes de inversión	106.972.884	-	106.972.884
Cuenta remunerada	3.504.736	-	3.504.736
Títulos Públicos	15.832.637	-	15.832.637
Total	129.638.817		129.638.817

Cifras en \$miles

Posición neta	Corriente	No corriente	Total
Total	(40.186.300)	(532.704.671)	(572.890.971)

10. Resultados del ejercicio

El siguiente cuadro resume los índices consolidados obtenidos durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026 en comparación con el ejercicio anterior:

Indices	30.04.2026	30.04.2025
Solvencia (Patrimonio neto / Pasivo)	0,74	0,72
Endeudamiento (Pasivo / Patrimonio Neto)	1,35	1,40
Liquidez corriente (Activo corriente / Pasivo corriente)	0,80	0,43
Prueba ácida (Activo corriente – Inventarios / Pasivo corriente)	0,80	0,43
Razón del patrimonio al activo (Patrimonio neto / Activo total)	0,43	0,42
Razón de inmovilización de activos (Activo no corriente / Activo total)	0,86	0,92
Rentabilidad del activo o económica (Utilidad bruta / Activo total)	0,12	0,09
Rentabilidad del patrimonio o financiera (Resultado integral / Patrimonio Neto promedio)	0,04	0,01
Rentabilidad ordinaria de la inversión (EBT / Patrimonio Neto menos Resultado integral del ejercicio)	0,09	0,04
Apalancamiento financiero (Rentabilidad del Patrimonio Neto / Rentabilidad del activo)	0,33	0,11
Rotación de activos (Ventas / Activo total)	0,36	0,33

Estados de resultados integrales consolidados

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Ingresos por ventas	600.893.792	538.868.311	62.025.481	11,5%
Costo de ventas	(401.129.811)	(397.875.108)	(3.254.703)	-0,8%
Resultado bruto	199.763.981	140.993.203	58.770.778	41,7%
Gastos de comercialización	(98.358.521)	(95.239.699)	(3.118.822)	-3,3%
Gastos de administración	(39.079.005)	(40.033.706)	954.701	2,4%
Otros egresos operativos netos	(66.632)	(39.838.115)	39.771.483	99,8%
Resultado operativo	62.259.823	(34.118.317)	96.378.140	282,5%
Ingresos financieros	27.694.295	43.207.498	(15.513.203)	-35,9%
Costos financieros	(210.298.423)	(258.433.788)	48.135.365	18,6%
Otros resultados financieros RECPAM	181.414.976	219.164.041	(37.749.065)	-17,2%
Resultados financieros, neto	(1.189.152)	3.937.751	(5.126.903)	-
Resultado antes de impuesto a las ganancias	61.070.671	(30.180.566)	91.251.237	302,4%
Impuesto a las ganancias	(15.201.018)	64.155.571	(79.356.589)	-
Resultado neto del ejercicio	45.869.653	33.975.005	11.894.648	35,0%
Otros resultados integrales				
Otros resultados integrales sin imputación futura a resultados	(18.098.821)	(25.285.249)	7.186.428	28,4%
Resultado integral del ejercicio	27.770.832	8.689.756	19.081.076	219,6%

A los efectos de analizar las variaciones, deberá tenerse en cuenta que los saldos al 30 de abril de 2025 que se exponen surgen de reexpresar los importes de los saldos a dicha fecha en moneda homogénea del 30 de abril de 2026, siguiendo los lineamientos detallados en la Nota 3 de los estados financieros consolidados al 30 de abril de 2026.

La evolución comparativa de los resultados al 30 de abril de 2026 con respecto al 30 de abril de 2025 fue la siguiente:

- El Resultado Operativo ascendió a una ganancia de \$ 62.259.823 en comparación con una pérdida de \$ 34.118.317 registrada en el ejercicio anterior, lo que representa una mejora de \$ 96.378.140. Esta evolución favorable se explica principalmente por el incremento del resultado bruto, impulsado por el aumento de los ingresos por ventas, especialmente en el segmento de energía, y por una mejora en la relación entre el costo de ventas y los ingresos.

En particular, el segmento de energía registró una mejora significativa como consecuencia del incremento de los ingresos asociados a la CT ADC, en el marco del nuevo esquema de remuneración establecido por la Res.400/2025, que desde noviembre de 2025 incorpora en la remuneración reconocida por CAMMESA el costo variable de producción de gas consumido para la generación térmica. Este cambio generó un incremento tanto en los ingresos de energía como en los costos por la adquisición de gas, logrando una mejora en los márgenes.

Asimismo, contribuyeron favorablemente el mayor volumen de energía eólica vendido y la incorporación de ingresos por energía solar a partir de la habilitación comercial en forma total del Parque Solar La Salvación en julio de 2025.

En el segmento de petróleo y gas, si bien los ingresos por ventas de petróleo disminuyeron principalmente por menores precios promedio de venta, dicho efecto fue parcialmente compensado por los mayores volúmenes vendidos y por el incremento de las ventas de gas. Si bien durante el último trimestre del ejercicio el precio internacional del crudo experimentó un incremento significativo, impulsado por los conflictos internacionales que impactaron favorablemente en las ventas de ese período, el precio promedio del ejercicio, expresado en moneda homogénea, fue inferior al del ejercicio anterior, lo que explica la disminución observada en la comparación interanual. Adicionalmente, la comparación entre ambos ejercicios se vio beneficiada por la ausencia, en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026, de la desvalorización de la UGE vinculada con las áreas convencionales Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste registradas en el ejercicio anterior.

- El Resultado Neto del ejercicio ascendió a una ganancia de \$ 45.869.653 en comparación con una ganancia de \$ 33.975.005 registrada en el ejercicio anterior, lo que representa un incremento de \$ 11.894.648. La mejora del resultado neto se explica principalmente por la evolución favorable del resultado operativo. No obstante, dicho efecto fue parcialmente compensado por el deterioro del resultado financiero neto y por la variación negativa del impuesto a las ganancias. Los resultados financieros netos pasaron de una ganancia de \$ 3.937.751 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 a una pérdida de \$ 1.189.152 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026. Esta variación se originó principalmente en menores ingresos financieros, asociados a una menor ganancia por diferencia de cambio, y en una disminución del resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda, en línea con la menor inflación registrada en el ejercicio. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores costos financieros, principalmente por menores pérdidas por diferencia de cambio, producto de la menor variación nominal del tipo de cambio del dólar estadounidense respecto del peso entre ambos ejercicios.

Asimismo, el impuesto a las ganancias pasó de una ganancia de \$ 64.155.571 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 a una pérdida de \$ 15.201.018 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026, generando una variación negativa de \$ 79.356.589, explicada por el impuesto determinado del ejercicio y por la evolución del impuesto diferido.

- Los Otros Resultados Integrales sin imputación futura a resultados totalizaron una pérdida de \$ 18.098.821 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026, en comparación con una pérdida de \$ 25.285.249 registrada en el ejercicio anterior. Estos resultados impactan en la reserva por revaluación de activos y se presentan expresados en moneda homogénea. La menor pérdida registrada en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026 se explica por el efecto de la revaluación, neta del ajuste por inflación y del efecto impositivo, de aquellos bienes incluidos en el rubro Propiedad, planta y equipo para los cuales el Grupo aplica la política de valores razonables. En particular, la variación entre ejercicios refleja que la brecha entre la inflación acumulada y la depreciación del peso frente al dólar estadounidense fue inferior a la observada en el ejercicio anterior.

El resultado integral al 30 de abril de 2026 ascendió a una ganancia de \$ 27.770.832 en comparación con la ganancia de \$ 8.689.756 registrada en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025.

Ingresos por ventas

Producto	30/04/26	30/04/25	Variación	
Energía				
Energía CT ADC ⁽¹⁾	200.691.585	141.755.067	58.936.518	41,6%
Energía eólica	11.962.350	10.567.796	1.394.554	13,2%
Energía solar	4.220.068	-	4.220.068	-
Servicio de fasón de energía eléctrica	577.099	462.434	114.665	24,8%
Petróleo	343.547.684	354.414.774	(10.867.090)	-3,1%
Gas	17.647.363	9.653.730	7.993.633	82,8%
Propano	12.906.621	13.041.924	(135.303)	-1,0%
Butano	7.429.135	6.711.256	717.879	10,7%
Oxígeno	343.991	313.704	30.287	9,7%
Servicios	1.567.896	1.947.626	(379.730)	-19,5%
Total	600.893.792	538.868.311	62.025.481	11,5%

⁽¹⁾ Incluye la remuneración por la generación de energía, la remuneración reconocida por CAMMESA por el gas propio consumido en la CT ADC hasta el 31 de octubre de 2025 y la remuneración por el gas consumido reconocido como costo variable de producción en la tarifa a partir de noviembre de 2025. (ver Nota 6 a los Estados financieros consolidados).

Los ingresos por ventas al 30 de abril de 2026 aumentaron un 11,5% con respecto al 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 \$ 58.936.518, representando un aumento del 41,6%, pasando de \$ 141.755.067 al 30 de abril de 2025 a \$ 200.691.585 al 30 de abril de 2026.

Estos ingresos por ventas están asociados a la remuneración por la generación de energía, a la remuneración reconocida por CAMMESA por el gas propio consumido en la CT ADC hasta el 31 de octubre de 2025 y por el gas consumido reconocido como costo variable de producción en la tarifa a partir de noviembre de 2025.

Esta variación se ve influenciada por el cambio de normativa, ya que desde noviembre de 2025 la Res SE 400/2025 estableció un nuevo esquema de remuneración, incluyendo en la remuneración abonada por CAMMESA tanto la remuneración por generación como el costo variable de producción del gas. Este nuevo esquema implica el reconocimiento del costo del gas adquirido a terceros para la generación térmica en el rubro Costo de ventas - Adquisición de gas, mientras que con la normativa anterior (hasta octubre de 2025) el gas provisto por CAMMESA para la generación no era incluido en la tarifa y por lo tanto tampoco en el costo de ventas.

Por lo mencionado, a partir de noviembre de 2025 se ha generado un incremento en los ingresos por energía y en los costos por adquisición de gas.

Los ingresos por ventas de energía eólica medidos en pesos aumentaron en \$ 1.394.554, representando una variación del 13,2%, pasando de \$ 10.567.796 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 a \$ 11.962.350 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026. Este aumento se debió al incremento del 23,8% en la cantidad de GWh vendidos compensado por una disminución del 8,5% en el precio de venta en pesos. El aumento del volumen vendido en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026 se debió fundamentalmente a que en el ejercicio anterior la producción se vio afectada por el temporal de nieve ocurrido en la zona del Golfo de Comodoro Rivadavia a mediados de junio de 2024, lo que impactó en el normal funcionamiento de los parques PED I y II.

Adicionalmente, 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 parque en la zona y las restricciones en 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 \$ 91.924,8 y \$ 100.511,8 por GWh al 30 de abril de 2026 y 2025. El precio por MWh acordado en el contrato con CAMMESA para el PED II es de US\$ 40,27. Respecto del PED I, el precio acordado con CAMMESA era de US\$ 115,896 por MWh hasta el mes de noviembre de 2025, fecha en la cual Hychico cumplió con la entrega del volumen acordado con CAMMESA bajo el contrato de PPA. En consecuencia, a partir de esta fecha, Hychico quedó habilitada a operar en el MATER, habilitándola a firmar acuerdos con grandes usuarios a través de este mercado. A la fecha de los presentes estados financieros, Hychico ha acordado la entrega del total de su generación a un precio promedio aproximado de US\$/MWh 60,1 a través de contratos de ventas en el MATER.

Respecto del nivel de restricciones observado en los últimos meses es de esperar 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.

En el mes de julio de 2025 entró en operación el Parque Solar La Salvación ubicado en la localidad de Quines, Provincia de San Luis, con una potencia total instalada de 20 MWh. Este parque solar posee prioridad de despacho en el MATER y la mayor parte de su generación se encuentra vendida a través de contratos con Grandes Usuarios en el MATER a un precio promedio de US\$ 60 por MWh. Los ingresos por ventas de energía solar ascendieron a \$ 4.220.068 debido a la venta de 44,6 GWh.

b) Servicio de fasón de energía eléctrica:

El servicio de fasón para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno medido en pesos aumentó en \$ 114.665, o un 24,8%, pasando de \$ 462.434 al 30 de abril de 2025 a \$ 577.099 al 30 de abril de 2026. Este aumento se produce por un mayor volumen vendido en un 18,7%, debido a que en el ejercicio anterior la producción se vio afectada por el temporal de nieve ocurrido en la zona del Golfo de Comodoro Rivadavia a mediados de junio de 2024, que afectó el funcionamiento normal de la planta.

c) Petróleo:

	30/04/2026	30/04/2025	Variación	
Mercado local	118.368.098	179.128.898	(60.760.800)	-33,9%
Mercado externo	225.179.586	175.285.876	49.893.710	28,5%
Total	343.547.684	354.414.774	(10.867.090)	-3,1%

Los ingresos por ventas de petróleo al 30 de abril de 2026 disminuyeron en \$ 10.867.090 respecto al ejercicio anterior, representando una disminución del 3,1%. Esta disminución se explica principalmente por una reducción del 3% del precio de venta.

Las ventas en el mercado local disminuyeron en \$ 60.760.800, ó 33,9%, por una disminución en el volumen vendido de un 30% pasando de 256.111 m³ al 30 de abril de 2025 a 179.389 m³ al 30 de abril de 2026. Los precios promedio en pesos (medidos en moneda homogénea) en el mercado local entre ejercicios disminuyeron un 5,7%. El precio local medido en dólares promedio entre ejercicios disminuyó en un 8,3%.

Los ingresos en el mercado externo aumentaron en \$ 49.893.711, ó 28,5% debido a un aumento del 31,8% en el volumen vendido, compensado con un menor precio promedio en pesos (medidos en moneda homogénea) del 2,5%. El precio de exportación promedio en dólares entre ejercicios disminuyó un 5,3%.

Si bien durante el último trimestre del ejercicio el precio internacional del crudo experimentó un incremento significativo, impulsado por el conflicto internacional de Medio Oriente que impactó favorablemente en las ventas de ese período, el precio promedio del ejercicio, expresado en moneda homogénea, fue inferior al del ejercicio anterior, lo que explica la disminución en el precio observada en la comparación interanual.

La producción de petróleo aumentó un 3,8%, pasando de 468.516 m³ al 30 de abril de 2025 a 486.253 m³ al 30 de abril de 2026, debido principalmente a: i) un incremento del 22,4% en la producción del yacimiento Agua del Cajón, que pasó de 76.358 m³ al 30 de abril de 2025 a 93.459 m³ al 30 de abril de 2026, como consecuencia de la mayor contribución de los pozos no convencionales del PAD-1060, que iniciaron su producción a fines de enero de 2025, por lo que en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 aportaron únicamente tres meses de producción, mientras que en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026 contribuyeron durante la totalidad del ejercicio; ii) una mayor producción en las áreas de Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste, debido a que durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 dichas áreas se vieron

afectadas por el temporal de nieve mencionado anteriormente; iii) un incremento del 3,6% en la producción del Área Río Negro y La Yesera, como consecuencia de los trabajos realizados en los pozos durante el ejercicio, parcialmente compensado por, iv) una disminución del 32,9% en la producción del área Puesto Zúñiga.

d) Gas:

El 31 de diciembre de 2024 se produjo la finalización del "Plan Gas 2020-2024" y oportunamente, la Sociedad decidió no adherir al "Plan Gas 2025-2028". En consecuencia, a partir del 1 de enero de 2025 la Sociedad celebró contratos de venta de gas con terceros. La venta de gas medida en pesos aumentó en \$ 7.993.632 ó 82,8%, debido a un incremento del 94% en los m³ vendidos, pasando de 122.287 miles de m³ al 30 de abril de 2025 a 237.206 miles de m³ al 30 de abril de 2026. El precio de venta promedio en pesos disminuyó un 5,8% pasando de \$ 2.139,4 / miles de m³ al 30 de abril de 2025 a \$ 2.016,2 / miles de m³ al 30 de abril de 2026.

La producción de gas de las áreas en la cuenca neuquina disminuyó un 11,9%, pasando de 484.617 miles de m³ al 30 de abril de 2025 a 427.092 miles de m³ al 30 de abril de 2026.

e) Propano, butano y gasolina:

- Las ventas de propano disminuyeron \$ 135.303 ó 1,0%, pasando de \$ 13.041.924 al 30 de abril de 2025 a \$ 12.906.621 al 30 de abril de 2026, producto de un menor precio de ventas en pesos (8,3%), compensado por un mayor volumen de venta entre ejercicios (7,9%).

Las ventas en el mercado local, medidas en pesos, disminuyeron un 9,6%, debido a una disminución del 5,1% en el volumen vendido y una disminución del 4,7% en el precio de venta. El volumen vendido pasó de 5.888 tn al 30 de abril de 2025 a 5.587 tn al 30 de abril de 2026. 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 Diluido. El precio de venta en pesos pasó de \$promedio/tn 644.013,4 al 30 de abril de 2025 a \$promedio/tn 613.720,5 al 30 de abril de 2026.

Las ventas en el mercado externo, medidas en pesos, aumentaron un 2,5% debido a un aumento en el volumen vendido, el cual se incrementó en un 13,6%, pasando de 13.268 tn al 30 de abril de 2025 a 15.076 tn al 30 de abril de 2026, compensado con una disminución en el precio de venta en pesos del 9,8%, pasando de \$promedio/tn 697.149,0 al 30 de abril de 2025 a \$promedio/tn 628.634,3 al 30 de abril de 2026.

- Las ventas de butano aumentaron en \$ 717.881 ó 10,7%, pasando de \$ 6.711.256 al 30 de abril de 2025 a \$ 7.429.135 al 30 de abril de 2026. Dicho aumento se debió a un mayor precio de ventas en pesos del 7,8% y a un mayor volumen vendido del 2,7%, pasando de 11.877 tn al 30 de abril de 2025 a 12.198 tn al 30 de abril de 2026.

Las ventas en el mercado local, medidas en pesos disminuyeron un 34,7%, debido a una disminución del volumen vendido el cual pasó de 7.062 tn al 30 de abril de 2025 a 3.586 tn al 30 de abril de 2026, compensado con un aumento del 28,7% en el precio de venta en pesos el cual pasó de \$promedio/tn 468.415,9 al 30 de abril de 2025 a \$promedio/tn 602.836,90 al 30 de abril de 2026.

Las ventas en el mercado externo, medidas en pesos, aumentaron un 54,8% debido a un aumento en el volumen vendido, el cual se incrementó en un 78,9%, pasando de 4.815 tn al 30 de abril de 2025 a 8.612 tn al 30 de abril de 2026, mientras que el precio de venta en pesos disminuyó un 13,5%, pasando de \$promedio/tn 706.846,5 al 30 de abril de 2025 a \$promedio/tn 611.661,7 al 30 de abril de 2026.

- No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2026 y 2025 debido a que la producción de 17.465 m³ y 18.450 m³, respectivamente, fueron vendidas con el petróleo.

f) Oxígeno:

Hychico vendió 34.164 Nm³ y 30.558 Nm³ de oxígeno por un total de \$ 343.991 y \$ 313.704 en los ejercicios finalizados al 30 de abril de 2026 y 2025, respectivamente. El aumento de las ventas en pesos es consecuencia del mayor volumen vendido. Cabe destacar que en el ejercicio anterior la producción se vio afectada por el temporal de nieve ocurrido en la zona del Golfo de Comodoro Rivadavia a mediados de junio de 2024 que afectó el funcionamiento normal de la planta.

g) 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. Adicionalmente, al 30 de abril de 2026 se incluyen \$ 78.447 de ingresos por servicios de intermediación prestados por Prexium S.A.U.

Costo de ventas

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	2.256.790	2.264.292	(7.502)	-0,3%
Sueldos y cargas sociales	64.721.800	65.154.470	(432.670)	-0,7%
Consumo de materiales, repuestos y otros	17.903.491	21.380.913	(3.477.422)	-16,3%
Operación, mantenimiento y reparaciones	63.057.412	72.498.244	(9.440.832)	-13,0%
Combustibles, lubricantes y fluidos	13.907.557	23.035.997	(9.128.440)	-39,6%
Transporte, fletes y estudios	7.877.025	7.786.046	90.979	1,2%
Depreciación Propiedad, planta y equipo	142.637.033	174.340.333	(31.703.300)	-18,2%
Amortización activos intangibles	434.348	-	434.348	-
Gastos de oficina, movilidad y representación	1.708.176	2.047.975	(339.799)	-16,6%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	9.098.737	8.252.743	845.994	10,3%
Gastos de transporte de gas	678.184	603.766	74.418	12,3%
Adquisición de crudo	8.737.031	10.268.800	(1.531.769)	-14,9%
Adquisición de gas	68.584.548	322.725	68.261.823	21.151,7%
Adquisición de energía	31.440	2.284	29.156	1.276,5%
Costo de producción de variación de existencias	(503.761)	9.916.520	(10.420.281)	-105,1%
Costo de ventas	401.129.811	397.875.108	3.254.703	0,8%

El costo de ventas al 30 de abril de 2026 ascendió a \$ 401.129.811 (66,8% sobre los ingresos por ventas), mientras que al 30 de abril de 2025 ascendió a \$ 397.875.108 (73,8% sobre los ingresos por ventas), representando un aumento del 0,8%.

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

- un aumento en la adquisición de gas a terceros para la inyección en la CT ADC la cual se incrementó a partir de noviembre de 2025, debido a la nueva normativa prevista en la SE 400/2025 ya que el gas redireccionado por CAMMESA comenzó a valorizarse a partir de ese mes.
- una disminución en las depreciaciones del rubro Propiedad, planta y equipo por \$ 31.703.300 debido principalmente a las menores depreciaciones relacionadas con el segmento de petróleo y gas, como consecuencia del aumento de las reservas comprobadas desarrolladas principalmente en las áreas de Pampa del Castillo y Agua del Cajón.
- una disminución en los costos de operación, mantenimiento y reparaciones y del consumo de materiales, repuestos y otros debido a que al 30 de abril de 2025 se incurrieron costos adicionales para restablecer la operación en los yacimientos de Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste luego del temporal de nieve mencionado y al incremento de los servicios de mantenimiento de los yacimientos.
- una disminución de los costos de combustibles, lubricantes y fluidos principalmente por el menor costo de la energía demandada en las áreas de la cuenca del Golfo San Jorge, ya que Capex pasó a abastecer parte de la energía, luego de ser autorizado a actuar como autogenerador distribuido.
- una disminución en el costo de producción de existencias, debido a la variación en pesos de los stocks iniciales y finales en cada ejercicio.

Gastos de comercialización

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Regalías de petróleo y gas	50.854.922	55.560.952	(4.706.030)	-8,5%
Gastos de almacenamiento, transporte y despacho de petróleo y energía	14.679.964	14.802.258	(122.294)	-0,8%
Derechos de exportación	17.369.558	12.249.143	5.120.415	41,8%
Impuesto sobre los ingresos brutos	15.454.077	12.627.346	2.826.731	22,4%
Gastos de comercialización	98.358.521	95.239.699	3.118.822	3,3%

Los gastos de comercialización fueron de \$ 98.358.521 al 30 de abril de 2026 mientras que al 30 de abril de 2025 ascendieron a \$ 95.239.699, representando un 16,4% y 17,7% sobre los ingresos por ventas en cada ejercicio, respectivamente.

Las principales causas del incremento del 3,3% fueron:

- los menores cargos por regalías de petróleo y gas debido, principalmente, a la disminución de los precios promedios neto de descuentos (incluido los derechos de exportación).
- los mayores derechos de exportación devengados como consecuencia del mayor volumen del petróleo destinado al mercado externo.
- los mayores ingresos brutos devengados como consecuencia del incremento en la facturación.

Gastos de administración

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	3.276.217	2.956.611	319.606	10,8%
Sueldos y cargas sociales	18.120.302	18.806.439	(686.137)	-3,6%
Operación, mantenimiento y reparaciones	5.995.718	6.210.311	(214.593)	-3,5%
Transporte, fletes y estudios	145.660	361.724	(216.064)	-59,7%
Depreciación Propiedad, planta y equipo	931.354	800.739	130.615	16,3%
Amortización activos intangibles	36.315	-	36.315	-
Depreciación derechos de uso	1.340.271	1.340.271	-	-
Gastos de oficina, movilidad y representación	692.658	610.777	81.881	13,4%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	1.184.945	462.121	722.824	156,41%
Gastos bancarios	7.355.565	8.484.713	(1.129.148)	-13,3%
Gastos de administración	39.079.005	40.033.706	(954.701)	-2,4%

Los gastos de administración fueron de \$ 39.079.005 y \$ 40.033.706 al 30 de abril de 2026 y 2025, respectivamente, representando un 6,5% y 7,4%, respectivamente, sobre los ingresos por ventas. La disminución fue de \$ 954.701, es decir un 2,4 %, originado principalmente por disminuciones en los rubros “sueldos y cargas sociales” y “Gastos bancarios” entre ejercicios, compensado parcialmente por el incremento del rubro “Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros” y los mayores honorarios abonados por asesoramiento legal y técnico.

Otros egresos operativos netos

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Recupero desvalorización PED II (E G WIND)	2.500.000	-	2.500.000	-
Bono de acceso y fee por producción PAD 1050/PAD 1060	1.512.565	10.706.793	(9.194.228)	-85,9%
Ingresos por servicios administrativos indirectos Consorcios / UT (neto)	1.368.777	1.366.521	2.256	0,2%
Recupero desvalorización Planta de Hidrógeno y Oxígeno (Hychico)	554.978	402.197	152.781	38,0%
Diversos	506.865	834.200	(327.335)	-39,2%
Desvalorización de créditos impositivos	(35.254)	(26.982)	(8.272)	30,7%
Previsión para créditos incobrables	(417.098)	-	(417.098)	-
Resultado venta Propiedad, planta y equipo	(644.088)	-	(644.088)	-
(Ajuste) / Recupero de regalías pagadas en exceso	(2.363.377)	4.559.211	(6.922.588)	-151,8%
Desvalorización de activos intangibles (4SOLAR)	(3.050.000)	-	(3.050.000)	-
Desvalorización áreas convencionales Pampa del Castillo/Bella Vista Oeste	-	(57.680.055)	57.680.055	-100,0%
Otros egresos operativos netos	(66.632)	(39.838.115)	39.771.483	-99,8%

Los otros egresos operativos netos al 30 de abril de 2026 y 2025 fueron de \$ 66.632 (pérdida) y 39.838.115 (pérdida), respectivamente.

Se incluye, principalmente, en este rubro:

Al 30 de abril de 2026:

- Recupero de la previsión por desvalorización del PED II (EG WIND).
- Desvalorización de activos intangibles de 4SOLAR.
- Ingresos relacionados con la producción de los PADs 1050 y 1060 en el área Agua del Cajón, previstos en los acuerdos firmados entre la Sociedad y los socios que participan de ambos PADs.

- d) Resultado de la venta de un activo del rubro Propiedad, planta y equipo en el segmento petróleo y gas atribuible a la UGE relacionada con el área convencional Pampa del Castillo.
- e) La previsión de incobrabilidad de créditos por ventas correspondientes al servicio de tratamiento de crudo, agua y alistamiento de gas.
- f) Ajuste crédito por regalías fiscales de gas abonadas en exceso.
- g) Los ingresos por servicios administrativos indirectos correspondientes a Consorcios / UT.

Al 30 de abril de 2025:

- a) La desvalorización del rubro Propiedad, planta y equipo en el segmento petróleo y gas, atribuible a la UGE relacionada con las áreas convencionales Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste, como consecuencia de la disminución de las reservas de las áreas, 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.
- b) El recupero de la desvalorización de la Planta de Hidrógeno y Oxígeno propiedad de Hychico.
- c) Ingresos relacionados con el bono de acceso por el PAD 1060 y la producción de los PADs 1050 y 1060 en el área Agua del Cajón, previstos en los acuerdos firmados entre la Sociedad y los socios que participan de ambos PADs.
- d) El recupero de regalías fiscales de gas abonadas en exceso.
- e) Los ingresos por servicios administrativos indirectos correspondientes a Consorcios / UT.

Resultados financieros

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Ingresos financieros	27.694.295	43.207.498	(15.513.203)	-35,9%
Costos financieros	(210.298.423)	(258.433.788)	48.135.365	-18,6%
Otros resultados financieros RECPAM	181.414.976	219.164.041	(37.749.065)	-17,2%
Resultados financieros	(1.189.152)	3.937.751	(5.126.903)	-130,2%

a) Ingresos financieros

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Diferencia de cambio	12.546.057	32.696.284	(20.150.227)	-61,6%
Intereses	7.429.814	3.832.891	3.596.923	93,8%
Otros resultados financieros	7.371.590	6.843.752	527.838	7,7%
Devengamiento de intereses de créditos	346.834	(165.429)	512.263	309,7%
Ingresos financieros	27.694.295	43.207.498	(15.513.203)	-35,9%

Los ingresos financieros al 30 de abril de 2026 arrojaron un saldo de \$ 27.694.295, mientras que al 30 de abril de 2025 fueron de \$ 43.207.498, representando una disminución del 35,9%. Las principales causas de la variación son las siguientes:

- Disminución del resultado por diferencia de cambio como consecuencia de la menor variación, a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso entre ejercicios, parcialmente compensada por mayores rendimientos en ciertas inversiones. En particular, entre mayo de 2025 y abril de 2026 el tipo de cambio registró una variación del 18,9% mientras que, entre mayo de 2024 y abril 2025 la variación fue del 33,5%. Al 30 de abril de 2026, el 56,8% de los activos financieros del Grupo se encuentran denominados en dólares estadounidenses.
- Al 30 de abril de 2026 el Grupo reconoció la reversión del descuento previamente registrado sobre los créditos fiscales del impuesto al valor agregado de 4SOLAR, como consecuencia de una nueva estimación sobre el plazo esperado de utilización de dichos créditos.

b) Costos financieros

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Diferencia de cambio	(143.079.754)	(199.114.780)	56.035.026	28,1%
Intereses	(52.605.619)	(50.365.890)	(2.239.729)	-4,4%
Otros resultados financieros	(8.495.253)	(2.255.766)	(6.239.487)	276,6%
Devengamiento de intereses de deudas	(6.117.797)	(6.697.352)	579.555	8,7%
Costos financieros	(210.298.423)	(258.433.788)	48.135.365	18,6%

Los costos financieros al 30 de abril de 2026 arrojaron un saldo de \$ 210.298.423, mientras que al 30 de abril de 2025 fueron por \$ 258.433.788 representando un aumento de los mismos del 18,6%. Las principales causas de la variación de \$ 48.135.365 fueron:

- Disminución de las pérdidas por diferencia de cambio como consecuencia de la menor variación, a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso, el cual entre mayo de 2025 y abril 2026 fue del 18,9% mientras que, entre mayo de 2024 y abril 2025 alcanzó el 33,5%. Asimismo, durante el ejercicio se registró

un incremento en los pasivos denominados en moneda extranjera, lo que acentuó el impacto de la variación cambiaria sobre los resultados. Al 30 de abril 2026 el Grupo posee el 93,0% 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 referida comprende financiamiento bancario de corto plazo por US\$ 113.500.000, Obligaciones Negociables por un total de US\$ 371.127.016 – incluyendo las Clases V, XI, XII y las Clases IV, VI, VII y X dólar link, y un préstamo con BBVA por US\$ 10.560.000 destinado a financiar la construcción del Parque Solar “La Salvación”.

- Los mayores intereses devengados al 30 de abril de 2026 debido al mayor endeudamiento del Grupo durante el ejercicio.

Otros resultados financieros RECPAM

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Otros resultados financieros RECPAM	181.414.976	219.164.041	(37.749.065)	-17,2%

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 2026 fue del 32,4%, mientras que en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 fue del 47,3%. Adicionalmente, los pasivos monetarios disminuyeron aproximadamente un 7,6% al cierre del ejercicio finalizado al 30 de abril de 2026 en comparación con el 30 de abril de 2025.

Impuesto a las ganancias

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Impuesto a las ganancias	(15.201.018)	64.155.571	(79.356.589)	-123,7%

El impuesto a las ganancias ascendió al 30 de abril de 2026 y 2025 a una pérdida de \$ 15.201.018 y una ganancia de \$ 64.155.571, respectivamente, representando una variación negativa de \$ 79.356.589, como consecuencia del impuesto determinado del ejercicio y de la variación del impuesto diferido.

Otros resultados integrales

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Otros resultados integrales sin imputación futura a resultados	(18.098.821)	(25.285.249)	7.186.428	28,4%

Los Otros Resultados Integrales sin imputación futura a resultados, que impactan en la Reserva por revaluación de activos y se presentan expresados en valores homogéneos, totalizaron una pérdida de \$ 18.098.821 en comparación con una pérdida de \$ 25.285.249 registrada en el ejercicio anterior. Dicho resultado surge de la revaluación, neta del ajuste por inflación y el efecto impositivo, de aquellos bienes incluidos en el rubro Propiedad, planta y equipo para los cuales el Grupo aplica la política de valores razonables. La menor pérdida registrada en el presente ejercicio se explica principalmente porque la brecha entre la inflación y la depreciación del peso frente al dólar estadounidense fue inferior a la del ejercicio anterior. En efecto, durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026 la inflación acumulada fue del 32,4% (IPC), mientras que la depreciación del peso frente al dólar estadounidense fue del 18,9%; mientras que en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 la inflación acumulada fue del 47,3% (IPC) y la depreciación del peso frente al dólar estadounidense fue del 33,5%.

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 octavo iniciado el 1º de mayo de 2025 y finalizado el 30 de abril de 2026.

El resultado integral del ejercicio arrojó una ganancia de \$ 27.876.138.052, constituido por i) el Resultado neto ganancia por \$ 45.911.072.739 y, ii) Otros resultados integrales netos pérdida por \$ 18.034.934.687 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 ganancia de \$ 47.567.847.654, compuesto por: i) Resultado neto ganancia por \$ 45.911.072.739, y ii) la desafectación de la Reserva por Revaluación de Activos por \$ 1.656.774.915.

El Directorio propone que los Resultados no asignados ganancia que ascienden a \$ 47.567.847.654 sean imputados: i) contra la Reserva Legal \$ 797.464.107, y ii) el monto restante de \$ 46.770.383.547 contra 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, 7 de julio de 2026

EL DIRECTORIO

ANEXO IV del Capítulo I del Título IV – Régimen Informativo Periódico de las Normas (N.T.2013 y mod.)
CODIGO DE GOBIERNO SOCIETARIO

A. LA FUNCIÓN DEL DIRECTORIO

Principios

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

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

Aplica. La Sociedad ha desarrollado sus actividades de forma ética y transparente a través de su historia, lo cual se ha visto reflejado en el accionar del Directorio, la gerencia y los empleados de la Sociedad.

El Directorio aprobó e implementó desde el ejercicio 2019-2020 el Programa de Integridad de la Sociedad según lo previsto en la Ley 27.401. En el marco del mismo, con fecha 27 de julio de 2020 el Directorio aprobó una revisión del Código de Conducta de la Sociedad, documento fundamental de dicho Programa. El mismo, establece las políticas y los lineamientos, que rigen en la realización de todas las actividades de la Sociedad, las cuales incluyen principalmente la exploración y producción de hidrocarburos, la producción de GLP (incluyendo a su controlada Servicios Buproneu S.A.), la generación de electricidad en su central térmica, la generación de energía renovable a través de sus controladas HYCHICO S.A, E G WIND S.A. y 4SOLAR S.A. y la comercialización de energía y gas natural a través de PREXIUM S.A.U.

En ese contexto, el Directorio también implementó desde el mismo ejercicio los lineamientos del Código de Gobierno Societario requeridos por la Resolución General CNV N° 797/2019.

El Directorio define, aprueba y promueve la misión, visión y valores de la sociedad: 1) la Misión en buscar de ser una empresa de desarrollo de negocios que incluya un valor agregado en el sector energético buscando la eficiencia y la sinergia que permita entregar productos y servicios que impacten positivamente en la vida y el bienestar de la comunidad, generando a la vez resultados a nuestros accionistas; 2) Visión para desarrollar negocios maximizando los resultados para nuestros accionistas, con operaciones eficientes, permitiendo el desarrollo humano de empleados, contratistas y las comunidades donde nos desarrollamos, pero siempre manteniendo los principios de ética empresarial y asegurando el desarrollo sustentable; 3) Valores: a través de: i. la sustentabilidad con miras al desarrollo sostenible y la transición energética a través de la generación

de energía mediante fuentes renovables de generación; ii. Integración y sinergia mediante el trabajo en equipo e integrado entre las distintas operaciones y gerencias de manera interdisciplinaria; iii. Eficiencia Operativa a través de la agilidad en la toma de decisiones y la búsqueda de nuevas tecnologías, la evaluación de propuestas, procurando su implementación con innovación e inversión genuina; iv. Prácticas ambientales y sociales responsables. En todas nuestras actividades y proyectos siempre se evalúan previamente los impactos, incluyendo aquellos relacionados al medio ambiente, la seguridad y la comunidad en la cual se encuentra inmersa la sociedad y sus operaciones; v. Dirección calificada y estable fomentando un liderazgo cercano basado en la confianza y la comunicación. vi. Desarrollo de los Recursos Humanos y apoyo a la comunidad, focalizándose en el desarrollo de las personas, mediante la capacitación y la participación de todos los empleados en el proceso de gestión de desempeño. Estos valores incluyen el diseño de una estrategia de seguridad, salud y protección ambiental sólida basada en una cultura de prevención y respaldada por recursos específicamente asignados en cada una de las áreas operativas.

El Directorio participa de reuniones en las que se le presentan diferentes asuntos, en las que, además de tomar las decisiones pertinentes, manifiesta sus fundamentos en función de la cultura de la Sociedad, su misión, visión y el Programa de Integridad.

Asimismo, el Directorio da charlas en eventos de la Sociedad y se realizan capacitaciones a los empleados en el marco de la cultura y valores de la Sociedad, su misión y visión.

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

Aplica. El Directorio, al aprobar la Memoria, incluye el plan de acción del año siguiente. Previamente, la Gerencia prepara el proyecto para consensuarlo con el Directorio. Al definir el plan de acción, el Directorio y las Gerencias tienen en cuenta factores ambientales, sociales y de gobierno societario.

Asimismo, la Sociedad cuenta con el sector de Control de Gestión que realiza un control y seguimiento de los presupuestos económicos y financieros, manteniendo reuniones en forma trimestral con la Dirección General y los Gerentes de la Sociedad, en las que se evalúa el grado de cumplimiento y desvíos de los presupuestos. La información analizada tiene como fuentes la contabilidad y datos de mercado.

Además, en el año 2022 la Sociedad implementó una Gerencia de Sustentabilidad, la cual desarrolla su trabajo teniendo en consideración las metas a corto, mediano y largo plazo de la Sociedad, las cuales repercuten en las oportunidades e impactos para su negocio, el de sus colaboradores, las comunidades en las que opera la Sociedad y el medio ambiente. La Sociedad realiza sus actividades a través de una estrategia integrada, con un marcado foco en la mejora continua y en la eficiencia de sus operaciones, incluyendo el diseño de una estrategia que incluye los aspectos de *compliance*, responsabilidad social empresarial, seguridad, salud y protección ambiental sólida; basada en una cultura de prevención y respaldada por recursos específicamente asignados en cada uno de estos aspectos, buscando promover el desarrollo de las comunidades cercanas, la descarbonización, y la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

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

Aplica. El Directorio se reúne periódicamente con el Gerente General y con los gerentes, quienes mantienen actualizado al Directorio sobre la evolución de las actividades de la Sociedad. El Directorio aprobó un organigrama de la Sociedad, el cual establece los distintos grados de reporte al Gerente General, delineando las líneas de reportes de las distintas gerencias. A su vez, el Gerente General mantiene diálogo constante con el Directorio.

Asimismo, la Sociedad cuenta con la descripción de los principales procedimientos que deben llevarse a cabo para la realización de las operaciones, que aseguren el control interno de la Sociedad. Auditoría Interna realiza controles periódicos para monitorear su cumplimiento e informa al Comité de Auditoría sobre las actividades desarrolladas al respecto.

Con respecto a los indicadores de desempeño, la Sociedad ha establecido un sistema de objetivos y competencias a desarrollar durante cada ejercicio que permite la evaluación permanente del desarrollo de las diferentes áreas, incluyendo al Gerente General.

El departamento de Recursos Humanos, con relación a los mecanismos para el desarrollo y retención de talentos, cuenta con un proceso de análisis de remuneraciones, capacitaciones, planes de desarrollo, entre otros elementos, que se realiza de acuerdo con las prácticas de mercado, cuyo objetivo es atraer y retener el talento clave y crítico para la Sociedad.

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

Aplica. El Directorio, con la asistencia de la Secretaría Corporativa, diseña, confecciona, revisa y aprueba los reglamentos y documentos que lleven a una adecuada estructura y práctica de Gobierno Societario. Asimismo, el Directorio ha designado como Secretaría Corporativa a la Gerencia de Asuntos Legales, la cual implementa y controla, junto con otros departamentos, las prácticas de gobierno societario.

Además, la Secretaría Corporativa, con los diferentes departamentos de la Sociedad, evalúa el CGS, sus principios, prácticas y orientaciones, preparando el Reporte del CGS de manera anual, y lo somete a la evaluación del Directorio en forma previa a su aprobación y publicación.

El Directorio cuenta con la asistencia de dos Comités, el Comité de Auditoría y el de Nominaciones y Remuneraciones y ha aprobado los siguientes reglamentos, políticas y documentos en el marco del CGS:

- Reglamento del Directorio;
- Reglamento del Comité de Nominaciones y Remuneraciones;
- Política de dividendos;
- Política de transacciones con Partes Relacionadas;
- Política de nominaciones de candidatos para el Directorio de la Sociedad;

- Política de remuneraciones del Directorio;
- Política de Remuneración del Director Ejecutivo y de los Gerentes;
- Política de Sucesión del Director Ejecutivo.
- El Programa de Integridad en el marco de la Ley de responsabilidad penal de personas jurídicas N° 27.401.

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

Aplica. Los miembros del Directorio tienen tiempo suficiente para ejercer sus funciones de directores de la Sociedad de forma profesional y eficiente.

El Directorio cuenta con reglas claras y formalizadas para su funcionamiento y organización, las cuales se encuentran previstas en el Estatuto de la Sociedad y en el Reglamento del Directorio.

El Directorio estará integrado por el número de miembros que fije la asamblea entre un mínimo de 3 y un máximo de 6 integrantes con mandatos por un año. El estatuto prevé la elección de Directores Suplentes y se cumple con el porcentaje de Directores Independientes establecidos en las Normas de la CNV y la Ley de Mercado de Capitales. El Directorio designó una Secretaría Corporativa de la Sociedad, que se encarga de asesorar al Directorio sobre el cumplimiento del Reglamento del Directorio, el Estatuto Social y la normativa vigente por parte de los Directores. Asimismo, controla que se tengan en cuenta los principios de buen gobierno societario. El Directorio se reúne cada tres meses, sin perjuicio de las reuniones adicionales que precise celebrar, pudiendo participar sus participantes de manera presencial o a distancia.

A su vez, los Comités del Directorio cuentan con sus propios reglamentos que establecen de forma clara las reglas para su funcionamiento. En la página web de la Sociedad se encuentran publicados el reglamento del Directorio, el reglamento interno para el Comité de Auditoría y el del Comité de Nominaciones y Remuneraciones en el siguiente enlace:

<https://capex.com.ar/somos-capex/gobierno-corporativo/>

Integración y funcionamiento de los Comités del Directorio: i) Comité de Auditoría: se encuentra integrado por dos directores independientes del Directorio (el Sr. Pablo Menéndez, y la Sra. Verónica Segovia) y un director no independiente, el Presidente de la Sociedad (el Sr. Alejandro Götz). Se reúne de manera presencial o a distancia por lo menos una vez cada tres meses y con mayor frecuencia si las circunstancias y/o los estatutos sociales así lo exigieran y fuera solicitado por cualquiera de sus miembros; ii) Comité de Nominaciones y Remuneraciones: se encuentra integrado por dos directores independientes del Directorio (el Sr. Pablo Menéndez, y la Sra. Verónica Segovia) y el Presidente de la Sociedad (el Sr. Alejandro Götz). Se reúnen de manera presencial o a distancia anualmente, salvo que resulte necesaria alguna reunión adicional. Los miembros de ambos Comités permanecerán en su cargo por un plazo de un (1) año, pudiendo ser reelegidos siempre que conserven su calidad de miembro del Directorio de la Sociedad. Los dos Comités son presididos por un Director Independiente, el Sr. Pablo Menéndez."

B) LA PRESIDENCIA EN EL DIRECTORIO Y LA SECRETARÍA CORPORATIVA

Principios

- VI. El Presidente del Directorio es el encargado de velar por el cumplimiento efectivo de las funciones del Directorio y de liderar a sus miembros. Deberá generar una dinámica positiva de trabajo y promover la participación constructiva de sus miembros, así como garantizar que los miembros cuenten con los elementos e información necesaria para la toma de decisiones. Ello también aplica a los Presidentes de cada comité del Directorio en cuanto a la labor que les corresponde.
- VII. El Presidente del Directorio deberá liderar procesos y establecer estructuras buscando el compromiso, objetividad y competencia de los miembros del Directorio, así como el mejor funcionamiento del órgano en su conjunto y su evolución conforme a las necesidades de la compañía.
- VIII. El Presidente del Directorio deberá velar por que el Directorio en su totalidad esté involucrado y sea responsable por la sucesión del gerente general.

6. El Presidente del Directorio es responsable de la buena organización de las reuniones del Directorio, prepara el orden del día asegurando la colaboración de los demás miembros y asegura que estos reciban los materiales necesarios con tiempo suficiente para participar de manera eficiente e informada en las reuniones. Los Presidentes de los comités tienen las mismas responsabilidades para sus reuniones.

Aplica. El Presidente del Directorio coordina el cronograma periódico de las reuniones de Directorio con el resto de sus miembros conforme lo establecido en el Reglamento del Directorio y les remite los materiales necesarios para las mismas, contando con el soporte de la Secretaría Corporativa. Asimismo, el Presidente del Comité de Auditoría y del Comité de Nominaciones y Remuneraciones y el Presidente del Directorio coordinan las reuniones de los comités.

Con la asistencia de Secretaría se coordina y se planifica las reuniones del Directorio, se toma nota de las reuniones de Directorio y organiza las Asambleas de accionistas, asegurando el registro de los Accionistas y la participación de todos los Directores. De igual manera, la Secretaría Corporativa, junto con la colaboración de otras Gerencias, coordina las reuniones del Comité de Auditoría y del Comité de Nominaciones y Remuneraciones. El Directorio se reúne periódicamente con el Gerente General y con los gerentes, quienes mantienen actualizado al Directorio sobre la evolución de las actividades de la Sociedad.

7. El Presidente del Directorio vela por el correcto funcionamiento interno del Directorio mediante la implementación de procesos formales de evaluación anual.

Aplica. El Presidente del Directorio vela por la evaluación periódica del Directorio. El Directorio en forma anual en la Memoria, expone los resultados de su gestión y describe su actuación a efectos de permitir la evaluación del desempeño por parte de la Asamblea de Accionistas de conformidad con lo establecido en la Ley General de Sociedades.

El Directorio se reúne al menos una vez de manera trimestral y en los mismos plazos se presentan a los accionistas los Estados Financieros que permiten la evaluación durante el ejercicio de la tarea del Directorio.

En los mismos plazos se reúne el Comité de Auditoría que realiza un relevamiento de su tarea a fin de cada trimestre.

Al menos una vez al año el Directorio realiza una reunión para autoevaluar su gestión y funcionamiento, el clima de trabajo, la participación de sus integrantes y eventuales propuestas de sus miembros, incluyendo en dicho análisis la actividad desarrollada por los Comités del Directorio. Del resultado de dicha reunión se realiza un informe.

8. El Presidente genera un espacio de trabajo positivo y constructivo para todos los miembros del Directorio y asegura que reciban capacitación continua para mantenerse actualizados y poder cumplir correctamente sus funciones.

Aplica. El Presidente es quien lidera al Directorio y vela porque sea un entorno ordenado, destinado al diálogo y la crítica constructiva, donde todos los miembros estén lo suficientemente informados para expresar sus opiniones y poder procurar el intercambio entre ellos. Todos los años, el Directorio, junto con la Secretaría Corporativa, emite y lleva a cabo un programa anual de capacitaciones, el cual incluye informes mensuales de consultoras y asesores externos sobre diferentes materias vinculadas a la Sociedad, como por ejemplo de energía, hidrocarburos, financieras y económicas, así como también capacitaciones sobre temas de interés para la Sociedad.

9. La Secretaría Corporativa apoya al Presidente del Directorio en la administración efectiva del Directorio y colabora en la comunicación entre accionistas, Directorio y gerencia.

Aplica. La Secretaría Corporativa es llevada a cabo por la Gerencia de Asuntos Legales de la Sociedad. La Secretaría Corporativa se encarga de brindar soporte al Directorio y llevar a cabo diferentes actividades, incluyendo, entre otras cuestiones: (i) realizar las convocatorias; (ii) preparar el paquete de información para los accionistas, (iii) conformar las minutas de las reuniones, (iv) organizar las asambleas de accionistas; (v) asegurar el registro de los accionistas, y (vi) proponer y coordinar un cronograma de reuniones del Directorio y sus Comités.

10. El Presidente del Directorio asegura la participación de todos sus miembros en el desarrollo y aprobación de un plan de sucesión para el gerente general de la compañía.

Aplica. El Directorio de la Sociedad aprobó en 2020 una Política de Sucesión del Gerente General y Gerencias de Primera Línea. El Directorio, junto con la Gerencia de Recursos Humanos, participan en la implementación de esta Política.

Se busca formar y capacitar sucesores internos para las gerencias claves, con tiempo suficiente para permitirles desarrollar las capacidades para el nuevo cargo y, en caso de no contar internamente con sucesores, se busca externamente un candidato. De la misma manera se procede para definir al sucesor del Gerente General, proceso del cual participa el Directorio. Con relación específica a la sucesión del Gerente General, Capex cuenta con una política específica de sucesión de este cargo, la cual es de carácter confidencial. En términos generales, dicha política establece que se debe considerar las competencias acreditadas o por desarrollar para

ocupar el puesto, ya sea un candidato interno o externo. El proceso de selección para el puesto de Gerente General se realizará a través de métodos profesionales incluyendo, de ser necesaria, la contratación de consultores externos.

C) COMPOSICIÓN, NOMINACIÓN Y SUCESIÓN DEL DIRECTORIO

Principios

- IX. El Directorio deberá contar con niveles adecuados de independencia y diversidad que le permitan tomar decisiones en pos del mejor interés de la compañía, evitando el pensamiento de grupo y la toma de decisiones por individuos o grupos dominantes dentro del Directorio.
- X. El Directorio deberá asegurar que la compañía cuente con procedimientos formales para la propuesta y nominación de candidatos para ocupar cargos en el Directorio en el marco de un plan de sucesión.

11. El Directorio tiene al menos dos miembros que poseen el carácter de independientes de acuerdo con los criterios vigentes establecidos por la Comisión Nacional de Valores.

Aplica. El Directorio está integrado por el número de miembros que fija la asamblea entre un mínimo de tres (3) y un máximo de seis (6) miembros con mandato por un (1) año, según lo previsto en el estatuto vigente de la Sociedad. Actualmente, el Directorio de la Sociedad está compuesto por cinco (5) miembros titulares, dos (2) de los cuales son independientes.

Durante el ejercicio 2025-2026 los Directores Independientes fueron la Sra. Verónica Segovia, y los Sres. Pablo Menéndez y Ernesto Grandolini. Descripción de la formación y experiencia de cada uno de los Directores independientes:

Verónica Segovia. Se recibió de contadora en la Universidad Católica Argentina, y luego de Especialista en Sindicatura Concursal en la misma Universidad. Ha realizado el Programa de Capacitación Directiva del IAE Business School y se encuentra certificada como Coach de Negocios Conscientes en el Conscious Business Center Internacional Fred Kofman. Se incorporó a la Emisora el 23 de agosto de 2023. Además de ser Directora Titular, es miembro integrante del Comité de Auditoría. Se ha desempeñado en estudios contables, bancos, consultoras, como síndico concursal, como perito contadora oficial, ha constituido y participado en sociedades profesionales de contadores, ha sido gerente de administración en la Asociación Civil para la promoción Deportiva, Educativa y Social durante ocho años, y Coach Ejecutiva en los últimos cinco años.

Pablo Menéndez. Se recibió de Contador Público Nacional en la Universidad Católica Argentina y posee un Master en Dirección de Empresas por el Instituto de Altos Estudios Empresariales (IAE). Se incorporó a la Emisora el 28 de agosto de 2020. Además de desempeñarse como Director Titular de la Emisora, preside el Comité de Auditoría y el Comité de Nominaciones y Remuneraciones. Anteriormente se desempeñó en Bagley Argentina por cuatro años, Arcor por diecisiete años, Burns Phillips South América por tres años y Moore Stephens Int Ltd por seis años.

Ernesto Carlos Grandolini. Se recibió de contador en la Universidad de Belgrano. Se incorporó a la Emisora con fecha 28 de agosto de 2018. Además de desempeñarse como Director Suplente de la Emisora ocupó cargos en Renault Argentina S.A. y Empresa Petro Argentina S.R.L.

12. La compañía cuenta con un Comité de Nominaciones que está compuesto por al menos tres (3) miembros y es presidido por un director independiente. De presidir el Comité de Nominaciones, el Presidente del Directorio se abstendrá de participar frente al tratamiento de la designación de su propio sucesor.

Aplica. La Sociedad cuenta con un Comité de Nominaciones y Remuneraciones, el cual se encuentra compuesto por tres (3) miembros, dos de ellos independientes, siendo presidido asimismo por un Director independiente.

El mismo criterio que se utiliza para la conformación del Directorio en cuanto a experiencia profesional, diversidad, se utiliza para la designación de sus integrantes. Anualmente, se informa a los accionistas mediante las propuestas del Directorio para ser tratadas en la asamblea, los candidatos propuestos para ser integrantes del Directorio. Se adjunta el enlace correspondiente de la página de Capex S.A. con el Reglamento del Comité de Nominaciones y Remuneraciones dentro del acápite para inversores:

<http://capex.com.ar/somos-capex/gobierno-corporativo/>

13. El Directorio, a través del Comité de Nominaciones, desarrolla un plan de sucesión para sus miembros que guía el proceso de preselección de candidatos para ocupar vacantes y tiene en consideración las recomendaciones no vinculantes realizadas por sus miembros, el Gerente General y los Accionistas.

Aplica. La Sociedad cuenta con una Política de Nominaciones de Miembros del Directorio. El Directorio, a través del Comité de Nominaciones y Remuneraciones, implementa y supervisa la ejecución de dicha Política. Conforme a dicha política, el Comité de Nominaciones y Remuneraciones deberá evaluar los factores de independencia, diversidad, edad, idoneidad, experiencia y conocimiento del negocio, entre otros.

Teniendo en consideración la propuesta del Comité de Nominaciones y Remuneraciones, el Directorio podrá proponer una lista de candidatos para ocupar las vacantes en el Directorio de la Sociedad. La opinión del Comité de Nominaciones y Remuneraciones no será vinculante para el Directorio ni la Asamblea. Las propuestas de candidatos propuestos por el Directorio a la asamblea son informadas a los Accionistas oportunamente conforme lo dispone la normativa específica en forma previa a la Asamblea, la cual, conforme a la normativa vigente, es soberana en la designación de los miembros del Directorio. Asimismo, la Sociedad cuenta con una “Política de no discriminación e igualdad de oportunidades”, la cual forma parte de su Código de Conducta, que prevé expresamente el ofrecer igual oportunidad de empleo en cumplimiento con las leyes y regulaciones laborales vigentes, a aquellas personas que califican para los requisitos del puesto a cubrir, promoviendo los derechos humanos, creando un ambiente laboral donde primen el trato digno, no discriminatorio y la igualdad de oportunidades. En tal sentido, la Sociedad gestiona el personal de manera no discriminatoria, incluyendo sin ser limitativo, en aspectos relacionados a su selección, contratación, asignación de trabajos, promociones, transferencias, salarios, y entrenamiento/capacitación. En la Sociedad se encuentra prohibida cualquier forma de acoso, entendiéndose por tal cualquier forma de hostigamiento, amenaza, construcción de estereotipos negativos, intimidación o acción hostil de cualquier clase que perturbe o demuestre hostilidad hacia alguna persona debido a su raza, sexo, color, origen, nacionalidad, religión, inclinación sexual, edad, incapacidad u otros. Asimismo, se encuentra estrictamente prohibido influenciar, ofrecer influencia, amenazar la carrera, salario o empleo, con el propósito de obtener cualquier tipo de beneficios o retribuciones personales. Desde la Sociedad alentamos que nuestros socios de negocios,

proveedores, prestadores de servicios, agentes e intermediarios, que estén relacionados con la Sociedad tengan las mismas políticas dentro de sus estructuras.

14. El Directorio implementa un programa de orientación para sus nuevos miembros electos.

Aplica. El Directorio implementa un programa de orientación para sus nuevos miembros, presentándolos y brindándoles toda la información necesaria o que sea requerida, así como capacitaciones sobre cuestiones vinculadas a la Sociedad.

Específicamente se establece un cronograma anual de capacitaciones que recibirá el Directorio de la Sociedad, sobre diversas temáticas cuyo conocimiento es considerado de importancia para el cumplimiento de sus funciones. Sin perjuicio de ello, también se realizan capacitaciones, ya sea por otros miembros del Directorio o bien por las Gerencias, para los nuevos Directores a fin de asegurar el conocimiento particular de la Sociedad, sus operaciones, cuestiones sobre la industria y mercados en los que opera, entre otras cuestiones. Asimismo, el Directorio puede solicitar capacitaciones adicionales. Las capacitaciones pueden ser internas, brindadas por las Gerencias, o externas, a través de reuniones y/o informes de terceros como consultoras en energía, económicas o asesores financieros.

D) REMUNERACIÓN

Principios

- XI. El Directorio deberá generar incentivos a través de la remuneración para alinear a la gerencia – liderada por el gerente general- y al mismo Directorio con los intereses de largo plazo de la Compañía de manera tal que todos los directores cumplan con sus obligaciones respecto de todos sus accionistas de forma equitativa.

15. La compañía cuenta con un Comité de Remuneraciones que está compuesto por al menos tres (3) miembros. Los miembros son en su totalidad independientes o no ejecutivos.

Aplica. La Sociedad cuenta con un Comité de Nominaciones y Remuneraciones, el cual se encuentra compuesto por tres (3) miembros, dos de ellos independientes, y todos no ejecutivos. El reglamento de este Comité se encuentra publicado en la página web de la Sociedad en el siguiente enlace:

<https://capex.com.ar/somos-capex/gobierno-corporativo/>

Los factores evaluados por el Comité de Nominaciones y Remuneraciones se pueden ver en la siguiente respuesta. Todos los Directores tienen una remuneración equivalente, excepto aquellos integrantes de los Comités que por su actividad específica reciben un diferencial con relación al resto de los Directores (integran los Comités la Sra. Verónica Segovia y los Sres. Pablo Menéndez y Alejandro Götz).

16. El Directorio, a través del Comité de Remuneraciones, establece una política de remuneración para el gerente general y miembros del Directorio.

Aplica. La Sociedad implementó una Política de Remuneración de Miembros del Directorio y una Política de Remuneración del Gerente General y Gerentes de Primera Línea. El Directorio, a través del Comité de

Nominaciones y Remuneraciones y junto con el soporte del departamento de Recursos Humanos y la Secretaría Corporativa cuando corresponda, supervisa e implementa dichas políticas.

El Comité es el encargado de asistir al Directorio y/o la Asamblea en materia de: (i) remuneraciones del Directorio; y (ii) elaboración y seguimiento de políticas y/o planes de remuneración y/o beneficios para el Directorio y el Gerente General de la Sociedad.

Teniendo en consideración la asistencia del Comité de Nominaciones y Remuneraciones para el seguimiento de políticas y planes de remuneración del Directorio y el Gerente General, el Directorio eleva una propuesta de su remuneración a la Asamblea, sobre cuya razonabilidad deberá opinar el Comité de Auditoría, para luego ser considerada por la Asamblea de Accionistas. Los siguientes factores son considerados especialmente por el Directorio para definir la propuesta de honorarios: 1) el tiempo dedicado por los Directores al ejercicio de sus funciones; 2) las responsabilidades asumidas en el ejercicio de sus cargos; 3) la realización de comisiones especiales y/o funciones técnico-administrativas; y 4) el contexto macroeconómico internacional y nacional.

Para el Gerente General y los Gerentes de primera línea el departamento de Recursos Humanos realiza un análisis de remuneraciones o compensaciones conforme el mercado en la materia con el objetivo de retener talentos críticos. El reporte específico consecuente es revisado por la Gerencia General quien se lo presenta al Presidente del Directorio con una propuesta para la actualización de remuneraciones en caso de resultar necesario.

E) AMBIENTE DE CONTROL

Principios

- XII. El Directorio debe asegurar la existencia de un ambiente de control, compuesto por controles internos desarrollados por la gerencia, la auditoría interna, la gestión de riesgos, el cumplimiento regulatorio y la auditoría externa, que establezca las líneas de defensa necesarias para asegurar la integridad en las operaciones de la compañía y de sus reportes financieros.
- XIII. El Directorio deberá asegurar la existencia de un sistema de gestión integral de riesgos que permita a la gerencia y al Directorio dirigir eficientemente a la compañía hacia sus objetivos estratégicos.
- XIV. El Directorio deberá asegurar la existencia de una persona o departamento (según el tamaño y complejidad del negocio, la naturaleza de sus operaciones y los riesgos a los cuales se enfrenta) encargado de la auditoría interna de la compañía. Esta auditoría, para evaluar y auditar los controles internos, los procesos de gobierno societario y la gestión de riesgo de la compañía, debe ser independiente y objetiva y tener sus líneas de reporte claramente establecidas.
- XV. El Comité de Auditoría del Directorio estará compuesto por miembros calificados y experimentados, y deberá cumplir con sus funciones de forma transparente e independiente.
- XVI. El Directorio deberá establecer procedimientos adecuados para velar por la actuación independiente y efectiva de los Auditores Externos.

17. El Directorio determina el apetito de riesgo de la compañía y además supervisa y garantiza la existencia de un sistema integral de gestión de riesgos que identifique, evalúe, decida el curso de acción y monitoree los riesgos a los que se enfrenta la compañía, incluyendo -entre otros- los riesgos medioambientales, sociales y aquellos inherentes al negocio en el corto y largo plazo.

Aplica. A través del seguimiento del negocio y las funciones de gestión del Gerente General y el Directorio, estos evalúan los riesgos que se presentan y junto con los gerentes involucrados toman las medidas necesarias

para mitigarlos. El Gerente General mantiene informado permanentemente al Directorio, quien define el riesgo a tomar por la Sociedad. Asimismo, y dada la actividad del grupo, se cuenta con una matriz de riesgos en materia de seguridad y de gestión ambiental y de procedimientos para su gestión.

Con el propósito de ser un instrumento de trabajo útil para identificar los principales riesgos que afectan a la Sociedad, se implementó una metodología de gestión integral de riesgos. A tales efectos, se ha desarrollado una matriz integral de evaluación de riesgos. Entre los principales riesgos inherentes al negocio que son tenidos en cuenta por la Sociedad para su análisis se encuentran:

- Riesgos estratégicos, económicos y políticos;
- Riesgos vinculados a competidores y a negocios conjuntos;
- Riesgos vinculados a desastres naturales;
- Riesgos vinculados a problemáticas sociales;
- Riesgos de gobierno corporativo;
- Riesgos de cumplimiento;
- Riesgos de procesos, dentro de los cuales se encuentran aquéllos vinculados a recursos humanos, fraude, tecnología de la información, operaciones, entre otros; y
- Riesgos financieros y de reporte.

Esta matriz de riesgos ha sido elaborada a través de la evaluación de todas la Gerencias de la Sociedad y la Gerencia General, por medio de metodologías para la determinación de los riesgos de negocio, contando con la asistencia de la Gerencia de Auditoría, quien es responsable de coordinar y supervisar la aplicación de esta y gestionar la actualización periódica de dicha evaluación.

Además, el Comité de Auditoría supervisa la aplicación de las políticas de información sobre gestión de riesgos financieros de la Sociedad, informando de ello en su Informe Anual. Asimismo, respecto de los riesgos financieros, en los estados financieros anuales se incluye una descripción de estos y sus efectos en los resultados.

Teniendo en cuenta la importancia del riesgo ambiental en el marco de las actividades que realiza la Sociedad, esta mantiene la certificación del yacimiento Agua del Cajón, la central de generación y la planta de GLP bajo la norma ISO 14001.. Hychico S.A. y E G Wind S.A., sociedades controladas de Capex S.A. también cuentan con la certificación bajo la norma ISO 14001 para sus parques eólicos ubicados en la Provincia de Chubut, al igual que 4 Solar S.A. para su parque solar ubicado en la provincia de San Luis. Para fortalecer el compromiso, tanto en el resto de las unidades de negocio como en los yacimientos petroleros que no poseen certificación, se aplica la política de seguridad y gestión ambiental, alineada con la misma norma.

18. El Directorio monitorea y revisa la efectividad de la auditoría interna independiente y garantiza los recursos para la implementación de un plan anual de auditoría en base a riesgos y una línea de reporte directa al Comité de Auditoría.

Aplica. La Gerencia de Auditoría Interna reporta directamente al Directorio, siendo independiente del resto de las Áreas de la Sociedad, y cuenta con los recursos humanos y presupuestarios autónomos y adecuados con relación al tamaño de la Sociedad y complejidad de sus negocios. El Directorio, a través del Comité de Auditoría, en el marco de las funciones definidas para dicho Comité, aprueba el Plan de Auditoría Anual que

incluye actividades de evaluación de sistemas y riesgos de las diferentes áreas, pudiendo inclusive desarrollarse auditorías no planeadas en función de las necesidades que surjan en cada ejercicio. Para todas sus actividades, esta Gerencia tiene acceso irrestricto al personal y la documentación de cada una de las áreas de la Sociedad y, al finalizar el ejercicio, el Comité de Auditoría evalúa y aprueba la gestión de Auditoría Interna y externa y se incluye su revisión en su informe anual. Asimismo, periódicamente la Gerencia de Auditoría Interna envía informes de gestión al Comité de Auditoría.

19. El auditor interno o los miembros del departamento de auditoría interna son independientes y altamente capacitados.

Aplica. La Gerencia de Auditoría Interna de la Sociedad está conformada por miembros que poseen adecuados conocimientos en materias financieras, empresariales y contables, y cuentan con la autoridad necesaria para realizar sus tareas de manera efectiva, amplia e independiente.

Los miembros de la Gerencia de Auditoría Interna tienen acceso a todos los niveles gerenciales y empleados de la Sociedad, así como también a toda la información de la Sociedad (registros, archivos, contratos y todo tipo de información que pudieran precisar). Auditoría Interna cuenta específicamente con un presupuesto autónomo específico para dicha gerencia, el cual se va actualizando oportunamente para cada ejercicio.

20. El Directorio tiene un Comité de Auditoría que actúa en base a un reglamento. El comité está compuesto en su mayoría y presidido por directores independientes y no incluye al gerente general. La mayoría de sus miembros tiene experiencia profesional en áreas financieras y contables.

Aplica. El Comité de Auditoría cuenta con un reglamento desde el año 2003. Actualmente, el Comité está compuesto por tres (3) miembros del Directorio, dos de ellos independientes y con formación acorde los requisitos de la normativa aplicable. El Gerente General no forma parte del Comité.

Teniendo en consideración las actividades que deben realizar los Directores designados para cubrir las funciones del Comité de Auditoría, se informa que los actuales integrantes del Comité cuentan con la experiencia profesional requerida para desempeño de esta función, incluyendo contable y financiera.

Para el detalle y experiencia de los directores independientes que integran el Comité (la Sra. Verónica Segovia y el Sr. Pablo Menéndez), ver el punto 11 del presente con el detalle biográfico de su formación y experiencia. *Con relación al Sr. Alejandro Götz, se adjunta dicha información a continuación:* se recibió de abogado en la Universidad de Belgrano. Se incorporó a la Emisora con fecha 7 de julio de 1994. Además de desempeñarse como Presidente de la Emisora ocupa los siguientes cargos: Presidente de Compañías Asociadas Petroleras S.A., Presidente de Servicios Buproneu S.A., Presidente de Interenergy Argentina S.A., Presidente de Interenergy Inversiones S.A., Vicepresidente de Interflow S.A., Vicepresidente de Plenium Energy S.A., Director Titular de Bosque Andino S.A., Director Titular de Bosques Verdes S.A., Vicepresidente de Wild S.A., Director Titular de Alparamis S.A., Vicepresidente de Hychico S.A., Director Suplente en Estancias Meliquina S.A., Presidente de Fundación Diadema, Vicepresidente de E G WIND S.A., y Director Titular de Horkla S.A., Vicepresidente de Prexium S.A.U. y Director Titular en Vientos del Plata S.A.

21. El Directorio, con opinión del Comité de Auditoría, aprueba una política de selección y monitoreo de auditores externos en la que se determinan los indicadores que se deben considerar al realizar la recomendación a la asamblea de Accionistas sobre la conservación o sustitución del auditor externo.

Aplica. La Sociedad aplica las Normas de la CNV sobre rotación de los Auditores Externos.

En su informe anual, el Comité de Auditoría describe las tareas realizadas durante el ejercicio, entre las que se encuentran la realización de reuniones periódicas con el auditor externo en las que el Comité recibe los reportes trimestrales correspondientes.

Asimismo, el Comité de Auditoría evalúa la idoneidad, independencia y desempeño de los Auditores Externos que fueran designados por la Asamblea de Accionistas. Cada año emite un informe en atención a los siguientes procedimientos y tareas realizadas: análisis de las propuestas de servicios y honorarios de los Auditores Externos; mantenimiento de las condiciones de independencia, consulta a funcionarios de la Sociedad sobre la existencia de hechos que puedan afectar la independencia del auditor; análisis de los planes de trabajo, su desarrollo y resultados; planeamiento y enfoque de los trabajos, etc. Se emite una opinión fundada en los términos de la normativa aplicable y el Reglamento del Comité.

F) ÉTICA, INTEGRIDAD Y CUMPLIMIENTO

Principios

- XVII. El Directorio debe diseñar y establecer estructuras y prácticas apropiadas para promover una cultura de ética, integridad y cumplimiento de normas que prevenga, detecte y aborde faltas corporativas o personales serias.
- XVIII. El Directorio asegurará el establecimiento de mecanismos formales para prevenir y en su defecto lidiar con los conflictos de interés que puedan surgir en la administración y dirección de la compañía. Deberá contar con procedimientos formales que busquen asegurar que las transacciones entre partes relacionadas se realicen en miras del mejor interés de la compañía y el tratamiento equitativo de todos sus accionistas.

22. El Directorio aprueba un Código de Ética y Conducta que refleja los valores y principios éticos y de integridad, así como también la cultura de la compañía. El Código de Ética y Conducta es comunicado y aplicable a todos los directores, gerentes y empleados de la compañía.

Aplica. La Sociedad cuenta con un Código de Conducta y Reglas y Procedimientos para interactuar con el Sector Público como así también con un sector de *Compliance* que vela por el cumplimiento de nuestro Programa de Integridad. El Programa de Integridad es impulsado por el Directorio y su contenido es de conocimiento de sus directores, gerentes y empleados, quienes lo aplican a todas sus actividades laborales relacionadas con la Sociedad.

El Código de Conducta establece los principios y valores que deben inspirar y definir las pautas de conducta de todos los empleados, gerentes y directores de la Sociedad. Es cultura de Capex que todos sus miembros apliquen cotidianamente principios de integridad y conducta transparente y de buenas prácticas en el desarrollo de las actividades y los negocios de la Sociedad.

En todos los ejercicios se realizan diversas actividades de capacitación de nuestro Programa de Integridad focalizando en las políticas que integran el Código de Ética y Conducta tanto al personal que ingresa a la Sociedad como capacitaciones de actualización al personal y gerentes de la Sociedad. Asimismo, en cada ejercicio se brindan al Directorio como mínimo 2 informes, al inicio del ejercicio informando las acciones a llevarse a cabo durante el ejercicio y al cierre del ejercicio con el detalle de los trabajos realizados y sus resultados.

Asimismo, se realizan actividades periódicas de difusión de nuestro Programa de Integridad y se les exige también a nuestros Socios y Proveedores su compromiso con el cumplimiento de las normas de Integridad y Ética.

Entre otras políticas, el Código de Conducta tiene un acápite especial sobre regalos empresariales que se pueden dar y recibir estando prohibidos aquellos que puedan dar lugar a conflictos de intereses, influir en la toma de decisiones o adquirir una ventaja desleal. Sólo se encuentra permitida la recepción o entrega de obsequios de buena fe en el marco de relaciones comerciales con proveedores, clientes o terceros realizados de manera esporádica y sin mayor valor económico.

La Sociedad mantiene todos los canales de comunicación abiertos para que el personal efectúe su denuncia. La Sociedad garantiza a quienes denuncien, que la denuncia será tratada de manera confidencial, llevando adelante cuando las circunstancias así lo ameriten, la correspondiente investigación. En este contexto, el Código de Conducta establece la Política de No Represalias para quienes denuncien, como así también establece la toma de medidas disciplinarias para quienes se compruebe que hayan violado las disposiciones del Código de Conducta.

El Código de Conducta se encuentra subido a la página de Capex S.A. en el siguiente enlace:
<https://capex.com.ar/somos-capex/programa-de-integridad/>

23. El Directorio establece y revisa periódicamente, en base a los riesgos, dimensión y capacidad económica un Programa de Ética e Integridad. El plan es apoyado visible e inequívocamente por la gerencia quien designa un responsable interno para que desarrolle, coordine, supervise y evalúe periódicamente el programa en cuanto a su eficacia. El programa dispone: (i) capacitaciones periódicas a directores, administradores y empleados sobre temas de ética, integridad y cumplimiento; (ii) canales internos de denuncia de irregularidades, abiertos a terceros y adecuadamente difundidos; (iii) una política de protección de denunciantes contra represalias; y un sistema de investigación interna que respete los derechos de los investigados e imponga sanciones efectivas a las violaciones del Código de Ética y Conducta; (iv) políticas de integridad en procedimientos licitatorios; (v) mecanismos para análisis periódico de riesgos, monitoreo y evaluación del Programa; y (vi) procedimientos que comprueben la integridad y trayectoria de terceros o socios de negocios (incluyendo la debida diligencia para la verificación de irregularidades, de hechos ilícitos o de la existencia de vulnerabilidades durante los procesos de transformación societaria y adquisiciones), incluyendo proveedores, distribuidores, prestadores de servicios, agentes e intermediarios.

Aplica. La Sociedad implementó un Programa de Integridad acorde a los lineamientos establecidos por la Ley Nro. 27.401 y por la CNV, habiendo designado a la Gerencia de Auditoría Interna como responsable del desarrollo, coordinación y supervisión de este.

Este Programa de Integridad está integrado por: (i) Código de Conducta, (ii) Reglas y Procedimientos para interactuar con el Sector Público, (iii) análisis de riesgos, (iv) política de relacionamiento con socios de

negocios, (v) capacitaciones periódicas y canales de difusión del Programa como así también (vi) canales de denuncia, investigaciones internas y política de no represalias. El Programa de Integridad de la Sociedad es apoyado inequívocamente por el Directorio y por la Alta Gerencia y es revisado y actualizado en forma continua por la Gerencia de Auditoría Interna quien reviste el carácter de Oficial de Cumplimiento (*Compliance Officer*) con la colaboración del Departamento de Asuntos Legales.

Para más información al respecto, remitimos a la respuesta 22.

24. El Directorio asegura la existencia de mecanismos formales para prevenir y tratar conflictos de interés. En el caso de transacciones entre partes relacionadas, el Directorio aprueba una política que establece el rol de cada órgano societario y define cómo se identifican, administran y divulgan aquellas transacciones perjudiciales a la compañía o sólo a ciertos inversores.

Aplica. La Sociedad cuenta con un Código de Conducta que a su vez cuenta con una Política de Conflictos de Intereses, la cual establece que sus directores, gerentes y empleados deben evitar todo potencial o presente conflicto de intereses (los propios con los de la Sociedad). En la medida en que algún, director, gerente o empleado de la Sociedad se encuentre frente a una situación que le pueda generar un conflicto de interés, éste deberá ser reportado automáticamente a su superior, quien lo comunicará a su Gerente y a Auditoría Interna.

Asimismo, la Sociedad cuenta con una política que define y regula las operaciones con partes relacionadas conforme los artículos 72 y 73 de la Ley Nro. 26.831. La misma establece que todas las operaciones de monto relevante (según lo definen los artículos ya citados) con una o más partes relacionadas deben someterse a un procedimiento específico.

G) PARTICIPACIÓN DE LOS ACCIONISTAS Y PARTES INTERESADAS

Principios

- XIX. La compañía deberá tratar a todos los Accionistas de forma equitativa. Deberá garantizar el acceso igualitario a la información no confidencial y relevante para la toma de decisiones asamblearias de la compañía.
- XX. La compañía deberá promover la participación activa y con información adecuada de todos los Accionistas en especial en la conformación del Directorio.
- XXI. La compañía deberá contar con una Política de Distribución de Dividendos transparente que se encuentre alineada a la estrategia.
- XXII. La compañía deberá tener en cuenta los intereses de sus partes interesadas.

25. El sitio web de la compañía divulga información financiera y no financiera, proporcionando acceso oportuno e igual a todos los Inversores. El sitio web cuenta con un área especializada para la atención de consultas por los Inversores.

Aplica. La página web de la Sociedad posee una sección denominada “Inversores” y otra “Gobierno Societario”, donde se encuentra disponible, para consulta pública, información financiera y no financiera.

Asimismo, la página web contiene una sección de contacto distinguiendo según el tipo de consulta, en la que se puede seleccionar “Inversores”. Se accede a través del siguiente enlace:

<https://capex.com.ar/contactanos/>

26. El Directorio debe asegurar que exista un procedimiento de identificación y clasificación de sus partes interesadas y un canal de comunicación para las mismas

Aplica. La Sociedad cuenta con una metodología de identificación y clasificación de sus partes interesadas en la cual participan absolutamente todos los departamentos de la empresa con el objetivo de abarcar a todas las partes interesadas en los correspondientes relevamientos y sus posteriores clasificaciones y actualizaciones. A su vez, también cuenta con canales de comunicación que le permiten recibir, analizar y responder consultas de todas las partes interesadas, entre las que se deben considerar por ejemplo inversores, proveedores y terceros en general. El sitio web permite recoger inquietudes del público en general y las mismas son respondidas a través del responsable de relaciones con el mercado y/o la persona capacitada a tal fin según el tipo de consulta. Asimismo, en el sitio web de la Sociedad se encuentra disponible información relevante de la Sociedad y el Reporte de Sostenibilidad correspondiente al ejercicio 2024-2025 que podrán encontrar en el siguiente enlace:

<https://capex.com.ar/sustentabilidad/>

Por otro lado, contamos con una metodología que establece los pasos a seguir para el relevamiento, análisis y respuesta a las sugerencias, observaciones o quejas de las comunidades donde la Sociedad desarrolla su actividad, así como de los empleados propios y de empresas contratistas, en relación con nuestras actividades. La misma implica que las comunicaciones tanto internas como externas son recibidas, analizadas, respondidas y documentadas según los lineamientos de las Normas ISO 14001. Por otro lado, las instalaciones críticas poseen cartelera con el número de teléfono de la empresa para que la comunidad pueda hacer las comunicaciones que estime pertinentes. Una vez recibida una notificación, la misma es derivada al Dpto. correspondiente (entre ellos, de Seguridad y Medio Ambiente, Sustentabilidad, Recursos Humanos y Relaciones Laborales). En función de la complejidad de esta, puede reunirse un Comité con el fin de relevar las observaciones de la comunidad y gestionar su análisis y respuesta. Para conocer los temas más relevantes para nuestro negocio y nuestros Stakeholders o Grupos de interés, periódicamente se lleva a cabo un análisis de materialidad, donde a partir de diversos canales de diálogo identificamos los tópicos económicos, ambientales, sociales y de gobernanza más importantes para nuestros grupos de interés. Para este análisis utilizamos los lineamientos determinados por GRI Standards, y en particular los tópicos incluidos en el Estándar Sectorial GRI 11- Petróleo y Gas; además del análisis de riesgos corporativos; las prácticas actuales referentes en el tema, y un análisis comparativo de los tópicos relevantes para la industria.

27. El Directorio remite a los Accionistas, previo a la celebración de la Asamblea, un “paquete de información provisorio” que permite a los Accionistas -a través de un canal de comunicación formal- realizar comentarios no vinculantes y compartir opiniones discrepantes con las recomendaciones realizadas por el Directorio, teniendo este último que, al enviar el paquete definitivo de información, expedirse expresamente sobre los comentarios recibidos que crea necesario.

Aplica. La Sociedad cumple con los regímenes informativos periódicos y publicaciones definidos por la Ley General de Sociedades, la Ley de Mercado de Capitales, las Normas de la CNV y los reglamentos de los mercados en los que cotizan los títulos valores emitidos por la Sociedad.

La Sociedad cumple con las publicaciones exigidas por la normativa vigente, en virtud de la cual se publican las convocatorias a Asambleas y la documentación relacionada, por los medios legales previstos.

Los Accionistas cuentan con canales formales de comunicación, ya sea a través de la página web de la Sociedad y/o de correo electrónico.

Las consultas que la Sociedad recibe de los Accionistas, tanto durante el ejercicio en general como en forma previa a la Asamblea en particular, son atendidas por el Responsable de Relaciones con el Mercado y/o la Gerencia de Asuntos Legales, quienes se encargan de coordinar las respuestas en cada caso. Asimismo, a la Asamblea asisten, tanto el Gerente General, como la primera línea financiera y administrativa de la Sociedad y el Responsable de Relaciones con el Mercado, quienes evacúan cualquier consulta o aclaración que pudieran tener los Accionistas tanto en forma previa como posterior a la Asamblea. Toda la información relevante para los Accionistas no solo se encuentra a disposición a través de BYMA, la AIF en la CNV y MAE en A3 Mercados, sino que también se pone a disposición en la página web de Capex S.A.

28. El estatuto de la compañía considera que los Accionistas puedan recibir los paquetes de información para la Asamblea de Accionistas a través de medios virtuales y participar en las Asambleas a través del uso de medios electrónicos de comunicación que permitan la transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras, asegurando el principio de igualdad de trato de los participantes.

Aplica. La Sociedad no posee disposiciones estatutarias para llevar adelante asambleas a distancia y por el momento no tiene previsto incluirlas.

Sin perjuicio de lo indicado, los Accionistas disponen de las herramientas de comunicación detalladas en el presente Informe (Prácticas 25 y 27) para establecer contacto con la Sociedad y plantear inquietudes, sin perjuicio de los canales formales previstos por la normativa aplicable.

29. La Política de Distribución de Dividendos está alineada a la estrategia y establece claramente los criterios, frecuencia y condiciones bajo las cuales se realizará la distribución de dividendos.

Aplica. La Política de Distribución de Dividendos de la Sociedad fue aprobada por su Directorio en el mes de julio de 2020 y se comenzó a aplicar a partir del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020. El Directorio, al analizar su recomendación a la Asamblea sobre la distribución de dividendos o no, se basa en dicha política escrita. La misma establece las pautas y criterios a tener en cuenta para la distribución de dividendos teniendo en consideración el cumplimiento de la Ley General de Sociedades y toda otra normativa aplicable, y adicionalmente, sin que constituya una enumeración taxativa, se tiene en cuenta: i) resultados obtenidos del ejercicio; ii) necesidades de fondos; iii) situación patrimonial; iv) inversiones comprometidas; v) restricciones contractuales; y vi) oportunidades comerciales que tenga la Sociedad.



CAPEX S.A.

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

correspondientes al ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026 presentados en forma comparativa

Ejercicio económico N° 38 iniciado el 1° de mayo de 2025

Domicilio legal de la Sociedad: Avenida Córdoba 948/950, piso 8, departamento C, Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Actividad principal de la Sociedad: Exploración, explotación de hidrocarburos y generación de energía eléctrica

N° de Registro en la Inspección General de Justicia: 1.507.527

Fecha del contrato social: 26 de diciembre de 1988

Fecha de la última inscripción en el Registro Público de Comercio:

- De la última modificación al estatuto: 14 de octubre de 2022

Fecha en que se cumple el plazo de duración de la Sociedad: 26 de diciembre de 2087

Denominación de la sociedad controlante: Compañías Asociadas Petroleras Sociedad Anónima (C.A.P.S.A.)

Domicilio legal: Avenida Córdoba 948/950, piso 8, departamento C, Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Actividad principal: Explotación de hidrocarburos

Participación de la sociedad controlante sobre el patrimonio y los votos: 74,8 %

Composición del Capital (Nota 26)

Clase de acciones	Suscripto, Integrado e Inscripto en el Registro Público de Comercio
	Miles de \$
179.802.282 acciones ordinarias clase "A" escriturales, de V/N \$ 1 cada una, con derecho a 1 voto por acción, las cuales están autorizadas a realizar oferta pública	179.802

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Estado de Resultados Integrales Consolidados

Correspondientes a los ejercicios iniciados el 1 de mayo de 2025 y 2024 y finalizados el 30 de abril de 2026 y 2025
Expresado en miles de pesos

	Nota	30.04.2026	30.04.2025
Ingresos por ventas	7	600.893.792	538.868.311
Costo de ventas	8	(401.129.811)	(397.875.108)
Resultado bruto		199.763.981	140.993.203
Gastos de comercialización	9	(98.358.521)	(95.239.699)
Gastos de administración	10	(39.079.005)	(40.033.706)
Otros egresos operativos netos	11	(66.632)	(39.838.115)
Resultado operativo		62.259.823	(34.118.317)
Ingresos financieros	12	27.694.295	43.207.498
Costos financieros	12	(210.298.423)	(258.433.788)
Otros resultados financieros RECPAM		181.414.976	219.164.041
Resultados financieros, neto		(1.189.152)	3.937.751
Resultado antes del impuesto a las ganancias		61.070.671	(30.180.566)
Impuesto a las ganancias	13	(15.201.018)	64.155.571
Resultado neto del ejercicio		45.869.653	33.975.005
Otros resultados integrales			
Conceptos que no se reclasificarán posteriormente a resultados			
Otros resultados integrales por revaluación de activos	27	(18.098.821)	(25.285.249)
Resultado integral del ejercicio		27.770.832	8.689.756
Resultado neto del ejercicio atribuible a:			
Propietarios de la Sociedad		45.911.073	34.221.511
Participación no controlante		(41.420)	(246.506)
Resultado neto del ejercicio		45.869.653	33.975.005
Resultado integral del ejercicio atribuible a:			
Propietarios de la Sociedad		27.876.138	8.916.881
Participación no controlante		(105.306)	(227.125)
Resultado integral del ejercicio		27.770.832	8.689.756
Resultado neto por acción básico y diluido atribuible a:			
- los propietarios de la Sociedad	14	255,3424	190,3289
Resultado integral por acción básico y diluido atribuible a:			
- los propietarios de la Sociedad	14	155,0380	49,5928

Las notas 1 a 44 que se acompañan forman parte integrante de los presentes Estados Financieros Consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Gustavo Ariel Vidan
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 159 F° 64

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli
Síndico Titular
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 F° 212

Dr. Alejandro Götz
Presidente



Estado de Situación Financiera Consolidado

Al 30 de abril de 2026 y 2025

Expresado en miles de pesos

	Nota	30.04.2026	30.04.2025
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedad, planta y equipo	15	1.353.343.928	1.401.494.661
Activos intangibles	16	6.748.356	10.252.576
Activo por impuesto diferido	13	6.182.566	7.725.154
Activos por derechos de uso	19	670.136	2.010.407
Repuestos y materiales	20	59.538.245	61.276.998
Otras cuentas por cobrar	22	24.670.386	27.017.043
Total del activo no corriente		1.451.153.617	1.509.776.839
ACTIVO CORRIENTE			
Repuestos y materiales	20	17.653.542	18.681.996
Inventarios	21	1.328.304	447.186
Otras cuentas por cobrar	22	18.392.308	47.328.252
Cuentas por cobrar comerciales	23	60.700.790	44.386.286
Inversiones financieras a valor razonable	24	15.832.637	15.724.602
Efectivo y equivalentes de efectivo	25	113.806.180	12.181.165
Total del activo corriente		227.713.761	138.749.487
Total del activo		1.678.867.378	1.648.526.326

Las notas 1 a 44 que se acompañan forman parte integrante de los presentes Estados Financieros Consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Gustavo Ariel Vidan
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 159 F° 64

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli
Síndico Titular
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 F° 212

Dr. Alejandro Götz
Presidente



Estado de Situación Financiera Consolidado

Al 30 de abril de 2026 y 2025

Expresado en miles de pesos

	Nota	30.04.2026	30.04.2025
PATRIMONIO Y PASIVO			
PATRIMONIO			
Capital social	26	179.802	179.802
Ajuste de capital	26	153.326.819	153.326.819
Prima de emisión	26	79.686	79.686
Ajuste prima de emisión	26	67.952.584	67.952.584
Reserva legal	27	29.903.860	27.951.916
Reserva facultativa	27	401.779.205	364.692.258
Reserva por revaluación de activos	27	11.511.131	31.202.841
Resultados no asignados	28	47.567.848	39.038.891
Total del patrimonio atribuible a los propietarios		712.300.935	684.424.797
Participación no controlada		3.331.560	3.436.866
Total del patrimonio		715.632.495	687.861.663
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Cuentas por pagar comerciales	29	2.040.932	3.107.964
Deudas financieras	30	532.704.671	480.816.487
Pasivo por impuesto diferido	13	70.695.761	100.667.287
Provisiones y otros cargos	34	74.484.762	54.326.186
Total del pasivo no corriente		679.926.126	638.917.924
PASIVO CORRIENTE			
Cuentas por pagar comerciales	29	75.384.400	122.369.492
Deudas financieras	30	169.825.117	178.423.144
Remuneraciones y cargas sociales	31	16.124.898	15.472.822
Cargas fiscales	32	17.543.644	2.143.179
Otras deudas	33	4.430.698	3.338.102
Total del pasivo corriente		283.308.757	321.746.739
Total del pasivo		963.234.883	960.664.663
Total del patrimonio y del pasivo		1.678.867.378	1.648.526.326

Las notas 1 a 44 que se acompañan forman parte integrante de los presentes Estados Financieros Consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Gustavo Ariel Vidan
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 159 F° 64

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli
Síndico Titular
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 F° 212

Dr. Alejandro Götz
Presidente



Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado

Correspondiente a los ejercicios iniciados el 1 de mayo de 2025 y 2024 y finalizados el 30 de abril de 2026 y 2025
Expresado en miles de pesos

Atribuible a los propietarios de la Sociedad

	Aporte de los propietarios				Ganancias reservadas		Resultados acumulados		Subtotal	Participación no controlada	Total del patrimonio
							Otros resultados integrales acumulados	Resultados no asignados (3)			
	Capital social	Ajuste de capital	Prima de emisión	Ajuste prima de emisión	Reserva legal	Reserva facultativa (1)	Reserva por revaluación de activos (2)				
Saldos al 30 de abril de 2024	179.802	153.326.819	79.686	67.952.584	27.951.916	430.602.155	61.324.851	(65.909.897)	675.507.916	3.663.991	679.171.907
Asamblea General Ordinaria del 21 de agosto de 2024	-	-	-	-	-	(65.909.897)	-	65.909.897	-	-	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	(25.304.630)	34.221.511	8.916.881	(227.125)	8.689.756
Desafectación de Reserva por revaluación de activos	-	-	-	-	-	-	(4.817.380)	4.817.380	-	-	-
Saldos al 30 de abril 2025	179.802	153.326.819	79.686	67.952.584	27.951.916	364.692.258	31.202.841	39.038.891	684.424.797	3.436.866	687.861.663
Asamblea General Ordinaria del 20 de agosto de 2025	-	-	-	-	1.951.944	37.086.947	-	(39.038.891)	-	-	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	(18.034.935)	45.911.073	27.876.138	(105.306)	27.770.832
Desafectación de Reserva por revaluación de activos	-	-	-	-	-	-	(1.656.775)	1.656.775	-	-	-
Saldos al 30 de abril 2026	179.802	153.326.819	79.686	67.952.584	29.903.860	401.779.205	11.511.131	47.567.848	712.300.935	3.331.560	715.632.495

(1) Para distribución de dividendos y/o inversiones y/o cancelación de deuda y/o absorción de pérdidas.

(2) Generada por la revaluación de activos (ver Nota 27).

(3) Ver Nota 28.

Las notas 1 a 44 que se acompañan forman parte integrante de los presentes Estados Financieros Consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Gustavo Ariel Vidan
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 159 F° 64

Dr. Norberto Luis Feoli
Síndico Titular
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 F° 212

Dr. Alejandro Götz
Presidente



Estado de Flujo de Efectivo Consolidado

Correspondiente a los ejercicios iniciados el 1 de mayo de 2025 y 2024 y finalizados el 30 de abril de 2026 y 2025
Expresado en miles de pesos

	Nota	30.04.2026	30.04.2025
Flujo de efectivo de las actividades operativas:			
Resultado neto del ejercicio		45.869.653	33.975.005
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo proveniente de las actividades operativas:			
Resultados financieros generados por el efectivo y equivalentes de efectivo		(20.264.481)	(12.696.238)
Impuesto a las ganancias	13	15.201.018	(64.155.571)
Intereses sobre deudas financieras devengados y otros	30	55.793.427	34.830.461
Previsión incobrables		417.098	-
Diferencia de cambio generada por deudas financieras	30	130.681.706	175.566.382
Resultados financieros generados por inversiones financieras a costo amortizado no consideradas efectivo o equivalentes de efectivo		(2.107.817)	(5.126.849)
RECPAM		(177.405.546)	(228.575.815)
Descuento de créditos y deudas	12	5.770.963	6.862.781
Depreciación de propiedad, planta y equipo	15	143.568.387	175.141.072
Depreciación derechos de uso	19	1.340.271	1.340.271
Amortización de activos intangibles	16	470.663	-
(Recupero) / Desvalorización de propiedad, planta y equipo	15	(3.054.978)	57.277.858
Costo por baja de Propiedad, planta y equipo	15	5.557.363	527.736
Provisión desvalorización de activos intangibles 4SOLAR	16	3.050.000	-
Desvalorización de créditos impositivos		35.254	26.982
Cambios netos en activos y pasivos operativos:			
(Aumento) / Disminución de cuentas por cobrar comerciales		(16.731.602)	80.067.949
Disminución / (Aumento) de otras cuentas por cobrar		22.137.749	(12.579.399)
(Aumento) /Disminución de inventarios		(881.118)	7.246.969
Disminución de repuestos y materiales		2.767.207	2.107.946
Disminución de cuentas por pagar comerciales		(55.044.170)	(10.423.445)
Aumento / (Disminución) de remuneraciones y cargas sociales		652.076	(114.604)
Disminución de cargas fiscales		(9.027.543)	(6.789.657)
Aumento / (Disminución) de otras deudas		1.092.596	(3.696.439)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas		149.888.176	230.813.395
Flujo de efectivo de las actividades de inversión			
Pagos efectuados por adquisiciones de propiedad, planta y equipo		(141.817.362)	(234.520.500)
Evolución neta de inversiones a valor razonable no consideradas efectivo o equivalentes de efectivo		4.891.984	(8.357.515)
Altas de activos intangibles	16	(16.443)	(1.160.402)
Flujo neto de efectivo utilizado por las actividades de inversión		(136.941.821)	(244.038.417)
Flujo de efectivo de las actividades de financiación			
Intereses pagados	30	(42.480.912)	(36.361.962)
Prestamos obtenidos	30	340.367.767	172.712.589
Pago de alquiler NIIF 16	19	(1.794.738)	(1.731.918)
Deudas financieras canceladas	30	(231.849.209)	(148.376.486)
Flujo neto de efectivo generado por / (utilizado en) las actividades de financiación		64.242.908	(13.757.777)
Aumento / (Disminución) neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y adelantos en cuentas corrientes		77.189.263	(26.982.799)
Resultados financieros generados por el efectivo y equivalentes de efectivo		20.264.481	12.696.238
RECPAM generado por el efectivo y equivalentes de efectivo		(2.977.449)	(9.350.652)
Efectivo, equivalentes de efectivo y adelantos en cuentas corrientes al inicio del ejercicio	25	4.502.744	28.139.957
Efectivo, equivalentes de efectivo y adelantos en cuentas corrientes bancarios al cierre del ejercicio	25	98.979.039	4.502.744

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Gustavo Ariel Vidan
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 159 F° 64

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli
Síndico Titular
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 F° 212

Dr. Alejandro Götz
Presidente



Operaciones que no generan movimientos de efectivo

	30.04.2026	30.04.2025
Información complementaria		
Provisión por taponamiento de pozos	(18.721.969)	(3.485.996)
Adquisiciones en Propiedad, planta y equipo no abonadas	(2.668.987)	(6.218.336)

Las notas 1 a 44 que se acompañan forman parte integrante de los presentes Estados Financieros Consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Gustavo Ariel Vidan
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 159 F° 64

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli
Síndico Titular
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 F° 212

Dr. Alejandro Götz
Presidente

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Correspondientes a los ejercicios finalizados al 30 de abril de 2026 y 2025
Expresadas en miles de pesos

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL

1.1. Información general de la Sociedad

Capex S.A. (en adelante, “la Sociedad” ó “Capex indistintamente”) fue creada en el año 1988 y junto con sus subsidiarias Servicios Buproneu S.A. (SEB), Hychico S.A. (Hychico), E G WIND S.A. (E G WIND), 4SOLAR S.A. (4SOLAR) y Prexium S.A.U. (Prexium) (juntas, “el Grupo”) tienen como actividad principal la generación de energía eléctrica de fuentes convencionales y renovables, la exploración y producción de hidrocarburos, la prestación de servicios relacionados con el procesamiento y la separación de gases y la comercialización de hidrocarburos y energía eléctrica.

La Sociedad inició sus operaciones en el segmento de exploración y producción de hidrocarburos en la Provincia del Neuquén a través de la explotación del yacimiento 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 (propiedad de SEB), ambas ubicadas en el yacimiento Agua del Cajón, integró verticalmente sus operaciones. Históricamente, y como parte de esta integración vertical, el gas producido por el segmento de petróleo y gas 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. El marco regulatorio vigente del sector eléctrico habilita a la Sociedad a vender el gas a terceros o utilizarlo como combustible en la Central Térmica para la producción de energía eléctrica. Posteriormente, a través de sus subsidiarias Hychico y E G WIND, el Grupo comenzó a desarrollar proyectos de energías renovables incluyendo generación eólica, producción de hidrógeno y oxígeno y, a través de 4SOLAR, generación de energía solar en la Provincia de San Luis. En el año 2017 la Sociedad comenzó un proceso de crecimiento que incluyó la expansión de su negocio de explotación de hidrocarburos mediante la compra de participaciones y adquisición de concesiones en diferentes áreas hidrocarburíferas como Loma Negra, La Yesera y Puesto Zúñiga y recientemente el área de exploración de Cinco Saltos, ubicadas en la Provincia de Río Negro; Parva Negra Oeste (área de exploración revertida a la Provincia) ubicada en la Provincia del Neuquén; y Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste, ambas ubicadas en la Provincia del Chubut.

El resumen de los negocios en los cuales participa la Sociedad es el siguiente:

Área / Negocio	Provincia	% Participación directa e indirecta	Operador	Año de vencimiento de concesión	Tipo de concesión / actividad	Marco Normativo
Agua del Cajón	Neuquén	100% ⁽¹⁾	Capex	2052	Exploración y explotación O&G	Decreto 556/17 (última extensión del área)
Pampa del Castillo	Chubut	95%	Capex	2046	Explotación O&G	Decreto 318/18 y 512/18
Loma Negra	Río Negro	37,50% ⁽³⁾	Capex	2034	Explotación O&G	Decreto 346/21 y Decreto 1484/17
La Yesera	Río Negro	37,50% / 72,50% ⁽²⁾⁽³⁾	Capex	2037	Explotación O&G	Decreto 345/21 y Decreto 1485/17
Bella Vista Oeste	Chubut	100%	Capex	2045	Explotación O&G	Decreto 14/20
Puesto Zúñiga	Río Negro	90% ⁽⁴⁾	Capex	2047	Explotación O&G	Decreto Provincial N° 71/22
Cinco Saltos Norte	Río Negro	100%	Capex	2028	Exploración O&G	Decreto Provincial N° 197/25
CT ADC	Neuquén	100%	Capex	-	Generación Energía	-

(1) Con excepción de las correspondientes al PAD ADC-1050 donde Trafigura Argentina S.A. posee el 30% de las reservas de gas y petróleo por el plazo de 12 años hasta el año 2037 inclusive y las correspondientes al PAD ADC-1060 donde Trafigura y Schlumberger Argentina S.A. poseen el 30% y el 19%, respectivamente, de las reservas de gas y petróleo, por el plazo de 12 años desde la fecha de ingreso en producción y hasta el 2037 inclusive (Ver Nota 42).

(2) Capex posee el 37,5 % de participación y durante los ejercicios 2022/23 y 2023/24 perforó los pozos LY-1002 y 1003 de los cuales YPF S.A. decidió no participar, por lo tanto, Capex posee el 72,5 % de participación en las reservas de dichos pozos. La participación de Capex en las reservas totales se incrementará al 72,5% a partir de agosto de 2027.

(3) De aprobar la Provincia de Río Negro el acuerdo de adquisición por parte de Capex de la participación del 15% del IFC la participación se incrementan en un 15% (ver punto Loma Negra y La Yesera)

(4) De aprobar la Provincia de Río Negro el acuerdo de adquisición por parte de Capex de la participación del 10% del EDHPSA la participación se incrementa en un 10% (ver punto Puesto Zúñiga)

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 – INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Área / Negocio	Provincia	% Participación directa e indirecta	Operador	Año de vencimiento de concesión	Tipo de concesión / actividad	Marco Normativo
GLP	Neuquén	95%	SEB	-	Procesamiento y separación de gases líquidos derivados del gas	-
PED I	Chubut	85,2046%	Hychico	-	Energía Eólica	-
PED II	Chubut	99,26%	E G WIND	-	Energía Eólica	-
H&O	Chubut	85,2046%	Hychico	-	Energía renovable	-
PARQUE SOLAR "La Salvación"	San Luis	99,26%	4SOLAR	-	Energía Solar	-
PREXIUM S.A.U.	C.A.B.A.	100%	PREXIUM	-	Comercializadora de hidrocarburos y energía	-

Segmento de Petróleo y Gas

Provincia del Neuquén

Agua del Cajón: la Sociedad explota el área Agua del Cajón bajo una concesión otorgada por la Provincia del Neuquén en el año 1991 y extendida en sucesivas oportunidades. La última extensión, actualmente vigente, fue otorgada en el año 2017 mediante el Dec N° 556/17. El Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén otorgó la concesión de explotación no convencional sobre la totalidad del área por un plazo de 35 años venciendo la misma en 2052. Como condición para su otorgamiento, la Sociedad se comprometió a llevar adelante un programa piloto de desarrollo con inversiones por US\$ 126 millones, a realizarse durante un período de cinco años contados desde el 1º de enero de 2017. La Sociedad ha superado la inversión comprometida antes del plazo estipulado. Con fecha 4 de julio de 2023 Capex celebró un acuerdo de Farm Out con Trafigura Argentina S.A. ("Trafigura") para la explotación de pozos no convencionales y con fecha 21 de noviembre de 2024 firmó el "Asset Technical Collaboration Agreement" con Schlumberger Argentina S.A. (Schlumberger), para el desarrollo de hidrocarburos en la formación Vaca Muerta (ver Nota 42).

Provincia de Río Negro

Loma Negra y La Yesera: En octubre de 2017 la Sociedad adquirió a Chevron Argentina S.R.L.: i) el 37,5% de la concesión de explotación hidrocarburífera "Loma Negra", y (ii) el 18,75% de la concesión hidrocarburífera "La Yesera", dos áreas de explotación de petróleo y gas en la provincia de Río Negro. Con posterioridad y mediante el pago de US\$ 1,5 millones más impuestos, Capex adquirió el 18,75% correspondiente a la participación de San Jorge Energy S.A. en la Concesión de Explotación "La Yesera". Con esta adquisición, Capex posee el 37,5% de participación en la Concesión de Explotación La Yesera.

Las operaciones de ambas concesiones se llevan a cabo mediante consorcios con otras empresas, siendo Capex el operador de las mismas desde el momento de adquisición de las participaciones.

El 30 de marzo de 2021 los consorcistas de Loma Negra y La Yesera acordaron con la Provincia de Río Negro la extensión por 10 años adicionales de las concesiones de las áreas. El Poder Ejecutivo Provincial con fecha 20 de abril de 2021 emitió los Decretos 346/21 y 345/21 aprobando la extensión de las concesiones. El plazo de vigencia de la concesión del área Loma Negra vence el 24 de febrero de 2034 y el de La Yesera el 4 de agosto de 2037.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 – INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Las principales características de los acuerdos de extensión fueron las siguientes:

- Establecer para el Área Loma Negra: un Plan de Desarrollo e Inversión de hasta US\$ 35,6 millones (sujeto a determinadas condiciones); el pago de un Bono de Prórroga de US\$ 4,38 millones y de un Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional de US\$ 1,31 millones;
- Establecer para el Área La Yesera: un Plan de Desarrollo e Inversión de hasta US\$ 25,4 millones (sujeto a determinadas condiciones), un Bono de Prórroga de US\$ 0,9 millones y un Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional de US\$ 0,3 millones.
- En ambas áreas se abonó un aporte complementario del 3% mensual sobre la producción incremental de petróleo y gas. La producción incremental es la producida por los pozos nuevos perforados y terminados con posterioridad al acuerdo de prórroga y comprometidos en el Plan de inversiones. A partir del vencimiento del plazo original de la concesión de explotación, este 3% aplicará al total de la producción.

El acuerdo de extensión del área La Yesera establecía una opción de ingreso a favor de uno de los concesionarios (YPF S.A.) para que, en un plazo determinado, definiera si iba a participar del plazo de prórroga de la concesión o si renunciaba al mismo. YPF ratificó su decisión de no participar del plazo de prórroga como titular del 35% de la concesión. Así, conforme lo acordado entre los socios, el porcentaje que el socio saliente deja vacante desde el 5 de agosto de 2027 es acrecido por Capex, por lo que, la participación de ésta en el plazo de extensión de la concesión de La Yesera desde dicha fecha será del 72,5%.

Como consecuencia de su decisión de no participar en el plazo de extensión de la concesión, los concesionarios acordaron que YPF S.A. tendrá la potestad de decidir si participa o no en las inversiones que se realicen en el Área hasta el vencimiento del plazo original de la concesión, esto es, hasta el 4 de agosto de 2027. En consecuencia, si YPF S.A. decidiera no participar en determinado proyecto de inversión, el porcentaje que esta última no ingrese, será absorbido por Capex en virtud de lo mencionado en el párrafo anterior e YPF no tendrá derecho a la producción resultante ni estará obligado al pago de las regalías correspondientes.

Con fecha 17 de abril de 2026, Capex acordó con la Corporación Financiera Internacional (“CFI” o “IFC”) los términos y condiciones para la adquisición de las participaciones del 15% que dicha entidad posee en las Concesiones de Loma Negra y La Yesera por US\$ 1.600.000 y US\$ 1.900.000, respectivamente. La efectiva adquisición de dichas participaciones y de todos los derechos y obligaciones se encuentra sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones, entre ellas, que, en el plazo de doce meses contados desde la firma del acuerdo de cesión, la Provincia de Río Negro apruebe la cesión de los porcentajes de participación indicados. Los porcentajes de participación de Capex ascenderán a 52,5% para Loma Negra y 52,5% y 87,5% (Pozos LY-1002 y 1003) para La Yesera, respectivamente.

Puesto Zúñiga: En el mes de marzo de 2022, mediante el Decreto N°71/22, la provincia de Río Negro le otorgó a Capex la Concesión de Explotación del área Puesto Zúñiga 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. Cabe destacar que todos los compromisos fueron cumplidos. Capex comenzó a operar el área mediante una UT con EDHPSA (Empresa de Desarrollo Hidrocarburífero Provincial Sociedad Anónima) con las siguientes participaciones: Capex 90% y EDHPSA 10%.

Con fecha 29 de abril de 2026, Capex acordó con EDHPSA los términos y condiciones para la adquisición de la participación del 10% que dicha entidad posee en las Concesiones de Puesto Zúñiga. A partir del perfeccionamiento de la adquisición, la Sociedad pagará a EDHPSA un Aporte de Producción (overriding royalty) equivalente al 1,2% del volumen total de hidrocarburos producidos en el área durante los primeros cinco años y del 2,5% a partir del sexto año y hasta el vencimiento de la Concesión. El perfeccionamiento de la adquisición y de todos los derechos y obligaciones, se encuentra sujeta al cumplimiento de una condición precedente consistente en la publicación en el Boletín Oficial de la Provincia de Río Negro de la aprobación por parte del Poder Ejecutivo de la Provincia de Río Negro del acuerdo de cesión indicado. El plazo para el cumplimiento de la condición suspensiva mencionada es de hasta 180 días corridos pudiendo ser extendido por las partes. Aprobada la adquisición, la participación de Capex en el área será del 100%.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 – INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Cinco Saltos Norte: Con fecha 20 de marzo de 2025 se publicó el Decreto N° 197/25 por el cual la Provincia de Río Negro adjudica a Capex el permiso de exploración sobre el Área No Convencional de Cinco Saltos Norte para el Primer Período Exploratorio, por el plazo de tres años. El compromiso de inversión es por US\$ 6,85 millones. Dicho plan contempla la perforación de un pozo de 1500 metros de rama horizontal a la formación Vaca Muerta.

Provincia del Chubut

Pampa del Castillo – La Guitarra: en agosto de 2018, Capex adquirió de Enap Sipetrol y Petrominera del Chubut S.E. (“Petrominera”) el 95% de la concesión de explotación hidrocarburífera Pampa del Castillo – La Guitarra, un área de explotación de petróleo ubicada próxima a la ciudad de Comodoro Rivadavia. El plazo de vigencia de la concesión vence en octubre de 2046. Las operaciones se llevan a cabo mediante una unión transitoria entre la Sociedad y Petrominera, en la cual la Sociedad es el operador.

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, debió realizar inversiones en exploración por la suma de US\$ 10,6 millones en el mismo período. Adicionalmente, Capex y Petrominera acordaron al momento de tomar la explotación del área que, cumplido el compromiso inicial de inversión, si se realizaban inversiones adicionales por US\$ 70 millones, 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. Las tres condiciones mencionadas se encuentran cumplidas. por lo que Capex solicitó a la Autoridad de Aplicación que registre el nuevo vencimiento de la Concesión al 1 de noviembre de 2046. Con fecha 6 de noviembre 2023, la Autoridad de Aplicación emitió la Resolución Nro. 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 publicando el nuevo vencimiento de la Concesión.

Bella Vista Oeste: En octubre de 2019, la Sociedad obtuvo la adjudicación de los derechos exclusivos para la explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos del área Bella Vista Oeste Bloque I, ubicada próxima a la ciudad de Comodoro Rivadavia. Dicha adjudicación es por un período de 25 años desde el 1 de febrero de 2020, pudiendo la Sociedad 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.

Segmento de Energía

Generación de energía térmica: El negocio de generación de energía eléctrica de fuente térmica tiene una capacidad nominal total de generación de 672 MW (ISO), y está formado por un ciclo abierto con una capacidad instalada total nominal de 371 MW y un ciclo combinado con fuego suplementario con una capacidad instalada total nominal de 301 MW. A efectos de vincular la Central Térmica Agua del Cajón (“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.

Segmento de Energías renovables

Generación de energía eólica: La Sociedad, a través de sus subsidiarias Hychico y E G WIND, desarrolló y construyó dos parques eólicos: i) Parque Eólico Diadema I, con una potencia instalada de 6,3 MW, explotado por Hychico desde el año 2009 y ii) Parque Eólico Diadema II con una potencia instalada de 27,6 MW, explotado por E G WIND desde el año 2019 y adjudicado bajo el programa de Energías Renovables RenovAr Ronda 2. Ambos parques eólicos se encuentran cercanos a la ciudad de Comodoro Rivadavia, en la Provincia del Chubut.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 – INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Generación de energía a partir de hidrógeno/oxígeno: Capex, a través de Hychico, desarrolló y construyó una Planta de Hidrógeno ubicada próxima a la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia del Chubut. Como parte del proceso de producción de energía, el agua es inyectada en la planta para luego separar el Hidrógeno del Oxígeno. La planta posee dos electrolizadores de 325 KW cada uno, con una capacidad de producción de hidrógeno de 60 Nm³/h 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. 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.

Generación de energía solar: La Sociedad, a través de su subsidiaria 4SOLAR, desarrolló su primer Parque Solar, llamado "La Salvación", en la zona de Quines, San Luis. El parque tiene una potencia inicial de 20 MW y está compuesto por 40.338 paneles solares de 600W de potencia, 76 Inversores, 4 centros de transformación y 2 centros de maniobra; la planta ocupa una superficie aproximada de 49 hectáreas. El parque comenzó a generar y despachar energía durante el mes de junio de 2025.

Segmento de Procesamiento y separación de gases líquidos derivados del gas (GLP)

Capex opera, a través de su subsidiaria Servicios Buproneu S.A., una planta de GLP ubicada en el Yacimiento Agua del Cajón. El gas producido en el mencionado yacimiento, rico en componentes licuables, es procesado en la planta de GLP para así obtener propano, butano y gasolina estabilizada. El propano y el butano son vendidos por Capex en forma separada y la gasolina estabilizada es comercializada junto con el petróleo, mientras que el gas seco remanente es utilizado como combustible para la generación de energía eléctrica a través de la CT ADC o venta de gas a terceros.

El Grupo continuará evaluando:

i) potenciales adquisiciones de activos hidrocarburíferos locales que permitan incrementar los niveles de producción y reservas, y ii) el marco regulatorio vigente y las políticas definidas por el Gobierno Nacional, a fin de orientar su estrategia de crecimiento y diversificación energética con una visión de mediano y largo plazo.

Las acciones de la Sociedad cotizan en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

1.2. Contexto económico en el que opera la Sociedad

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

La economía argentina verificó un aumento acumulado del 4,4% y 5,2% del Producto Bruto Interno en los años 2025 y 2024, respectivamente, una inflación acumulada del 31,5% y 117,8% considerando el IPC y una depreciación del 41% y 27,7% del peso frente al dólar estadounidense, de acuerdo con el tipo de cambio del BNA, para los años 2025 y 2024, respectivamente.

En el marco del plan de estabilización económica, el Gobierno mantuvo el superávit fiscal primario y avanzó con una serie de medidas orientadas a flexibilizar el régimen cambiario y fortalecer el sistema monetario, con el objetivo de reducir la inflación e impulsar la actividad económica. Durante el año 2025, la economía argentina evidenció un primer semestre de fuerte recuperación, y una desaceleración de la actividad durante el último semestre.

Se verificó una inflación acumulada del 32,4% y 47,3% (IPC) y una depreciación del 18,9% y 33,5% del peso frente al dólar estadounidense, de acuerdo con el tipo de cambio del BNA, en los períodos de doce meses correspondientes a los ejercicios fiscales de la Sociedad finalizados el 30 de abril de 2026 y 2025, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 – INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

La Gerencia de Capex monitorea permanentemente la evolución de las variables que afectan su negocio, para definir su curso de acción e identificar los potenciales impactos sobre su situación patrimonial y financiera.

Medidas del BCRA

Durante los últimos años, el Banco Central de la República Argentina (BCRA) dictó diversas normas cambiarias destinadas a regular el acceso al Mercado Libre de Cambios (MLC), en el marco de la administración de reservas internacionales y, más recientemente, de un proceso gradual de flexibilización del régimen cambiario. En este contexto, el acceso al mercado para la realización de pagos al exterior, la cancelación de endeudamientos financieros, la liquidación de exportaciones y otras operaciones cambiarias continuó sujeto al cumplimiento de los requisitos establecidos por la normativa vigente en cada período.

Al 30 de abril de 2025, el régimen cambiario aún mantenía restricciones relevantes sobre el acceso al MLC. En particular, continuaban vigentes condicionamientos para el pago de importaciones de bienes y servicios, así como para determinadas operaciones vinculadas con endeudamientos financieros con el exterior. No obstante, durante abril de 2025 el BCRA introdujo medidas de flexibilización mediante la Comunicación "A" 8226, entre las que se destacan la posibilidad de acceder al MLC desde el registro de ingreso aduanero para determinadas importaciones y la reducción de restricciones aplicables al pago de ciertos servicios. Asimismo, mediante el Decreto N° 269/2025 se derogó el esquema transitorio que permitía liquidar parcialmente exportaciones fuera del mercado de cambios, restableciéndose la obligación general de ingresar y liquidar en el MLC la totalidad de las divisas provenientes de exportaciones de bienes y servicios.

Al 30 de abril de 2026, el BCRA había continuado avanzando en la flexibilización gradual de las regulaciones cambiarias. Entre las principales medidas implementadas con posterioridad al ejercicio anterior se destacan la ampliación de los mecanismos de refinanciación y precancelación de endeudamientos financieros en moneda extranjera, la eliminación de determinados regímenes informativos para operaciones cambiarias, la flexibilización de las condiciones para la administración de cobros de exportación destinados al repago de deuda financiera y la ampliación de los plazos de liquidación aplicables a determinadas exportaciones. Asimismo, mediante las Comunicaciones "A" 8390 y "A" 8417 se incorporaron mecanismos adicionales que facilitaron la gestión y cancelación de obligaciones financieras en moneda extranjera bajo determinadas condiciones.

Para obtener más información sobre las políticas cambiarias de Argentina puede visitar el sitio web del Banco Central: www.bcra.gov.ar.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP

a) Sector petrolero

Ley de Hidrocarburos de Argentina

Las Leyes N° 27.007 y 27.742, sancionadas en 2014 y 2024, respectivamente, modificaron la Ley de Hidrocarburos N°17.319, promulgada en 1967, estableciendo los principios generales para la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los recursos hidrocarbúferos en Argentina. Los aspectos más relevantes introducidos por la normativa indicada son los siguientes:

- Faculta al Estado Nacional o las Provincias a otorgar permisos de exploración, explotación y concesiones al sector privado, estableciendo las condiciones para otorgar permisos y concesiones, autorizaciones de transporte y almacenaje y habilitaciones de procesamiento de hidrocarburos
- Se incluye dentro de las actividades reguladas en la actividad hidrocarbúfera, el procesamiento y el almacenaje de hidrocarburos;
- Establece los plazos para los permisos de exploración: (i) convencional: plazo de 2 períodos de hasta 3 años cada uno, más 1 prórroga facultativa por hasta 5 años; (ii) no convencional: plazo de 2 períodos de 4 años cada uno, más 1 prórroga facultativa por hasta 5 años; y (iii) en la plataforma continental y en el mar territorial: plazo de 2 períodos de 3 años cada uno con posibilidad de incrementarse en 1 año cada uno.
- Establece los plazos para las concesiones de explotación: (i) convencional: 25 años; (ii) no convencional: 35 años; y (iii) en la plataforma continental y en el mar territorial: 30 años.
- Establece como plazo máximo el 31 de diciembre de 2028 para solicitar la reconversión de una concesión convencional en una no convencional. En caso de que se apruebe la reconversión, se otorgará un nuevo período de concesión por 35 años, por única vez, a partir de la fecha de la solicitud;
- Establece que las concesiones de transporte serán otorgadas por el mismo plazo de vigencia que la concesión de explotación en la que se origina.
- Faculta al Estado Nacional o Provincias a otorgar habilitaciones para procesamiento, acondicionamiento o separación de hidrocarburos y licuefacción de gas natural, sin que estén necesariamente vinculadas a una concesión de explotación.
- Faculta al Estado Nacional a otorgar autorizaciones para almacenamiento subterráneo de gas natural en reservorios naturales de hidrocarburos depletados.
- Establece los valores relativos a los cánones de exploración y explotación a ser pagados en cada etapa con referencia en el precio promedio del barril de petróleo, ajustable anualmente con base en la cotización del Brent y faculta a la autoridad de aplicación a establecer el pago de bonos de prórroga y explotación.
- Establece regalías sobre el producido y efectivamente aprovechado de los hidrocarburos líquidos y gaseosos con un porcentaje equivalente al determinado en el proceso de adjudicación. Para los contratos vigentes a la fecha de sanción de la Ley 27.742 la regalía será la que se haya convenido con el Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda. El pago en especie de esta regalía sólo procederá cuando se asegure al concesionario una recepción de permanencia razonable. En ambos casos el Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, podrá reducir la misma hasta el cinco por ciento (5%) teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos. Las alícuotas de regalías establecidas en la ley serán el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio de los hidrocarburos en su carácter de concedentes.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

En cada nueva licitación se establece que los oferentes competirán en el valor de la regalía sobre un valor base del quince por ciento (15%), que regirá el proyecto en cualquiera de sus etapas. La regalía a ofertar se identificará como el quince por ciento (15%)+“X”. Dicho término “X” se establece en un porcentaje (%) a exclusiva elección del oferente, el que podrá ser negativo.

- Establece la fijación de precios de comercialización en el mercado interno sin intervención del PEN y el libre comercio internacional de hidrocarburos, en caso de no mediar objeción de la SE.
- Establece una restricción para el Estado Nacional y las Provincias de reservar en el futuro nuevas áreas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal.

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:

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

El Decreto N° 59/2026 del Poder Ejecutivo Nacional, publicado el 28 de enero de 2026, modifica el valor base y el valor de referencia del esquema definido para la determinación de la alícuota de los derechos de exportación. Estos valores son válidos para el petróleo crudo proveniente de yacimientos convencionales (para los derechos de la producción no convencional se continúa aplicando el Decreto 488/2020).

- a. Valor Base (VB): US\$ 65/bbl.
- b. Valor de Referencia (VR): US\$ 80/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”.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

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:

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

La Resolución Secretaría de Energía N° 42/2026, de fecha 23 de febrero de 2026, aprobó el procedimiento de cálculo de la alícuota de los derechos de exportación de Aceites Crudos de Petróleo Provenientes de Yacimientos Convencionales en el marco del Decreto N° 59/2026, cuya entrada en vigencia se encontraba supeditada a dicha reglamentación. Por lo cual, la aplicación de lo dispuesto por el Decreto 59/2026 entró en vigencia el 30 de enero de 2026.

b) Sector eléctrico

Ley Nacional N° 27.742 de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos (Ley Bases)

Las principales modificaciones establecidas por la Ley Bases en el marco eléctrico son:

i) unificación del ENRE y del ENARGAS a fin de constituir un único ente regulador: Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad (ENReGE);

ii) faculta al PEN a adecuar, en el plazo de la emergencia declarada, el marco regulatorio de la energía eléctrica conformado por las Leyes N° 15.336 y N° 24.065 a fin de:

- promover la apertura del comercio internacional de la energía eléctrica;
- asegurar la libre comercialización y máxima competencia de la industria, garantizando a los usuarios finales la libre elección de proveedor;
- impulsar el despacho económico de las transacciones de energía, basado en la remuneración del costo económico horario del sistema, considerando el gasto marginal horario del sistema y la energía no suministrada;
- adecuar las tarifas del sistema energético sobre la base de los costos reales del suministro, a fin de cubrir las necesidades de inversión y garantizar la prestación continua y de regular los servicios públicos;
- explicitar los diferentes conceptos que el usuario final deberá abonar, con la expresa obligación del distribuidor de actuar como agente de percepción o retención de los importes a percibir en concepto de energía, transporte e impuestos correspondientes al MEM y al Fisco, según corresponda; y
- garantizar el desarrollo de infraestructura de transporte de energía eléctrica mediante mecanismos abiertos, transparentes, eficientes y competitivos.

Resolución 400/2025

La Res SE N° 400/2025, de fecha 21 de octubre de 2025, inicia el proceso de normalización y desregulación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del país.

Este esquema entró en vigor el 1 de noviembre de 2025 y tiene como principales objetivos normalizar el mercado eléctrico para hacerlo más competitivo y transparente, incentivando la contratación bilateral de energía y la gestión de combustibles por parte de los generadores térmicos. La medida busca reducir la dependencia del despacho centralizado y la intervención estatal, creando a su vez un mecanismo de remuneración por confiabilidad para las nuevas inversiones.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

Para la aplicación de estas reglas se establece la categorización de la demanda aperturándola en:

- i. Demanda de Grandes Usuarios de Distribución (GUDI): es la demanda igual o superior a 300 Kw de potencia contratada por punto de suministro que, por sus características técnicas, pueda calificar como demanda de Grandes Usuarios Mayores (GUMA) o Menores (GUME) del MEM.
- ii. Demanda Estacionalizada de Distribución: es la restante demanda, que se subdivide en
 - a) Demanda Residencial: destinada a abastecer el servicio residencial
 - b) Demanda No Residencial: toda demanda que no califique como GUDI o como residencial.

Por otra parte, califica la Generación en:

- i. Generación Asignada: la misma se destina prioritariamente a la demanda estacionalizada y está conformada por las siguientes unidades:
 - Generación con contratos de abastecimiento MEM vigentes (térmicos o renovables) por los valores de energía y potencia contratados hasta su finalización.
 - Generación hidráulica bajo concesión del Estado Nacional.
 - Generación hidráulica de las entidades binacionales Yaciretá y Salto Grande.
 - Generación nuclear operada por Nucleoeléctrica Argentina S.A.
 - Las importaciones de energía realizadas por el Organismo Encargado del Despacho.
- ii. Generación al Spot: comprende todas las unidades no calificadas como Generación Asignada y pueden participar del esquema de remuneración de energía y potencia del mercado spot y del mercado a término, con excepción de las centrales térmicas de ENARSA y las unidades de generación de ciclo combinado con compromiso de disponibilidad de potencia en el marco del Acuerdo aprobado por la Res SE N° 59/2023.
- iii. Generación Nueva: comprende toda generación cuya habilitación comercial se produzca a partir del 1 de enero de 2025.

Se creó el Servicio de Reserva de Confiabilidad – Base (SRC Base) del que podrá participar toda la generación térmica con habilitación comercial anterior al 1 de enero de 2025. La remuneración será de US\$ 1.000 por MW y se reconoce en función de la disponibilidad mensual de potencia de las unidades alcanzadas.

Se crea el Servicio de Reserva de Confiabilidad – Adicional (SRC Adicional) del que puede participar toda la generación con habilitación comercial a partir del 1 de enero de 2025. La remuneración es de US\$ 9.000 por MW y se reconocerá en función de la disponibilidad mensual de potencia de las unidades alcanzadas y por un plazo máximo de 10 años corridos desde su aplicación.

1. Gestión de combustibles

El gas natural (GN) para generación de energía eléctrica se despacha siguiendo un esquema de prioridad de ofertas firmes con base en los contratos correspondientes al Plan Gas, cuyo vencimiento opera a fin de 2028.

La gestión propia de combustible, tanto de GN y de Alternativos, habilita el acceso tanto a un esquema de rentas basado en costos marginales horarios y al Mercado a Término.

La gestión completa de los combustibles por parte de la generación será obligatoria a partir del 1° de enero de 2029.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

2. Costo marginal. Valor CENS

El Costo Marginal Horario (CMgh) es determinado en aplicación de proporciones entre el Costo Marginal Operado (CMOh) y el Costo del siguiente MW a despachar (CMph). Siendo que:

a) CMOh: Costo Marginal Operado de la última máquina térmica despachada. Eventualmente, de corresponder por cuestiones vinculadas a la operación, es considerada la importación con su factor de pérdida asociado o de demanda flexible a precio ofertado.

b) CMph: Costo del siguiente MW a despachar. Asimismo, de corresponder por operación, se considerará el Costo de la Energía No Suministrada (CENS).

La proporción de participación en el Costo Marginal Horario (CMgh) del Costo Marginal Operado (CMOh) y del Costo del siguiente MW a despachar (CMph) tendrá la siguiente evolución:

Año	Costo Marginal Operado (CMOh)	Costo del siguiente MW a despachar (CMph)
2025	100%	0%
2026	100%	0%
2027	90%	10%
2028 en adelante	80%	20%

3. Remuneración de la generación asignada

- Generación renovable con contratos de abastecimiento MEM: se remuneran según sus contratos vigentes hasta su finalización. Posteriormente participarán del Mercado Spot y del Mercado a Término.
- Generación térmica con contratos de abastecimiento MEM: se remunerarán según sus contratos vigentes hasta su finalización. Posteriormente participarán del Mercado Spot y del Mercado a Término. Los excedentes de energía y potencia no contratada participan en el Mercado Spot, cuando el combustible necesario para la operación sea gestionado por el generador.
- Generación térmica sin contratos de abastecimiento MEM: Las Centrales gestionadas por ENARSA, las Centrales CT Gral. San Martín y la CT Gral. Manuel Belgrano - hasta su privatización - y las Centrales Ciclo Combinados con acuerdos bajo la Resolución SE N° 59/2023 que no hayan adherido al nuevo esquema de Mercado Spot y de Mercado a Término continúan con el esquema de remuneración regulado con las reglamentaciones específicas que la SE emita para su remuneración.

4. Generación Spot

La generación spot comprende toda generación no comprometida en contratos o no asignada al abastecimiento de la Demanda Estacionalizada de Distribuidores del MEM (DEDMEM).

4.1 Remuneración de la energía de fuente térmica

La remuneración se determina con base en el Costo Variable de Producción (CVP) de despacho en el Nodo y el Costo Marginal también del Nodo respectivo. Se implementa un Factor de Renta Adaptado (FRA), que establece un porcentaje tendiente a incentivar la competencia entre generadores por el despacho y que debe propender al desarrollo equilibrado de los Mercados Spot y a Término. El valor final del FRA es alcanzado, de manera gradual, durante el transcurso del período de transición.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

Precio de Remuneración horario = CVP + RMA, donde:

a) CVP: Costo Variable de Producción declarado (con el combustible despachado).

b) RMA: Renta Marginal Adaptada = $(CMgh \times FP - CVP) \times FRA$:

(i) FP: Factor de Pérdida por nodo.

(ii) CMgh: Costo Marginal Horario o, de corresponder, el Costo Marginal Horario del Área Local.

(iii) FRA (Factor de Renta Adaptado): es un factor que se aplica sobre la renta total horaria a la que puede acceder un generador.

Año	FRA
2025	0,15
2026	0,15
2027	0,25
2028 en adelante	0,35

Para la generación nueva a partir del 1 de enero de 2025 y para la generación térmica que incluyan transporte de GN firme nuevo, el FRA se establece en 1.

Para los generadores que gestionen su suministro de gas natural a través del “GN Acuerdo” con CAMMESA, tienen adicionalmente los siguientes factores corrección sobre RMA (Renta Marginal Adaptada). El FRC constituye el Factor de Recuperación de Capital:

Año	FRC
2025	0,8
2026	0,8
2027	0,6
2028 en adelante	0,5

Para la generación existente (previa al 1 de enero de 2025), los valores de la Renta Marginal Adaptada resultantes tienen los siguientes mínimos en central -RMIN US\$/MWh - (evaluado en cada hora en función del CVP de la máquina):

RMIN CVP < 60 US\$ s/MWh	RMIN CVP >= 60 US\$ s/MWh
2	7

Para la generación nueva (ingreso desde el 1 de enero de 2025) la RMA no tienen mínimos ni máximos y el FRA es igual a 1 (uno). Esto no tiene aplicación en los casos en que estos generadores gestionen su suministro de gas natural a través del “GN Acuerdo” con CAMMESA, los cuales aplican los valores para la generación existente.

La generación no asignada térmica a costo operativo por cuestiones vinculadas al despacho (tiempo o costo de arranque y parada) o con motivo de restricciones locales sólo es reconocida al CVP correspondiente y son recuperados en el MEM a través de los precios de la energía spot.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

4.2 Remuneración de la energía de fuente renovable y de autoprodutores

Para la remuneración de la generación al spot de fuente renovable se implementó un esquema similar al aplicable a la generación térmica, en tanto su CVP sea igual a cero, por contar con gestión propia de un recurso primario sin costo.

Los FRA para la generación renovable con habilitación comercial hasta el 31 de diciembre de 2024 sigue la misma evolución que la generación de origen térmico existente.

Para la generación renovable existente con habilitación comercial hasta el 31 de diciembre de 2024, la RMA resultante tiene un mínimo de $RMIN = 32 \text{ US\$/MWh}$.

La generación Renovable con habilitación comercial desde el 1 de enero de 2025 el FRA es igual a 1 y la RMA no tendrá ni máximos ni mínimos.

4.3 Remuneración de la potencia de la generación térmica

En las horas en las que se remunere potencia (HRP), los generadores térmicos tienen acceso a la remuneración de la Potencia Puesta a Disposición (PPAD), toda vez que dispongan de gestión propia de combustible. Se rigen los siguientes criterios:

(i) Se remunera en todas las horas definidas como Horas de Remuneración de Potencia (HRP) en las que la máquina se encuentre disponible (semana típica: 90 HRP, de las 168 hs./semana), con el objeto de contar con una confiabilidad alineada con los requerimientos del SADI.

(ii) Se establece el Precio Horario de la PPAD en $12 \text{ US\$/MWdisp hrp}$ con los siguientes factores de aplicación KP según el tipo de combustible disponible y del período estacional:

Año	PPAS	KP – MULTIPLICADOR POTENCIA	
		TERM. Solo GN	TERM. GN+ALT
Noviembre 2025 en adelante	12 US\$/MW	Inv/Ver: 1,1 Resto: 0,9	Inv/Ver: 1,5 Resto: 1

Meses de invierno: junio, julio y agosto

Meses de verano: diciembre, enero y febrero

Resto: marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre.

En la transición, para las unidades generadoras sin gestión de combustible, se reconoce la potencia con el mismo esquema que un generador con gestión cuando es requerido para el despacho. Cuando no se encuentre despachado la remuneración sufre un descuento del 20% y del 60% hasta el 31 de diciembre de 2026 y 2027, respectivamente, y desde 2028 sólo se remunera la potencia cuando es despachado.

Los generadores de Ciclo Combinado que se encuentren bajo la Resolución SE N° 59/23 pueden optar adherir al nuevo esquema spot mediante el envío de una nota a CAMMESA. En el caso de no adhesión, se continuará remunerando bajo el esquema regulado. La Sociedad adhirió al esquema propuesto por la Res. 400/2025.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

Resoluciones de la Secretaría de Energía y modificatorias- Régimen anterior a la Res N° 400/2025

Hasta el 31 de octubre de 2025, la generación spot se remuneró con tarifas en pesos actualizadas a través de la emisión de distintas resoluciones. Durante 2025, las Resoluciones SE N° 603/24, N° 27/25, N° 113/25, N° 143/25, N° 177/25, N° 227/25, N° 280/25, N° 331/25, N° 356/25 y N° 381/25 actualizaron los valores de remuneración de la generación spot disponiendo incrementos del 4%, 4%, 1,5%, 1,5%, 2%, 1,5%, 1%, 0,4%, 0,5% y 0,5% aplicable a las transacciones económicas de enero a octubre 2025, respectivamente.

a) Precio base de la potencia (PReBasePot)

	Res 177/2025	Res 227/2025	Res 280/2025	Res 331/2025	Res 356/2025	Res 381/2025
	mayo de 2025	junio de 2025	julio de 2025	agosto de 2025	septiembre de 2025	octubre de 2025
Tecnología / Escala	[\$/MW-mes]	[\$/MW- mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	1.885.608	1.913.892	1.933.031	1.940.763	1.950.467	1.960.219

b) Precio para la potencia garantizada ofrecida (PrePotDIGO)

	Res 177/2025	Res 227/2025	Res 280/2025	Res 331/2025	Res 356/2025	Res 381/2025
	mayo de 2025	junio de 2025	julio de 2025	agosto de 2025	septiembre de 2025	octubre de 2025
Tecnología / Escala	[\$/MW-mes]	[\$/MW- mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
Dic – Ene – Feb – Jun – Jul - Ago	6.744.312	6.845.477	6.913.932	6.941.588	6.976.296	7.011.177
Mar – Abr – May – Sep – Oct - Nov	5.058.236	5.134.110	5.185.451	5.206.193	5.232.224	5.258.385

c) Remuneración por energía generada y operada

c.1) **Energía Generada:** el precio variable no combustible, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora por la energía entregada en cada hora, es el siguiente:

	Res 177/2025	Res 227/2025	Res 280/2025	Res 331/2025	Res 356/2025	Res 381/2025
	mayo de 2025	junio de 2025	julio de 2025	agosto de 2025	septiembre de 2025	octubre de 2025
Tecnología / Escala	[\$/MW-mes]	[\$/MW- mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	4.500	4.568	4.614	4.632	4.655	4.678

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 reconocía 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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

c.2) Energía Operada: los generadores recibían una remuneración mensual por este concepto representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a:

	Res 177/2025	Res 227/2025	Res 280/2025	Res 331/2025	Res 356/2025	Res 381/2025
	mayo de 2025	junio de 2025	julio de 2025	agosto de 2025	septiembre de 2025	octubre de 2025
Tecnología / Escala	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	1.566	1.589	1.605	1.611	1.619	1.627

El volumen horario de la Energía Operada debía corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas.

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

La Resolución SE N° 59/23, estableció un régimen que habilitó la suscripción de acuerdos de disponibilidad y mejora de la eficiencia con CAMMESA para los titulares de CC con un compromiso de disponibilidad del 85% de la potencia neta por un plazo máximo de 5 años, una remuneración de US\$ 2.000/MW-mes por la potencia puesta a disposición, la dolarización del precio de la energía en función del combustible utilizado (US\$ 3,5/MWh en el caso del gas natural) y la reducción del 35% y 15% en la remuneración a percibir por la potencia garantizada en el mercado spot para los períodos verano-invierno y otoño-primavera, respectivamente, en caso de corresponder.

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. Sin embargo, en octubre de 2025 la Sociedad desistió del esquema establecido por la Re SE 59/23 y adhirió al nuevo esquema spot, a partir de noviembre de 2025, quedando suspendidas las obligaciones asumidas por la Res SE 59/23, en tanto se mantengan vigentes las condiciones establecidas en la Res SE 400/25.

Resolución 21/2025 de la Secretaría de Energía

Con fecha 28 de enero de 2025 se publicó la Res N° 21/2025 de la Secretaría de Energía, la cual introdujo modificaciones al marco regulatorio del Mercado Eléctrico Mayorista, tendientes a su normalización, eliminando restricciones para la celebración de contratos en el mercado a término, descentralizando la gestión de combustibles y creando incentivos para la incorporación de nueva capacidad de generación de energía en condiciones competitivas.

Las principales modificaciones fueron:

- Excepción de la suspensión temporal establecida en la Resolución N° 95/2013 para los proyectos de generación, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuente convencional térmica, hidroeléctrica o nuclear**

Los proyectos de generación, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuente convencional térmica, hidroeléctrica o nuclear habilitados comercialmente, a partir del 1° de enero de 2025, quedaban exceptuados de la suspensión de la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término establecida en el artículo 9 de la Resolución 95/2013. En consecuencia, los titulares de dichos proyectos podían celebrar contratos de abastecimiento en el mercado a término con Agentes Distribuidores a Grandes Usuarios del MEM, y administrarlos de acuerdo con "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios".

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

2. Derogación de la Resolución N° 354/2020 y sustitución del artículo 8 de la Resolución 95/2013

A partir del 1 de febrero de 2025, se derogó la Resolución N° 354/2020 de la Secretaría de Energía, la cual, entre otras cuestiones, establecía los parámetros para la actuación de CAMMESA en virtud del Plan Gas.Ar, determinando volúmenes firmes de gas para su consumo en generación térmica según un orden de prioridad de despacho.

Adicionalmente, a partir del 1 de marzo de 2025, se modificó el régimen de la provisión de combustibles destinados a la generación de energía eléctrica, estableciéndose lo siguiente:

- La gestión comercial y el despacho de combustibles destinados a generadores térmicos bajo contratos de abastecimiento sin obligación de gestión propia seguirá a cargo de CAMMESA.
- Los generadores térmicos al spot podían gestionar su propio abastecimiento de combustible. En caso de ser necesario, CAMMESA actuará como proveedor de última instancia.
- Los costos asociados a la gestión de combustibles propios se valorizarán según los precios de referencia utilizados y aceptados en la “Declaración de Costos Variables de Producción”, incluyendo fletes, transporte, distribución de gas natural, impuestos y tasas asociadas.

3. Nuevos valores transitorios de Costo de Energía No Suministrada

A partir del 1 de febrero de 2025, se estableció que el costo de energía no suministrada programada iba a ser de 1.500 US\$/MWh, rigiendo los siguientes escalones de falla respecto de la demanda y su respectiva valorización:

- Hasta 5%: 350 US\$/MWh;
- Hasta 10%: 750 US\$/MWh;
- Más de 10%: 1.500 US\$/MWh.

Estos valores eran aplicables hasta que se realice una evaluación socioeconómica de la valorización del costo de energía no suministrada.

4. Derogación del Servicio de Energía Plus

A partir del 1 de febrero de 2025, se derogaron las disposiciones de la Resolución N° 1281/2006 que implementaron el denominado “Servicio de Energía Plus”.

Los contratos vigentes bajo esta modalidad continuarán su transacción en iguales condiciones hasta su finalización.

La incorporación de nuevos contratos o renovación de contratos en el mercado a término del MEM bajo la modalidad de “Servicio de Energía Plus” tenía como fecha límite de vigencia el 31 de octubre de 2025.

5. Facultades de la Subsecretaría de Energía Eléctrica

La Subsecretaría de Energía Eléctrica podía dictar normas reglamentarias, complementarias y aclaratorias, así como llevar adelante las acciones necesarias para implementar las disposiciones de la Resolución.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

Notas sobre lineamientos de aplicación de la Resolución 21/2025 de la Secretaría de Energía

Posterior a la publicación de la RES 21/2025, la SE, mediante la nota SE NO-2025-35216647-APN-SE#MEC del 4 de abril de 2025, estableció lineamientos para el esquema de prioridad de despacho de gas para generación térmica en el MEM. Las ofertas de los generadores que opten por gestionar su abastecimiento de combustible se consideran en carácter firme y en caso de incumplimiento se penalizan con un Deliver or Pay equivalente al 70% del precio de referencia del volumen indisponible.

El nuevo precio de referencia equivale al 90% del precio promedio ponderado por cuenca de gas natural en el PIST (punto de ingreso al sistema de transporte).

Los precios de referencia para combustibles líquidos se fijan para cada generador en base a indicadores internacionales incluyendo una prima que cubre costos financieros y logísticos asociados y los precios para los combustibles líquidos y gas natural proveniente de países limítrofes se reconocen al tipo de cambio correspondiente al día hábil previo al de la fecha de vencimiento transaccional, asociada al consumo reconocido en la transacción económica respectiva.

Finalmente, la Res SE N° 400/25 modificó la gestión de los combustibles para la generación y el reconocimiento de sus costos, promoviendo que los generadores abastezcan su propio combustible, manteniendo a CAMMESA como proveedor de última instancia hasta 2028. A partir de 2029, la gestión de los combustibles queda bajo exclusiva responsabilidad de los generadores.

b.1) Energías renovables

b.1.1) Esquema de remuneración vigente para el Parque Eólico Diadema I.

Disposición 5/2025 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica (SSEE).

El 26 de agosto de 2025 se publicó la Disposición 5/2025 que dispone que los generadores renovables que hubieran celebrado Contratos de Abastecimiento en el MEM a partir de fuentes renovables en el marco de la Resolución N° 108 de fecha 29 de marzo de 2011 de la SEN, podrán comercializar su producción de energía dentro del Mercado a Término (MATER) establecido por la Resolución N° 281 de fecha 18 de agosto de 2017 del ex Ministerio de Energía y Minería y sus modificatorias, a partir del mes calendario siguiente al de la fecha de finalización de la vigencia del referido Contrato de Abastecimiento.

La comercialización estará habilitada a partir de que el Agente Generador solicite a CAMMESA el ingreso al MATER, dando estricto cumplimiento a los requisitos establecidos en el Artículo 3° del Anexo de la Resolución N° 281/17 y sus modificatorias, y comience a abonar, durante un período de dos años, un cargo trimestral por ingreso al MATER de US\$ 500 por megavatio de potencia habilitada comercialmente de la Central desarrollada bajo la Resolución N° 108/11 de la SEN, manteniendo en todos los casos la Prioridad de Despacho. En septiembre de 2025 Hychico informó a CAMMESA que tan pronto finalizara el Contrato firmado con ésta bajo la Resolución SE 108/2011 para la comercialización de la energía generada por el PED I, y una vez registrado el parque en el Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (RENPER) se habrían cumplido todos los requisitos para ingresar al MATER conforme la Disposición 5/2025. El 18 de noviembre de 2025 mediante la Disposición SSEE 9/2025 Hychico obtuvo por parte del RENPER el ingreso al MATER. Posteriormente, el 27 de noviembre de 2025 Hychico informó a CAMMESA el cumplimiento del Contrato firmado bajo la Res. 108/11, mediante la entrega del 100% de la energía contratada, solicitando su habilitación para actuar en el MATER conforme lo dispuesto por la Disposición de la SSEE. Desde diciembre de 2025, Hychico vende toda su generación del PED I en el MATER.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

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 autogeneradores que, a la fecha de publicación de esta resolución, fueran agentes del MEM, o no estuvieran 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 determinase.

Los contratos de abastecimiento del MEM bajo esta resolución tenían 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 determinaba en base a los costos aceptados por la SE.
- Todas aquellas ofertas que pretendieran celebrar contratos con el MEM deberían presentar ante la SE los proyectos de inversión respectivos, con la siguiente información:
 - Las unidades a ser habilitadas y que asumirían el compromiso.
 - Disponibilidad garantizada de las unidades habilitadas que asumirían 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 debería 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 permitiera acreditar la desagregación de costos presentada.
 - Los excedentes de energía en cada hora por encima de la potencia contratada serían comercializados en el mercado SPOT o a través de contratos con Agentes del MEM y no serían 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, recibiría una remuneración mensual, calculada en base a la anualidad de los costos de instalación a considerar, y los costos fijos y variables que fueran requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido. Los referidos costos podrían ser revisados por la SE cuando alguno de sus componentes presente variaciones significativas, de manera de garantizar que dicho costo siempre se encontrara 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.

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 mantendrían en vigencia los contratos firmados en virtud de la Resolución N° 108/2011 conforme fueron establecidos oportunamente.

Hychico tuvo un contrato vigente de abastecimiento hasta el mes de noviembre de 2025 con el MEM teniendo en cuenta esta normativa (conforme lo informado en el punto anterior).

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

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, entendiendo por ésta la imposibilidad de afectar a la actividad con una carga tributaria total mayor, como consecuencia de aumentos en la misma.

b.1.2) 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 E G 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.

c) Sector gas natural

Ley de Hidrocarburos de Argentina

Ver punto a) Sector petrolero

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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

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 aprobaron 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.

Nota CAMMESA N° P-57072-2 (27/04/2026)

La nota establece los lineamientos operativos para la declaración de gestión de combustible y del costo variable de producción (CVP) de las centrales térmicas para la primera quincena de mayo de 2026 en adelante, en el marco del proceso de normalización del MEM. En este contexto, define las condiciones para que los generadores opten entre el abastecimiento de gas provisto por CAMMESA o la gestión propia, fijando precios de referencia, rangos de variación del CVP y criterios específicos de reconocimiento según el origen del combustible (gas local, importado o combustibles alternativos). Asimismo, establece que, para determinados casos, el precio del GNL se incorpora de manera parcial (55%) en el cálculo del CVP, lo cual incide en la formación del costo reconocido en el despacho y genera condiciones para que el gas propio pueda obtener, en ciertos escenarios, precios de reconocimiento relativamente superiores dentro del mercado. El porcentaje de asignación del costo de GNL se comportó de manera variable, iniciando en 55% y pasando a 40% en junio 2026.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

d) Sector GLP

Decreto Nacional N° 446/2025 – Reforma de la Ley 26.020.

El 3 de julio de 2025 se publicó el Decreto Nacional N° 446/2025 que modifica la Ley 26.020 a través de los siguientes puntos:

- Eliminación de los precios de referencia;
- Se quitan las limitaciones asociadas a la paridad de exportación;
- Eliminación de las autorizaciones previas para exportar (notificación con posible objeción del Estado en 7 días).
- Simplificación de la incorporación de nuevas empresas: el cumplimiento de los requisitos fijados por la normativa será suficiente para operar (la Autoridad de Aplicación verificará la documentación dentro de un plazo de diez días hábiles).
- Se reorienta el rol del Estado hacia funciones esenciales de seguridad y fiscalización técnica.

Ley 26.020 y Resolución SEN 168/05

La Ley 26.020 establece el marco regulatorio de la industria y comercialización del GLP en la Argentina. Su objetivo esencial es 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 toda 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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

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 (ver Nota 34.2 a.1)). Posteriormente se firmaron adendas a dichos acuerdos, las cuales fueron ratificadas por resoluciones de la SEN.

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.2)) 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.

Resolución de la Secretaría de Energía N° 15/2025

El 24 de enero de 2025 se publicó la Resolución de la Secretaría de Energía N° 15/2025 en el marco de la Ley Bases iniciando el proceso de desregulación del mercado del GLP en el país con el objetivo de transformar el mercado de GLP en un modelo eficiente, competitivo y sostenible.

Conforme esta nueva normativa se dispusieron las siguientes definiciones:

- Sustituir el punto 1.2 del Reglamento General de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 49/2015 (en adelante el Reglamento) que creó el Programa Hogares con Garrafa (el Programa) fijando como nuevos objetivos particulares:
 - Establecer precios de referencia para las garrafas de 10, 12 y 15 kilogramos válidos en todo el territorio nacional.
 - Establecer una política de subsidios tal que los recursos del Estado Nacional alcancen a los sectores más vulnerables de la población.
 - Otorgar un subsidio directo para los hogares de bajos recursos y a viviendas de uso social que no cuenten con servicio de gas por redes, para asegurarles la adquisición de garrafas de Gas Licuado de Petróleo de 10, 12 y 15 kilogramos.
 - Incorporar tratamientos diferenciales según las características del hogar y su ubicación.
- Sustituir el punto 4 del Apartado II del Reglamento, en línea con lo dispuesto en los objetivos particulares, indicando adicionalmente que el Programa se complementa con una fuerte fiscalización y control en cada punto de la cadena de comercialización y un esquema de sanciones.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

- Sustituir el Apartado III del Reglamento, relacionados con los Precios:
III Precios.
Los Precios de referencia para las garrafas de 10, 12 y 15 kilogramos determinados por la autoridad de aplicación serán tomados como una guía por los integrantes de la cadena de comercialización, sin ser vinculantes para los actores comerciales.
Precio de venta del Productor. El precio de venta del butano, propano y/o mezcla con destino a garrafas de 10, 12 y 15 kilogramos no deberán superar el precio de paridad de exportación.
- Eliminar el Apartado V del Reglamento que establecía las compensaciones a los Productores en función de los volúmenes de producto, butano y propano, que tengan por destino exclusivo el consumo en el mercado interno de GLP envasado en garrafas de 10,12 y 15 kilogramos de uso doméstico.
- Derogar el Apartado VI del Reglamento que establecía los Cupos y Aportes que los Productores debían volcar en el mercado interno.
- Sustituir el Apartado VII del Reglamento estableciéndose un nuevo desarrollo del Programa:
 - Se establece como modalidad de comercialización la relación comercial en cadena, entre los Productores, Comercializadores, Fraccionadores, Distribuidores, Comerciales y Consumidores Finales. Los Operadores deben cumplir con los requisitos técnicos y las medidas de seguridad establecidas en la normativa vigente.
 - El Productor deberá asegurar que el GLP esté disponible para el mercado interno de manera continua y suficiente, en el marco de lo establecido por el inciso b) del Art. 74 de la Ley 26.020.
 - Los Productores deberán registrar diariamente la cantidad de producto que se encuentra almacenado en cada una de las plantas de almacenamiento de su propiedad.
 - Los Fraccionadores tienen permitido adquirir los volúmenes necesarios según sus operaciones, pero sujetos a un límite denominado Volumen Máximo Permitido (VMP), basado en la relación entre el parque de envases aptos registrados por cada operador y el índice de rotación máximo aplicable. La Secretaría de Energía publicará el VMP de cada empresa fraccionadora, acompañado de la información sobre el parque de envases registrado, las compras mensuales de GLP, y el índice de rotación máximo aplicable de manera general a todas las empresas fraccionadoras.

Finalmente derogó la Resolución de la Secretaría de Energía N° 70/201 que establecía los precios de referencia y compensaciones del Programa.

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. La vigencia de este acuerdo fue prorrogada de manera sucesiva mediante la suscripción de prórrogas entre la Secretaría de Energía y las Empresas Productoras de gas Propano hasta el año 2024.

A través de este acuerdo las Empresas Productoras se comprometieron a abastecer a las Distribuidoras y Subdistribuidoras de Gas Propano Indiluido por Redes, a ciertos precios salida de planta (“Precio Acordado”) iguales a: i) los precios que resultaran de aplicar un específico esquema establecido; y ii) 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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 2 – MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELÉCTRICO, GAS Y GLP (Cont.)

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 2023 se firmó el vigésimo acuerdo de prórroga, el cual si bien mantiene las principales condiciones anteriores 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 certificado 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.

- El 29 de noviembre de 2024 se firmó un nuevo Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido aplicable al período 1 de enero de 2024 hasta el 31 de diciembre de 2024, el cual establece: Desde el 1 de enero de 2024 al 2 de abril de 2024, ambos inclusive, se abonará un precio ponderado de venta normativo 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;
- Desde el 3 de abril de 2024 al 5 de junio de 2025 para toda la República Argentina será un precio equivalente al 25% del valor de paridad de exportación del mes de marzo de 2024.
- Desde el 6 de junio de 2024 al 31 de diciembre de 2024, ambos inclusive, y para toda la República Argentina será un precio equivalente al 25% del valor que resulte del precio calculado según el procedimiento del Art. 2° de la Resolución N° 36 de marzo de 2015 de la Secretaría de Energía que se encuentre vigente al día veinte del mes anterior al de la puesta en vigencia de los respectivos cuadros tarifarios de las localidades abastecidas con gas propano indiluido por redes.

Las empresas productoras recibirán de parte del Estado Nacional el reconocimiento de una compensación económica por las cantidades efectivamente entregadas en virtud del Acuerdo que se calculará teniendo en consideración la diferencia existente 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 Precios Normados; y ii) la valuación de dichas ventas utilizando el precio GLP – Paridad de Exportación tal como ha sido definido en el art. 4 de la Resolución SEN N° 792 de junio de 2005.

El Acuerdo de 2024 fue prorrogado en septiembre de 2025 por el “Acuerdo de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido” (en adelante el “Acuerdo de Prórroga”) con vigencia entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2025. Los nuevos valores reconocidos fueron los siguientes: 1) entre el 1° de enero de 2025 y el 30 de junio de 2025 será un precio equivalente al 25% del valor establecido por el Art. 2° de la Resolución N° 36 de marzo de 2015 de la Secretaría de Energía que se encuentre vigente al día 20 del mes anterior a la puesta en vigencia de los respectivos cuadros tarifarios de las localidades abastecidas por gas propano indiluido por redes; 2) desde el 1 de julio de 2025 hasta el 31 de diciembre de 2025 se establece un precio equivalente al 40% del valor indicado en 1).

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados se está aplicando el Acuerdo de Prórroga, mientras se encuentra en análisis por parte de la Secretaría de Energía de un nuevo acuerdo para el año 2026.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA-3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES

3.1 – Bases de presentación

Los presentes Estados Financieros Consolidados han sido preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) adoptadas como normas contables profesionales argentinas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE) e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores (CNV) a su normativa, tal y como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés). Todas las NIIF efectivas a la fecha de preparación de los presentes Estados Financieros Consolidados fueron aplicadas.

Los presentes Estados Financieros Consolidados contienen todas las exposiciones significativas requeridas por las NIIF. También fueron incluidas algunas cuestiones adicionales requeridas por la CNV.

En la presentación del Estado de Situación Financiera Consolidado se distingue entre activos y pasivos, corrientes y no corrientes. Los activos y pasivos corrientes son aquellos que se espera recuperar o cancelar dentro de los doce meses siguientes al cierre del ejercicio sobre el que se informa. Adicionalmente, la Sociedad informa los flujos de efectivo de las actividades operativas usando el método indirecto. El ejercicio económico comienza el 1 de mayo y finaliza el 30 de abril de cada año.

Los presentes Estados Financieros Consolidados están expresados en miles de pesos sin centavos, excepto que se indique en forma expresa alguna situación diferente. Los mismos han sido preparados en moneda homogénea al cierre del ejercicio, modificado por la medición de ciertos activos y pasivos financieros y no financieros a valor razonable.

La información incluida en los Estados Financieros Consolidados es expresada en la moneda funcional y de presentación de la Sociedad, la cual es la moneda del entorno económico principal en el que opera la entidad. La moneda funcional es el peso argentino, la cual es coincidente con la moneda de presentación de los Estados Financieros Consolidados.

La preparación de estos Estados Financieros Consolidados de acuerdo con las NIIF requiere que se realicen estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados y de los activos y pasivos contingentes revelados a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, como así también los ingresos y egresos registrados en el ejercicio. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o las áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los Estados Financieros Consolidados se describen en la Nota 5.

Los presentes Estados Financieros Consolidados han sido aprobados para su emisión por el Directorio de la Sociedad con fecha 7 de julio de 2026.

Reexpresión de Estados Financieros

Los Estados Financieros Consolidados han sido expresados en términos de la unidad de medida corriente al 30 de abril de 2026 de acuerdo con NIC 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias” aplicando la metodología definida en Nota 3.3.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

Información comparativa

Los saldos al 30 de abril de 2025 que se exponen en los presentes Estados Financieros Consolidados a efectos comparativos surgen de los Estados Financieros a dicha fecha expresados en términos de la unidad de medida corriente al 30 de abril de 2026 de acuerdo con NIC 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias" aplicando la metodología definida en Nota 3.3. En caso de corresponder, ciertas reclasificaciones han sido efectuadas sobre las cifras correspondientes a los Estados Financieros Consolidados presentados en forma comparativa a efectos de mantener la consistencia en la exposición con las cifras del presente ejercicio.

Respecto de las actividades del Grupo, en el caso del petróleo, no están sujetas a cambios significativos de estacionalidad, mientras que en el gas natural y energía eléctrica la demanda es estacional por naturaleza, con fluctuaciones significativas entre invierno y verano. La menor demanda de gas en verano motiva que los precios del gas sean inferiores a los observados durante los meses de invierno; en consecuencia, las operaciones del Grupo podrían estar sujetas a fluctuaciones estacionales en sus volúmenes y precios de gas, mientras que el precio de energía hasta el 31 de octubre de 2025 estaba fijado por el Estado Nacional a través de la Secretaría de Energía. A partir del 1 de noviembre de 2025 las unidades térmicas sin contratos pasaron a quedar alcanzadas por los nuevos lineamientos definidos por la Res. SE N° 400/25, que introducen el mercado spot marginalista.

Depósito de documentación contable y societaria

Con fecha 14 de agosto de 2014, la CNV emitió la Resolución General N° 629 mediante la cual impone modificaciones a sus normas en materia de guarda y conservación de libros societarios, libros contables y documentación comercial.

En tal sentido, se informa que la Sociedad y sus subsidiarias poseen la guarda de papeles de trabajo e información no sensible por los períodos no prescriptos, así como sus libros societarios (conforme fuera informado a la CNV por nota el 3 de septiembre de 2019), en su sede administrativa sita en Carlos F. Melo 630, Localidad de Vicente López, Provincia de Buenos Aires.

Asimismo, se encuentra a disposición en el domicilio legal, el detalle de la documentación y de los libros societarios dados en guarda.

3.2 - Normas contables

3.2.1 - Normas nuevas y modificadas adoptadas por la Sociedad

El Grupo ha aplicado las siguientes modificaciones a las normas por primera vez a partir del 1 de mayo de 2025.

- NIC 21 – Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera

Modificada en agosto de 2023. Incorpora el tratamiento contable en caso de falta de convertibilidad de moneda, estableciendo los lineamientos para la estimación del tipo de cambio para reflejar la tasa a la cual tendría lugar cada transacción en la fecha de medición, con las condiciones económicas prevalecientes. Las modificaciones son aplicables a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2025, permitiendo la adopción anticipada. La aplicación de la norma no generó impacto en los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad.

3.2.2 - Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones publicadas que todavía no han entrado en vigencia y no han sido adoptadas anticipadamente

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados han sido emitidas las modificaciones a las normas que no han sido adoptadas debido a que su aplicación no es exigida al cierre del ejercicio iniciado el 1 de mayo de 2025:

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

- NIIF 18 - Presentación e información a revelar en los Estados Financieros

Emitida en abril de 2024. Establece nuevos requisitos de presentación y revelación de información con el objetivo de garantizar que los Estados Financieros proporcionen información relevante que represente fielmente la situación de una entidad. La norma no afecta el reconocimiento o medición de las partidas de los Estados Financieros; no obstante, introduce nuevos requisitos para aumentar la comparabilidad entre entidades. En particular, se destaca: (i) la clasificación de ingresos y gastos en categorías operativas, de inversión y financiación; (ii) la incorporación de subtotales requeridos; y (iii) la divulgación de medidas de desempeño definidas por la gerencia. La norma es aplicable de forma retroactiva a los ejercicios anuales y periodos intermedios iniciados a partir del 1 de enero de 2027, permitiendo la adopción anticipada. La Sociedad se encuentra analizando la información a suministrar por la aplicación de la norma.

- NIIF 19 - Subsidiarias sin contabilidad pública: Revelación

Emitida en abril de 2024. Establece la opción de revelar requisitos de información reducidos para entidades sin contabilidad pública que son subsidiarias de una entidad que prepara Estados Financieros consolidados que están disponibles para uso público y cumplen con las normas de contabilidad NIIF. La norma es aplicable para periodos iniciados a partir del 1 de enero de 2027, permitiendo la adopción anticipada. La Sociedad se encuentra analizando la información a suministrar por la aplicación de la norma.

- NIIF 9 y NIIF 7 - Instrumentos financieros e Información a revelar

En mayo de 2024 se modifica la guía de aplicación de NIIF 9 y se incorporan requisitos de revelación en NIIF 7. En particular, incorpora la opción de considerar la cancelación de un pasivo financiero antes de su liquidación en caso de emisión de instrucciones de pago electrónicas que cumplen determinados requisitos e incorpora requisitos de revelación para inversiones en instrumentos de patrimonio designadas a valor razonable con cambios en otros resultados integrales e instrumentos a costo amortizado o valor razonable con cambios en otros resultados integrales. Las modificaciones son aplicables para periodos iniciados a partir del 1 de enero de 2026, permitiendo la adopción anticipada. La aplicación de la norma no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

En diciembre de 2024 se modifica la NIIF 9 y se incorporan requisitos de revelación en NIIF 7 en relación con contratos de compra-venta de electricidad dependiente de la naturaleza. En particular, permite la exención de registración a valor razonable para el caso de entidades que sean compradoras netas de electricidad durante los contratos; y flexibiliza la designación como instrumento de cobertura para aquellos contratos que no cumplen los requisitos para la exención mencionada. Las modificaciones son aplicables para periodos iniciados a partir del 1 de enero de 2027, permitiendo la adopción anticipada. La aplicación de la norma no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

- NIC 21 - Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera

En noviembre de 2025 se modifica la NIC 21 en lo relativo a la conversión de Estados Financieros para su presentación en una moneda distinta de la funcional y se incorporan ciertos requisitos de revelación. En particular, para la conversión de moneda funcional no hiperinflacionaria a moneda de presentación hiperinflacionaria, establece que todos los importes (activos, pasivos, partidas de patrimonio, ingresos y gastos, incluyendo cifras comparativas) se convierten al tipo de cambio de cierre. Las modificaciones son aplicables de forma retroactiva para ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2027, permitiendo la adopción anticipada. La Sociedad se encuentra analizando el impacto de la aplicación de la metodología de conversión detallada en los resultados, otros resultados integrales por conversión y cifras comparativas.

- NIIF 20 - Activos y Pasivos Regulatorios

Emitida en mayo de 2026. Establece el tratamiento contable de los activos, pasivos, ingresos y gastos sujetos a regulaciones respecto a su reconocimiento y medición. La norma busca reflejar los efectos económicos cuando el regulador determina no sólo los importes a cobrar sino también su momento de cobro o reintegro, generando diferencias temporales respecto del momento en que los bienes y servicios son efectivamente prestados, mejorando la transparencia y comparabilidad entre compañías de sectores regulados. Esta norma complementa a la NIIF 15 y reemplaza a la NIIF 14. Será aplicable para ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2029, permitiéndose su adopción anticipada. La Sociedad se encuentra analizando el impacto de la aplicación de la norma.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

3.3. – Consideración de los efectos de la inflación

La Norma Internacional de Contabilidad N° 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias” (“NIC 29”) requiere que los Estados Financieros de una entidad, cuya moneda funcional sea la de una economía de alta inflación, se expresen en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del ejercicio o período sobre el que se informa, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente. Para ello, en términos generales, se debe computar en las partidas no monetarias la inflación producida desde la fecha de adquisición o desde la fecha de revaluación según corresponda. Dichos requerimientos también comprenden a la información comparativa de los Estados financieros.

A los efectos de concluir sobre si una economía es categorizada como de alta inflación en los términos de la NIC 29, la norma detalla una serie de factores a considerar, entre los que se incluye una tasa acumulada de inflación en tres años que se aproxime o exceda el 100%. Es por esta razón que, de acuerdo con la NIC 29, la economía argentina debe ser considerada como de alta inflación a partir del 1° de julio de 2018.

El ajuste por inflación se calculó considerando los índices establecidos por la FACPCE con base en los índices de precios publicados por el INDEC. Al 30 de abril de 2026 y 2025, el índice de precios ascendió a 11.363,0904 y 8.585,6078, respectivamente, con una inflación interanual del 32,4% y 47,3%, respectivamente.

3.4. – Principios de consolidación y contabilidad de participación en sociedades y acuerdos conjuntos

3.4.1 - Consolidación

Los Estados Financieros Consolidados incluyen los Estados Financieros de Capex y de las entidades controladas por ésta. Las subsidiarias son todas las entidades sobre las cuales la Sociedad tiene el poder y el derecho de decidir las políticas operativas y financieras, a fin de obtener retornos variables de sus actividades, y con capacidad de afectar dichos retornos. Las subsidiarias son íntegramente consolidadas desde la fecha en la cual el control es transferido a la Sociedad y son desconsolidadas desde la fecha en que este control cesa.

Los principales ajustes de consolidación son los siguientes:

1. Eliminación de saldos de cuentas de activos y pasivos recíprocos entre la sociedad controlante y las controladas, de manera tal que los Estados Financieros Consolidados expongan únicamente los saldos que se mantienen con terceros;
2. Eliminación de operaciones entre la sociedad controlante y las controladas, de manera tal que los Estados Financieros Consolidados expongan únicamente aquellas operaciones concertadas con terceros;
3. Eliminación de las participaciones en el patrimonio y en los resultados integrales de cada ejercicio de las sociedades controladas en su conjunto.

Las políticas contables de las subsidiarias se han modificado en los casos en que ha sido necesario para asegurar la uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad.

Las subsidiarias de la Sociedad al 30 de abril de 2026 son las que se detallan a continuación. El Capital Social de las mismas está conformado por acciones ordinarias. Todas las subsidiarias poseen ejercicio anual al 30 de abril de cada año.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

Nombre de la entidad	País	% de tenencia directa e indirecta de acciones y votos	% de tenencia del interés no controlante	Actividad principal
Servicios Buproneu S.A. (SEB)	Argentina	95%	5%	Prestación de servicios relacionados con el procesamiento y la separación de gases
Hychico S.A. (Hychico)	Argentina	85,2046%	14,7954%	Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y producción de hidrógeno y oxígeno.
E G WIND S.A. (E G WIND)	Argentina	99,26%	0,74%	Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables
4SOLAR S.A. (4SOLAR)	Argentina	99,26%	0,74%	Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables
PREXIUM S.A.U. (Prexium)	Argentina	100%	-	Comercialización, compra y venta de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, sus derivados y energía eléctrica

a) SEB

Es una subsidiaria directa en la cual la Sociedad posee una participación del 95% del capital y de los votos al 30 de abril de 2026 y 2025. El principal activo de SEB es una planta separadora de gases, ubicada en Plottier, provincia del Neuquén. Con dicha planta SEB provee a la Sociedad el servicio de procesamiento de gas, a través de un contrato renovado periódicamente entre las partes.

b) Hychico

Es una subsidiaria directa en la cual la Sociedad posee una participación del 48,6770% del capital y de los votos al 30 de abril de 2026 y 2025 y adicionalmente posee el 36,5276% de manera indirecta al 30 de abril de 2026 y 2025. Hychico se dedica al desarrollo de proyectos energéticos sobre la base de energías renovables y actualmente se encuentra operando en Comodoro Rivadavia, provincia del Chubut, (i) el Parque Eólico Diadema I cuya potencia total instalada es de 6,3 GW y (ii) la Planta de producción de hidrógeno y oxígeno a través del proceso de electrólisis, utilizando el hidrógeno como combustible para la generación de energía eléctrica (ver Nota 39).

c) E G WIND

Es una subsidiaria directa en la cual la Sociedad posee una participación del 95% del capital y de los votos al 30 de abril de 2026 y 2025 y adicionalmente posee el 4,26% de manera indirecta a la misma fecha. E G WIND se dedica a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y se encuentra operando desde septiembre de 2019 el Parque Eólico Diadema II (ver Nota 40).

d) 4SOLAR

Es una subsidiaria directa en la cual la Sociedad posee una participación del 95% del capital y de los votos al 30 de abril de 2026 y 2025 y adicionalmente posee el 4,26% de manera indirecta a la misma fecha. 4SOLAR se dedica a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables a través del parque solar "La Salvación" de 20 MW localizado en la zona de Quines en la Provincia de San Luis. El mismo ha comenzado a operar en el mes de junio de 2025 (ver Nota 41).

e) Prexium

Es una subsidiaria directa en la cual la Sociedad posee una participación del 100% del capital y de los votos al 30 de abril de 2026 y 2025. Prexium se dedica a la comercialización, compra y venta de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, sus derivados y energía eléctrica.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

3.4.2 Combinaciones de negocios

Las adquisiciones de negocios se contabilizan mediante la aplicación del método de adquisición. La contraprestación de la adquisición es medida a su valor razonable, calculando a la fecha de adquisición la suma del valor razonable de los activos transferidos, los pasivos incurridos o asumidos y los instrumentos de patrimonio emitidos por la Sociedad y entregados a cambio del control del negocio adquirido. Los costos relacionados con la adquisición son imputados a resultados al momento de ser incurridos. Los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos en la combinación de negocios son reconocidos a su valor razonable a la fecha de adquisición.

Si como resultado de la evaluación, el monto de la contraprestación de la adquisición excede el monto neto de los activos identificables adquiridos y el pasivo asumido a la fecha de la adquisición, más el monto de la participación no controlante en la adquirida y más el valor razonable que mantenía la Sociedad en su poder (si hubiera) de la participación en el patrimonio de la sociedad adquirida, se registra un valor llave.

Si, por lo contrario, como resultado de la evaluación, el monto neto de los activos identificables adquiridos y el pasivo asumido excede la suma de la contraprestación de la adquisición, más el monto de la participación no controlante en la adquirida y más el valor razonable que mantenía la Sociedad en su poder (si hubiera) de la participación en el patrimonio de la sociedad adquirida, dicho exceso es contabilizado inmediatamente en resultados como una ganancia por la compra del negocio. La participación no controlante en la sociedad adquirida se valúa a su valor razonable a la fecha de adquisición o al valor proporcional sobre los activos netos adquiridos.

El Grupo cuenta con hasta 12 meses a partir de la fecha de adquisición para finalizar la contabilización de las combinaciones de negocios. En el caso en que la contabilización de la combinación de negocios no esté completa al cierre del ejercicio, la Sociedad revelará este hecho e informará los montos provisionales.

3.4.3 Participaciones en acuerdos conjuntos

Un acuerdo conjunto es el que se da entre dos o más partes cuando las mismas tienen control conjunto: éste es el reparto del control contractualmente decidido en un acuerdo, que existe sólo cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Bajo NIIF 11, las inversiones en acuerdos conjuntos deben clasificarse entre operaciones conjuntas y negocios conjuntos, dependiendo de los derechos contractuales y obligaciones asumidas. El Grupo ha analizado la naturaleza de sus operaciones conjuntas y ha determinado que las mismas califican como tales. En consecuencia, el Grupo reconoce en sus Estados Financieros Consolidados los derechos sobre activos, las obligaciones sobre pasivos, ingresos de actividades ordinarias y gastos relativos a su participación en las operaciones conjuntas en las diferentes operaciones conjuntas de exploración y producción de hidrocarburos.

Las inversiones en negocios conjuntos se registran inicialmente al costo y posteriormente se valúan de acuerdo con el método de la participación. La participación de la Sociedad en los activos, pasivos y resultados de las operaciones conjuntas en las que participa se consolida siguiendo el método de la consolidación proporcional por poseer el Grupo control conjunto de la actividad de dichas operaciones.

En Nota 42 se expone la situación financiera resumida de las operaciones conjuntas.

Recuperabilidad de las participaciones

En la valuación de las participaciones en operaciones conjuntas, cada una considerada una unidad generadora de efectivo (UGE), se analiza a cada fecha de cierre si existe evidencia objetiva de que no sea recuperable. Si éste fuera el caso, la Sociedad determina el monto de la desvalorización como la diferencia entre el valor libro de la inversión y el valor presente estimado de los flujos de fondos futuros proyectados. Al 30 de abril de 2026 y 2025, el valor libro de las participaciones en las operaciones conjuntas no exceden el valor presente de los flujos de fondos proyectados.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

3.5 - Conversión de moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando el tipo de cambio aplicable a la fecha de la transacción (o valuación, si se trata de transacciones que deben ser remedidas).

Las ganancias y pérdidas de cambio resultantes de la cancelación de dichas operaciones o de la medición al cierre del ejercicio de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera se reconocen en el Estado de Resultados Integrales, excepto por coberturas de flujo de efectivo o de inversión neta que califiquen para su exposición como otros resultados integrales.

Las diferencias de cambio generadas se presentan en la línea "Ingresos financieros" (si fueron generadas por rubros del activo) y "Costos financieros" (si fueron generadas por rubros del pasivo) del Estado de Resultados Integrales.

Los tipos de cambio utilizados son: tipo comprador divisa para activos monetarios, tipo vendedor divisa para pasivos monetarios, cada uno de ellos vigentes al cierre del ejercicio según Banco Nación, o tipo de cambio puntual para las transacciones en moneda extranjera.

3.6 - Propiedad, planta y equipo

I. Activos de exploración de petróleo y gas:

El Grupo aplica la NIIF 6 "Exploración y evaluación de recursos minerales" para contabilizar sus actividades de exploración y evaluación ("E&E") de petróleo y gas.

En función de ello y de acuerdo con lo permitido por la NIIF 6, el Grupo capitaliza los gastos de E&E tales como estudios topográficos, geológicos, geofísicos y sísmicos, costos de perforación de pozos exploratorios y evaluación de reservas de petróleo y gas, como activos de exploración y evaluación como una categoría especial dentro del rubro Propiedad, planta y equipo, hasta que se demuestre la viabilidad técnica y comercial para la extracción de recursos minerales.

Esto implica que los costos de exploración, medidos en moneda homogénea (ajustados por inflación de acuerdo con las pautas establecidas en Nota 3.3.), son capitalizados temporariamente hasta que se efectúa la evaluación y determinación de la existencia de reservas comprobadas suficientes que justifiquen su desarrollo comercial y por ende, su integración como pozos productivos, asumiendo que los desembolsos requeridos son efectuados y la Sociedad está realizando un progreso suficiente en la evaluación de reservas y la viabilidad económica y operativa del proyecto.

Ocasionalmente, al momento de finalizar la perforación de un pozo exploratorio se puede determinar la existencia de reservas que aún no pueden ser clasificadas como reservas comprobadas. En esas situaciones, el costo del pozo exploratorio se mantiene activado si el mismo ha descubierto un volumen de reservas que justifique el desarrollo del mismo como pozo productivo y si la Sociedad está logrando un progreso sustancial en la evaluación de las reservas y de la viabilidad económica y operativa del proyecto. Si alguna de estas condiciones no se cumple, el costo del mismo es imputado a resultados.

Adicionalmente a lo mencionado, la actividad exploratoria implica en muchos casos la perforación de múltiples pozos, a través de varios años, con el objetivo de evaluar completamente los proyectos. Esto último tiene como consecuencia, entre otras causas, la posibilidad de que existan pozos exploratorios que se mantienen en evaluación por períodos prolongados, a la espera de la conclusión de los pozos y actividades exploratorias adicionales necesarias para poder evaluar y cuantificar las reservas relacionadas con cada proyecto.

Si las actividades de exploración y evaluación no determinan reservas comprobadas que justifiquen su desarrollo comercial, los montos activados relacionados son cargados a resultados. Consecuentemente, los costos de pozos exploratorios y los costos relacionados de los estudios mencionados en el segundo párrafo de esta nota son imputados a resultados.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

Los activos de exploración y evaluación para los que se han identificado reservas comprobadas son testeados por desvalorización como se detalla a continuación y clasificados como "Activos de explotación de O&G".

Cuando existen eventos o circunstancias que indiquen una potencial desvalorización, se efectúa una prueba de desvalorización al nivel de flujo de fondos identificables. Los eventos y circunstancias incluyen: evaluación de datos sísmicos, requerimientos de abandonar áreas sin renovación de derechos de exploración, resultados no exitosos de perforaciones, incumplimiento de compromisos de exploración, falta de inversiones planificadas y condiciones de mercado políticas y económicas desfavorables. Se reconoce una desvalorización por el monto que excede el valor contable comparado con su valor de recupero, el cual es el mayor entre el valor de uso y el valor razonable menos su costo de venta.

Cuando un indicador de deterioro es identificado, una estimación formal del valor recuperable del activo es preparada. Del análisis efectuado por la Dirección de la Sociedad, no se han identificado indicadores de deterioro en el valor contable de estos activos.

II. Activos de explotación de O&G:

Los costos de explotación, medidos en moneda homogénea, son aquéllos incurridos para obtener acceso a las reservas comprobadas y para proveer instalaciones para la extracción, recolección y almacenamiento de petróleo y gas. En este concepto se incluyen los pagos por los derechos de concesiones.

Los costos de explotación incurridos para la perforación de pozos de desarrollo (exitosos y secos) y en la construcción o instalación de equipos e instalaciones para la producción se activan y se clasifican como "Obras en curso O&G" hasta que se finalizan. Una vez que comienzan a producir, son reclasificados a activos de explotación O&G dentro de "Pozos de petróleo y gas" y "Bienes asociados a la producción de petróleo y gas", según corresponda y comienzan a depreciarse. Los costos relacionados con la producción de petróleo y gas son cargados a resultados.

Los costos por reparaciones que incrementan el total de reservas comercialmente recuperables se activan al valor residual de los pozos relacionados y son depreciados utilizando el método de unidades de producción.

Los costos de mantenimiento que sólo restablecen la producción a su nivel original se imputan en resultados en el ejercicio en el que se incurre en ellos.

Los activos clasificados como "Activos de explotación O&G" son revisados por desvalorización cuando existen eventos o circunstancias que indiquen que el valor contable puede no ser recuperable. Se reconoce una desvalorización por el monto que excede el valor contable comparado con su valor recuperable (valor de uso). A los efectos del testeo de desvalorización, los activos se agrupan al nivel mínimo por los cuales existen flujos de efectivo identificables (UGEs).

Los costos por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos (medioambientales, de seguridad, etc.) se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en los Estados Financieros, y se registran dentro del rubro "Pozos de petróleo y gas". Esta capitalización se realiza con contrapartida en la provisión correspondiente (ver nota 3.16).

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

III. Otros activos tangibles:

III.1. Rodados, muebles y útiles, bienes de administración y otros

Los rodados, muebles y útiles y bienes de administración se valúan a su costo histórico reexpresado, neto de depreciaciones acumuladas y pérdidas por desvalorización, de corresponder. El costo histórico reexpresado incluye los importes directamente atribuibles a la adquisición de dichos bienes.

Los otros activos tangibles se corrigen por desvalorización cuando hayan surgido hechos o circunstancias que indiquen que su valor contable puede no ser recuperado. Las pérdidas por desvalorización se reconocen por el exceso del valor contable sobre su valor recuperable, el cual es el mayor entre el valor de uso y el valor razonable menos su costo de venta. A los efectos de la prueba de desvalorización, los activos se agrupan al nivel mínimo por los cuales existen flujos de efectivo identificables (UGEs). Los otros activos tangibles que han sufrido desvalorización en períodos anteriores se revisan para determinar su posible reversión al cierre de cada ejercicio.

III. 2. Revaluación de la CT ADC, Edificios y Terrenos, Planta de GLP, PED I y II

A partir del 31 de julio de 2014, la Sociedad modificó su política contable de valuación del rubro Propiedad, planta y equipo para los activos CT ADC, Edificios y Terrenos, la Planta de GLP (propiedad de SEB), el PED I (propiedad de Hychico) y el PED II (propiedad de E G WIND), la cual fue aplicada a todos los elementos que pertenecen a la misma clase de activos, ya que considera que este modelo refleja de manera más fiable el valor de estos activos. Asimismo, ha determinado que cada uno de estos grupos de activos constituye una categoría de activo según la NIIF 13, considerando la naturaleza, características y riesgos inherentes.

El modelo de revaluación mide el activo por su valor razonable menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro del valor, si existieran.

Para la aplicación de dicho modelo la Sociedad utiliza los servicios de expertos independientes. La participación de los mismos fue aprobada por el Directorio en base a atributos como el conocimiento del mercado, la reputación y la independencia. Asimismo, el Directorio es quien decide, luego de discusiones con los expertos, los métodos de valoración y, en caso de corresponder, los datos de entrada que se utilizarán en cada caso.

Los incrementos por revaluaciones se reconocen en el Estado de Resultados Integrales en el rubro "Otros resultados integrales" y se acumulan en la "Reserva por revaluación de activos" del Estado de Cambios en el Patrimonio, salvo en la medida en que dicho incremento revierta una disminución de revaluación del mismo activo reconocida previamente en los resultados, en cuyo caso el incremento se reconoce en los resultados. Una disminución por revaluación se reconoce en los resultados, salvo en la medida en que dicha disminución compense un incremento de revaluación del mismo activo reconocido previamente en la "Reserva por revaluación de activos". Al momento de la venta del activo revaluado, cualquier reserva por revaluación de activos relacionada con ese activo se transfiere a los Resultados no asignados (ver Nota 27.b). Ver en Nota 28.c) los conceptos establecidos por la CNV para la reserva por revaluación de activos.

Las depreciaciones de los activos revaluados se reconocen en el resultado del ejercicio. Al cierre del ejercicio se registra una desafectación de la Reserva por revaluación de activos a los Resultados no asignados, por la diferencia entre la depreciación basada en el importe en libros revaluado del activo y la depreciación basada en el costo original del mismo.

Para la determinación del valor razonable de los Edificios y Terrenos, al tratarse de bienes para los cuales existe un mercado activo en condiciones similares, se ha utilizado el valor tasado de venta en dicho mercado mediante un agente inmobiliario de la zona. Dicho método de valuación se clasifica según la NIIF 13 como jerarquía del valor razonable Nivel 2 (ver Nota 4.5).

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

Para la determinación del valor razonable de la CT ADC, la Planta de GLP, el PED I y PED II se ha utilizado el método de costo de reposición depreciado, determinando los componentes que forman las plantas y obteniendo los valores a nuevo de proveedores reconocidos en la industria y de publicaciones especializadas, adicionando los costos de fletes, seguros, montaje y otros gastos generales, y computando el factor de estado y el de obsolescencia funcional.

Al 30 de abril de 2026 la Sociedad y expertos independientes efectuaron una actualización de los valores razonables de los Edificios y Terrenos, la CT ADC, la Planta de GLP, el PED I y PED II. Las diferencias que han surgido respecto de la revaluación practicada al 30 de abril de 2025 fueron registradas en los presentes Estados Financieros Consolidados.

En el caso del PED I, a los valores determinados en base al método de costo de reposición depreciado, también fue necesario aplicar un coeficiente de depreciación por obsolescencia económica del 0,322 y 0,222 al 30 de abril de 2026 y 2025, respectivamente, basado en que han existido factores externos que causaron una pérdida de valor de los activos.

En el caso del PED II, a los valores determinados en base al método de costo de reposición depreciado, también fue necesario aplicar un coeficiente de depreciación por obsolescencia económica del 0,164 y 0,176 al 30 de abril de 2026 y 2025, basado en que han existido factores externos que causaron una pérdida de valor de los activos.

Los valores determinados en base al método de costo de reposición consideraron el estado actual de los bienes. Los coeficientes de deterioro no implicaron una desvalorización del valor contable de los bienes.

Dicho método de valuación ha sido clasificado según la NIIF 13 como jerarquía del valor razonable Nivel 3 (ver Nota 4.5).

Los principales factores que podrían afectar, en períodos futuros, los valores de los activos revaluados son: i) la vida útil estimada, ii) el deterioro por obsolescencia funcional y iii) una fluctuación en los costos de los componentes. Capex estima que cualquier análisis de sensibilidad que considere modificaciones relevantes en los factores mencionados podría conducir a cambios significativos.

Al 30 de abril de 2026 Capex ha efectuado la comparación entre los valores recuperables de sus activos revaluados con sus valores contables, medidos en base al modelo de revaluación, concluyendo que estos últimos no superan su valor recuperable (ver Nota 5).

Adicionalmente, al 30 de abril de 2026, técnicos de Capex junto con expertos independientes efectuaron una revisión de la vida útil asignada a los bienes revaluados sin encontrar variaciones significativas a las determinadas al 30 de abril de 2025.

El Directorio determina las políticas y procedimientos a seguir para las mediciones recurrentes del valor razonable de los activos revaluados. Asimismo, a cada fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa, analiza las variaciones significativas en los valores razonables de los activos medidos en base al modelo de revaluación, o de la existencia de cambios y, por lo tanto, la necesidad de registrar una nueva revaluación. Aplicar el modelo de revaluación a los activos mencionados implica que las revaluaciones se efectúen con la frecuencia suficiente, al menos una vez al año, para asegurarse de que el valor razonable del activo revaluado no difiera significativamente de su importe en libros.

El Directorio aprobó las revaluaciones efectuadas a las distintas clases de activos.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

IV. Otras políticas contables aplicables a Propiedad, planta y equipo:

Las pérdidas y ganancias por la venta de activos se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor residual contable y se reconocen en resultados dentro de "Otros egresos operativos netos".

Los costos por endeudamiento ya sean genéricos o específicos atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos que necesariamente requieren tiempo sustancial para estar en condiciones de ser utilizados o vendidos se adicionan al costo de dichos activos hasta el momento en que estén sustancialmente listos para ser utilizados o vendidos.

Los materiales comienzan a amortizarse cuando son incorporados a los activos tangibles de acuerdo con sus vidas útiles.

V. Depreciaciones

Los métodos de depreciación durante la vida útil estimada de los activos son:

- i) Las áreas adquiridas y otros estudios de explotación se deprecian en función de la producción acumulada y de las reservas totales, expresadas en unidades equivalentes de metros cúbicos de petróleo, con el límite del vencimiento de la concesión desde la fecha de su otorgamiento (ver Nota 1). Los cambios en las estimaciones de reservas son prospectivos, excepto que sucedan en el mismo ejercicio donde se tienen en cuenta en el cálculo de las depreciaciones con carácter retroactivo al inicio del ejercicio.
- ii) Los pozos y bienes destinados a la extracción de petróleo y gas se deprecian en función de la producción acumulada y de las reservas comprobadas desarrolladas relacionadas con los mismos, expresadas en unidades equivalentes de metros cúbicos de petróleo, con el límite del vencimiento de la concesión desde la fecha de su otorgamiento (ver Nota 1). Los cambios en las estimaciones de reservas son prospectivos, excepto que sucedan en el mismo ejercicio donde se tienen en cuenta en el cálculo de las depreciaciones con carácter retroactivo al inicio del ejercicio.
- iii) El gasoducto de abastecimiento se deprecia aplicando alícuotas lineales en función de su vida útil estimada en 20 años.
- iv) La CT ADC se deprecia en función de los GW generados y los GW remanentes a producir en función de la vida útil estimada de cada unidad de generación.
- v) Para los bienes cuya capacidad de servicio no se relaciona en forma directa con la producción se aplican alícuotas lineales estimadas en función de las características de cada bien.

Los métodos de depreciación descriptos para cada tipo de activo se utilizan para alocar la diferencia entre el costo y el valor residual durante las vidas útiles estimadas.

A continuación, se indican las vidas útiles estimadas para los principales activos:

- Administración central y administración planta

Edificios: 50 años.

Bienes de administración: 5 años.

- Bienes destinados a la producción de petróleo y gas

Áreas adquiridas y otros estudios: reservas totales.

Pozos de petróleo y gas: reservas comprobadas desarrolladas.

Bienes asociados a la producción: reservas comprobadas desarrolladas.

Rodados: 5 años.

Gasoducto de abastecimiento: 20 años.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

- CT ADC

CT ADC ciclo abierto: GWh remanentes a producir a partir del 1 de mayo de 2026.

CT ADC ciclo combinado: GWh remanentes a producir a partir del 1 de mayo de 2026.

Gasoducto: 20 años.

General: GWh remanentes a producir a partir del 1 de mayo de 2026.

- Planta de GLP: 2 años y 3 meses a partir del 1 de mayo de 2026.

- Planta de hidrógeno y oxígeno: 20 años.

- Parque Eólico Diadema I: 5 años y 9 meses a partir del 1 de mayo de 2026.

- Parque Eólico Diadema II: 16 años y 4 meses a partir del 1 de mayo de 2026.

- Parque Solar "La Salvación": 20 años a partir de junio de 2025

Anualmente se revisan las tasas de depreciación y se compara si la vida útil actual restante difiere de la estimada previamente. El efecto de estos cambios es registrado como un resultado del ejercicio en el que se determinen.

Al 30 de abril de 2026 y 2025, el valor residual contable de Propiedad, planta y equipo no excede el valor presente del flujo de fondos futuros proyectado.

VI) Deterioro del valor de la Propiedad, planta y equipo

Al 30 de abril de 2026 y 2025, el valor residual contable de Propiedad, planta y equipo no excede el valor presente del flujo de fondos futuros proyectado. Cabe destacar que, al 30 de abril de 2025 en el segmento de petróleo y gas, la Sociedad registró una desvalorización por \$ 57.680.055, en la UGE Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste debido fundamentalmente a la disminución de reservas de las áreas generada por los resultados registrados en las últimas campañas de perforación, el precio del crudo y el incremento en el nivel de costos de operación. En Nota 5 (v) se describe la metodología de la determinación del valor recuperable.

Sobre la base de las estimaciones de flujos de fondos futuros realizados por Hychico, basadas en los elementos de juicio disponibles, se ha recuperado la desvalorización de los activos relacionados con la Planta de Hidrógeno y Oxígeno en \$ 554.978 y \$ 402.197 al 30 de abril de 2026 y 2025, respectivamente.

Adicionalmente, y en relación con el PED II propiedad de E G WIND y siguiendo la metodología que se describe para la determinación del valor recuperable en Nota 5 (v), se ha recuperado la desvalorización en \$ 2.500.000 al 30 de abril de 2026.

Al 30 de abril de 2026 y 2025, el efecto agregado de los mencionados cargos por \$ 3.054.978 (ganancia) y \$ 57.277.858 (pérdida) para cada uno de los ejercicios, fue imputado al rubro en el rubro "Otros egresos operativos netos" (ver Notas 11 y 15).

3.7 – Activos intangibles

Llave de negocio - Parque Solar "La Salvación"

Las llaves de negocio se generan en la adquisición de participaciones societarias. La llave de negocio representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables de la adquirida en la fecha de la adquisición.

Para comprobar el deterioro del valor, la llave de negocio adquirida en una combinación de negocios se distribuye entre cada una de las UGEs, o grupos de UGEs, de la entidad que se espera se beneficiarán de las sinergias de la combinación de negocios. Cada unidad o grupo de unidades entre las que se distribuye la llave de negocio representa el nivel más bajo, dentro de la entidad, al que se controla la llave de negocio a efectos de la gestión interna.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

Otros intangibles - Parque Solar “La Salvación”

Comprende los derechos de prioridad de despacho de energía y los cánones anticipados y a anticipar (o abonados y a abonar) del acuerdo del derecho real de superficie destinado a la construcción del Parque Solar “La Salvación” (propiedad de 4SOLAR).

Para las prioridades de despacho comprometidas a abonar en el futuro y aquellos cánones a abonar en el futuro en función del acuerdo firmado, fueron valuados a su valor razonable. Los activos intangibles se amortizan a partir del mes de junio de 2025, momento en el que 4SOLAR obtuvo la habilitación comercial y comenzó la operación del parque.

Sobre la base de las estimaciones de flujos de fondos futuros realizados por 4SOLAR, basadas en los elementos de juicio disponibles, se han desvalorizado los activos intangibles en \$ 3.050.000 al 30 de abril de 2026 (Ver nota 5.v).

3.8 - Instrumentos financieros

Las compras y ventas habituales de activos financieros se reconocen en la fecha de transacción, es decir, la fecha en la que la Sociedad se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se dan de baja en el Estado Financiero cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de los activos financieros han vencido o se han transferido y la Sociedad ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y ventajas derivados de su titularidad.

La Sociedad clasifica sus instrumentos financieros en las siguientes categorías:

- Activos financieros a costo amortizado.
- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.
- Activos financieros a valor razonable con cambios en otros resultados integrales.
- Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados.
- Pasivos financieros a costo amortizado.

La clasificación de los activos financieros depende del modelo de negocio de la Sociedad para gestionar sus instrumentos financieros, y las características contractuales de los flujos de efectivo de dichos instrumentos.

Los activos y pasivos financieros se compensan sólo en la medida en que exista un derecho exigible legal.

Los activos financieros se valúan a costo amortizado si se cumplen las dos condiciones siguientes:

- i) se mantienen dentro del modelo de negocio con el objetivo de obtener los flujos de efectivo contractuales, y
- ii) las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente cobros de capital e intereses sobre el importe del capital pendiente.

Las ganancias o pérdidas procedentes de activos financieros medidos a costo amortizado y que no son parte de una relación de cobertura, se reconocen en resultados cuando el activo financiero se da de baja o es desvalorizado a través del proceso de amortización, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Si alguna de las condiciones detalladas anteriormente no se cumple, los activos financieros son medidos a valor razonable con cambios en resultados o en otros resultados integrales.

Los activos financieros valuados a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se cargan a resultados. Las ganancias o pérdidas procedentes de cambios en el valor razonable de activos valuados a valor razonable, y que no son parte de una relación de cobertura, se reconocen en resultados, en el rubro “Resultados Financieros”, en el ejercicio en que se originan.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

Los activos financieros se miden a su valor razonable con cambios en otros resultados integrales cuando:

- i) El modelo de negocio tiene como objetivo tanto la obtención de los flujos de efectivo contractuales, así como la venta de dichos activos financieros, y
- ii) Según las condiciones del contrato, se recibirán flujos de efectivo en fechas específicas que constituyen exclusivamente pagos del capital más intereses.

Los activos financieros valuados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales se reconocen inicialmente al valor razonable más los costos de transacción directamente atribuibles a la compra. Con posterioridad al reconocimiento inicial, los activos financieros clasificados en esta categoría se valúan a valor razonable, reconociendo la pérdida o ganancia en otros resultados integrales, con excepción de las pérdidas y ganancias por intereses, tipo de cambio y las pérdidas crediticias esperadas, que se reconocen en resultados. Los importes reconocidos en otros resultados integrales se reconocen en resultados en el momento en el que tiene lugar la baja de los activos financieros.

Respecto de los pasivos financieros, la Sociedad ha determinado que todos los pasivos financieros se midan a costo amortizado usando el método de interés efectivo; las modificaciones en la valuación se reconocen en el Estado de Resultados Integrales.

3.8.1 - Desvalorización de activos financieros

El Grupo evalúa la pérdida crediticia esperada asociada con sus instrumentos financieros contabilizados a costo amortizado y a valor razonable con cambios en Otros Resultados Integrales, de corresponder.

Dicho análisis se basa en evaluar la existencia de evidencia objetiva de que un activo financiero o grupo de activos financieros está desvalorizado. La pérdida por desvalorización de activos financieros se reconoce cuando existe evidencia objetiva de desvalorización como resultado de uno o más eventos ocurridos con posterioridad al reconocimiento inicial del activo financiero y dicho evento tiene un impacto en los flujos de efectivo para dicho activo financiero o grupo de activos financieros que puede ser estimado confiablemente.

El Grupo aplica el enfoque simplificado permitido por NIIF 9 para medir las pérdidas crediticias esperadas sobre los créditos por ventas y otros créditos con características de riesgo similar. Para determinar las pérdidas crediticias esperadas, el Grupo utiliza información prospectiva, así como datos históricos. Periódicamente, el Grupo evalúa los cambios en el riesgo de crédito considerando las dificultades financieras significativas de los deudores, la probabilidad de que el deudor declare la quiebra o el concurso preventivo y el incumplimiento o mora en el pago relevantes, así como cambios significativos en indicadores de mercado externo y en el entorno económico y regulatorio. Para calcular las pérdidas crediticias esperadas el Grupo agrupa los créditos por ventas en función de indicadores de riesgo crediticio comunes y les asigna una tasa de incobrabilidad esperada en función de un coeficiente de incobrabilidad histórico ajustado a las condiciones económicas futuras esperadas.

La pérdida resultante, determinada como la diferencia entre el valor contable del activo y el valor actual de los flujos estimados de efectivo, se reconoce en resultados. Si en un período subsecuente el monto de desvalorización disminuye y el mismo puede relacionarse con un evento ocurrido con posterioridad a la medición, se recupera dicha desvalorización. Al 30 de abril de 2026 se registró una pérdida por \$ 417.098, en tanto que al 30 de abril de 2025, no se registró resultado por este concepto (ver Notas 11 y 23).

Compensación de instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros se compensan y el valor neto se informa en el Estado de Situación Financiera cuando existe un derecho exigible legalmente de compensar los valores reconocidos y existe una intención de pagar en forma neta, o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

3.9 - Repuestos y materiales e Inventarios

- Repuestos y materiales

Los repuestos y materiales mantenidos para ser usados en los yacimientos y en la planta de generación de energía eléctrica se valúan a su costo de adquisición medidos en moneda homogénea menos la provisión por obsolescencia. El costo se determina por el método del precio promedio ponderado ("PPP").

La apertura de los repuestos y materiales se divide en tres: los corrientes, los no corrientes que son aquellos que tienen una rotación mayor a un año (los corrientes y los no corrientes no se deprecian), y aquellos que podrían afectar la operación, que se deprecian y se encuentran contabilizados junto con la CT ADC, en el rubro Propiedad, planta y equipo (Nota 3.6.III).

- Inventarios (Existencias)

Las existencias de petróleo, propano, butano y gasolina se valúan a su costo de producción con límite en su valor recuperable. El costo se determina por el método del precio promedio ponderado reexpresado en moneda homogénea ("PPP"). El valor neto de realización es el precio de venta estimado en el curso normal del negocio, menos los costos variables de venta aplicables.

El Grupo realiza una evaluación del valor neto realizable de los repuestos y materiales e inventarios al final del ejercicio, registrando con cargo a resultados la oportuna corrección de valor cuando las mismas se encuentran sobrevaloradas. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejaran de existir, o cuando existiera clara evidencia de incremento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

3.10 - Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar

Las cuentas por cobrar comerciales y las otras cuentas por cobrar se reconocen inicialmente por su valor razonable y posteriormente por su costo amortizado de acuerdo con el método de la tasa efectiva de interés, menos la provisión por pérdidas por desvalorización del valor.

El interés implícito se desagrega y reconoce como ingreso financiero a medida que se van devengando los intereses.

El importe de la provisión es la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados al tipo de interés efectivo. El valor de libros del activo se reduce por medio de la cuenta de provisión y el monto de la pérdida se reconoce con cargo al Estado de Resultados Integrales.

Se presentan dentro del activo corriente si su cobro es exigible en un plazo menor o igual a un año.

3.11 – Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a la vista en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez, bajo riesgo y con un vencimiento original de tres meses o menos, y los descubiertos bancarios. En el Estado de Situación Financiera, los descubiertos bancarios se clasifican como deuda financiera en el pasivo corriente.

3.12 – Cuentas del patrimonio

La contabilización de los movimientos del mencionado rubro se efectúa de acuerdo con las decisiones de asambleas, normas legales o reglamentarias.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

Aporte de los propietarios

- Capital social

El capital social representa el capital emitido (acciones en circulación), el cual está formado por los aportes efectuados por los accionistas. Está representado por acciones ordinarias, nominativas no endosables, de valor nominal \$ 1 por acción.

- Prima de emisión

Comprende el sobreprecio pagado por las acciones emitidas con relación a su valor nominal.

- Ajuste de capital y Ajuste prima de emisión

La diferencia entre el capital social y prima de emisión expresados en moneda homogénea y el capital social y prima de emisión nominal histórico han sido expuestas en las cuentas "Ajuste de capital" y "Ajuste prima de emisión", respectivamente, integrantes del patrimonio.

Ganancias reservadas

- Reserva legal

De acuerdo con las disposiciones de la Ley 19.550 de sociedades comerciales, el 5% de la utilidad neta que surja del Estado de Resultados Integrales del ejercicio más / menos los ajustes a ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados no asignados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, deberá destinarse a la reserva legal, hasta que la misma alcance el 20% del capital social y ajuste del capital.

- Reserva facultativa

La reserva facultativa representa los resultados acumulados destinados para la distribución de futuros dividendos y/o inversiones y/o cancelación de deuda y/o absorción de pérdidas.

Resultados acumulados

- Reserva por revaluación de activos

La reserva por revaluación de activos resulta de la diferencia entre el valor de costo reexpresado amortizado de ciertos activos del rubro Propiedad, planta y equipo y el valor razonable de los mismos (ver Nota 27).

- Resultados no asignados

Los resultados no asignados comprenden las ganancias o pérdidas acumuladas sin asignación específica, que siendo positivas pueden ser distribuibles mediante la decisión de la asamblea de accionistas, en tanto no estén sujetas a restricciones legales. Estos resultados comprenden el resultado de ejercicios anteriores que no fueron distribuidos, los importes transferidos de otros resultados integrales y los ajustes de ejercicios anteriores por aplicación de las normas contables.

En caso de que existan resultados no asignados negativos a ser absorbidos al cierre del ejercicio a considerar por la Asamblea de Accionistas, deberá respetarse el siguiente orden de afectación de saldos:

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

1. Ganancias reservadas
 - a. Reservas facultativas
 - b. Reserva legal
2. Ajuste prima de emisión
3. Primas de emisión
4. Ajuste de capital
5. Capital social

- Distribución de dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas de la Sociedad es reconocida como un pasivo en los Estados Financieros al momento en el cual los dividendos son aprobados por la asamblea de accionistas.

3.13 - Cuentas por pagar comerciales, remuneraciones y cargas sociales, cargas fiscales y otras deudas

Las cuentas por pagar representan las obligaciones de pago por bienes y servicios adquiridos a proveedores en el curso normal de los negocios. Las remuneraciones y cargas sociales representan las obligaciones relacionadas con el personal de la Sociedad. Las cargas fiscales y otras deudas representan las obligaciones por impuestos con el fisco y en concepto de regalías de petróleo y gas con entes provinciales, respectivamente.

Se reconocen inicialmente a su valor razonable y se miden posteriormente a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Se presentan dentro del pasivo corriente si su pago es exigible en un plazo menor o igual a un año.

3.14 - Deudas financieras

Las deudas financieras se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos directamente atribuibles a su obtención. Posteriormente, se valúan a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Se presentan dentro del pasivo corriente si su pago es exigible en un plazo menor o igual a un año.

3.15 - Impuesto a las ganancias e impuesto diferido

El cargo por impuesto a las ganancias del ejercicio comprende los impuestos corrientes y diferidos. Los impuestos se reconocen en el resultado, excepto en la medida en que éstos se refieran a partidas reconocidas en otros resultados integrales o directamente en el patrimonio. En este caso, el impuesto a las ganancias también se reconoce en otros resultados integrales o directamente en patrimonio.

El impuesto a las ganancias corriente se calcula en base a las leyes aprobadas o próximas a aprobarse a la fecha de los Estados Financieros. La gerencia evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos respecto de las situaciones en las que la regulación fiscal aplicable está sujeta a interpretación, y, en caso necesario, establece provisiones en función de las cantidades que se espera pagar a las autoridades fiscales (ver Nota 5.iv).

El impuesto diferido se reconoce, de acuerdo con el método diferido, por las diferencias temporarias que surgen entre las bases fiscales de los activos y pasivos y sus importes en libros en los Estados Financieros. Sin embargo, el impuesto diferido no se contabiliza si surge del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción, distinta de una combinación de negocios, que, en el momento de la transacción, no afecta ni al resultado contable ni a la ganancia o pérdida fiscal.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que la Sociedad disponga de beneficios fiscales futuros contra los que se puedan compensar las diferencias temporarias.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se compensan si, y sólo si, existe un derecho legalmente reconocido de compensar los importes reconocidos y cuando los activos y pasivos por impuestos diferidos se derivan del impuesto sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal, que recaen sobre la misma entidad fiscal o diferentes entidades fiscales, que pretenden liquidar los activos y pasivos fiscales corrientes por su importe neto.

Posiciones fiscales inciertas

En la determinación del cargo por impuesto a las ganancias corriente y diferido, la Sociedad considera el impacto de las posiciones fiscales inciertas, incluyendo si las mismas pueden generar impuestos o intereses adicionales. La interpretación CINIIF 23 determina cómo aplicar los requisitos de reconocimiento y medición de la NIC 12 cuando existe incertidumbre sobre los tratamientos del impuesto a las ganancias. Para ello, la Sociedad debe evaluar si la autoridad fiscal aceptará un tratamiento fiscal incierto.

Si la Sociedad concluye que dicha aceptación no es probable, se reflejará el efecto de la incertidumbre al determinar la ganancia fiscal, las pérdidas fiscales por amortizar, las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos fiscales no utilizados y las tasas impositivas.

La Sociedad estima que el tratamiento fiscal incierto aplicado tiene altas probabilidades de éxito ante la autoridad fiscal, razón por la cual calculó la posición fiscal considerando dicho tratamiento.

En este sentido, la Sociedad deberá hacer juicios y estimaciones consistentes del impuesto a las ganancias corriente y del impuesto diferido. Capex y sus subsidiarias reevaluarán un juicio o estimación requerido por esta interpretación si los hechos y circunstancias en los que se basó el juicio o estimación cambian, o como resultado de nueva información que afecte el juicio o estimación aplicado.

3.16 - Provisiones y otros cargos

Las provisiones se reconocen cuando:

- El Grupo tiene una obligación presente, legal o implícita, como resultado de un hecho pasado,
- Es probable que una salida de recursos sea necesaria para cancelar tal obligación, y
- Puede hacerse una estimación confiable del importe de la obligación.

Las provisiones se miden al valor actual de los desembolsos que se espera sean necesarios para liquidar la obligación teniendo en cuenta la mejor información disponible en la fecha de preparación de los Estados Financieros y son reestimadas en cada cierre. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha de medición, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con el pasivo en particular.

La provisión para juicios se constituyó en base al análisis de las probables indemnizaciones que el Grupo estima deberá soportar, de acuerdo con la opinión de sus asesores legales internos y externos.

Para el cálculo de la provisión por abandono de pozos, la Sociedad consideró el plan de abandono de los mismos hasta el final de la concesión o el consumo total de las reservas esperado, el que ocurra primero y los valuó al costo estimado de abandono, descontado a la tasa que refleje los riesgos específicos del pasivo y el valor tiempo del dinero (TNA en dólares 8,71%).

El Grupo con base en el análisis de sus especialistas determina para cada yacimiento el momento del fin de la concesión que será determinante a la hora de realizar la erogación de flujos por la remediación.

Este momento influye en el valor actual del pasivo contabilizado. Asimismo, determina a cada cierre de ejercicio, el monto de la remediación considerando la tecnología y la disponibilidad de recursos existentes a dicha fecha.

Todas las variaciones en este pasivo son prospectivas.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

3.17 Arrendamientos

En los arrendamientos en los que la Sociedad es arrendataria (Nota 19), se reconoce un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha en que el activo arrendado está disponible para su uso por parte de la Sociedad.

El pasivo por arrendamiento al inicio corresponde al valor presente de los pagos remanentes bajo los contratos de arrendamiento clasificados como arrendamientos operativos bajo la norma anterior (NIC 17) y que no se hayan efectuado en esa fecha, incluyendo en caso de corresponder:

- Pagos fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar.
- Pagos por arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa.
- Importes que la Sociedad espera pagar como garantías de valor residual.
- Precio de ejercicio de una opción de compra (si la Sociedad está razonablemente segura de ejercer esa opción), y
- Pagos por penalizaciones derivadas de la terminación del arrendamiento.

Los pagos por arrendamiento se descuentan utilizando la tasa de endeudamiento incremental de la Sociedad. La tasa en dólares utilizada fue del 8,71% anual.

El pasivo por arrendamientos se incluye en la línea "Deudas por arrendamiento" dentro del rubro "Cuentas por Pagar Comerciales". Cada pago por arrendamiento se asigna entre el capital y el costo financiero. El costo financiero se imputa al resultado durante el plazo del arrendamiento a fin de producir una tasa de interés periódica constante sobre el saldo restante del pasivo para cada ejercicio.

Los activos por derecho de uso se miden al costo que comprende:

- Importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento.
- Cualquier pago de arrendamiento realizado antes o a partir de la fecha de inicio, menos cualquier incentivo de arrendamiento recibido.
- Cualquier costo directo inicial, y
- Una estimación de los costos a incurrir para dismantelar o restaurar el activo subyacente, conforme los términos y condiciones del arrendamiento.

Los activos por derecho de uso se deprecian en forma lineal durante la vida útil del activo o durante el plazo del arrendamiento, si es menor.

El Grupo reconoce los pagos por arrendamientos asociados con arrendamientos a corto plazo (con un plazo de hasta 12 meses) y arrendamientos en los que el activo subyacente es de bajo valor (equipos informáticos y artículos de oficina), como un gasto (en resultados) de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

3.18 - Reconocimiento de ingresos

Los ingresos por ventas son medidos al valor razonable de la contraprestación recibida o a recibir, y representan los montos a cobrar por venta de bienes y/o servicios.

Los ingresos provenientes de la actividad de generación de energía eléctrica se reconocen a partir de la energía y potencia efectivamente entregadas al mercado spot.

Los ingresos provenientes de las ventas de petróleo, gas natural, propano, butano y oxígeno se reconocen con la transferencia del dominio, de acuerdo con los términos de los contratos relacionados, lo cual se sustancia cuando el cliente toma la propiedad del producto, asumiendo riesgos y beneficios.

Los ingresos provenientes de prestación de servicios se reconocen una vez que la prestación se haya efectuado.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES (Cont.)

Los ingresos mencionados se reconocen al cumplirse todas y cada una de las siguientes condiciones:

- La entidad transfirió al comprador los riesgos y ventajas de tipo significativo;
- El importe de los ingresos se midió confiablemente;
- Es probable que la entidad reciba los beneficios económicos asociados a la transacción;
- Los costos incurridos o a incurrir, en relación con la transacción, fueron medidos confiablemente.

Los ingresos provenientes de transacciones entre empresas del grupo y entre los segmentos de negocio generan costos y resultados.

Los ingresos por intereses se reconocen utilizando el método del tipo de interés efectivo. Los mismos se registran sobre una base temporaria, con referencia al capital pendiente y a la tasa efectiva aplicable. Estos ingresos son reconocidos siempre que sea probable que la entidad reciba los beneficios económicos asociados con la transacción y pudiendo el importe de la transacción ser medido de manera fiable.

3.19 - Información por segmentos

El Directorio ha determinado los segmentos operativos basándose en los informes que revisa y que utiliza para la toma de decisiones estratégicas (ver Nota 6).

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos. El Directorio de Capex junto con las principales gerencias son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos.

3.20 - Saldos de créditos y deudas con partes relacionadas

Los créditos y deudas con la sociedad controlante, y con otras partes relacionadas generados por diversas transacciones han sido valuados de acuerdo con las condiciones pactadas entre las partes involucradas (ver Nota 36).

Se han incluido como partes relacionadas a las personas y sociedades comprendidas en el Decreto 677/01 y reglamentaciones de la CNV.

NOTA 4 - ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS

4.1. Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. El Grupo está expuesto a diversos tipos de riesgos de mercado: de tipo de cambio, de tipo de interés y de precio.

Para cada uno de los riesgos de mercado descriptos a continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podría verse afectado el resultado y el patrimonio de acuerdo con lo requerido por la NIIF 7 Instrumentos financieros: información a revelar.

El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico. Las estimaciones realizadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables. El impacto en resultados y/o patrimonio se estima en función de los instrumentos financieros poseídos por la Sociedad al cierre de cada ejercicio.

4.1.a. Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio surge cuando las transacciones comerciales futuras o los activos o pasivos reconocidos están denominados en una moneda que no es la moneda funcional de la entidad.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 4 - ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

Los resultados y el patrimonio del Grupo están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que opera.

El Grupo posee al 30 de abril de 2026 aproximadamente el 93,0% de sus pasivos (comerciales y financieros) en moneda extranjera (dentro de este porcentaje se incluyen las ON Clase IV, VI, VII y X emitidas en pesos atados a la evolución del tipo de cambio (dólar link) y las ON Clase V, XI y XII) y el 56,8 % de sus activos (efectivo y equivalentes de efectivo, títulos públicos y cuentas por cobrar comerciales) denominados en moneda extranjera, con lo cual la divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense.

Durante el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2026, Capex concertó un contrato de cobertura de tipo de cambio asociado con la cancelación de la ON Clase III, la cual operó en febrero de 2026. El resultado de dicha operación fue de una pérdida de \$ 2.351 millones, aproximadamente, y fue registrado en diferencia de cambio generada por pasivos.

Al 30 de abril de 2026 y 2025, el Grupo no posee instrumentos financieros derivados a modo de cobertura contra las fluctuaciones del tipo de cambio. Sin embargo, es importante considerar que los ingresos del Grupo en su mayoría se encuentran dolarizados.

Respecto del precio de los hidrocarburos (petróleo y gas) los mismos están denominados en dólares estadounidenses, los que representaron aproximadamente un 62,6 % y 76,9 % de los ingresos del Grupo durante los ejercicios económicos finalizados 30 de abril de 2026 y 2025, respectivamente.

En el caso de la energía eléctrica generada por la CT ADC, con la sanción de la Res N° 31/2020 y sus modificaciones los precios de la energía se fijaban en pesos y mediante la Res 59/2023, vigente desde el 1 de marzo de 2023, la Potencia Comprometida contemplaba un pago adicional en dólares y la Energía Generada se comenzó a remunerar en dólares por MWh. Al 30 de abril de 2025, aproximadamente el 45,2% de la energía estaba remunerada en dólares. Este esquema estuvo vigente hasta octubre de 2025, ya que mediante la Resolución SE N° 400/2025 se inició un proceso de normalización y desregulación del MEM, vigente desde el 1 de noviembre de 2025, que introdujo un nuevo esquema de remuneración de la generación, incentivos a la contratación bilateral y un régimen de servicios de reserva de confiabilidad para la potencia, y la fijación de los valores remunerativos en dólares (ver Nota 2). Al 30 de abril de 2026, aproximadamente el 78,5% de la energía estaba remunerada en dólares.

Los ingresos por energía eléctrica representaron aproximadamente un 30,8 % y 17,3% de los ingresos del Grupo durante los ejercicios económicos finalizados 30 de abril de 2026 y 2025, respectivamente.

En cuanto a los ingresos relacionados con la generación de energía eólica y solar, los mismos representaron un 2,7% y un 2,0% de los ingresos totales de la Sociedad al 30 de abril de 2026 y 2025, respectivamente. Respecto del precio, la tarifa está fijada en dólares estadounidenses, la misma es abonada por CAMMESA o por terceros, según corresponda, al tipo de cambio del momento del pago.

Respecto del propano y butano los ingresos representaron aproximadamente un 3,7 %, de los ingresos totales del Grupo al 30 de abril de 2026 y 2025. Respecto del precio del propano y butano, su valor está establecido en pesos, pero relacionado con una paridad de exportación en dólares estadounidenses por la venta en el mercado local. Por otro lado, respecto del precio en el mercado externo, el mismo se encuentra fijado en dólares. Las ventas en el mercado externo representan el 72,5 % y 64,1 % al 30 de abril de 2026 y 2025, respectivamente.

	al 30/04/2026	al 30/04/2025
Posición neta Pasiva en US\$	(424.236)	(385.262)
Dólar estadounidense – tipo de cambio	1.382 (comprador) y 1.391 (vendedor)	1.161 (comprador) y 1.170 (vendedor)
Posición neta Pasiva en \$	(590.987.707)	(597.179.250)

La sensibilidad del resultado integral y del patrimonio al 30 de abril de 2026 y 2025, como consecuencia de un posible aumento o disminución del 10% del tipo de cambio sobre los activos y pasivos denominados en moneda extranjera hubiera supuesto una disminución o aumento en el resultado integral y en el patrimonio de \$ 38.414.201 y \$ 38.816.651, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 4 - ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

4.1.b. Riesgo de tipo de interés

Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable. El endeudamiento a tasas variables expone al Grupo al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo, debido a la posible volatilidad que las mismas pueden llegar a evidenciar. El endeudamiento a tasas fijas expone al Grupo al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos, dado que, dependiendo de la volatilidad de las tasas de interés a un determinado momento, pueden llegar a generarse desarbitrajes que hagan que las tasas fijas pudieran llegar a ser más altas que las tasas variables a ese momento.

El Grupo posee al 30 de abril de 2026 y 2025, 64,3% y 49,5%, respectivamente, de sus pasivos comerciales y financieros a tasas fijas compuesto principalmente por las ON Clase V, XI y XII las cuales están gravadas con una tasa nominal anual del 9,25% con vencimiento en agosto de 2028, 7,75% con vencimiento en junio de 2028 y 8,25% con vencimiento en junio de 2029, respectivamente. Adicionalmente, posee un préstamo con BBVA correspondiente a 4SOLAR a una tasa del 6,5%. Asimismo, este riesgo se encuentra mitigado debido a que al 30 de abril de 2026 y 2025, el 24,9% y el 48,1% de los pasivos comerciales y financieros (ON Clase IV, VI, VII y X) no devengan interés.

La siguiente tabla presenta la apertura de los préstamos del Grupo por tasa de interés y por moneda en la que están denominados:

Apertura préstamos s/ tasa	30.04.2026	30.04.2025
Tasa fija		
Dólares estadounidenses	501.251.706	388.760.079
Subtotal préstamos a tasa fija	501.251.706	388.760.079
Tasa variable (*)		
Pesos argentinos	14.827.141	18.753.082
Subtotal préstamos a tasa variable	14.827.141	18.753.082
No devenga interés		
Dólares link	194.213.940	252.924.915
Subtotal préstamos que no devengan interés	194.213.940	252.924.915
Total préstamos	710.292.787	660.438.076
Tasa de interés variable	25,8%	28,30%
Incremento 10%	28,4%	31,20%
Efecto en resultado total	383.061	531.097
menos efecto del imp. diferido	(134.071)	(185.884)
Efecto total	248.990	345.213

(*) se considera tasa variable debido a que en el momento de renovar los adelantos en cuenta corriente se fijan nuevas tasas.

La sensibilidad del resultado integral y del patrimonio al 30 de abril de 2026 y 2025, como consecuencia de un posible aumento o disminución del 10% en las tasas de interés variable hubiera supuesto una disminución o aumento en el resultado integral y en el patrimonio de \$ 248.990 y \$ 345.213, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 4 - ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

4.1.c. Riesgo de precio

Los precios internacionales del petróleo y del gas han dependido históricamente de una diversidad de factores, entre otros, oferta y demanda internacional, acontecimientos políticos y económicos en las regiones productoras de petróleo y gas, la competencia por parte de otras fuentes de energía, las reglamentaciones gubernamentales, conflictos bélicos, etc.

Por otra parte, a lo largo de los años en Argentina las diferentes políticas regulatorias, económicas y gubernamentales determinaron que los precios locales deben lograr la expansión de la actividad de explotación y ampliación de reservas de hidrocarburos. Dentro de este marco, el precio del petróleo local se fija en negociaciones entre refinadores y productores dentro de la dinámica del mercado interno y de exportación, que tiene como marco la transferencia de estos valores al precio final de los combustibles líquidos. Asimismo, los precios de venta en el mercado local se ven afectados ante variaciones significativas en los precios internacionales de los hidrocarburos y el precio que paga el consumidor en el mercado interno.

Con respecto al precio del gas, se mantienen precios de referencia para distintos segmentos de mercado y aquellos derivados de los contratos firmados por los planes de estímulo a la producción. El objetivo de las autoridades es que a medida que los segmentos se normalicen y los contratos expiren o se transfieran fomentar una contractualización del mercado con precios que reflejen la oferta y demanda estacional.

Por su parte, el precio de GLP se encuentra desregulado para los segmentos mayoristas teniendo como referencia una publicación mensual de la SEN que establece los precios en pesos en función de la paridad de exportación. No obstante, si bien tratan de eliminarse paulatinamente, existen algunos programas de subsidios al consumo que podrían afectar a algunos productores. Dentro de las medidas de normalización del mercado se agilizaron y flexibilizaron los permisos de exportación.

Respecto de la generación de energía eléctrica, el marco regulatorio fue modificado con la Resolución N° 400/2025, vigente a partir del mes de noviembre de 2025. Dicha norma establece un proceso de normalización gradual del sistema a través de pautas que favorecen la contractualización bilateral de energía y potencia, y la fijación de los valores remunerativos en dólares. Adicionalmente propende a que cada generador procure su combustible para ofrecer su generación y el reconocimiento del margen entre los costos de producción de energía y los valores de costos marginales horarios del sistema.

Al 30 de abril de 2026 y 2025, la Sociedad no posee productos derivados o coberturas sobre los precios de hidrocarburos.

Al 30 de abril de 2026 y 2025, un aumento o disminución del 10% en los precios de la energía eléctrica y los hidrocarburos hubiera supuesto un aumento o disminución en el resultado integral y en el patrimonio de \$ 28.593.088 y \$ 29.130.535, respectivamente (ver Nota 7).

4.2 Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas en el Grupo. El riesgo de crédito en el Grupo se mide y controla por cliente o tercero individual.

Las ventas totales del Grupo son representadas principalmente por los segmentos "Petróleo y Gas" con un 62,6%, y "Energía" con un 30,8%. Las ventas de petróleo se destinan tanto al mercado externo como al mercado local. En el mercado externo, las operaciones se concentran principalmente en dos clientes internacionales, cuyas ventas individualmente representan más del 10% de las ventas totales del Grupo. En el mercado local un cliente concentra más del 10% de las ventas totales del Grupo. Por su parte, las ventas de energía se realizan en el mercado local, donde CAMMESA concentra más del 10% de las ventas totales del Grupo tal como se expone en nota 6.

Dadas las características de la industria de la Sociedad, la gerencia estima que este riesgo no es relevante en el desarrollo del negocio.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 4 - ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

4.3 Riesgo de liquidez

La Gerencia de Administración y Finanzas supervisa las proyecciones de los negocios actuales y futuros con el objetivo de:

- (i) Estructurar sus pasivos financieros de forma tal que en el corto y mediano plazo el vencimiento de los mismos no interfiera en el flujo corriente de los negocios, dadas las condiciones de cada momento en los mercados de crédito a los que tiene acceso, y
- (ii) Mantener sus posiciones activas en instrumentos con adecuada liquidez y riesgo acotado.

Dentro de esa estrategia, el Grupo durante el presente ejercicio emitió en (i) junio de 2025 las Obligaciones Negociables Clase XI a un plazo de 3 años con vencimiento de su capital en una cuota en junio de 2028 y (ii) diciembre de 2025 las Obligaciones Negociables Clase XII a un plazo de 4 años con vencimiento de su capital en una cuota en junio de 2029. Adicionalmente, respecto de los covenants que rigen las Obligaciones Negociables Clase V, XI y XII, los mismos son de incurrencia y no de mantenimiento; esto significa que los acreedores no pueden solicitar el prepago si la Sociedad no alcanzara uno o algunos de los covenants financieros, sino que la misma tiene que cumplir con ciertas restricciones financieras pre-establecidas (ver Nota 30).

Por otro lado, el Grupo estructura su cartera de inversiones en función de los vencimientos de estos pasivos, las necesidades financieras para hacer frente a las inversiones requeridas y las necesidades de capital de trabajo, invirtiendo los excedentes de efectivo en instrumentos de bajo riesgo y adecuada calidad crediticia.

En el contexto actual, el Grupo ha revisado sus flujos financieros adecuándose a la coyuntura y condición actual de mercado.

A continuación, se expone la determinación del índice de liquidez del Grupo para los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2026 y 2025

	30.04.2026	30.04.2025
Activo corriente	227.713.761	138.749.487
Pasivo corriente	283.308.757	321.746.739
Índice	0,8038	0,4312

El cuadro a continuación analiza las erogaciones por los pasivos comerciales y deudas financieras agrupados sobre la base de los plazos pendientes contractuales y sin descontar, contados a la fecha de los Estados Financieros Consolidados, hasta la fecha de su vencimiento y considerando los tipos de cambio vigentes al 30 de abril de 2026 y 2025.

Al 30 de abril de 2026	Sin plazo	Menos 3 meses	Entre 3 meses y un año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 5 años	Más de 5 años
Deudas financieras	-	36.978.160	132.846.956	216.860.427	315.844.243	-
Cuentas por pagar comerciales	6.220.153	67.748.904	790.838	278.200	1.244.060	-

Al 30 de abril de 2025	Sin plazo	Menos 3 meses	Entre 3 meses y un año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 5 años	Más de 5 años
Deudas financieras	-	20.185.889	101.496.928	277.402.983	203.413.504	-
Cuentas por pagar comerciales	6.930.367	113.740.378	1.660.875	1.253.805	921.509	391.710

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 4 - ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

4.4 Riesgo de capital

Los objetivos del Grupo al administrar el capital es salvaguardar la capacidad del mismo para continuar con la gestión de sus operaciones.

El Grupo monitorea su estructura de capital sobre la base de la relación existente entre el capital de la deuda financiera neta y la estructura de financiación propia, midiendo la relación entre ambos. Asimismo, considera en este análisis la generación de resultados de su negocio para hacer frente a los vencimientos provenientes de financiación de terceros.

4.5 Estimación del valor razonable

El Grupo clasifica las mediciones a valor razonable de los instrumentos financieros y activos utilizando una jerarquía de valor razonable, la cual refleja la relevancia de las variables utilizadas para llevar a cabo dichas mediciones. La jerarquía de valor razonable tiene los siguientes niveles:

- Nivel 1: precios de cotización (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: datos distintos a precios de cotización incluidos en el nivel 1 que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, que se deriven de precios).
- Nivel 3: datos sobre el activo o el pasivo que no están basados en datos observables en el mercado (es decir, información no observable).

El siguiente cuadro presenta los activos del Grupo medidos a valor razonable al 30 de abril de 2026 y 2025.

	30.04.2026				30.04.2025			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados								
Fondos comunes de inversión	106.972.884	-	-	106.972.884	8.010.952	-	-	8.010.952
Títulos Públicos	15.832.637	-	-	15.832.637	15.724.602	-	-	15.724.602
Activos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales								
Propiedad Planta y equipo	-	26.987.641	203.016.869	230.004.510	-	28.771.964	241.407.219	270.179.183

El valor de los instrumentos financieros negociados en mercados activos se basa en los precios de cotización de los mercados a la fecha del Estado de Situación Financiera. Un mercado se entiende como activo si los precios de cotización están regularmente disponibles a través de una bolsa, intermediario financiero, institución sectorial, u organismo regulador, y esos precios reflejan transacciones actuales y regulares de mercado entre partes que actúan en condiciones de independencia mutua. El precio de cotización de mercado usado para los activos financieros mantenidos por el Grupo es el precio de oferta actual. Estos instrumentos se incluyen en el nivel 1 (Nota 24 y 25).

El valor razonable de los activos que no se negocian en mercados activos se determina usando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación maximizan el uso de información observable del mercado en los casos en que esté disponible y confía lo menos posible en estimaciones específicas del Grupo. Si todas las variables significativas para establecer el valor razonable de un activo son observables, el activo se incluye en el nivel 2 (ver Notas 3.6 III) y 15).

Si una o más variables utilizadas para establecer el valor razonable no son observables en el mercado, el activo se incluye en el nivel 3 (ver Notas 3.6 III) y 15).

No existieron transferencias entre el nivel 1, 2 y 3 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2026 y 2025.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 5 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES

Las estimaciones y juicios se evalúan continuamente y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluidas las expectativas de hechos futuros que se consideran razonables en las circunstancias.

Estimaciones y juicios contables importantes

El Grupo hace estimaciones y formula hipótesis en relación con el futuro. Las estimaciones contables resultantes, por definición, raramente igualarán a los correspondientes resultados reales. A continuación, se explican las estimaciones y juicios que tienen un riesgo significativo de dar lugar a un ajuste material en los importes en libros de los activos y pasivos dentro del ejercicio financiero siguiente. Los principios contables y las áreas que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los Estados Financieros Consolidados son:

- (i) reservas de petróleo y gas,
- (ii) provisión por abandono de pozos,
- (iii) provisiones por litigios y otras contingencias,
- (iv) impuesto a las ganancias e impuesto diferido,
- (v) test de desvalorización del valor de Propiedad, planta y equipo,
- (vi) valor razonable de los activos revaluados, y
- (vii) valor razonable de las adquisiciones de negocios.

(i) Reservas de petróleo y gas

Por reservas de petróleo y gas se entiende a los volúmenes de petróleo y gas (expresado en m³ equivalentes de petróleo) que originan o están asociados a algún ingreso económico, en las áreas donde la compañía opera y sobre las cuales se posee derechos para su exploración y explotación.

La estimación de las reservas de petróleo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones del Grupo. El volumen de las reservas de crudo y gas se tiene en cuenta para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Explotación (ver Nota 3.6).

Las estimaciones de reservas fueron certificadas por el auditor internacional DeGolyer and MacNaughton 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 5 de la *Society of Petroleum Evaluation Engineers*. Las mismas se basan en las condiciones tecnológicas y económicas vigentes al 30 de abril de 2026, considerando la evaluación económica y teniendo como horizonte el vencimiento de las concesiones, a efectos de determinar el término de su recuperabilidad.

Estas estimaciones de reservas son ajustadas toda vez que cambios en los aspectos considerados para la evaluación de las mismas así lo justifiquen o, al menos, una vez al año. Dichas estimaciones de reservas han sido certificadas por auditores independientes.

Existen numerosos factores que generan incertidumbre con respecto a la estimación de las reservas comprobadas de perfiles de producción futura, costos de desarrollo y precios, incluyendo diversos factores que escapan al control del productor. El procedimiento de cálculo de las reservas es un proceso subjetivo de estimación de petróleo crudo y gas natural a ser recuperado del subsuelo, que involucra cierto grado de incertidumbre. La estimación de reservas se prepara en función de la calidad de la información de geología e ingeniería disponible a esa fecha y de su interpretación.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 5 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

Ver detalle de reservas en la Nota 38.

(ii) Provisión por abandono de pozos

Las obligaciones relacionadas con el abandono de pozos en las áreas de hidrocarburos una vez finalizadas las operaciones implican que la Gerencia realice estimaciones respecto de la cantidad de pozos, de los costos de abandono a largo plazo y del tiempo restante hasta el abandono.

La tecnología, los costos y las consideraciones de política, ambiente y seguridad cambian continuamente, lo que puede resultar en diferencias entre los costos futuros reales y las estimaciones.

Las estimaciones de las obligaciones relacionadas con el abandono de pozos son ajustadas al menos una vez al año o en la medida que cambios en los aspectos considerados para la evaluación de las mismas así lo justifiquen.

(iii) Provisiones por litigios y otras contingencias

Se realizan provisiones para ciertas contingencias civiles, impositivas, comerciales y laborales que ocasionalmente se generan en el curso ordinario de los negocios. Con el propósito de determinar el nivel apropiado de provisiones relacionadas con estas contingencias, basados en el consejo de nuestros asesores legales internos y externos, la Gerencia de la Sociedad determina la probabilidad de cualquier sentencia o resolución adversa relacionada con estas cuestiones, así como el rango de pérdidas probables que pudieran resultar de las potenciales resoluciones. De corresponder, se hace una determinación del monto de provisiones requeridas para estas contingencias, luego de un análisis en detalle de cada caso en particular (ver Nota 34).

(iv) Impuesto a las ganancias e impuesto diferido

Cada sociedad del Grupo registra el impuesto a las ganancias empleando el método del pasivo por impuesto diferido. En consecuencia, se reconocen activos y pasivos impositivos diferidos para reflejar las consecuencias impositivas futuras atribuibles a las diferencias entre los montos registrados en los Estados Financieros de los activos y pasivos existentes y sus respectivas bases imponibles. Los activos y pasivos impositivos diferidos se valúan por aplicación de las alícuotas impositivas sancionadas al cierre del ejercicio que se espera sean de aplicación a la ganancia imponible durante los ejercicios en los cuales se espera registrar o liquidar esas diferencias temporarias. El efecto que pueda tener sobre los activos y pasivos impositivos diferidos cualquier modificación en las alícuotas del impuesto se reconoce en el Estado de Resultados Integrales por el ejercicio que incluya la fecha de sanción de la modificación de la alícuota (ver Nota 13).

Los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las sociedades dispongan de beneficios fiscales futuros contra los que se puedan compensar las diferencias temporarias. Los activos por quebrantos impositivos se mantienen activados en la medida que sean recuperables antes del plazo de prescripción.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 5 – ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

(v) Test de desvalorización del valor de Propiedad, planta y equipo y activos intangibles

El Grupo evalúa periódicamente la recuperabilidad de la Propiedad, planta y equipo y activos intangibles, que incluyen los activos de exploración y explotación, en función de lo mencionado en Nota 3.6. El valor en libros de los elementos de Propiedad, planta y equipo y activos intangibles es considerado desvalorizado por el Grupo, cuando el valor de uso, calculado mediante la estimación de los flujos de efectivo esperados de dichos activos, descontados e identificables por separado, o su valor razonable menos los costos de disposición, es inferior a su valor en libros. Este análisis se efectúa al nivel más bajo por los cuales existen flujos de efectivo identificables (UGEs).

La Sociedad ha identificado las siguientes UGEs:

- Activos de exploración y explotación de hidrocarburos:
 - Agua del Cajón (área del Neuquén)
 - Loma Negra, La Yesera y Puesto Zúñiga (áreas de Río Negro)
 - Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste (áreas del Chubut)
- Otros activos tangibles y activos intangibles:
 - CT ADC
 - Planta GLP
 - PED I
 - PED II
 - Parque Solar “La Salvación”
 - Planta de Hidrógeno y Oxígeno

Al evaluar si existe algún indicio de que una unidad generadora de efectivo (UGE) podría verse afectada, se analizan fuentes internas y externas, considerando circunstancias y hechos específicos, que por lo general incluyen la tasa de descuento utilizada en las proyecciones de flujos de fondos de cada una de las UGEs y la condición del negocio en términos de factores económicos y de mercado, tales como el precio de los hidrocarburos, tarifas de energía, inflación, tipo de cambio, costos, datos sísmicos, requerimientos de abandono de áreas sin renovación de derechos de exploración, demás egresos de fondos, el marco regulatorio de la industria en la que opera la Sociedad y la cotización de las acciones de la Sociedad en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (la cual, actualmente, debido a la poca liquidez de dichos valores no constituye un parámetro representativo para esta evaluación).

Una pérdida por desvalorización previamente reconocida se revierte cuando existe un cambio posterior en las estimaciones utilizadas para computar el valor recuperable del bien. En ese caso, el nuevo valor no puede superar el valor que hubiera tenido a la nueva fecha de medición si no se hubiese reconocido la desvalorización. Tanto el cargo de desvalorización como su reversión son reconocidos como resultados.

La determinación de los valores de uso requiere la utilización de estimaciones y se basa en las proyecciones de flujos de efectivo confeccionados a partir de presupuestos económicos y financieros aprobados por la Dirección. Los flujos de efectivo que superan los períodos presupuestados son extrapolados usando tasas de crecimiento estimadas, las cuales no exceden a la tasa de crecimiento promedio de largo plazo de cada uno de los negocios involucrados.

Al momento de la estimación de los flujos de efectivo futuros, se requiere juicio crítico por parte de la Gerencia. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden variar significativamente de los flujos de efectivo futuros previstos y los valores relacionados obtenidos mediante técnicas de descuento. A efectos de contemplar el riesgo de estimación contenido en dichos cálculos, la Sociedad considera distintos escenarios de probabilidad de ocurrencia ponderados.

La estimación de los valores netos de realización, en caso de ser necesario su cálculo, es realizada a través de valuaciones preparadas por tasadores independientes.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 5 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

Metodología para la estimación del valor recuperable:

Criterio general de la Sociedad: la metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de los activos de los rubros "Propiedad, planta y equipo" y "Activos intangibles" consiste principalmente en el cálculo del valor de uso, a partir de los flujos de fondos esperados futuros derivados de la explotación de tales activos, descontados con una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado, conforme a lo establecido en las normas contables.

Al evaluar el valor de uso, se utilizan proyecciones de flujos de fondos basados en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y egresos para hacer uso de las reservas de las UGEs empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas de evolución del negocio y de desarrollo del mercado.

La valoración de los activos de explotación utiliza proyecciones de flujos de efectivo que abarcan la vida económicamente productiva de los yacimientos de petróleo y gas, estando limitados por la finalización de las concesiones, permisos, acuerdos o contratos de explotación. Los flujos de efectivo estimados están basados en niveles de producción, la estimación de reservas de petróleo y gas, precios de "commodities", costos de producción, demanda y oferta de los mercados, condiciones contractuales y otros factores y también se tienen en cuenta las estimaciones de inversiones futuras necesarias relacionadas con las reservas de petróleo y gas no desarrolladas. La Sociedad estima que cualquier análisis de sensibilidad que considere modificaciones relevantes en los factores mencionados podría conducir a cambios significativos.

Los flujos de efectivo de los distintos negocios se estiman, entre otras cuestiones, a partir de la evolución prevista de ventas, márgenes de contribución unitarios y costos fijos, acordes con las expectativas consideradas en los planes estratégicos específicos de cada negocio con el límite de las concesiones. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño o ampliaciones del activo.

Para la estimación de los ingresos futuros al 30 de abril de 2026 del negocio de petróleo y gas, la Sociedad se basó en la construcción de flujos de ingresos utilizando dos escenarios alternativos ponderados en base a probabilidades de ocurrencia de diferentes expectativas.

En el caso del gas, en el primer escenario se tomó como referencia la extensión del Plan Gas 2020-2024 hasta diciembre de 2028 y la vigencia de los precios de referencia para la declaración de gas para la generación térmica, considerando el precio promedio de referencia para períodos de verano e invierno. Para el largo plazo, a partir de la finalización del Plan Gas (31/12/2028), se utilizaron proyecciones internacionales del precio del gas.

Para el segundo escenario se sensibilizó el precio del gas en un 20% respecto del primer escenario.

Para el petróleo en ambos escenarios se consideraron consensos de mercado y curvas de futuros. En el primer escenario se alcanza un precio de US\$ 79 / bbl para el Brent de largo plazo, mientras que en el segundo escenario se alcanza el 90,6% de ese valor.

En ambos escenarios para este segmento se utilizó una tasa nominal anual de descuento en dólares del 10,09% durante el período de evaluación.

En base a la ponderación del 70% para el primer escenario y del 30% para el segundo escenario al 30 de abril de 2026, los activos de explotación relacionados con petróleo y gas, considerando la desvalorización registrada en la UGE Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste a dicha fecha (Ver nota 3.6 VI), no superan el flujo de fondos esperado futuro derivado de la explotación de dichos activos.

Sobre la base de las estimaciones de flujos de fondos futuros realizados por E G WIND, basadas en los elementos de juicio disponibles, se han desvalorizado los activos relacionados con la planta de PED II en \$ 15.978.188 y \$ 18.478.188 al 30 de abril de 2026 y 2025 (ver punto vi).

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 5 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

Sobre la base de las estimaciones de flujos de fondos futuros realizados por Hychico, basadas en los elementos de juicio disponibles, se han desvalorizado los activos relacionados con la planta de hidrógeno y oxígeno en \$ 3.741.794 y \$ 4.296.772, al 30 de abril de 2026 y 2025, respectivamente.

(vi) Valor razonable de los activos revaluados

Para el grupo de activos del rubro Propiedad, planta y equipo cuya política de valuación es el modelo de revaluación, CT ADC, Planta GLP (propiedad de SEB), PED I (propiedad de Hychico), PED II (propiedad de E G WIND) y los Edificios y Terrenos, la Sociedad realiza estimaciones respecto del valor razonable de los mismos.

La mecánica utilizada para la determinación del valor razonable estimada por un tercero independiente es realizar análisis por comparables de bienes similares y aplicarle estimaciones de depreciaciones con el fin que el valor técnico refleje el valor actual de los bienes, sujeto a la comparabilidad con la estimación de los flujos de ingresos futuros que genera.

Para la estimación de los ingresos futuros del segmento de energía eléctrica al 30 de abril de 2026, la Sociedad se basó en la construcción de un flujo de ingresos utilizando dos escenarios alternativos ponderados en base a probabilidades de ocurrencia de diferentes expectativas.

La generación para el primer escenario se estima como promedio de los años anteriores, mientras para el segundo escenario se considera una generación sensibilizada en un 10%.

Respecto de la remuneración de la energía, se tomó en cuenta el esquema de la Resolución 400/2025 dictada por la Secretaría de Energía el 20 de octubre de 2025, que estableció las nuevas "Reglas para la Normalización del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y su Adaptación Progresiva". Se estimaron los ingresos de la CT ADC teniendo en cuenta las distintas remuneraciones en dólares contempladas en dicha resolución y los pagos adicionales por rentas y aplicación de factores para remunerar la generación térmica.

En el primer escenario, la generación de la CT ADC equivale al promedio de los últimos tres años. En el segundo escenario, se aplica un factor de sensibilidad del 10%.

En base a la ponderación del 70% para el primer escenario y del 30% para el segundo escenario al 30 de abril de 2026, dichos flujos de fondos futuros fueron descontados a una tasa nominal anual de descuento del 9,49% (después de impuestos) durante el período de evaluación. Los flujos de fondos futuros exceden el valor razonable calculado en base al método de costo de reposición depreciado.

Con respecto a la estimación de los ingresos futuros del segmento de energía renovable provenientes de los PED I y PED II al 30 de abril de 2026, la Sociedad se basó para la construcción de los flujos de fondos en los precios de venta que surgen de los contratos de abastecimiento firmados con CAMMESA y/o estimaciones de precios futuros al finalizar los mismos, un promedio del factor de viento de los últimos años en la zona de referencia y una estimación de los costos de mantenimiento. Dichos flujos de fondos futuros fueron descontados a una tasa nominal anual de descuento en dólares del 9,47% (después de impuestos) durante el período de evaluación. En ambos casos, fue necesario la aplicación de coeficientes de depreciación por obsolescencia económica a los valores determinados en base al método de costo de reposición depreciado para adecuarlos a los flujos de fondos futuros descontados (ver Nota 3.6.III.2).

Para la estimación de los ingresos futuros del segmento de energía solar al 30 de abril de 2026, el Grupo se basó en la construcción de un flujo de ingresos utilizando dos escenarios alternativos ponderados en base a probabilidades de ocurrencia de diferentes expectativas. La generación para el primer escenario se estima como base la radiación solar promedio, medida en la zona, mientras para el segundo escenario se considera una generación sensibilizada en un 10%. Respecto de la remuneración de la energía, se tomaron en consideración los contratos MATER vigentes con sus respectivos precios proyectados. En base a la ponderación del 70% para el primer escenario y del 30% para el segundo escenario al 30 de abril de 2026, dichos flujos de fondos futuros fueron descontados a una tasa nominal anual de descuento del 9,47% (después de impuestos) durante el período de evaluación.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 5 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

En cuanto a la estimación de los ingresos futuros del negocio de procesamiento y separación de gases líquidos derivados del gas provenientes de la Planta de GLP al 30 de abril de 2026, la Sociedad se basó para la construcción de los flujos de fondos en los escenarios de precios del gas, según lo descripto en el segmento de petróleo y gas, para modelar el margen utilizado en la elaboración de los subproductos de la planta, tomando una ponderación del 70% y del 30% para cada uno. Dichos flujos de fondos futuros fueron descontados a una tasa nominal anual en dólares del 9,66% (después de impuestos) durante el período de evaluación. Los flujos de fondos futuros exceden el valor razonable calculado en base al método de costo de reposición depreciado.

(vii) Valor razonable de las adquisiciones de negocios

La aplicación del método de adquisición implica la medición a valor razonable de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos en la combinación de negocios a la fecha de la adquisición.

Para la determinación de los valores razonables se utilizan los lineamientos mencionados en (i) Reservas de petróleo y gas y (v) Test de desvalorización del valor de Propiedad, planta y equipo.

NOTA 6 – INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

El Directorio ha determinado los segmentos operativos basándose en los informes que revisa y que se utilizan para la toma de decisiones estratégicas.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos. El Directorio del Grupo junto con los gerentes de primera línea son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos.

La información de gestión que se utiliza en la toma de decisiones se elabora en forma mensual y contiene la siguiente apertura de segmentos del Grupo:

- 1) La exploración, producción y comercialización de petróleo y gas ("Petróleo y gas"),
- 2) La generación de energía térmica ("Energía "),
- 3) El procesamiento y separación de gases líquidos derivados del gas ("GLP").
- 4) Energías renovables:
 - La generación de energía eléctrica eólica ("Energía Eólica"),
 - La generación de energía eléctrica con hidrógeno ("Energía hidrógeno") y
 - La producción y venta de oxígeno ("Oxígeno").
 - La generación de energía eléctrica solar ("Energía Solar")

Dentro de esta apertura por segmentos, los ingresos recibidos de CAMMESA al 30 de abril de 2026 en el segmento de Energía, los cuales ascienden a \$ 200.691,6 millones, se distribuyen en:

- 1) Ingresos de energía térmica por \$ 184.833,5 millones: corresponde a la remuneración específica por generación (energía y potencia) hasta el 31 de octubre de 2025. A partir de la sanción de la Res SE 400/2025 en noviembre de 2025, los ingresos de energía térmica incluyen: a) la remuneración de la energía, b) la remuneración de la potencia y c) el costo variable de producción del combustible ya sea de gas propio o de terceros.
- 2) Ingresos de gas por \$ 15.858,0 millones: corresponde a los pagos recibidos de CAMMESA en concepto de Reconocimiento Combustibles Propios hasta el 31 de octubre de 2025, por el cambio de normativa mencionado anteriormente.

Cabe destacar que, al 30 de abril de 2025 en el segmento de petróleo y gas, la Sociedad registró una desvalorización de \$ 57.680.055 en la UGE Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste (áreas convencionales) (ver Nota 3.6. VI) y 5 (v)).

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 6 – INFORMACIÓN POR SEGMENTOS (Cont.)

a) Información por segmentos al 30 de abril de 2026

	Petróleo y gas	Energía	GLP	Energías renovables				Total al 30.04.2026
				Energía Eólica	Energía hidrógeno	Oxígeno	Energía Solar	
Ingresos por ventas	362.762.943	200.691.585	20.335.756	11.962.350	577.099	343.991	4.220.068	600.893.792
Reclasificación entre segmentos	13.637.132	(15.858.042)	2.220.910	-	-	-	-	-
Ingresos por ventas por segmento	376.400.075	184.833.543	22.556.666	11.962.350	577.099	343.991	4.220.068	600.893.792
Participación por segmento sobre Ingresos por ventas	62,6%	30,8%	3,7%	2,0%	0,1%	0,1%	0,7%	100,0%
Costo de ventas	(263.636.885)	(120.580.021)	(5.638.852)	(6.946.045)	(1.222.616)	(844.928)	(2.260.464)	(401.129.811)
Resultado bruto	112.763.190	64.253.522	16.917.814	5.016.305	(645.517)	(500.937)	1.959.604	199.763.981
Participación por segmento sobre Resultado bruto	56,4%	32,2%	8,5%	2,5%	(0,3%)	(0,3%)	1,0%	100,0%
Gastos de comercialización	(84.229.165)	(9.891.077)	(3.879.386)	(140.242)	(12.631)	(7.561)	(198.459)	(98.358.521)
Gastos de administración	(24.875.684)	(11.468.904)	(2.008.151)	(311.934)	(83.672)	(83.672)	(246.988)	(39.079.005)
Otros ingresos / (egresos) operativos netos	43.766	-	(6.255)	3.019.695	-	-	(3.123.838)	(66.632)
Resultado operativo	3.702.107	42.893.541	11.024.022	7.583.824	(741.820)	(592.170)	(1.609.681)	62.259.823
Ingresos financieros								27.694.295
Costos financieros								(210.298.423)
Otros resultados financieros RECPAM								181.414.976
Resultado antes de impuesto a las ganancias								61.070.671
Impuesto a las ganancias								(15.201.018)
Resultado neto del ejercicio								45.869.653
Conceptos que no se reclasificarán posteriormente a resultados								
Otros resultados integrales por revaluación de activos								(18.098.821)
Resultado integral del ejercicio								27.770.832
Depreciaciones y amortizaciones								
En Costo de ventas	(113.049.392)	(20.524.873)	(2.144.237)	(5.015.823)	(466.981)	(322.722)	(1.547.353)	(143.071.381)
En Gastos de administración	(1.432.837)	(758.448)	(80.340)	-	-	-	(36.315)	(2.307.940)
Total	(114.482.229)	(21.283.321)	(2.224.577)	(5.015.823)	(466.981)	(322.722)	(1.583.668)	(145.379.321)
Recupero/(Desvalorizaciones y provisiones)								
En Propiedad, planta y equipo	-	-	-	2.500.000	554.978	-	-	3.054.978
Activos Intangibles	-	-	-	-	-	-	(3.050.000)	(3.050.000)
En Cuentas por cobrar comerciales	(417.098)	-	-	-	-	-	-	(417.098)
En Otras cuentas por cobrar	-	-	-	(35.254)	-	-	-	(35.254)
Total	(417.098)	-	-	2.464.746	554.978	-	(3.050.000)	(447.374)

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 6 – INFORMACIÓN POR SEGMENTOS (Cont.)

b) Información por segmentos al 30 de abril de 2025

	Petróleo y gas	Energía	GLP	Energías renovables				Total al 30.04.2025
				Energía Eólica	Energía hidrógeno	Oxígeno	Energía Solar	
Ingresos por ventas	366.016.130	141.755.067	19.753.180	10.567.796	462.434	313.704	-	538.868.311
Reclasificación entre segmentos	48.157.495	(48.143.899)	(13.596)	-	-	-	-	-
Ingresos por ventas por segmento	414.173.625	93.611.168	19.739.584	10.567.796	462.434	313.704	-	538.868.311
Participación por segmento sobre Ingresos por ventas	76,8%	17,3%	3,7%	2,0%	0,1%	0,1%	0,0%	100,0%
Costo de ventas	(343.957.555)	(39.165.707)	(6.194.331)	(6.365.370)	(1.296.297)	(895.848)	-	(397.875.108)
Resultado bruto	70.216.070	54.445.461	13.545.253	4.202.426	(833.863)	(582.144)	-	140.993.203
Participación por segmento sobre Resultado bruto	49,8%	38,6%	9,6%	3,0%	(0,6%)	(0,4%)	0,0%	100,0%
Gastos de comercialización	(83.559.736)	(7.632.790)	(3.748.358)	(259.471)	(23.532)	(15.812)	-	(95.239.699)
Gastos de administración	(25.571.741)	(11.695.731)	(1.827.649)	(319.995)	(92.542)	(92.542)	(433.506)	(40.033.706)
Otros (egresos) /ingresos operativos netos	(40.210.114)	-	(1.325)	(26.981)	377.868	24.306	(1.869)	(39.838.115)
Resultado operativo	(79.125.521)	35.116.940	7.967.921	3.595.979	(572.069)	(666.192)	(435.375)	(34.118.317)
Ingresos financieros								43.207.498
Costos financieros								(258.433.788)
Otros resultados financieros RECPAM								219.164.041
Resultado antes de impuesto a las ganancias								(30.180.566)
Impuesto a las ganancias								64.155.571
Resultado neto del ejercicio								33.975.005
Conceptos que no se reclasificarán posteriormente a resultados								
Otros resultados integrales por revaluación de activos								(25.285.249)
Resultado integral del ejercicio								8.689.756
Depreciaciones y amortizaciones								
En Costo de ventas	(155.984.323)	(10.702.060)	(2.153.250)	(4.729.451)	(456.070)	(315.179)	-	(174.340.333)
En Gastos de administración	(1.485.513)	(575.327)	(80.170)	-	-	-	-	(2.141.010)
Total	(157.469.836)	(11.277.387)	(2.233.420)	(4.729.451)	(456.070)	(315.179)	-	(176.481.343)
Recupero/(Desvalorizaciones y provisiones)								
En Propiedad, planta y equipo	(57.680.055)	-	-	-	377.891	24.306	-	(57.277.858)
Total	(57.680.055)	-	-	-	377.891	24.306	-	(57.277.858)

La Sociedad realizó ventas a clientes del exterior en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2026 y 2025 (ver Nota 7). El Grupo no es titular de activos que no sean instrumentos financieros fuera del país.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 7 – INGRESOS POR VENTAS

	30.04.2026	30.04.2025
Mercado local		
Petróleo	118.368.098	179.128.898
Gas	17.647.363	9.653.730
Energía eléctrica ADC ⁽¹⁾	200.691.585	141.755.067
Energía eléctrica eólica	11.962.350	10.567.796
Energía eléctrica generada con hidrógeno	577.099	462.434
GLP	5.590.753	7.100.343
Oxígeno	343.991	313.704
Servicios	1.567.896	1.947.626
Energía solar	4.220.068	-
	360.969.203	350.929.598
Mercado externo		
Petróleo	225.179.586	175.285.876
GLP	14.745.003	12.652.837
	239.924.589	187.938.713
Total	600.893.792	538.868.311

⁽¹⁾ Incluye la remuneración por la generación de energía, la remuneración reconocida por CAMMESA por el gas propio consumido en la CT ADC hasta el 31 de octubre de 2025 y la remuneración por el gas consumido reconocido como costo variable de producción en la tarifa a partir de noviembre de 2025. (ver Nota 6).

NOTA 8 – COSTO DE VENTAS

	30.04.2026	30.04.2025
Honorarios y otras retribuciones	2.256.790	2.264.292
Sueldos y cargas sociales	64.721.800	65.154.470
Consumo de materiales, repuestos y otros.	17.903.491	21.380.913
Operación, mantenimiento y reparaciones	63.057.412	72.498.244
Combustibles, lubricantes y fluidos	13.907.557	23.035.997
Transporte, fletes y estudios	7.877.025	7.786.046
Depreciación propiedad, planta y equipo	142.637.033	174.340.333
Amortización activos intangibles	434.348	-
Gastos de oficina, movilidad y representación	1.708.176	2.047.975
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	9.098.737	8.252.743
Gastos de transporte de gas	678.184	603.766
Adquisición de crudo	8.737.031	10.268.800
Adquisición de gas a terceros	68.584.548	322.725
Adquisición energía a CAMMESA	31.440	2.284
Costo de producción de variación de existencias al inicio y al cierre del ejercicio	(503.761)	9.916.520
Total	401.129.811	397.875.108

NOTA 9 – GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

	30.04.2026	30.04.2025
Regalías de petróleo y gas	50.854.922	55.560.952
Gastos de almacén, transporte y despacho de petróleo y energía	14.679.964	14.802.258
Derechos de exportaciones	17.369.558	12.249.143
Impuesto sobre los ingresos brutos	15.454.077	12.627.346
Total	98.358.521	95.239.699

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 10 – GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

	30.04.2026	30.04.2025
Honorarios y otras retribuciones	3.276.217	2.956.611
Sueldos y cargas sociales	18.120.302	18.806.439
Operación, mantenimiento y reparaciones	5.995.718	6.210.311
Transporte, fletes y estudios	145.660	361.724
Depreciación propiedad, planta y equipo	931.354	800.739
Amortización de activos intangibles	36.315	-
Depreciación derechos de uso	1.340.271	1.340.271
Gastos de oficina, movilidad y representación	692.658	610.777
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	1.184.945	462.121
Gastos bancarios	7.355.565	8.484.713
Total	39.079.005	40.033.706

NOTA 11 - OTROS EGRESOS OPERATIVOS NETOS

	30.04.2026	30.04.2025
Desvalorización áreas convencionales Pampa del Castillo/Bella Vista Oeste	-	(57.680.055)
Recupero desvalorización Planta de Hidrógeno y Oxígeno (Hychico)	554.978	402.197
Recupero desvalorización PED II (E G WIND)	2.500.000	-
Resultado venta propiedad, planta y equipo	(644.088)	-
Ingresos por servicios administrativos indirectos Consorcios / UT (neto)	1.368.777	1.366.521
Bono de acceso y royalty por producción PAD 1050/PAD 1060 (ver Nota 42)	1.512.565	10.706.793
Desvalorización de activos intangibles (4SOLAR)	(3.050.000)	-
(Ajuste) / Recupero de regalías pagadas en exceso	(2.363.377)	4.559.211
Desvalorización de créditos impositivos	(35.254)	(26.982)
Previsión incobrables	(417.098)	-
Diversos	506.865	834.200
Total	(66.632)	(39.838.115)

NOTA 12 - RESULTADOS FINANCIEROS

	30.04.2026	30.04.2025
<u>Ingresos financieros</u>		
Intereses	7.429.814	3.832.891
Otros resultados financieros	7.371.590	6.843.752
Devengamiento de intereses de créditos	346.834	(165.429)
Diferencia de cambio	12.546.057	32.696.284
	27.694.295	43.207.498
<u>Costos financieros</u>		
Intereses	(52.605.619)	(50.365.890)
Otros resultados financieros	(8.495.253)	(2.255.766)
Devengamiento de intereses de deudas	(6.117.797)	(6.697.352)
Diferencia de cambio	(143.079.754)	(199.114.780)
	(210.298.423)	(258.433.788)

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 13 – IMPUESTO A LAS GANANCIAS - PASIVO POR IMPUESTO DIFERIDO

El movimiento de los activos y pasivos por impuesto diferido, sin considerar la compensación de saldos es el siguiente:

	Saldo al 30 de abril de 2025	Cargo a resultados	Cargo a Otros Resultados Integrales	Saldo al 30 de abril de 2026
Quebrantos	4.476.976	(202.266)	-	4.274.710
Cuentas por pagar comerciales	2.464.025	995.925	-	3.459.950
Bienes de cambio	(2.829.659)	(7.910.008)	-	(10.739.667)
Provisiones y otros	(1.389.462)	1.334.482	-	(54.980)
Pasivo por ajuste por inflación impositivo	(28.902.185)	28.902.185	-	-
Propiedad, Planta y Equipo	(65.963.630)	(3.830.809)	9.745.518	(60.048.921)
Otras cuentas por cobrar	1.596.903	(1.355.138)	-	241.765
Inversiones financieras a costo amortizado	379.855	483.123	-	862.978
Deudas financieras	(2.774.956)	265.926	-	(2.509.030)
Total	(92.942.133)	18.683.420	9.745.518	(64.513.195)

El pasivo diferido de \$ 64.513.195 se compone de activo impositivo diferido por \$ 6.182.566 y pasivo impositivo diferido por \$ 70.695.761.

La posición neta de activos y pasivos por impuesto diferido por sociedad es la siguiente:

	Activo impositivo diferido	Pasivo impositivo diferido	Posición neta
Capex	-	(69.537.578)	(69.537.578)
SEB	-	(875.789)	(875.789)
Hychico	-	(282.394)	(282.394)
EGW	5.433.687	-	5.433.687
4SOLAR	741.059	-	741.059
Prexium	7.820	-	7.820
Total	6.182.566	(70.695.761)	(64.513.195)

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 13 – IMPUESTO A LAS GANANCIAS – ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTO DIFERIDO (Cont.)

Los quebrantos impositivos vigentes al 30 de abril de 2026 son los siguientes:

Año generación	Empresa	Monto	Tasa (*)	Monto computable	Año de Prescripción
Quebranto impositivo ordinario generado al 30 de abril de 2020	EGW	5.823.588	35%	2.038.256	2030
Quebranto impositivo ordinario generado al 30 de abril de 2021	EGW	137.498	35%	48.124	2031
Quebranto impositivo específico generado al 30 de abril de 2022	Capex	711	35%	249	2027
Quebranto impositivo específico generado al 30 de abril de 2023	Capex	166	35%	58	2028
Quebranto impositivo específico generado al 30 de abril de 2024	Capex	198.668	35%	69.534	2029
Quebranto impositivo específico generado al 30 de abril de 2025	Capex	380.710	35%	133.249	2030
Quebranto impositivo ordinario de fuente extranjera al 30 de abril de 2025	Capex	345.346	35%	120.871	2030
Quebranto impositivo específico de fuente extranjera al 30 de abril de 2026	Capex	339.913	35%	118.970	2031
Quebranto impositivo ordinario de fuente extranjera al 30 de abril de 2026	Capex	1.513.678	35%	529.787	2031
Quebranto impositivo específico generado al 30 de abril de 2021	Hychico	537	35%	188	2026
Quebranto impositivo ordinario generado al 31 de diciembre de 2022	4SOLAR	3.256	25%	814	2032
Quebranto impositivo ordinario generado al 31 de diciembre de 2023	4SOLAR	5.090	25%	1.272	2033
Quebranto impositivo ordinario generado al 30 de abril de 2024	4SOLAR	493.616	25%	123.404	2034
Quebranto impositivo ordinario generado al 30 de abril de 2025	4SOLAR	2.026.664	25%	506.666	2035
Quebranto impositivo ordinario generado al 30 de abril de 2026	4SOLAR	2.333.073	25%	583.268	2036
Total quebranto impositivo al 30 de abril de 2026		13.602.514		4.274.710	

(*) ver punto "Alícuota del Impuesto a las ganancias"

La apertura del impuesto a las ganancias imputado a resultados es la siguiente:

	30.04.2026	30.04.2025
Impuesto determinado del ejercicio	(34.524.922)	(2.124.471)
Ajuste declaración jurada	640.484	6.643
Resultado por impuesto diferido	18.683.420	66.273.399
Total impuesto cargado a resultados	(15.201.018)	64.155.571

La conciliación entre el impuesto a las ganancias imputado a resultados y el que resulta de aplicar la tasa del impuesto aplicable sobre el resultado contable antes de impuestos, es la siguiente:

	30.04.2026	30.04.2025
Resultado antes del impuesto a las ganancias	61.070.671	(30.180.566)
Tasa del impuesto vigente	35%	35%
Resultado del ejercicio a la tasa del impuesto	(21.374.735)	10.563.198
Diferencias permanentes a la tasa del impuesto		
- RECPAM	53.193.662	75.523.069
- Resultado de participación en sociedades	(539.624)	-
- Ajuste por inflación quebrantos	1.321.546	31.053.776
- Ajuste por inflación impositivo	(47.656.336)	(52.699.898)
- Diversos	(145.531)	(284.574)
Total impuesto cargado a resultados	(15.201.018)	64.155.571

Por medio de la Ley 27630, la Ley 27430, la Ley 27541 y la Ley 27701, se introdujeron varios cambios en el tratamiento del impuesto a las ganancias entre los cuales se encuentran:

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 13 – IMPUESTO A LAS GANANCIAS – ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTO DIFERIDO (Cont.)

Alícuota del Impuesto a las ganancias

El 16 de Junio de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Ley 27.630 que modificó la alícuota del impuesto a las ganancias, aplicable para los ejercicios que se inicien a partir del 1 de enero de 2021 (para la Sociedad aplicaba a partir del 1 de mayo de 2021) e indicó en el último párrafo del art. 73 de la Ley de Impuesto a las Ganancias que los montos serán ajustados anualmente, a partir del 1° de enero de 2022, considerando la variación anual del índice de Precios al Consumidor (IPC) correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste, respecto del mismo mes del año anterior. Los montos determinados por aplicación del mecanismo descripto resultarán de aplicación para los ejercicios fiscales que se inicien con posterioridad a cada actualización.

La escala vigente para ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2025 y por lo tanto aplicables al ejercicio de la Sociedad y sus subsidiarias a cerrar el 30 de abril 2026 es la siguiente:

Ganancia neta imponible acumulada		Pagarán	Más el	Sobre el excedente de
Más de	A			
\$ 0	\$ 101.679.575	\$ 0	25%	\$ 0
\$ 101.679.575	\$ 1.016.795.753	\$ 25.419.894	30%	\$ 101.679.575
\$ 1.016.795.753	En adelante	\$ 299.954.747	35%	\$ 1.016.795.753

Ajuste por inflación impositivo

A los fines de determinar la ganancia neta imponible, se deberá deducir o incorporar al resultado impositivo del ejercicio que se liquida, el ajuste por inflación determinado de acuerdo con los artículos 105 a 109 de la ley del impuesto a las ganancias. Esto será aplicable en el ejercicio fiscal en el cual se verifique un porcentaje de variación del Índice de Precios al Consumidor Nivel General ("IPC") acumulado en los 36 meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida, superior al 100%. Estas disposiciones tienen vigencia para los ejercicios que se inicien a partir del 1 de enero de 2018. Respecto del primero, segundo y tercer ejercicio a partir de su vigencia, será aplicable en caso de que la variación del índice, calculada desde el inicio y hasta el cierre de cada uno de esos ejercicios, supere el 55%, 30% y 15% para el primero, segundo y tercer año de aplicación, respectivamente. El ajuste por inflación correspondiente al ejercicio que se liquide incidirá como un ajuste positivo o negativo, según corresponda, y deberá imputarse un tercio en ese período fiscal y los dos tercios restantes, en partes iguales, en los dos ejercicios fiscales inmediatos siguientes. En el caso de las sociedades del Grupo, la imputación del primer tercio correspondió efectuarse en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2019.

Luego la Ley N° 27.541 dispuso que el ajuste por inflación positivo o negativo que se determine como consecuencia de la aplicación del ajuste dispuesto en el Título VI de la Ley del Impuesto a las Ganancias, correspondiente al primer y segundo ejercicio iniciado a partir del 1 de enero de 2019, deberá imputarse un sexto (1/6) en ese período fiscal y los cinco sextos (5/6) restantes, en partes iguales, en los cinco períodos fiscales inmediatos siguientes. Para las sociedades del Grupo, la imputación del ajuste por inflación fiscal en sextos correspondió a los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2020 y 2021. Lo establecido en dicha disposición no obsta al cómputo de los tercios remanentes correspondientes a períodos anteriores, calculado conforme a la versión anterior del artículo 194 de la ley de Impuesto a las Ganancias. Para los ejercicios siguientes el ajuste por inflación se imputa en el ejercicio sin diferimiento (para las sociedades del Grupo aplica a partir del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2022).

La Ley 27.701, mediante la cual se aprobó el Presupuesto Nacional del año 2023, incorporó como artículo 195 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones, que los contribuyentes que por aplicación del título VI de la ley de impuesto a las ganancias, determinen un ajuste por inflación fiscal positivo en el primer y segundo ejercicio iniciado a partir del 1 de enero de 2022 inclusive (para la Sociedad aplicó para los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2023 y 2024), podrán imputar un tercio en ese período fiscal y los dos tercios restantes, en partes iguales, en los dos períodos fiscales inmediatos siguientes.

El cómputo del ajuste por inflación positivo, en tercios indicado anteriormente, solo resultará procedente para los sujetos cuya inversión en la compra, construcción, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de uso –excepto automóviles–, durante cada uno de los dos períodos fiscales inmediatos siguientes al del cómputo del primer tercio del período de que se trate, sea superior o igual a \$ 30.000 millones. El incumplimiento de este requisito determinará el decaimiento del beneficio.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 13 – IMPUESTO A LAS GANANCIAS – ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTO DIFERIDO (Cont.)

Para la determinación del impuesto a las ganancias al 30 de abril de 2024 y 2023 la Sociedad ha aplicado la deducción en tercios del ajuste por inflación fiscal positivo, ya que las inversiones realizadas en los próximos dos ejercicios fueron superiores al monto indicado en el párrafo anterior.

Para la determinación del impuesto al 30 de abril de 2026 y 2025, el cómputo del ajuste por inflación fiscal corresponde realizarlo en el ejercicio, no permitiendo la normativa diferimiento alguno.

La variación del IPC para los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2026 y 2025 fue del 32,4% y 47,3%, respectivamente, por lo cual las sociedades del Grupo para determinar la ganancia imponible correspondiente a dichos ejercicios, incluyeron dichos ajustes.

Ajuste por inflación de los quebrantos

Capex determinó el impuesto a las ganancias correspondiente al ejercicio económico finalizado el 30 de abril de 2022 aplicando los quebrantos de los periodos fiscales abril de 2020 y abril de 2021 a valores actualizados, siguiendo la metodología prevista en el artículo 25 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. en 2019). La determinación del impuesto a las ganancias corriente mediante este mecanismo arrojó un cargo de \$ 2.133 millones (a moneda histórica).

Asimismo, se estimó el impuesto a las ganancias sin la aplicación del mencionado mecanismo, estimación que arrojó un cargo, para Capex, de \$ 3.751 millones (a moneda histórica), que neto de las retenciones y pagos a cuenta aplicables arrojaba un impuesto a pagar de \$ 2.137 millones (a moneda histórica).

El Directorio de Capex en conjunto con sus asesores legales y fiscales evaluaron los resultados detallados en los párrafos anteriores a la luz de la regulación impositiva vigente y considerando, entre otros aspectos, si la alícuota efectiva para cada uno de los casos generaba un costo impositivo que consumía una porción sustancial de las rentas obtenidas por la Sociedad con el fin de determinar si, a su criterio, se configuraría un exceso al límite razonable de imposición y por ende existiría un supuesto de confiscatoriedad.

El supuesto mencionado respecto de la confiscatoriedad implica que la alícuota efectiva represente un porcentaje que exceda los límites razonables de la imposición, situación violatoria del art. 17 de la Constitución Nacional (conforme doctrina del fallo “Candy S.A. c/AFIP y otros/ Acción de amparo”, sentencia del 3 de julio de 2009, Fallos 332:1571, y precedentes posteriores). La doctrina legal de la Corte Suprema de Justicia de la Nación resultaría plenamente aplicable para estos casos, toda vez que la existencia de normas que no permiten la aplicación del ajuste por inflación integral y sistemático impediría, al igual que lo ocurrido en el caso “Candy”, reconocer la totalidad del efecto inflacionario en su balance impositivo, ocasionando que la compañía tribute sobre rendimientos ficticios.

Como conclusión de la mencionada evaluación, Capex, presentó oportunamente ante las autoridades fiscales la determinación del impuesto corriente por el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2022, utilizando la mecánica detallada en el primer párrafo, esto es, computando los quebrantos de periodos anteriores a valores actualizados. Dicha decisión, a criterio de Capex y el de los asesores legales y fiscales, está fundamentada entre otros aspectos en que: i) el mecanismo cumple con la regulación vigente, en particular con lo determinado en la reforma fiscal del año 2018, y ii) la no aplicación de tal metodología configura un supuesto de confiscatoriedad tal como se explicó previamente. Asimismo, junto con la presentación de la declaración jurada Capex presentó una “multinota” explicando la forma de cálculo utilizada y las razones que asisten para su uso.

Con posterioridad a la presentación de la mencionada declaración jurada, respecto del supuesto de confiscatoriedad, existieron nuevos antecedentes jurisprudenciales en línea con la posición de Capex y el fallo “Candy” reseñado anteriormente. Con fecha 25 de octubre de 2022 la Corte Suprema de Justicia de la Nación, en el caso “Telefónica de Argentina S.A. y otro c/ EN – AFIP – DGI s/ Dirección General Impositiva” ratificó el dictamen de la Procuración General de la Nación emitido en el “Recurso de Queja N°1, Telefónica de Argentina S.A. y Otro c/ EN-AFIP DGI s/ Dirección General Impositiva” sosteniendo la inadmisibilidad de un tributo que, en su aplicación, resulte confiscatorio para el contribuyente.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 13 – IMPUESTO A LAS GANANCIAS – ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTO DIFERIDO (Cont.)

Con fecha 10 de marzo de 2025, ARCA cursó a Capex una prevista administrativa comunicando que, en virtud de lo dispuesto en los artículos 25 y 93 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019), el cómputo de la actualización de quebrantos de los períodos fiscales abril de 2020 y abril de 2021 resultaba improcedente a los efectos de la determinación del Impuesto, y por lo tanto recalculó la base imponible del Impuesto a las Ganancias del período fiscal abril de 2022, resultando un incremento del impuesto determinado de \$1.618 millones.

Con fecha 14 de marzo de 2025, Capex respondió a dicha prevista explicando que no consideraba deuda alguna respecto del mencionado período fiscal ya que el artículo 25 de la ley de impuesto a las ganancias cuenta con un mecanismo de actualización vigente y autónomo, que no se encuentra condicionado por el primer párrafo del artículo 93, según presume la prevista emitida por parte de ARCA; y adicionalmente, la pretensión fiscal deviene en un tributo confiscatorio en los términos y con los alcances dados por la Corte Suprema de Justicia de la Nación en esta materia.

En el caso de E G WIND, el impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios económicos finalizados el 30 de abril de 2022, 2023, 2024 y 2025 fue determinado siguiendo el mecanismo de actualización de quebrantos mencionado, presentando las declaraciones juradas junto con las multinotas correspondientes. Al igual que en Capex, E G WIND con fecha 13 de enero y 17 de marzo de 2025 recibió sendas previstas administrativas por los períodos fiscales de abril de 2022 y abril de 2023, respectivamente, en las cuales ARCA recalculó la base imponible del impuesto resultando en un incremento de \$ 35.670 y \$ 188.400, respectivamente. Dichas previstas fueron respondidas con fechas 24 de enero y 21 de marzo de 2025, esgrimiendo los mismos argumentos mencionados en los párrafos anteriores.

Asimismo, E G WIND utilizó dicho mecanismo de actualización para calcular el impuesto determinado correspondiente al ejercicio económico finalizado el 30 de abril 2026.

Por su parte, Hychico con respecto al impuesto las ganancias del ejercicio económico finalizado el 30 de abril de 2024, presentó en los mismos términos la declaración jurada de dicho período computando los quebrantos remanentes del período fiscal abril de 2022 a valores actualizados.

A fin de resguardar los derechos de Capex y E G WIND frente a la pretensión fiscal de desconocer el mecanismo de actualización de quebrantos previsto en el artículo 25 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, y considerando que dicho desconocimiento derivaría en un impuesto confiscatorio en los términos revisados por nuestra Corte Suprema de Justicia de la Nación en otros casos de ajustes en el impuesto a las ganancias, Capex y E G WIND con fecha 3 y 5 de febrero de 2026, respectivamente, promovieron, en el caso de Capex, una acción declarativa de inconstitucionalidad ante el Juzgado Federal Civil, Comercial y Contencioso Administrativo de San Martín, Nro.1, contra ARCA sobre la aplicación del art. 25. y en el caso de E G WIND, una acción judicial ante el Juzgado Nacional en lo Contencioso Administrativo Federal 4 (CABA), ambas acciones tendientes a obtener certeza sobre la correcta interpretación y aplicación de la normativa vigente y la revisión judicial de la confiscatoriedad invocada ya que en el caso de Capex, la alícuota efectiva del impuesto en caso de no actualizarse quebrantos alcanza el 61,47% de la renta real y, en el caso de E G WIND, la falta de actualización de los quebrantos implica que la empresa deba pagar impuesto allí donde, en ambos ejercicios, la actualización de los quebrantos arroja pérdida impositiva.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, en el caso de Capex, ARCA no ha avanzado por el momento más que con la prevista de estilo antes mencionada, mientras que en el caso de E G WIND, con fecha 6 de julio de 2026 el Fisco ha cursado vista de apertura del procedimiento de determinación de oficio, dando a la sociedad la oportunidad procesal de defenderse y exponer su criterio fiscal.

Para la determinación del impuesto a las ganancias del período fiscal abril de 2025 Capex utilizó nuevamente el mecanismo de actualización de quebrantos previsto en el artículo 25 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) respecto de los quebrantos generados en el período fiscal abril de 2024. Ello considerando adicionalmente que de no aplicar dicho mecanismo el impuesto del mencionado período fiscal resultaría también confiscatorio.

La Gerencia del Grupo, junto con la opinión de sus asesores legales y fiscales, considera que tanto a Capex y como a sus subsidiarias las asisten el propio artículo 25 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y, eventualmente, la demostración de que la no aplicación de dicho artículo deviene en un impuesto confiscatorio, y por lo tanto poseen sólidos argumentos para considerar improcedente la interpretación esgrimida por ARCA en la previstas cursadas, por lo cual los Estados Financieros Consolidados al 30 de abril de 2026 y 2025 no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con los conceptos reclamados por el Fisco.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 13 – IMPUESTO A LAS GANANCIAS – ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTO DIFERIDO (Cont.)

Impuesto a los dividendos

El impuesto sobre los dividendos o utilidades distribuidas, entre otros, por sociedades argentinas o establecimientos permanentes a: personas humanas, sucesiones indivisas o beneficiarios del exterior estarán sujetos a una retención del 7% de acuerdo con lo establecido en la Ley 27.541.

Revalúo impositivo opcional

La Ley 27430 estableció en el Título X, Capítulo I que, a opción de las sociedades, se podía realizar un revalúo impositivo de los bienes situados en el país y que se encontraran afectados a la generación de ganancias gravadas al 31 de diciembre de 2017, aplicando un factor de revalúo al costo de adquisición o construcción, en función de la fecha efectiva de cada inversión, y continuar luego con la actualización de los bienes revaluados sobre la base de las variaciones porcentuales del IPC que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos conforme a las tablas que a esos efectos elabore el ARCA. En el caso de optar por el revalúo impositivo, se debía tributar un impuesto especial, el cual resultaría de aplicar al monto del revalúo las alícuotas que correspondan según el tipo de bien que se trate (8% para los bienes inmuebles que no posean el carácter de bienes de cambio, del 15% para los bienes inmuebles que posean el carácter de bienes de cambio, y del 10 % para bienes muebles y el resto de los bienes). El revalúo impositivo debía aplicarse a todos los bienes que integren la misma categoría.

El 31 de mayo de 2019 Capex e Hychico ejercieron la opción de realizar el revalúo fiscal de sus bienes abonando el impuesto especial correspondiente y, por ende, desde ese momento el cómputo del impuesto considera estas circunstancias.

Actualización de adquisiciones e inversiones efectuadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018

Para las adquisiciones o inversiones efectuadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018, procederán las siguientes actualizaciones, practicadas sobre la base de las variaciones porcentuales del IPC que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos conforme a las tablas que a esos efectos elabore el ARCA:

- 1) En la enajenación de bienes muebles amortizables, inmuebles que no tengan el carácter de bienes de cambio, bienes intangibles, acciones, cuotas o participaciones sociales (incluidas las cuotas partes de fondos comunes de inversión), el costo computable en la determinación de la ganancia bruta se actualizará por el índice mencionado, desde la fecha de adquisición o inversión hasta la fecha de enajenación, y se disminuirá, en su caso, por las amortizaciones que hubiera correspondido aplicar, calculadas sobre el valor actualizado.
- 2) Las amortizaciones deducibles correspondientes a edificios y demás construcciones sobre inmuebles afectados a actividades o inversiones, distintos de bienes de cambio, y las correspondientes a otros bienes empleados para producir ganancias gravadas, se calcularán aplicando a las cuotas de amortización ordinaria el índice de actualización mencionado, referido a la fecha de adquisición o construcción que indique la tabla elaborada por el ARCA.

El 27 de diciembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial el Dec. 1170/18 que incorpora las adecuaciones a la reglamentación aprobada por el Decreto Reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias Nro. 1344/98 y sus modificatorios, así como también ajusta su texto de conformidad con los cambios efectuados por el Código Civil y Comercial de la Nación y demás normas como las leyes N° 27.260, 27.346 y 27.430.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 14 – RESULTADO POR ACCIÓN

El resultado básico por acción se calcula dividiendo el resultado atribuible a los tenedores de acciones de la Sociedad entre el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el ejercicio, excluidas las acciones propias adquiridas por la Sociedad (Nota 26).

El resultado diluido por acción es igual al resultado básico por acción debido a que la Sociedad no posee acciones ordinarias potenciales dilusivas.

	30.04.2026	30.04.2025
Resultado neto atribuible a los accionistas de la Sociedad	45.911.073	34.221.511
Nº medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	179.802	179.802
Resultado neto por acción básico y diluido (expresado en pesos)	255,3424	190,3289
	30.04.2026	30.04.2025
Resultado integral atribuible a los accionistas de la Sociedad	27.876.138	8.916.881
Nº medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	179.802	179.802
Resultado integral por acción básico y diluido (expresado en pesos)	155,0380	49,5928

NOTA 15 – PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

Concepto	Valores de origen					
	Al inicio del ejercicio	Altas ⁽¹⁾	Obras en curso finalizadas	Bajas	Revalúo técnico	Al cierre del ejercicio
Activos de explotación O&G						
Agua del Cajón	1.186.180.343	17.580.707	109.505.743	(1.064.142)	-	1.312.202.651
Loma Negra, La Yesera y Puesto Zúñiga	280.025.865	1.716.121	12.019.552	-	-	293.761.538
Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste	779.130.277	5.948.463	66.447.775	(6.688.222)	-	844.838.293
Obras en Curso O&G						
Agua del Cajón	106.286.592	13.521.759	(109.754.339)	-	-	10.054.012
Loma Negra, La Yesera y Puesto Zúñiga	4.806.569	10.140.849	(12.019.552)	-	-	2.927.866
Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste	20.065.495	55.593.852	(66.447.775)	-	-	9.211.572
CT ADC	878.398.433	12.681.972	-	-	(22.935.567)	868.144.838
Obras en curso Energía Eólica	1.118.133	382.000	-	-	-	1.500.133
Terrenos, edificios y otros	46.916.064	5.084.323	248.596	-	(1.956.948)	50.292.035
Planta de GLP – Agua del Cajón	97.408.818	-	-	-	1.585.225	98.994.043
Parque Eólico Diadema (PED I)	30.880.836	-	-	-	(1.024.391)	29.856.445
Repuestos y materiales	1.046.371	9.638	-	-	-	1.056.009
Parque Eólico Diadema (PED II)	84.155.205	-	-	-	(3.512.658)	80.642.547
Parque Solar (La Salvación)	21.413.882	2.869.969	-	-	-	24.283.851
Planta de Hidrógeno y Oxígeno	14.658.445	234.725	-	-	-	14.893.170
Total al 30 de abril de 2026	3.552.491.328	125.764.378	-	(7.752.364)	(27.844.339)	3.642.659.003
Total al 30 de abril de 2025	3.347.834.422	244.224.831	-	(667.540)	(38.900.385)	3.552.491.328

⁽¹⁾ Las altas de los activos de explotación de O&G Incluyen el efecto de la reestimación de costos de abandono de pozos que fue imputado contra el pasivo de abandono (Ver nota 3.16).

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 15 – PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO (Cont.)

Concepto	Depreciaciones					Neto resultante al 30.04.2026	Neto resultante al 30.04.2025
	Al inicio del ejercicio	Del ejercicio	Bajas	Desvalorizaciones / (recupero) (Nota 11)	Acumuladas al cierre del ejercicio		
Activos de explotación O&G							
Agua del Cajón	773.818.033	43.970.318	(184.858)	-	817.603.493	494.599.158	412.362.310
Loma Negra, La Yesera y Puesto Zúñiga	127.420.908	22.034.737	-	-	149.455.645	144.305.893	152.604.957
Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste	373.620.725	46.797.335	(2.010.143)	-	418.407.917	426.430.376	405.509.552
Obras en Curso O&G							
Agua del Cajón	-	-	-	-	-	10.054.012	106.286.592
Loma Negra, La Yesera y Puesto Zúñiga	-	-	-	-	-	2.927.866	4.806.569
Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste	-	-	-	-	-	9.211.572	20.065.495
CT ADC	695.789.412	20.524.873	-	-	716.314.285	151.830.553	182.609.021
Obras en curso Energía Eólica	-	-	-	-	-	1.500.133	1.118.133
Terrenos, edificios y otros (1)	12.042.483	1.178.353	-	-	13.220.836	37.071.199	34.873.581
Planta de GLP – Agua del Cajón	91.008.294	2.144.235	-	-	93.152.529	5.841.514	6.400.524
Parque Eólico Diadema (PED I)	22.736.916	1.400.813	-	-	24.137.729	5.718.716	8.143.920
Repuestos y materiales	-	-	-	-	-	1.056.009	1.046.371
Parque Eólico Diadema (PED II)	39.901.451	3.615.010	-	(2.500.000)	41.016.461	39.626.086	44.253.754
Parque Solar (La Salvación)	-	1.113.010	-	-	1.113.010	23.170.841	21.413.882
Planta de Hidrógeno y Oxígeno	14.658.445	789.703	-	(554.978)	14.893.170	-	-
Total al 30 de abril de 2026	2.150.996.667	143.568.387	(2.195.001)	(3.054.978)	2.289.315.075	1.353.343.928	
Total al 30 de abril de 2025	1.918.717.541	175.141.072	(139.804)	57.277.858	2.150.996.667	-	1.401.494.661

(1) Incluye Edificios y terrenos Neuquén sujetos a revaluación por \$ 26.987.641 de valor residual y \$ 110.422 de amortizaciones del ejercicio y otros, que se incluyen en el segmento de petróleo y gas, por \$ 10.083.558 de valor residual y \$ 1.067.931 de amortizaciones del ejercicio.

Del cargo por depreciaciones al 30 de abril de 2026 y 2025 \$ 142.637.033 y \$ 174.340.333, respectivamente, se imputaron a Costo de venta y \$ 931.354 y \$ 800.739, respectivamente, a Gastos de administración.

A continuación, se detalla el revalúo por grupo de bienes discriminando valores a costo reexpresado y valores revaluados:

	Neto resultante al 30.04.2025	Altas del ejercicio – neto	Desvalorización / (recupero)	Depreciación del ejercicio a valor de costo	Valor residual a valor de costo al 30.04.2026
CT ADC ⁽¹⁾	153.512.798	12.681.972	-	(18.792.366)	147.402.404
Edificio y terreno Neuquén ⁽¹⁾	16.260.050	248.596	-	(70.618)	16.438.028
Planta de GLP ⁽¹⁾	4.929.699	-	-	(1.691.669)	3.238.030
PED I ⁽¹⁾	6.941.375	-	-	(1.222.659)	5.718.716
PED II ⁽¹⁾	40.249.751	-	2.500.000	(3.384.010)	39.365.741
Bienes no sujetos a revaluación	1.131.315.478	107.276.447	554.978	(115.807.485)	1.123.339.418
Total	1.353.209.151	120.207.015	3.054.978	(140.968.807)	1.335.502.337

	Revalúo al 30.04.2025	Revalúo – Aumento / (Disminución) del ejercicio	Depreciación del ejercicio - revalúo	Valor residual de revalúo al 30.04.2026	Neto resultante al 30.04.2026
CT ADC ⁽¹⁾	29.096.223	(22.935.567)	(1.732.507)	4.428.149	151.830.553
Edificio y terreno Neuquén ⁽¹⁾	12.511.914	(1.956.948)	(5.353)	10.549.613	26.987.641
Planta de GLP ⁽¹⁾	1.470.825	1.585.225	(452.566)	2.603.484	5.841.514
PED I ⁽¹⁾	1.202.545	(1.024.391)	(178.154)	-	5.718.716
PED II ⁽¹⁾	4.004.003	(3.512.658)	(231.000)	260.345	39.626.086
Bienes no sujetos a revaluación	-	-	-	-	1.123.339.418
Total	48.285.510	(27.844.339)	(2.599.580)	17.841.591	1.353.343.928

(1) ver Nota 4.5

Al 30 de abril de 2026 la Sociedad ha efectuado la comparación entre los valores recuperables de sus activos fijos con sus valores contables, concluyendo que estos últimos no superan su valor recuperable (ver Nota 3.6).

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 16 – ACTIVOS INTANGIBLES

Concepto	Valores de origen			Amortizaciones			Desvalorización	Neto resultante al 30.04.2026	Neto resultante al 30.04.2025
	Al inicio del ejercicio	Altas	Al cierre del ejercicio	Al inicio del ejercicio	del ejercicio	Al cierre del ejercicio			
Parque Solar “La Salvación”									
Llave de negocio	792.337	-	792.337	-	36.315	36.315	-	756.022	-
Otros activos intangibles - Prioridad de despacho y derecho de uso” (1)	9.460.239	16.443	9.476.682	-	434.348	434.348	(3.050.000)	5.992.334	-
Total al 30 de abril de 2026	10.252.576	16.443	10.269.019	-	470.663	470.663	(3.050.000)	6.748.356	-
Total al 30 de abril de 2025	9.092.174	1.160.402	10.252.576	-	-	-	-		10.252.576

(1) Ver Nota 41

NOTA 17 – ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA

	30.04.2026	30.04.2025
ACTIVOS		
Activos financieros a costo amortizado		
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	73.755.011	57.869.904
Inversiones financieras a costo amortizado	3.504.736	50.647
Caja y bancos	3.328.560	4.119.566
Total	80.588.307	62.040.117
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados		
Inversiones financieras a valor razonable	122.805.521	23.735.554
Total	122.805.521	23.735.554
PASIVOS		
Pasivos financieros a costo amortizado	779.955.120	784.717.087
Total	779.955.120	784.717.087

NOTA 18 - CALIDAD CREDITICIA DE LOS ACTIVOS FINANCIEROS

La calidad crediticia de los activos financieros que todavía no han vencido y que tampoco han sido desvalorizados se puede evaluar en función de la calificación crediticia (“rating”) otorgada por las calificadoras de riesgo para el caso del efectivo y equivalente de efectivo y las inversiones financieras. En el caso de las cuentas a cobrar comerciales la clasificación es en función de índices históricos.

La calidad crediticia del Efectivo y equivalente de efectivo e Inversiones financieras es la siguiente:

	30.04.2026	30.04.2025
<u>Calidad crediticia “Minima Aa-bf.ar” (Moody’s o sus equivalentes)</u>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	59.256.640	9.072.815
<u>Calidad crediticia “Minima Investment Grade”</u>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.114.493	1.920.717
Inversiones a costo amortizado	16.302	28.578
Inversiones a valor razonable	69.251.382	16.883.657
Total	129.638.817	27.905.767

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 18 - CALIDAD CREDITICIA DE LOS ACTIVOS FINANCIEROS (Cont.)

La calidad crediticia de las Cuentas por cobrar comerciales es la siguiente:

	30.04.2026	30.04.2025
De plazo vencido		
De 3 a 6 meses	46.098	-
De 6 a 9 meses	46.580	1.134.851
De 9 a 12 meses	80.500	713.925
Más de 1 año	116.505	677.866
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	60.411.107	41.840.429
De 3 a 6 meses	-	19.215
Total	60.700.790	44.386.286

La calidad crediticia de las Otras cuentas por cobrar es la siguiente:

	30.04.2026	30.04.2025
Sin plazo (expuesto en el activo corriente)	6.006.768	12.097.146
Sin plazo (expuesto en el activo no corriente)	15.680.741	17.052.282
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	7.940.694	33.193.884
De 3 a 6 meses	1.676.042	679.074
De 6 a 9 meses	1.490.035	679.074
De 9 a 12 meses	1.278.769	679.074
Más de 1 año	8.989.645	9.964.761
Total	43.062.694	74.345.295

NOTA 19 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO Y DEUDAS POR ARRENDAMIENTO

El grupo adoptó la NIIF 16 para la valuación de los arrendamientos. Por tal motivo se generaron Activos por derecho de uso y Deudas por arrendamiento cuya evolución se detalla a continuación:

(i) Medición del activo por arrendamiento

La evolución de los activos por derecho de uso del Grupo en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2026 es la siguiente:

	Edificios	Total
Saldo al 30 de abril de 2025	2.010.407	2.010.407
Depreciación del ejercicio	(1.340.271)	(1.340.271)
Saldo al 30 de abril de 2026	670.136	670.136

La depreciación de los derechos de uso por los ejercicios al 30 de abril de 2026 y 2025 se incluyen el rubro Gastos de Administración.

(ii) Medición de los pasivos por arrendamiento

Al 30 de abril de 2026 y 2025 el valor de la deuda por arrendamiento asciende a \$ 769.847 y \$ 2.447.016, respectivamente, y se encuentra expuesta en el rubro "Cuentas por Pagar Comerciales (Nota 29). Dichos pasivos se encuentran descontados y la evolución de los mismos es la siguiente:

	30.04.2026	30.04.2025
Saldo al inicio por aplicación de NIIF 16	2.447.016	4.285.789
Pagos realizados	(1.794.738)	(1.731.918)
Actualización financiera	(289.458)	(828.962)
Diferencias de cambio, netas	407.027	722.107
Saldo al cierre	769.847	2.447.016

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 19 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO Y DEUDAS POR ARRENDAMIENTO (Cont.)

Según el plazo estimado de pago y el flujo de efectivo contractual, los pasivos por arrendamiento del Grupo se agrupan de la siguiente manera:

	30.04.2026	30.04.2025
De 0 a 3 meses	384.924	421.518
De 3 a 6 meses	384.923	421.518
De 6 a 9 meses	-	421.518
De 9 a 12 meses	-	421.517
De 1 a 2 años	-	760.945
Total	769.847	2.447.016

NOTA 20 - REPUESTOS Y MATERIALES

	30.04.2026	30.04.2025
No corriente		
Repuestos y materiales de consumo	59.538.245	61.276.998
Total	59.538.245	61.276.998
Corriente		
Repuestos y materiales de consumo	17.653.542	18.681.996
Total	17.653.542	18.681.996

NOTA 21 – INVENTARIOS

	30.04.2026	30.04.2025
Petróleo	1.220.837	282.494
Propano y butano	107.467	164.692
Total	1.328.304	447.186

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 22 - OTRAS CUENTAS POR COBRAR

	30.04.2026	30.04.2025
No corriente		
En moneda nacional		
Impuesto a las ganancias	-	239.999
Impuesto al valor agregado	-	1.516.006
Impuesto a los ingresos brutos	31.663	-
Otros créditos impositivos	113.260	-
Menos: previsión de créditos impositivos	(144.923)	-
Diversos	4.698	-
En moneda extranjera (Nota 37)		
Anticipos varios	15.680.741	17.052.282
Créditos a recuperar UT	8.984.947	8.208.756
Total	24.670.386	27.017.043
Corriente		
En moneda nacional		
Anticipos varios	76.166	3.345.363
Impuesto a los ingresos brutos	185.051	337.202
Impuesto a las ganancias (Retenciones y anticipos ordinarios y extraordinarios)	303.614	12.638.237
Impuesto al valor agregado	4.293.165	11.108.480
Otros créditos impositivos	1.067.083	2.782.414
Seguros a devengar	1.048.310	1.164.290
Gastos a devengar	1.336.713	1.552.009
Créditos con partes relacionadas (Nota 36.b)	85.457	439.265
Acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes a cobrar	83.434	644.252
Fondo fiduciario de gas a recuperar	1.733.181	-
Crédito por regalías de gas	1.013.834	4.939.918
Diversos	120.223	440.997
En moneda extranjera (Nota 37)		
Anticipos varios	2.846.697	3.146.396
Créditos con partes relacionadas (Nota 36.b)	56	-
Créditos a recuperar UT	3.985.840	4.630.610
Diversos	213.484	158.819
Total	18.392.308	47.328.252

El valor razonable de otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor en libros.

Según el plazo estimado de cobro, los mismos se agrupan como sigue:

	30.04.2026	30.04.2025
Sin plazo (expuesto en el activo corriente)	6.006.768	12.097.146
Sin plazo (expuesto en el activo no corriente)	15.680.741	17.052.282
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	7.940.694	33.193.884
De 3 a 6 meses	1.676.042	679.074
De 6 a 9 meses	1.490.035	679.074
De 9 a 12 meses	1.278.769	679.074
Más de 1 año	8.989.645	9.964.761
Total	43.062.694	74.345.295

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 23 – CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

	30.04.2026	30.04.2025
Corriente		
En moneda nacional		
Por venta de petróleo y otros	1.010.574	719.652
Por venta de energía y otros	24.099.953	16.888.353
Créditos con partes relacionadas (Nota 36.b)	3.762.793	1.254.796
Provisión incobrables	(417.098)	-
En moneda extranjera (Nota 37)		
Por venta de petróleo y otros	31.356.534	24.774.768
Por venta de energía y otros	409.582	735.626
Créditos con partes relacionadas (Nota 36.b)	478.452	13.091
Total	60.700.790	44.386.286

Al 30 de abril de 2026 y 2025, el monto de cuentas por cobrar comerciales por \$ 60.700.790 y \$ 44.386.286, respectivamente, cumplen en su integridad con sus términos contractuales y su valor razonable no difiere significativamente del valor de libros.

El análisis de antigüedad de saldos de las Cuentas por cobrar es el siguiente:

	30.04.2026	30.04.2025
De plazo vencido		
De 3 a 6 meses	46.098	-
De 6 a 9 meses	46.580	1.134.851
De 9 a 12 meses	80.500	713.925
Más de 1 año	116.505	677.866
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	60.411.107	41.840.429
De 3 a 6 meses	-	19.215
Total	60.700.790	44.386.286

Al 30 de abril de 2026 existe una provisión de \$417.098. Al 30 de abril de 2025 no existe provisión por pérdidas esperadas para cuentas por cobrar comerciales.

NOTA 24 – INVERSIONES FINANCIERAS A VALOR RAZONABLE

	30.04.2026	30.04.2025
Corriente		
En moneda extranjera (Nota 37)		
Títulos Públicos	15.832.637	15.724.602
Total	15.832.637	15.724.602

Según el plazo estimado de cobro, los mismos se agrupan como sigue:

	30.04.2026	30.04.2025
Sin Plazo	15.832.637	15.724.602
Total	15.832.637	15.724.602

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 25 - EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	30.04.2026	30.04.2025
Corriente		
En moneda nacional		
Caja	9	1.049
Bancos	2.208.298	2.184.490
Inversión financiera a costo amortizado (Cuenta remunerada)	3.488.434	22.069
Inversión financiera a valor razonable (Fondos comunes de inversión)	53.554.139	6.851.897
En moneda extranjera (Nota 37)		
Caja	5.760	13.310
Bancos	1.114.493	1.920.717
Inversión financiera a costo amortizado (Cuenta remunerada)	16.302	28.578
Inversión financiera a valor razonable (Cauciones y Fondos comunes de inversión)	53.418.745	1.159.055
Total	113.806.180	12.181.165

A efectos del Estado de Flujos de Efectivo se incluyen como fondos, el efectivo y equivalentes de efectivo:

	30.04.2026	30.04.2025
Caja y bancos	3.328.560	4.119.566
Inversiones financieras a valor razonable (Fondos comunes de inversión) (Nota 4.5)	106.972.884	8.010.952
Inversiones financieras a costo amortizado	3.504.736	50.647
Adelantos en cuenta corriente (Nota 30)	(14.827.141)	(7.678.421)
Total	98.979.039	4.502.744

El importe en libros de las inversiones financieras a costo amortizado se aproxima a su valor razonable.

NOTA 26 - CAPITAL SOCIAL Y PRIMA DE EMISIÓN

	Cantidad de acciones	Valor nominal por acción	Capital social	Ajuste de capital	Prima de emisión	Ajuste prima de emisión
		\$	\$	\$	\$	\$
SalDOS al 30 de abril de 2025	179.802.282	1	179.802	153.326.819	79.686	67.952.584
SalDOS al 30 de abril de 2026	179.802.282	1	179.802	153.326.819	79.686	67.952.584

El Capital Social de \$ 179.802 (expresado en moneda histórica) está representado por 179.802.282 acciones ordinarias clase "A" escriturales, de V/N \$ 1 cada una, con derecho a 1 voto por acción, las cuales están autorizadas a realizar oferta pública.

El Ajuste de Capital y el Ajuste de prima de emisión no son distribuibles en efectivo ni en bienes, pero se permite su capitalización mediante la emisión de acciones liberadas. Asimismo, estas partidas son aplicables para cubrir pérdidas acumuladas, de acuerdo con el orden de absorción que se indica en Nota 3.12.

Todas las acciones emitidas han sido suscriptas, integradas e inscriptas.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 27 - RESERVAS

a) Evolución de reservas

	Reserva legal	Reserva facultativa ⁽¹⁾	Reserva por revaluación de activos (ver punto b)
Saldos al 30 de abril de 2024	27.951.916	430.602.155	61.324.851
Asamblea General Ordinaria del 21 de agosto de 2024	-	(65.909.897)	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	(25.304.630)
Desafectación de Reserva por revaluación de activos	-	-	(4.817.380)
Saldos al 30 de abril 2025	27.951.916	364.692.258	31.202.841
Asamblea General Ordinaria del 20 de agosto de 2025	1.951.944	37.086.947	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	(18.034.935)
Desafectación de Reserva por revaluación de activos	-	-	(1.656.775)
Saldos al 30 de abril 2026	29.903.860	401.779.205	11.511.131

⁽¹⁾ Para la distribución de dividendos y/o, inversiones y/o cancelación de deuda y/o absorción de pérdidas.

b) Composición y evolución de la reserva por revaluación de activos

La evolución y composición de la Reserva por revaluación de activos es la siguiente:

	CT ADC	Planta GLP	PED I	PED II	Edificio y Terreno Neuquén	Total	Atribuible a la Sociedad	Atribuible a la Participación minoritaria
Saldos al 30 de abril de 2024	52.878.165	2.030.157	619.797	1.115.464	4.882.746	61.526.329	61.324.851	201.478
(Disminución) /incremento por revaluación	(45.804.653)	(871.652)	376.153	2.399.823	4.999.946	(38.900.383)	(38.930.207)	29.824
Impuesto diferido	16.031.628	305.078	(131.653)	(839.936)	(1.749.983)	13.615.134	13.625.577	(10.443)
Total Otros resultados integrales	(29.773.025)	(566.574)	244.500	1.559.887	3.249.963	(25.285.249)	(25.304.630)	19.381
Desafectación por depreciación del ejercicio ⁽¹⁾	(6.450.152)	(780.827)	(127.137)	(111.920)	-	(7.470.036)	(7.411.355)	(58.681)
Desafectación por impuesto diferido ⁽¹⁾	2.257.553	273.289	44.498	39.172	-	2.614.512	2.593.975	20.537
Subtotal desafectación de reserva por revaluación de activos ⁽¹⁾	(4.192.599)	(507.538)	(82.639)	(72.748)	-	(4.855.524)	(4.817.380)	(38.144)
Saldos al 30 de abril de 2025	18.912.541	956.045	781.658	2.602.603	8.132.709	31.385.556	31.202.841	182.715
(Disminución) /incremento por revaluación	(22.935.567)	1.585.225	(1.024.391)	(3.512.658)	(1.956.948)	(27.844.339)	(27.746.052)	(98.287)
Impuesto diferido	8.027.449	(554.829)	358.537	1.229.430	684.931	9.745.518	9.711.117	34.401
Total Otros resultados integrales	(14.908.118)	1.030.396	(665.854)	(2.283.228)	(1.272.017)	(18.098.821)	(18.034.935)	(63.886)
Desafectación por depreciación del ejercicio ⁽¹⁾	(1.732.507)	(452.566)	(178.154)	(231.000)	(5.353)	(2.599.580)	(2.548.882)	(50.698)
Desafectación por impuesto diferido ⁽¹⁾	606.378	158.401	62.350	80.850	1.871	909.850	892.107	17.743
Subtotal desafectación de reserva por revaluación de activos ⁽¹⁾	(1.126.129)	(294.165)	(115.804)	(150.150)	(3.482)	(1.689.730)	(1.656.775)	(32.955)
Saldos al 30 de abril de 2026	2.878.294	1.692.276	-	169.225	6.857.210	11.597.005	11.511.131	85.874

(1) Se imputa a resultados acumulados

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 28 - RESULTADOS NO ASIGNADOS

	30.04.2026	30.04.2025
Saldos al 30 de abril de 2024		(65.909.897)
Asamblea General Ordinaria del 21 de agosto de 2024		65.909.897
Resultado integral del ejercicio		34.221.511
Desafectación de Reserva por revaluación de activos (Nota 27)		4.817.380
Saldos al 30 de abril 2025	39.038.891	39.038.891
Asamblea General Ordinaria del 20 de agosto de 2025	(39.038.891)	
Resultado integral del ejercicio	45.911.073	
Desafectación de Reserva por revaluación de activos (Nota 27)	1.656.775	
Saldo al 30 de abril de 2026	47.567.848	

Restricciones a la distribución de ganancias

- a) De acuerdo con la Ley de Sociedades Comerciales, el Estatuto Social y la Resolución N° 368/01 de la Comisión Nacional de Valores, debe transferirse a la Reserva Legal el 5% de la ganancia del ejercicio, una vez absorbidos los resultados acumulados negativos, más (menos) los ajustes de resultados de ejercicios anteriores, la desafectación de la reserva por revaluación de activos, hasta que la misma alcance el 20% del capital social y ajuste de capital, reconstituyendo previamente, de corresponder, la reserva legal de ejercicios anteriores.
- b) De acuerdo la Clase V, XI y XII del Programa Global para la emisión de Obligaciones Negociables (Nota 30), la Sociedad y sus subsidiarias podrán declarar o pagar:
- Dividendos o distribuciones en acciones con derecho a voto;
 - Dividendos o distribuciones cobrados por la Sociedad y/o sus Subsidiarias;
 - Dividendos pagados en forma proporcional a la Sociedad y sus Subsidiarias, por una parte, y a los tenedores minoritarios de una Subsidiaria, por otra.
- en la medida en que al momento del pago e inmediatamente después de dar efecto al mismo no se hubiera producido y subsistiera un incumplimiento o un supuesto de incumplimiento.
- c) De acuerdo con lo establecido por el Texto Ordenado de la CNV, al cierre de cada ejercicio el saldo positivo de la "Reserva por revaluación de activos" no podrá ser distribuido, capitalizado ni destinado a absorber pérdidas acumuladas, pero deberá ser computado como parte de los resultados acumulados a los fines de efectuar las comparaciones para determinar la situación de la Sociedad frente a los artículos 31, 32 y 206 de la Ley de Sociedades N° 19.550.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 29 - CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

	30.04.2026	30.04.2025
No corriente		
En moneda extranjera (Nota 37)		
Deudas por arrendamiento (Nota 19)	-	760.945
Provisiones varias	2.040.932	2.347.019
Total	2.040.932	3.107.964
Corriente		
En moneda nacional		
Proveedores	39.212.183	65.804.615
Anticipo de clientes	17.461	-
Deudas con partes relacionadas (Nota 36.b)	5.533	11.405
Provisiones varias	8.323.824	31.544.339
En moneda extranjera (Nota 37)		
Proveedores	20.469.986	21.598.647
Anticipo de clientes	933.303	-
Deudas con partes relacionadas (Nota 36.b)	-	401.317
Deudas por arrendamiento (Nota 19)	769.847	1.686.071
Provisiones varias	5.652.263	1.323.098
Total	75.384.400	122.369.492

El importe en libros de las cuentas por pagar comerciales se aproxima a su valor razonable.

Según el plazo estimado de pago, los mismos se agrupan como sigue:

	30.04.2026	30.04.2025
Sin plazo (expuesto en el pasivo corriente)	6.220.153	6.930.368
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	343.430	593.747
De 3 a 6 meses	459	4.808
De 9 a 12 meses	8.664	-
Más de 1 año	292.879	387.807
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	67.558.330	112.749.047
De 3 a 6 meses	313.656	567.905
De 6 a 9 meses	333.173	567.905
De 9 a 12 meses	313.656	567.905
Más de 1 año	2.040.932	3.107.964
Total	77.425.332	125.477.456

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 30 - DEUDAS FINANCIERAS

	30.04.2026	30.04.2025
No corriente		
En moneda nacional		
Comisiones y gastos a devengar - Obligaciones Negociables	(4.507.713)	(4.296.075)
En moneda extranjera (Nota 37)		
Préstamos bancarios	154.651.380	16.352.163
Obligaciones Negociables	382.561.004	468.760.399
Total	532.704.671	480.816.487
	30.04.2026	30.04.2025
Corriente		
En moneda nacional		
Adelantos en cuenta corriente	14.827.141	7.678.421
Préstamos bancarios	-	11.633.510
Comisiones y gastos a devengar - Obligaciones Negociables	(3.255.286)	(2.404.988)
En moneda extranjera (Nota 37)		
Préstamos bancarios	19.482.152	48.781.057
Obligaciones Negociables	138.771.110	112.735.144
Total	169.825.117	178.423.144

La evolución de las deudas financieras es la siguiente:

	30.04.2026	30.04.2025
Saldo al inicio	659.239.631	690.414.917
RECPAM	(216.371.342)	(236.228.555)
Adelantos en cuenta corriente	7.148.720	6.682.285
Emisión de ON y toma de préstamos	340.367.767	172.712.589
Devengamientos:		
Interés devengado	44.525.819	33.100.739
Comisiones y gastos devengados	11.267.608	1.729.722
Diferencia de cambio generada por deudas en moneda extranjera	130.681.706	175.566.382
Pagos:		
Intereses	(42.480.912)	(36.361.962)
Capital	(231.849.209)	(148.376.486)
Saldo al cierre	702.529.788	659.239.631

Según el plazo estimado de pago los mismos se agrupan de la siguiente manera:

	30.04.2026	30.04.2025
De 0 a 3 meses	36.978.159	18.831.677
De 3 a 6 meses	75.382.750	87.221.452
De 6 a 9 meses	187.699	513.673
De 9 a 12 meses	57.276.509	71.856.342
De 1 a 2 años	216.860.427	190.636.952
Más de 2 años	315.844.244	290.179.535
Total	702.529.788	659.239.631

Los importes en libros de los recursos ajenos de la Sociedad están denominados en las siguientes monedas:

	30.04.2026	30.04.2025
Dólar Estadounidense	501.251.706	393.703.848
Dólar link	194.213.940	252.924.915
Pesos	14.827.141	19.311.931
Comisiones a devengar en pesos	(7.762.999)	(6.701.063)
Total	702.529.788	659.239.631

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 30 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

a) Obligaciones Negociables Senior Notes Clase V

El 25 de agosto de 2023 la Sociedad emitió la Clase V de Obligaciones Negociables por un monto de US\$ 188,8 millones bajo el Programa Global de Obligaciones Negociables.

Las principales características son:

Monto de la Emisión: US\$ 188.801.600.

Fecha de Emisión: 25 de agosto de 2023.

Fecha de Vencimiento: 25 de agosto de 2028.

Precio de Emisión: 100%

Tasa de interés: 9,25% nominal anual.

Fechas de Pago de Intereses: devenga intereses compensatorios pagaderos por períodos de seis meses, a partir de la fecha de la firma y hasta el repago total. Las fechas de pago de los intereses será los días 25 de febrero y 25 de agosto de cada año, a partir del 25 de febrero de 2024.

Amortización: en 8 cuotas semestrales y consecutivas, comenzando el 25 de febrero de 2025.

Valor adeudado: US\$ 118.001.000

El saldo al 30 de abril de 2026 asciende a \$ 166.922.922, de las cuales \$ 68.439.287 son corrientes. Adicionalmente, se han deducido del pasivo las comisiones y gastos pagados con relación a las obligaciones negociables, las cuales se devengarán en el plazo de la deuda. El saldo de dichas comisiones al 30 de abril de 2026 asciende a 5.331.525, de las cuales \$ 2.294.819 son corrientes.

b) Obligaciones Negociables Senior Notes Clase III y IV

Con fecha 27 de febrero 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:

b.1) Obligaciones negociables Clase III en 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

Monto de la Emisión: US\$ 22.433.559.

Fecha de Emisión: 27 de febrero de 2023.

Fecha de Vencimiento: 27 de febrero de 2026.

Precio de Emisión: 100%

Tasa de interés: 0 %.

Tipo de cambio inicial: \$ 193,6522 por cada dólar

Amortización: el capital se amortizó en una única cuota al vencimiento en pesos al tipo de cambio aplicable.

Destino de los fondos: (i) inversiones en activos físicos situados en el país; y/o (ii) refinanciación de pasivos existentes de la Emisora; y/o (iii) financiamiento del giro comercial de su negocio.

A su vencimiento fue cancelada en su totalidad.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 30 – DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

b.2) Obligaciones negociables Clase IV en 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

Monto de la Emisión: US\$ 17.566.441.

Fecha de Emisión: 27 de febrero de 2023.

Fecha de Vencimiento: 27 de febrero de 2027.

Precio de Emisión: 100%

Tasa de interés: 0 %.

Tipo de cambio inicial: \$ 193,6522 por cada dólar

Amortización: el capital se amortizará en una única cuota al vencimiento en pesos al tipo de cambio aplicable.

Destino de los fondos: (i) inversiones en activos físicos situados en el país; y/o (ii) refinanciación de pasivos existentes de la Emisora; y/o (iii) financiamiento del giro comercial de su negocio.

El saldo al 30 de abril de 2026 asciende a \$ 24.260.931 siendo en su totalidad corrientes. Adicionalmente, se han deducido del pasivo las comisiones y gastos pagados con relación a las obligaciones negociables, las cuales se devengan en el plazo de la deuda. El saldo de dichas comisiones al 30 de abril de 2026 asciende a \$ 49.433, siendo en su totalidad corrientes.

c) Obligaciones Negociables Senior Notes Clase VI y VII

Con fecha 7 de septiembre 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:

c.1) Obligaciones negociables Clase VI en 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

Monto de la Emisión: US\$ 30.676.500.

Fecha de Emisión: 7 de septiembre de 2023.

Fecha de Vencimiento: 7 de septiembre de 2026.

Precio de Emisión: 116,3% del valor nominal.

Tasa de interés: 0 %.

Amortización: el capital se amortizará en una única cuota al vencimiento en pesos al tipo de cambio aplicable.

Destino de los fondos: (i) inversiones en activos físicos situados en el país; y/o (ii) refinanciación de pasivos existentes de la Emisora; y/o (iii) financiamiento del giro comercial de su negocio.

El saldo al 30 de abril de 2026 asciende a \$ 42.367.173 siendo en su totalidad corriente.

Con posterioridad a la emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, la Sociedad adquirió en el mercado secundario US\$ 7.301.500 de valor nominal de la ON Clase VI.

c.2) Obligaciones negociables Clase VII en 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

Monto de la Emisión: US\$ 39.323.500.

Fecha de Emisión: 7 de septiembre de 2023.

Fecha de Vencimiento: 7 de septiembre de 2027.

Precio de Emisión: 100% del valor nominal.

Tasa de interés: 0 %.

Amortización: el capital se amortizará en una única cuota al vencimiento en pesos al tipo de cambio aplicable.

Destino de los fondos: (i) inversiones en activos físicos situados en el país; y/o (ii) refinanciación de pasivos existentes de la Emisora; y/o (iii) financiamiento del giro comercial de su negocio.

Valor adeudado: US\$ 36.780.842 (neto de las compras efectuadas por SEB e Hychico)

El saldo al 30 de abril de 2026 asciende a \$ 50.797.852 siendo en su totalidad no corrientes.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 30 – DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

Adicionalmente, se han deducido del pasivo las comisiones y gastos pagados con relación a las obligaciones negociables Clase VI y VII, las cuales se devengarán en el plazo de la deuda. El saldo de dichas comisiones al 30 de abril de 2026 asciende a \$ 220.339, de las cuales \$ 188.285 son corrientes.

d) Obligaciones Negociables Senior Notes Clase VIII

El 29 de abril de 2024 la Sociedad emitió la Clase VIII de Obligaciones Negociables por un monto de US\$ 47,4 millones bajo el Programa Global de Obligaciones Negociables.

Las principales características son:

Monto de la Emisión: US\$ 47.354.472.

Fecha de Emisión: 29 de abril de 2024.

Fecha de Vencimiento: 29 de junio de 2026.

Precio de Emisión: 100%

Tasa de interés: 5,95% nominal anual.

Fechas de Pago de Intereses: devengaba intereses compensatorios pagaderos por períodos trimestrales, a partir de la fecha de la firma con excepción del último período de intereses, que era irregular. Las fechas de pago de los intereses eran los días 29 de julio, 29 de octubre, 29 de enero y 29 de abril de cada año y en la fecha de vencimiento el 29 de junio de 2026.

Amortización: se amortizaba en un único pago a su vencimiento

Del saldo de emisión, US\$ 14.688.170 fueron canjeadas con las Obligaciones Negociables Clase XII y el saldo de US\$ 32.666.302 fueron abonados en efectivo.

e) Obligaciones negociables Clase X en 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

Monto de la Emisión: US\$ 55.599.334.

Fecha de Emisión: 5 de julio de 2024.

Fecha de Vencimiento: 5 de julio de 2027.

Precio de Emisión: 100% del valor nominal.

Tasa de interés: 0 %.

Amortización: el capital se amortizará en una única cuota al vencimiento en pesos al tipo de cambio aplicable.

Destino de los fondos: (i) inversiones en activos físicos situados en el país; y/o (ii) refinanciación de pasivos existentes de la Emisora; y/o (iii) financiamiento del giro comercial de su negocio.

El saldo al 30 de abril de 2026 asciende a \$ 76.787.984 siendo en su totalidad no corrientes.

f) Obligaciones Negociables Senior Notes Clase XI

Con fecha 9 de junio de 2025, el Directorio de Capex aprobó la emisión de una o más clases de Obligaciones Negociables Simples por un valor nominal de hasta US\$ 40.000.000 ampliable hasta US\$ 80.000.000 o su equivalente en otras monedas o unidades de valor, a ser emitidas en el marco del programa global de emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) por un valor nominal de hasta US\$ 600.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor).

En función de ello, con fecha 17 de junio de 2025 la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XI cuyas principales características son:

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 30 – DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

Monto de la Emisión: US\$ 45.097.020.

Fecha de Emisión: 17 de junio de 2025.

Fecha de Vencimiento: 17 de junio de 2028.

Precio de Emisión: 100%

Tasa de interés: 7,75% nominal anual.

Fechas de Pago de Intereses: devenga intereses compensatorios pagaderos por períodos de tres meses, a partir de la fecha de la firma y hasta el repago total. Las fechas de pago de los intereses será los días 17 de septiembre, 17 de diciembre, 17 de marzo y 17 de junio de cada año, a partir del 17 de septiembre de 2025.

Amortización: el capital se amortizará en una única cuota al vencimiento.

El saldo al 30 de abril de 2026 asciende a \$ 63.329.327, de las cuales \$ 599.372 son corrientes. Adicionalmente, se han deducido del pasivo las comisiones y gastos pagados con relación a las obligaciones negociables, las cuales se devengarán en el plazo de la deuda. El saldo de dichas comisiones al 30 de abril de 2026 es de \$ 422.323, siendo \$ 197.879 corrientes.

g) Obligaciones Negociables Senior Notes Clase XII

Con fecha 28 de noviembre de 2025, el Directorio de Capex aprobó la Emisión de una o más clases de Obligaciones Negociables Simples por un valor nominal de hasta US\$ 50.000.000 ampliable hasta US\$ 80.000.000 o su equivalente en otras monedas o unidades de valor, a ser emitidas en el marco del programa global de emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) por un valor nominal de hasta US\$ 600.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor).

En función de ello, con fecha 4 de diciembre de 2025 la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase XII con las principales características:

Monto de la Emisión: US\$ 70.905.879.

Fecha de Emisión: 4 de diciembre de 2025.

Fecha de Vencimiento: 4 de junio de 2029.

Precio de Emisión: 100%

Tasa de interés: 8,25% nominal anual.

Fechas de Pago de Intereses: devenga intereses compensatorios pagaderos por períodos de seis meses, a partir de la fecha de la firma y hasta el repago total. Las fechas de pago de los intereses serán los días 4 de junio y 4 de diciembre, de cada año.

Amortización: el capital se amortizará en una única cuota al vencimiento.

Valor adeudado: US\$ 67.405.879 (neto de las compras efectuadas por SEB e Hychico)

Del monto emitido, se informa que:

- a) US\$ 56.217.709 corresponden a Obligaciones Negociables integradas en efectivo en dólares; y
- b) US\$ 14.688.170 corresponden a Obligaciones Negociables integradas en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase VIII, a la Relación de Canje.

El saldo al 30 de abril de 2026 asciende a \$ 96.865.925, de las cuales \$ 3.104.347 son corrientes. Adicionalmente, se han deducido del pasivo las comisiones y gastos pagados con relación a las obligaciones negociables, las cuales se devengarán en el plazo de la deuda. El saldo de dichas comisiones al 30 de abril de 2026 asciende a \$ 700.876, siendo \$ 226.189 corrientes.

El Prospecto y Suplemento de Precio que regulan la emisión y otros aspectos relacionados con las Obligaciones Negociables incluyen una serie de “covenants” y exigencias que debe cumplir la Sociedad y ciertas subsidiarias restringidas mientras las obligaciones estén en curso. A la fecha de emisión de los Estados Financieros Consolidados al 30 de abril de 2026, la Sociedad y sus Sociedades Restringidas cumplen con todos los compromisos asumidos.

Para mayor información ver el Prospecto y el Suplemento de Precio de la emisión de las Obligaciones Negociables correspondientes al Programa Global de Obligaciones Negociables por US\$ 600.000.000 de la Sociedad.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 30 – DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

Resumen de Obligaciones Negociables

Obligaciones Negociables	Monto en US\$	Monto en \$ (en miles)	Calificación (a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros)
Clase IV ⁽²⁾	17.566.441	24.260.931	Calificación internacional: "B-" por parte de Fitch y Standard & Poor's. Calificación local: "AA" por parte de Fix.
Clase V ⁽¹⁾	118.001.000	164.139.391	
Clase VI ⁽²⁾	30.676.500	42.367.173	
Clase VII ⁽²⁾⁽³⁾	36.780.842	50.797.852	
Clase X ⁽²⁾	55.599.334	76.787.984	
Clase XI ⁽¹⁾	45.097.020	62.729.955	
Clase XII ⁽¹⁾⁽³⁾	67.405.879	93.761.578	

- (1) No incluyen los intereses devengados al cierre.
(2) Tipo de cambio de referencia BCRA Comunicación "A"3500.
(3) Monto de ON neto de las compras efectuadas por SEB e Hychico.

El valor razonable de las Obligaciones Negociables de la Sociedad al 30 de abril de 2026 y 2025 asciende aproximadamente a \$ 491.866 millones y \$ 523.969 millones, respectivamente. Dicho valor fue calculado en base al precio de mercado estimado de las ONs de la Sociedad al cierre de cada ejercicio.

h) Préstamos BBVA

Con fecha 25 de septiembre de 2024 4SOLAR firmó un contrato de préstamo con el Banco BBVA Argentina S.A. por un monto de hasta US\$ 12.000.000. Dicho importe debía ser solicitado por 4SOLAR en hasta 12 desembolsos habiendo sido la fecha límite para solicitar los mismos el 31 de diciembre de 2024.

Las principales características son:

Monto: US\$ 12.000.000.

Fecha de Vencimiento: 30 de septiembre de 2029.

Amortización: se amortiza en 16 cuotas trimestrales irregulares. La primera cuota se abonará el 31 de diciembre de 2025.

Tasa de interés: 6,5% nominal anual.

Fechas de Pago de Intereses: devenga intereses compensatorios pagaderos trimestralmente.

Destino de los fondos: financiación del parque solar de 20 MW.

Garantía: Capex se constituye en fiador solidario por las sumas desembolsadas más los intereses compensatorios.

El saldo al 30 de abril de 2026 asciende a \$ 14.770.051, del cual \$ 4.087.171 son corrientes. Adicionalmente, se han deducido del pasivo las comisiones y gastos pagados con relación al préstamo, las cuales se devengan en el plazo de la deuda. El saldo de dichas comisiones al 30 de abril de 2026 asciende a \$137.639, de las cuales \$ 40.223 son corrientes.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 30 – DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

i) Préstamos bancarios y prefinanciaciones de exportaciones

Los adelantos en cuenta corriente al 30 de abril de 2026 y 2025 devengaron un interés promedio anual del 25,8% y 37%, respectivamente.

Los préstamos bancarios y prefinanciación de exportaciones vigentes al 30 de abril de 2026 se detallan a continuación:

Banco	Tipo de préstamo	Fecha Contrato	Vencimiento	Monto del capital en US\$	Amortización	Estado (1)	Saldo adeudado corriente (2)	Saldo adeudado no corriente (2)	Saldo adeudado total (2)
							\$		
Banco Galicia Mas S.A.	Prefinanciación de exportaciones	18/3/2025	07/04/2028	15.000.000	1 cuota al vencimiento	Vigente	96.836	20.865.000	20.961.836
Banco de la Ciudad de Buenos Aires	Préstamo	22/5/2025	22/05/2026	10.000.000	1 cuota al vencimiento	Cancelado	14.239.077	-	14.239.077
Banco de la Nación Argentina	Préstamo	29/10/2025	13/10/2028	10.000.000	1 cuota al vencimiento	Vigente	12.957	13.910.000	13.922.957
BBVA Argentina S.A.	Prefinanciación de exportaciones	19/2/2026	05/02/2029	28.500.000	3 cuotas semestrales desde 09/02/28	Vigente	574.505	39.643.500	40.218.005
Banco Galicia	Préstamo	1/4/2026	01/04/2030	50.000.000	3 cuotas semestrales desde 01/04/29	Vigente	471.606	69.550.000	70.021.606
Total							15.394.981	143.968.500	159.363.481

(1) A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados

(2) No incluye intereses devengados

NOTA 31 – REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES

	30.04.2026	30.04.2025
Corriente		
En moneda nacional		
Remuneraciones y deudas sociales	4.694.994	4.912.411
Provisiones varias	11.429.904	10.560.411
Total	16.124.898	15.472.822

NOTA 32 – CARGAS FISCALES

	30.04.2026	30.04.2025
Corriente		
En moneda nacional		
Impuesto a las ganancias (neto)	13.560.038	9
Retenciones y percepciones impositivas	3.428.069	1.988.705
Impuesto a los Ingresos Brutos	553.224	151.687
Impuesto al valor agregado	2.313	2.778
Total	17.543.644	2.143.179

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 33 – OTRAS DEUDAS

	30.04.2026	30.04.2025
Corriente		
En moneda nacional		
Regalías de petróleo y gas	4.430.676	3.338.073
Dividendos a pagar	22	29
Total	4.430.698	3.338.102

NOTA 34 – PROVISIONES Y OTROS CARGOS

1. Provisiones

	30.04.2026	30.04.2025
No corriente		
En moneda nacional		
Provisión por abandono de pozos	74.373.818	54.124.761
Para juicios y multas	110.944	201.425
Total	74.484.762	54.326.186

La provisión por abandono de pozos se constituyó en base a las estimaciones de la Gerencia respecto de las obligaciones relacionadas con el abandono de pozos en las áreas de hidrocarburos explotadas una vez finalizadas las operaciones, considerando la cantidad de pozos, los costos de abandono a largo plazo y el tiempo restante hasta el abandono.

La provisión para juicios y multas se constituyó en base al análisis de las posibles indemnizaciones que la Sociedad estima deberá soportar, de acuerdo con la opinión de sus asesores legales.

La evolución de dichas provisiones es la que se detalla a continuación:

Saldo al 30 de abril de 2024	52.932.728
Reestimación provisión abandono de pozo	(227.529)
Incremento provisiones	(183.390)
Efecto RECPAM	1.804.377
Saldo al 30 de abril de 2025	54.326.186
Reestimación provisión abandono de pozo	16.654.883
Incremento provisiones	127.835
Efecto RECPAM	3.375.858
Saldo al 30 de abril de 2026	74.484.762

2. Contingencias

a) Medida cautelar y recursos administrativos

a.1) Resolución 821/10 de la SEN

Con fecha 24 de octubre de 2010, la Sociedad, mediante Res SEN 821/10 (la "Resolución"), fue pasible de una serie de sanciones por parte de la SEN, por supuestos incumplimientos al abastecimiento de ciertos volúmenes de gas licuado de petróleo ("GLP"), en virtud del acuerdo de estabilidad del precio de GLP (el "Acuerdo") suscripto entre la SEN y ciertos fraccionadores y productores de GLP, entre los cuales no se encontraba la Sociedad.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 34 – PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

Las sanciones aplicadas consistieron en:

- Una multa de \$ 3.117 (expresada en moneda histórica),
- La entrega forzosa por parte de la Sociedad de 2.351 toneladas de GLP a otros productores y/o fraccionadores, cuyo valor de mercado ascendía a \$ 3.853 (expresado en moneda histórica) aproximadamente, e
- Inhabilitación para exportar mientras no se cumplía con la resolución.

La Sociedad solicitó en sede administrativa la suspensión de los efectos de la resolución e interpuso un recurso de reconsideración que fue resuelto negativamente y motivó la presentación de un recurso jerárquico. Adicionalmente, la Sociedad interpuso una medida cautelar autónoma ante la Justicia Federal para evitar la aplicación de la misma hasta tanto se resolviera el recurso administrativo interpuesto. La medida cautelar fue concedida y notificada a la SEN el 25 de noviembre de 2010, y se encuentra vigente ya que el recurso jerárquico no ha sido resuelto a la fecha.

La Gerencia de la Sociedad, en concordancia con la opinión de los asesores legales internos y externos, considera que cuenta con sólidos argumentos para considerar estos reclamos improcedentes, por lo cual los Estados Financieros Consolidados al 30 de abril de 2026 no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos. Los asesores legales de la Sociedad consideran que la Ley 26.854 de Medidas Cautelares (“LMC”) en las causas en las que el Estado Nacional es parte o interviene, no tendría impacto significativo en la medida cautelar obtenida.

a.2) Resolución SEN 77/12

La Sociedad considera que la Res SEN 77/12, mencionada en la Nota 2.d), entre otras cuestiones, viola las disposiciones de la Ley 26020 de GLP que establecen que el único límite de precio para las ventas de GLP al mercado interno es la paridad de exportación artículo 7 inciso b) y establece que la actividad de producción de GLP será libre (artículo 11). Con fecha 29 de marzo de 2012, la Sociedad recibió la Nota SEN 1584/12 en la cual, en virtud de las disposiciones de la resolución, establecía que la Sociedad debía proveer 12.418 toneladas de butano a determinados fraccionadores a los precios establecidos en dicha resolución, los cuales eran sensiblemente inferiores a los precios a los que CAPEX vendía su producción y que respetaban el límite de “paridad de exportación” establecido por la Ley de GLP.

Como consecuencia de dicha nota, con fecha 4 de abril de 2012 la Sociedad presentó un recurso de reconsideración con jerárquico en subsidio contra la resolución citada y la Nota SEN 1584/12 y luego solicitó una medida cautelar autónoma en el Juzgado Federal de Neuquén para que se suspendieran los efectos de ambas.

En abril de 2012 la Sociedad recibió la Nota SEN 2247/12 mediante la cual la SEN la inhabilita para (i) exportar GLP y (ii) efectuar operaciones de compraventa de GLP en el mercado interno con todos los sujetos activos de la industria, ello por haber incumplido con el abastecimiento dispuesto por la Nota SEN 1584/12 mencionada anteriormente. La Sociedad presentó un recurso de reconsideración con jerárquico en subsidio contra la Nota SEN 2247/12 e informó sobre la misma al Juzgado Federal de Neuquén al cual solicitó que la medida cautelar presentada se ampliara con respecto a las inhabilitaciones dispuestas por dicha nota.

El 25 de abril de 2012, el Juzgado Federal de Neuquén dictó a favor de la Sociedad la medida cautelar requerida, ordenando que se suspendieran los efectos de la resolución y de las Notas SEN 1584/12 y 2247/12 respecto de la Sociedad y quienes operan con ella. Como consecuencia de lo mencionado, la Sociedad continúa con su operatoria normal de producción y venta de GLP.

Como se ha explicado, la resolución viola: (i) las disposiciones de la Ley 26020 de GLP que establecen que el único límite de precio para las ventas de GLP al mercado interno es la paridad de exportación (artículo 7 inciso b)) y establece que la actividad de producción de GLP será libre (artículo 11); (ii) la garantía de debido proceso administrativo y defensa previstos en el artículo 18 de la Constitución Nacional, ya que impone una sanción sin otorgar instancia de defensa a la Sociedad; (iii) el principio de legalidad previsto por los artículos 18 y 19 de dicha norma, ya que las sanciones no han sido creadas por el Congreso; y (iv) el derecho de la Sociedad a ejercer toda industria lícita garantizada por el artículo 14 de la Constitución Nacional.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 34 – PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

Los asesores legales internos y externos de la Sociedad consideran que la Ley 26854 sobre medidas cautelares en las causas en las que el Estado Nacional es parte o interviene, no tendría impacto significativo en la medida cautelar obtenida.

En virtud de lo expuesto, la Gerencia de la Sociedad, en concordancia con la opinión de los asesores legales internos y externos, considera que cuenta con sólidos argumentos para considerar estos reclamos improcedentes, por lo cual los Estados Financieros Consolidados al 30 de abril de 2026 no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos.

b) Diferencias en la liquidación de las contribuciones patronales

(i) En agosto de 2010 el ARCA notificó a la Sociedad (OI 311.479) una determinación de deuda por \$ 6.334 en concepto de diferencias en la liquidación de las contribuciones patronales al régimen nacional de seguridad social. Dicha suma está conformada por un capital \$ 2.863 (expresado en moneda histórica) e intereses devengados por \$ 3.471 (expresado en moneda histórica) por los períodos comprendidos entre agosto de 2001 y marzo de 2008.

El ARCA considera que la Sociedad debería haber realizado aportes patronales utilizando una alícuota del 21%, aplicable a los empleadores cuya actividad principal sea la locación y prestación servicios, en lugar de la alícuota del 17% aplicable a las industrias, entre otros. El fisco sostiene que las normas aplicables consideran a la actividad de generación de energía como una prestación de servicios y no como industria.

La Sociedad impugnó la determinación de deuda basándose en las Leyes de energía eléctrica (Leyes 15.336 y 24.065), y otras normas y precedentes judiciales, que definen a la actividad de generación de energía como una actividad industrial.

En junio de 2011, la Sociedad fue notificada de la Res 668/11 del ARCA mediante la cual no se hace lugar a la impugnación presentada.

La Sociedad interpuso una apelación judicial ante la Cámara Federal de la Seguridad Social para lo cual se requirió el previo depósito de la deuda determinada, el cual, en base a distintos precedentes judiciales, se sustituyó con una póliza de seguro de caución por \$ 7.186 (expresado en moneda histórica).

El 17 de marzo de 2015 la Sala I de la Cámara Nacional de la Seguridad Social dispuso dejar sin efecto la resolución del ARCA que condenaba a la Sociedad a abonar las diferencias en las contribuciones patronales de la seguridad social, por considerar arbitraria la desestimación por parte del ARCA de las pruebas presentadas por la Sociedad y atentar contra el legítimo derecho de defensa, disponiendo se dicte una nueva resolución previa producción de las pruebas ofrecidas por la Sociedad. Durante el mes de febrero de 2018 el ARCA dispuso la apertura a prueba de la primera determinación de deuda.

Producidas las pruebas, por Resolución Administrativas N° 323/18 DV TJGE (DI RSGE) de fecha 31 de agosto de 2018 el organismo recaudador decidió volver a desestimar la impugnación realizada por la Sociedad contra la determinación de deuda, tal como lo había hecho varios años antes. Contra esa decisión, la Sociedad interpuso el 2 de octubre de 2018 la Solicitud de Revisión que autoriza la normativa vigente, la que se encuentra pendiente de sustanciación.

Cabe destacar que en el año 2014 la Secretaría de Energía de la Nación había expresado por escrito que la actividad de generación eléctrica debe considerarse como una actividad industrial, lo cual ha sido ratificado por la Subsecretaría de Coordinación Administrativa del Ministerio de Energía y Minería en una nota dirigida a la Dirección General de los Recursos de la Seguridad Social del ARCA, en respuesta a la opinión recabada por el ARCA en relación con la presentación efectuada ante el Fisco por la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA), dando razones por las cuales se considera a la actividad de generación de energía eléctrica como una actividad de carácter industrial a los fines de su encuadramiento en el artículo 2° del Decreto N° 814/01. Asimismo, en el mes de diciembre de 2017 la Sala II de la cámara Federal de la Seguridad Social en autos “Endesa Costanera S.A. c/ Administración Federal de Ingresos Públicos s/impugnación de deuda”, ha definido que la actividad de generación de energía eléctrica reviste el carácter de actividad “industrial”, y por ende resulta ser merecedora de la alícuota del 17% de las contribuciones de Seguridad Social prevista en el inciso b) del art. 2° del Decreto N° 814/2001.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 34 – PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

(ii) Con fecha 4 de julio de 2011, el ARCA notificó a la Sociedad (OI 594.592) una nueva determinación de deuda por diferencias de aportes patronales por el período abril 2008 a abril 2009 por un monto total de \$ 1.717 (expresado en moneda histórica, capital de \$ 1.002 más intereses por \$ 715) por supuestas diferencias en contribuciones patronales al régimen nacional de la seguridad social. Los argumentos del fisco son los reseñados en el punto anterior. Dicha determinación de deuda fue impugnada en sede administrativa mediante presentaciones de fecha 25 de julio de 2011 y 8 de agosto de 2011. Luego de varios años de presentada la impugnación, el ARCA dispuso la apertura a prueba de las actuaciones. Producidas las pruebas, por Resolución Administrativa 324/18 DV TJGE (DI RSGE) de fecha 31 de agosto de 2018 el organismo recaudador desestimó la impugnación efectuada por la Empresa contra la determinación de deuda. Contra esa decisión la Empresa interpuso el 2 de octubre de 2018 la Solicitud de Revisión que autoriza la normativa vigente, la que se encuentra pendiente de sustanciación.

(iii) Asimismo, en julio de 2011 el ARCA también notificó a la Sociedad la aplicación de multas por un monto total de \$ 491 (expresado en moneda histórica) por considerar que en determinados meses comprendidos entre agosto de 2001 y abril de 2005 la Sociedad incurrió en la infracción previsional de “Falsa declaración o adulteración de datos referentes a los beneficiarios”

El ARCA rechazó las impugnaciones administrativas interpuestas contra la multa aplicada, por lo cual la Sociedad también interpuso una apelación judicial ante la Cámara Federal de la Seguridad Social y presentó una póliza de caución por el monto de la multa.

El 9 de junio de 2022 la Sala III de la Seguridad Social dictó sentencia dejando sin efecto la multa prevista. Frente a dicha resolución el Estado Nacional presentó un recurso extraordinario que fue respondido con fecha 22 de septiembre de 2022.

El recurso extraordinario fue rechazado por la misma Sala el 27 de octubre de 2023 por no demostrar la arbitrariedad necesaria para esta presentación, así como tampoco una situación de gravedad institucional que admitiría la apertura del recurso. Posteriormente, en el mes de noviembre de 2023 el ARCA presentó un Recurso de Queja por Extraordinario Denegado ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación.

(iv) El 12 de marzo de 2019 la Sociedad recibió un requerimiento del ARCA (OI 1.714.858) para (i) rectificar las DDJJ de aportes y contribuciones del período mayo de 2009 a abril de 2018 por incorrecto encuadramiento de las contribuciones de la seguridad social en el Decreto N° 814/01 art. 2 inc. B, o (ii) presentar las pruebas que hagan a su legítima defensa por los períodos involucrados. La Sociedad presentó la respuesta al requerimiento con fecha 26 de marzo de 2019 rechazando el requerimiento bajo los mismos fundamentos ya oportunamente presentados ante el ARCA.

(v) En marzo de 2022, el ARCA realizó un nuevo requerimiento de rectificación de las declaraciones juradas (OI 2.001.730) por supuestas diferencias en contribuciones patronales al régimen nacional de la seguridad social, en este caso por los períodos mensuales comprendidos entre mayo 2009 y diciembre 2019.

El 13 de junio de 2022 la Sociedad fue notificada, en el marco de las actuaciones O.I 2.001.730, de una determinación de deuda bajo el mismo concepto de reclamo de contribuciones patronales por el período mayo 2010 a diciembre de 2019 con un reclamo por \$ 74.669 más \$ 155.982 de intereses (total \$ 230.651) más una multa por \$ 24.393 (expresados en moneda histórica). La Sociedad presentó la impugnación administrativa a la nueva determinación de deuda el 5 de julio de 2022.

La Gerencia de la Sociedad, en concordancia con la opinión de los asesores legales internos y externos, considera que cuenta con sólidos fundamentos para revertir la posición del ARCA, por lo cual los Estados Financieros Consolidados al 30 de abril de 2026 no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 35 – COMPROMISOS

- En Nota 1 se detalla el compromiso de inversión de Capex con las provincias de: i) Río Negro en relación con el permiso de exploración sobre el área Cinco Saltos y con las Concesiones de explotación hidrocarburíferas de las áreas de Puesto Zúñiga, Loma Negra y La Yesera y ii) Chubut en relación con la Concesión de explotación hidrocarburífera del área Pampa del Castillo – La Guitarra.
- Con relación al propano comercial, los compromisos en el mercado local ascienden al 20% aproximadamente de la producción. En lo que respecta al gas butano comercial, actualmente no tenemos compromisos de entrega al mercado local. Se prevé exportar propano y butano durante todo el siguiente ejercicio en función del otorgamiento de los correspondientes permisos de exportación.
- El Prospecto y Suplemento de Precio que regulan la emisión y otros aspectos relacionados con las Obligaciones Negociables incluyen una serie de “covenants” y exigencias que debe cumplir la Sociedad y sus subsidiarias restringidas mientras las obligaciones estén en curso (ver Nota 30).
- En relación con la venta de energía eólica de Hychico, de acuerdo con el contrato firmado con CAMMESA, Hychico se había comprometido a entregar hasta un máximo de 361.755 MWh y CAMMESA a pagar dicha energía en los términos establecidos en el acuerdo, durante un plazo de 15 años (lo que ocurra primero) (ver Nota 39). Este contrato se terminó de cumplimentar en noviembre 2025. A partir de diciembre de 2025 Hychico comenzó a participar del MATER, vendiendo su producción de energía a clientes industriales, habiéndose comprometido a entregar 16.060 MWh a un precio promedio de US\$ 60,1 MWh en el período de mayo 2026 a abril 2027.
- En relación con el contrato suscripto entre E G WIND S.A. y CAMMESA, E G WIND se compromete a abastecer por 20 años (desde la habilitación comercial) la energía contratada por CAMMESA para cada año de producción, mientras que este último se compromete a adquirir o pagar la energía generada (ver Nota 40).
- En el marco de la Res 281/17, 4SOLAR celebró contratos de suministro de energía renovable en el MATER, donde espera una producción y venta de 38.520 MWh de energía a un precio promedio de US\$ 60,4 MWh en el período de mayo 2026 a abril 2027.
- En relación con el cómputo en tercios del ajuste por inflación fiscal positivo en los ejercicios finalizados al 30 de abril de 2024 y 2023, Capex asumió el compromiso de invertir un valor igual o superior a \$ 30.000 millones, en la compra, construcción, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de uso –excepto automóviles- lo cual fue cumplido (ver Nota 13).

NOTA 36 – PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD

La Sociedad está controlada por Compañías Asociadas Petroleras Sociedad Anónima (C.A.P.S.A.) que posee el 74,8% de las acciones de la Sociedad. Asimismo, Wild S.A. es la última sociedad controlante del Grupo con un 98,01% directa e indirectamente de las acciones de C.A.P.S.A.. El porcentaje restante de las acciones está en poder de accionistas que adquirieron su participación en el Mercado de Valores.

Las transacciones realizadas entre partes relacionadas se efectuaron como si fueran partes independientes y son las siguientes:

a) Transacciones realizadas con partes relacionadas

a.i.) Con la sociedad controlante

Las operaciones con la sociedad controlante C.A.P.S.A. fueron:

	30.04.2026	30.04.2025
Venta de energía eléctrica	2.624.251	462.434
Gastos correspondientes a C.A.P.S.A.	748.378	911.932
Venta de créditos fiscales	3.312.155	4.590.731
Venta de gas	17.250	-

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 36 - PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD (Cont.)

a.ii) *Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante*

Las operaciones con Interenergy Argentina S.A. fueron:

	30.04.2026	30.04.2025
Gastos correspondientes a Interenergy	-	240
Gastos correspondientes a Capex	(12.955)	

a.iii) *Con las sociedades controladas por las sociedades controlantes de la controlante:*

Las operaciones con Interflow S.A. fueron:

	30.04.2026	30.04.2025
Gastos correspondientes a Interflow S.A.	1.232	1.227

a.iv) *Con las sociedades vinculadas*

Las operaciones con Alparamis S.A. fueron:

	30.04.2026	30.04.2025
Venta de material de rezago	-	28.087
Alquileres de oficinas y cocheras	(2.153.345)	(2.017.507)

a.v) *Con los consorcios*

Las operaciones con Area Rio Negro Norte fueron:

	30.04.2026	30.04.2025
Servicios dirección y operación	8.972.742	6.713.024
Gastos prorrateables	1.696.720	1.424.857
Cargos por servicios administrativos indirectos	752.588	990.589
Reintegro de gastos	536.705	346.091
Aportes realizados	(28.069.872)	(26.018.383)
Distribuciones a los socios	4.335.372	5.606.740

Las operaciones con Lote IV La Yesera fueron:

	30.04.2026	30.04.2025
Servicios dirección y operación	1.177.501	1.207.724
Gastos prorrateables	219.204	325.478
Cargos por servicios administrativos indirectos	194.878	191.625
Reintegro de gastos	1.093	1.122
Aportes realizados	(3.672.969)	(17.304.682)
Distribuciones a los socios	494.864	1.200.375

a.vi) *Con las UTs*

Las operaciones con Capex-EDHPSA UT (Puesto Zúñiga) fueron:

	30.04.2026	30.04.2025
Servicios dirección y operación	2.063.657	2.084.011
Cargos por servicios administrativos indirectos	183.476	103.198
Reintegro de gastos	979	89.808
Aportes realizados	(7.807.755)	(15.453.774)
Distribuciones a los socios	1.525.180	1.660.715

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 36 - PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD (Cont.)

Las operaciones con Capex-Petrominera UT (Pampa del Castillo) fueron:

	30.04.2026	30.04.2025
Servicios dirección y operación	12.308.738	11.754.671
Cargos por servicios administrativos indirectos	3.231.598	4.870.980
Reintegro de gastos	495.175	349.499
Aportes realizados	(155.218.661)	(181.537.804)
Venta de gas	88.694	-
Venta de energía eléctrica	1.655.716	-
Distribuciones a los socios	27.319.773	31.971.861

Las operaciones con Capex-Trafigura UT (ADC) fueron:

	30.04.2026	30.04.2025
Ingresos por materiales	177.805	-
Reintegro de gastos	(17.325)	160.546
Aportes realizados	(2.044.904)	(13.964.738)
Distribuciones a los socios	257.783	1.128.882

Las operaciones con Capex-Trafigura Schlumberger UT (ADC) fueron:

	30.04.2026	30.04.2025
Reintegro de gastos	511.464	1.062.255
Aportes realizados	(35.284.379)	(27.485.669)
Distribuciones a los socios	5.492.746	5.544.688

b) Saldos al cierre con partes relacionadas

	30.04.2026		
	Otras cuentas por cobrar corrientes	Cuentas por cobrar comerciales corrientes	Cuentas por pagar comerciales corrientes
En moneda nacional			
Con la sociedad controlante:			
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	85.457	63.348	1
Consorcios / UTs:			
- Área Río Negro Norte	-	1.756.583	-
- Lote IV La Yesera	-	192.286	-
- Pampa del Castillo	-	1.401.102	-
- Puesto Zúñiga	-	349.474	-
Con las sociedades controladas por las sociedades controlantes de la controlante			
- Interenergy Argentina S.A.	-	-	5.532
Total en moneda nacional	85.457	3.762.793	5.533
En moneda extranjera			
Con la sociedad controlante:			
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	-	452.916	-
Consorcios / UT:			
- Área Río Negro Norte	56	-	-
- Puesto Zúñiga	-	25.536	-
Total en moneda extranjera	56	478.452	-

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 36 - PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD (Cont.)

	30.04.2025		
	Otras cuentas por cobrar corrientes	Cuentas por cobrar comerciales corrientes	Cuentas por pagar comerciales corrientes
En moneda nacional			
Con la sociedad controlante:			
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	82.666	-	-
Consortios / UT:			
- Área Río Negro Norte	-	75.599	-
- Lote IV La Yesera	-	-	4.671
- Pampa del Castillo	-	41	-
- ADC (Capex Trafigura UT)	-	-	5.287
- ADC (Capex Trafigura Schlumberger UT)	356.359	1.179.156	-
Con las sociedades controladas por las sociedades controlantes de la controlante:			
- Interflow S.A.	-	-	1.447
- Internergy Argentina S.A.	240	-	-
Total en moneda nacional	439.265	1.254.796	11.405
En moneda extranjera			
Consortios / UTs:			
- Área Río Negro Norte	-	103	-
- Lote IV La Yesera	-	12.988	-
- Puesto Zúñiga	-	-	401.317
Total en moneda extranjera	-	13.091	401.317

c) Remuneración del personal clave de la dirección

Las retribuciones devengadas a los miembros de la alta dirección en concepto de servicios laborales prestados (salarios y otras prestaciones) en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2026 y 2025, ascienden a \$ 7.346.549 y \$ 7.351.432, respectivamente.

Adicionalmente, al 30 de abril de 2026 y 2025 se devengaron \$ 360.000 y \$ 397.200 en concepto de honorarios a los directores titulares.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 37 – ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO

La presente información es presentada a los efectos de dar cumplimiento con las disposiciones establecidas por la CNV

Los tipos de cambio utilizados corresponden a los vigentes al 30 de abril de 2026 según el BNA.

Rubros	30.04.2026				30.04.2025
	Clase	Monto en miles de US\$	Cambio vigente \$	Monto en \$	Monto en \$ reexpresado
ACTIVO					
ACTIVO NO CORRIENTE					
Otras cuentas por cobrar					
Anticipos varios	US\$	11.346	1.382	15.680.741	17.052.282
Créditos a recuperar UT	US\$	6.501	1.382	8.984.947	8.208.756
Total del activo no corriente				24.665.688	25.261.038
ACTIVO CORRIENTE					
Otras cuentas por cobrar					
Anticipos varios	US\$	2.060	1.382	2.846.697	3.146.396
Créditos con partes relacionadas	US\$	-	1.382	56	-
Créditos a recuperar UT	US\$	2.884	1.382	3.985.840	4.630.610
Diversos	US\$	154	1.382	213.484	158.819
Cuentas por cobrar comerciales					
Por venta de petróleo y otros	US\$	22.689	1.382	31.356.534	24.774.768
Por venta de energía y otros	US\$	296	1.382	409.582	735.626
Créditos con partes relacionadas	US\$	346	1.382	478.452	13.091
Inversiones financieras a valor razonable					
Títulos públicos	US\$	11.456	1.382	15.832.637	15.724.602
Efectivo y equivalentes de efectivo					
Caja	US\$	1	1.382	1.585	8.818
Caja	€	3	1.619,70	4.175	4.492
Bancos	US\$	806	1.382	1.114.493	1.920.717
Inversiones financieras a costo amortizado	US\$	12	1.382	16.302	28.578
Inversiones financieras a valor razonable	US\$	38.653	1.382	53.418.745	1.159.055
Total del activo corriente				109.678.582	52.305.572
Total del activo				134.344.270	77.566.610

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 37 – ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO (Cont.)

Rubros	30.04.2026				30.04.2025
	Clase	Monto en miles de US\$	Cambio vigente \$	Monto en \$	Monto en \$
PASIVO					
PASIVO NO CORRIENTE					
Cuentas por pagar comerciales					
Provisiones varias	US\$	1.467	1.391	2.040.932	2.347.019
Deudas por arrendamiento	US\$	-	-	-	760.945
Deudas financieras					
Préstamos bancarios	US\$	111.180	1.391	154.651.380	16.352.163
Obligaciones Negociables Clase IV	US\$(1)	-	-	-	27.248.137
Obligaciones Negociables Clase V	US\$	70.801	1.391	98.483.635	182.724.577
Obligaciones Negociables Clase VI	US\$(1)	-	-	-	47.583.769
Obligaciones Negociables Clase VII	US\$(1)	36.781	1.381,09	50.797.852	57.052.502
Obligaciones Negociables Clase VIII	US\$	-	-	-	67.908.660
Obligaciones Negociables Clase X	US\$(1)	55.599	1.381,09	76.787.984	86.242.754
Obligaciones Negociables Clase XI	US\$	45.097	1.391	62.729.955	-
Obligaciones Negociables Clase XII	US\$	67.405	1.391	93.761.578	-
Total del pasivo no corriente				539.253.316	488.220.526
PASIVO CORRIENTE					
Cuentas por pagar comerciales					
Proveedores	US\$	14.716	1.391	20.469.986	21.598.647
Deudas con partes relacionadas	US\$	-	-	-	401.317
Provisiones varias	US\$	4.063	1.391	5.652.263	1.323.098
Anticipo de clientes	US\$	671	1.391	933.303	-
Deudas por arrendamiento	US\$	553	1.391	769.847	1.686.071
Deudas financieras					
Préstamos bancarios	US\$	14.006	1.391	19.482.152	48.781.057
Obligaciones Negociables III	US\$(1)	-	-	-	34.797.753
Obligaciones Negociables IV	US\$(1)	17.566	1.381,09	24.260.931	-
Obligaciones Negociables V	US\$	49.202	1.391	68.439.287	77.918.981
Obligaciones Negociables VI	US\$(1)	30.677	1.381,09	42.367.173	-
Obligaciones Negociables VIII	US\$	-	-	-	18.410
Obligaciones Negociables Clase XI	US\$	431	1.391	599.372	-
Obligaciones Negociables Clase XII	US\$	2.231	1.391	3.104.347	-
Total del pasivo corriente				186.078.661	186.525.334
Total del pasivo				725.331.977	674.745.860

(1) Si bien corresponde a obligaciones negociables a ser canceladas en pesos argentinos, considerando que la cláusula de actualización es el tipo de cambio al momento del pago (Tipo de cambio de referencia BCRA Comunicación "A" 3500), la Sociedad asimiló esta deuda a una deuda en moneda extranjera – dólar link (ver notas 30.b, c y e).

El tipo de cambio aplicado al 30 de abril de 2025 fue de US\$ 1 = \$ 1.161 y US\$ 1 = \$ 1.170 tipo de cambio comprador y vendedor, respectivamente, del Banco de la Nación Argentina

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 38 - RESERVAS DE GAS Y PETRÓLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE AUDITORÍA EMITIDO POR LOS AUDITORES INDEPENDIENTES)

Provincia del Neuquén

- Agua del Cajón

DeGolyer and MacNaughton, auditores internacionales independientes, realizaron una certificación de reservas del área Agua del Cajón al 30 de abril de 2026 teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en enero de 2052, con los siguientes valores:

Productos		Reservas				
		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas ⁽³⁾	No desarrolladas	Total		
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	2.771	573	3.344	875	1.086
LPG	Mton	228	175	403	239	297
Petróleo ⁽²⁾	Mbbl	4.952	40.915	45.867	53.313	66.137
	Mm ³	787	6.505	7.292	8.476	10.515

(1) expresado en 9.300 Kcal por m³.

(2) Incluye gasolina y condensado

(3) Incluye las reservas comprobadas desarrolladas por extensión del límite económico al considerar las reservas comprobadas totales

La Sociedad posee el 100% de dichas reservas, excepto por las correspondientes al PAD ADC-1050 donde Trafigura Argentina S.A. posee el 30% de las reservas de gas y petróleo por el plazo de 12 años hasta marzo del año 2036 y aquellas correspondientes a los PADs ADC-1060 y ADC-1076 donde Trafigura y Schlumberger Argentina S.A. poseen el 30% y 19%, respectivamente, de las reservas de gas y petróleo por el plazo de 12 años hasta abril del año 2037 y 2038, respectivamente.

Provincia del Chubut

- Bella Vista Oeste

DeGolyer and MacNaughton, auditores internacionales independientes, realizaron una certificación de reservas del área Bella Vista Oeste al 30 de abril de 2026 teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en febrero de 2045, con los siguientes valores:

Productos		Reservas				
		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Petróleo	Mbbl	5.153	1.560	6.713	2.393	2.503
	Mm ³	819	248	1.067	380	398

La Sociedad posee el 100% de dichas reservas.

- Pampa del Castillo

DeGolyer and MacNaughton, auditores internacionales independientes, realizaron una certificación de reservas del área Pampa del Castillo al 30 de abril de 2026 teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en octubre de 2046, con los siguientes valores:

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 38 - RESERVAS DE GAS Y PETRÓLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE AUDITORÍA EMITIDO POR LOS AUDITORES INDEPENDIENTES) (Cont.)

Productos		Reservas				
		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Petróleo	Mbbl	16.920	7.139	24.059	7.954	11.972
	Mm ³	2.690	1.135	3.825	1.265	1.903

La Sociedad posee el 95% de participación en la concesión que posee dichas reservas.

Provincia de Río Negro

- Loma Negra

DeGolyer and MacNaughton, auditores internacionales independientes, realizaron una certificación de reservas del área Loma Negra al 30 de abril de 2026 teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en febrero de 2034, con los siguientes valores:

Productos		Reservas				
		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Gas	MMm ³ (1)	904	240	1.144	444	445
Petróleo (2)	Mbbl	3.810	1.040	4.850	2.154	2.309
	Mm ³	606	165	771	342	367

(4) expresado en 9.300 Kcal por m³.

(5) Incluye gasolina y condensado

La Sociedad posee una participación del 37,5% de dichas reservas. En Nota 1 a los Estados Financieros Consolidados se describe el acuerdo firmado con el IFC el 17 de abril de 2026 para la adquisición de la participación del 15% que dicha entidad posee en el área, cuya concreción se encuentra sujeta a la aprobación de la autoridad provincial. De concretarse la operación el porcentaje de participación de la Sociedad en el área pasará del 37,5% al 52,5%.

- La Yesera

DeGolyer and MacNaughton, auditores internacionales independientes, realizaron una certificación de reservas del área La Yesera al 30 de abril de 2026 teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en agosto de 2037, con los siguientes valores:

Productos		Reservas				
		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Gas	MMm ³ (1)	112	138	250	53	153
Petróleo (2)	Mbbl	925	1.158	2.083	571	1.239
	Mm ³	147	184	331	91	197

(1) expresado en 9.300 Kcal por m³.

(2) Incluye gasolina y condensado

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 38 - RESERVAS DE GAS Y PETRÓLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE AUDITORÍA EMITIDO POR LOS AUDITORES INDEPENDIENTES) (Cont.)

La Sociedad posee una participación del 37,5% de dichas reservas y respecto de las reservas asociadas a los pozos LY-1002 y LY-1003, posee el 72,5%. En Nota 1 a los Estados Financieros Consolidados se describe el acuerdo firmado con el IFC el 17 de abril de 2026 para la adquisición de la participación del 15% que dicha entidad posee en el área, cuya concreción se encuentra sujeta a la aprobación de la autoridad provincial. De concretarse la operación la participación de la Sociedad en el área pasará del 37,5% al 52,5% y para las reservas asociadas a los pozos LY-1002 y LY-1003 pasará del 72,5% al 87,5%.

- Puesto Zúñiga

DeGolyer and MacNaughton, auditores internacionales independientes, realizaron una certificación de reservas del área Puesto Zúñiga al 30 de abril de 2026 teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en 2047, con los siguientes valores:

Productos		Reservas				
		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	763	261	1.024	499	1.639
Petróleo ⁽²⁾	Mbbl	615	201	816	396	1.290
	Mm ³	98	32	130	63	205

(1) expresado en 9.300 Kcal por m³.

(2) Incluye gasolina y condensado

La Sociedad posee una participación del 90% de dichas reservas. En Nota 1 a los Estados Financieros Consolidados se describe el acuerdo firmado con EDHIPSA el 29 de abril de 2026 para la adquisición de la participación del 10% que dicha entidad posee en el área, cuya concreción se encuentra sujeta a la aprobación de la autoridad provincial. De concretarse la operación el porcentaje de participación de la Sociedad en el área pasará del 90% al 100%.

Las reservas comprobadas desarrolladas al 30 de abril de 2026, calculadas en función de las reservas certificadas y teniendo en cuenta la participación de la Sociedad en cada una de las áreas, sin considerar los incrementos en las participaciones por las adquisiciones en Loma Negra, La Yesera y Puesto Zúñiga mencionadas, ascienden a:

		Agua del Cajón	Bella Vista Oeste	Loma Negra (37,5%)	La Yesera (37,5% o 72,5%)	Pampa del Castillo (95%)	Puesto Zúñiga (90%)	Total
Gas ⁽³⁾	MMm ³ ⁽¹⁾	3.046	-	339	74	-	686	4.145
Petróleo ⁽²⁾	Mbbl	3.988	5.153	1.429	614	16.072	555	27.811
	Mm ³	634	819	227	98	2.555	88	4.421

(1) expresado en 9.300 Kcal por m³.

(2) Incluye gasolina y condensado

(3) Incluye LPG

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 39 - NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS

a) Negocio de Hychico

Hychico S.A. se constituyó el 28 de septiembre de 2006, siendo su actividad principal la generación de energía eléctrica y la producción de hidrógeno y oxígeno.

Hychico decidió iniciar el desarrollo de dos proyectos que involucran, por una parte, la construcción de un parque eólico y, por la otra, la construcción de una planta para la producción de hidrógeno y oxígeno, por medio del proceso de electrólisis.

Parque Eólico Diadema

El proyecto eólico fue iniciado en la Patagonia Argentina debido a la abundancia del recurso eólico en particular y de otros recursos, como amplia superficie disponible con baja densidad demográfica, mano de obra calificada e infraestructura vial, que permitirían 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.

Hychico inició en diciembre del 2006 la medición de vientos con tres torres emplazadas aproximadamente a 20 km (kilómetros) de la ciudad de Comodoro Rivadavia, Provincia del Chubut, y una torre en la localidad de Colonia Presidente Luis Sáenz Peña, Provincia de Santa Cruz. Las torres de medición tienen 50 metros de altura, con mástiles fabricados en Argentina y aprobados por la Comisión Nacional de Comunicaciones. La instalación de las mismas ha sido aprobada por auditores internacionales y los anemómetros cuentan con certificados de calibración emitidos por laboratorios reconocidos internacionalmente.

El Parque Eólico Diadema I (PED I) está compuesto por 7 aerogeneradores ENERCON E-44 con una potencia nominal de 0,9 MW (megavatio) cada uno, totalizando una potencia instalada de 6,3 MW y están localizados en la zona donde se realizaron las mediciones citadas en el párrafo precedente. Cada aerogenerador está conectado a través de cables subterráneos y líneas aéreas a la Estación Transformadora Diadema, a través de una línea de transmisión de 33 KV (kilovoltios) con una longitud de 5,7 km. La inversión total fue de aproximadamente US\$ 17 millones.

Hychico fue autorizada como agente generador del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para su PED I, mediante Resolución de la Secretaría de Energía de la Nación (SE) N° 424/10. En diciembre de 2011 comenzó la operación comercial del PED I.

En marzo de 2012, en cumplimiento de lo instruido en la nota de la SE N° 1205/12, se firmó el contrato de abastecimiento al MEM a partir de fuentes renovables por un plazo de 15 años o un máximo de generación de 361.755 MWh, lo que ocurra primero, en el marco de la Resolución SE N° 108/11.

A partir de diciembre de 2025 la energía está siendo vendida en el MATER.

Planta de Hidrógeno y Oxígeno

En diciembre de 2008 se inauguró la planta para la producción de hidrógeno y oxígeno, por medio del proceso de electrólisis, la cual posee una capacidad de producción anual de 850.000 Nm³ (normal metros cúbicos) de hidrógeno y 425.000 Nm³ de 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. 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.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 39 - NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS (Cont.)

En función del acuerdo de servicio de fasón a largo plazo firmado con Compañías Asociadas Petroleras Sociedad Anónima (CAPSA) en mayo de 2009, a partir del 1 de marzo de 2009 comenzó su etapa preoperativa, generándose energía eléctrica de manera no constante. En cuanto al oxígeno, en noviembre de 2008 Hychico firmó un contrato con Air Liquide Argentina S.A. para el suministro de oxígeno, el cual comenzó a despachar a partir de junio de 2009.

La planta de hidrógeno y oxígeno inició su actividad operativa en mayo de 2010 y por lo tanto comenzó en dicha fecha con la depreciación de los bienes de uso y la amortización de los activos intangibles relacionados con el proyecto.

b) Aerogeneradores

Contrato de Operación, Mantenimiento y Asistencia Técnica

En junio de 2008 se firmó con la firma Wobben Windpower Industria y Comercio Ltda. (Wobben), proveedora de los siete aerogeneradores instalados en el Parque Eólico, un contrato por el cual esta última se hacía cargo desde la puesta en marcha de la operación, mantenimiento y asistencia técnica de los aerogeneradores por un período de seis años con dos opciones de prórroga de dos años cada una. El mismo incluía una cláusula en la cual, ante la indisponibilidad operacional de los aerogeneradores, Wobben debía compensar a Hychico por tal pérdida. En diciembre de 2011 comenzó a operar este contrato. En noviembre de 2011 se firmó una enmienda a dicho contrato, el cual fue cedido a la filial argentina Wobben Windpower Argentina S.R.L. con una garantía corporativa provista por la casa matriz con sede en Alemania.

El 21 de abril de 2022 se firmó con Enercon Argentina S.R.L. un nuevo contrato por cuatro años hasta el 21 de abril de 2026, con opción de prórroga a cuatro años adicionales divididos en dos períodos de dos años cada uno.

c) Contrato de abastecimiento de oxígeno

En noviembre de 2008 Hychico formalizó el Contrato de Abastecimiento de Oxígeno con Air Liquide Argentina S.A. (ALASA), con una duración de 4 años a partir del 1 de junio de 2009 (fecha de la firma del acta de inicio de operación comercial de la planta), el cual dispone que ALASA es responsable del diseño, supervisión del montaje y la construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento del sistema de despacho de oxígeno e Hychico estará a cargo de la construcción del mismo, de acuerdo con el diseño, instrucciones y supervisión de ALASA.

Desde entonces se han formalizado extensiones al acuerdo comercial y operativo.

En el contrato vigente se fijó un precio base para el oxígeno envasado de alta pureza el cual se ajusta en forma mensual indexado en función del promedio de los 3 meses inmediatos anterior a la fecha de entrega, teniendo en cuenta el precio monómico de la energía, el índice de precios mayoristas (IPIM) y la variación de la cotización del dólar; asimismo se prevé un volumen de oxígeno a suministrar en forma mensual, con una cláusula de "Take or Pay" (Tome o Pague) a cargo de ALASA.

Con fecha 23 de diciembre de 2022 las partes acordaron prorrogar la vigencia del plazo del contrato por un período adicional de un año, contado a partir del 1 de octubre de 2022 y con vencimiento el 30 de septiembre de 2023. Con fecha 26 de marzo de 2024, las partes firmaron una nueva prórroga con vigencia del plazo del contrato por un período adicional de un año, contado a partir del 1 de octubre de 2023 y con vencimiento el 30 de septiembre de 2024. Asimismo, con fecha 4 de julio de 2025, las partes firmaron una nueva prórroga con vigencia del plazo del contrato por un período adicional de un año, contado a partir del 1 de octubre de 2024 y con vencimiento el 30 de septiembre de 2025, prorrogable de común acuerdo por un período igual. Las partes decidieron de común acuerdo prorrogar el contrato mientras se encuentran negociando uno nuevo.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 39 - NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS (Cont.)

d) Contrato de abastecimiento del mercado eléctrico mayorista a partir de fuentes renovables

La energía generada en el PED I, desde su puesta en marcha en diciembre de 2011 hasta marzo 2012, ha sido vendida al MEM, de acuerdo con las regulaciones vigentes, a precio spot.

En marzo del 2012 la SE instruyó mediante Nota 1205/12 la firma del Contrato de Abastecimiento al MEM a partir de Fuentes Renovables entre CAMMESA e Hychico, en el marco de la Resolución SE N° 108/11, para la comercialización de la energía generada por el PED.

La potencia contratada era de 6,3 MW y CAMMESA se comprometía a adquirir hasta un máximo de 361.755 MWh, durante la vigencia del contrato. Los excedentes de energía en cada hora por encima de la potencia contratada serían comercializados en el mercado SPOT o a través de contratos con agentes del MEM y no serían contabilizados a los efectos del cálculo de la energía contratada.

El precio de la energía suministrada se fijó en U\$/MWh 115,896, constante durante la vigencia del contrato y se remuneraba la energía efectivamente entregada a la red hasta un valor máximo igual a la cantidad de energía máxima establecida para la hora, al precio mencionado. La potencia no se remuneraba. Se reintegraba una fracción de los costos fijos por la operación de las máquinas comprometidas en el MEM, los cuales eran determinados en base a la información publicada en el Documento de Transacción Económica (DTE) del mes correspondiente, que emite CAMMESA.

Hacia fines del mes de noviembre de 2025 se cumplió con la entrega de 361.755 MWh acordados en el contrato de Abastecimiento al MEM a partir de Fuentes Renovables con CAMMESA. A partir del mes de diciembre de 2025, y por disposición de la Resolución 5/2025 (ver Nota 2), el PED I ingresó al MATER con prioridad de despacho, la cual deberá pagar trimestralmente durante dos años, habilitando a Hychico a firmar acuerdos con grandes usuarios, acordando la entrega del total de su generación a un precio promedio aproximado de U\$/MWh 60,1.

e) Acuerdo de servicio de fasón a largo plazo con CAPSA

En mayo de 2009 se firmó el Acuerdo de Servicio de Fasón a Largo Plazo entre Hychico y CAPSA por medio del cual ésta entrega a la Sociedad, sin costo, hasta un máximo de 7.000 m³/d (metros cúbicos diarios) de gas natural a 9.300 kcal/Nm³ (kilo caloría por normal metro cúbico), que, junto con un porcentaje menor de hidrógeno agregado por la Sociedad, es utilizado como insumo en la planta de generación de energía eléctrica a razón de 1 MW/h (megavatio por hora) por cada 270 m³ de gas natural; la energía eléctrica así generada es entregada a CAPSA en el punto de conexión eléctrica establecido en el contrato.

El plazo de vigencia es de dieciocho (18) años a contar desde la fecha de inicio del suministro (mayo de 2009).

A partir de noviembre de 2014 se estableció un precio variable en función de una fórmula de ajuste mensual, renegociándose el mismo al vencimiento de cada año calendario

NOTA 40 – NEGOCIO E G WIND - PARQUE EÓLICO DIADEMA II

Capex S.A presentó el proyecto Parque Eólico Diadema II en el programa RenovAr Ronda 2.0 y resultó adjudicado el 19 de diciembre de 2017 mediante la Res 488/2017 del Ministerio de Energía. 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 periodo 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 Parque Eólico Diadema II. Con motivo de dicha adjudicación la sociedad obtuvo beneficios fiscales nacionales previstos en el programa RenovAr Ronda 2.0 y beneficios fiscales provinciales en la provincia de Chubut en el marco del régimen de promoción de fuentes de energías renovables.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 40 – NEGOCIO E G WIND - PARQUE EÓLICO DIADEMA II (Cont.)

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. Hasta tanto no se realice la obra de ampliación de la capacidad de transporte eléctrico en la zona, que forma parte del Plan Federal de Transporte Eléctrico y que por el momento no cuenta con fecha cierta de ejecución, existirán restricciones en la generación. El contrato de venta de energía firmado con CAMMESA (PPA), establece como mecanismo de compensación a dichas restricciones, una cláusula de “Take or pay”.

NOTA 41 – NEGOCIO 4SOLAR - PARQUE SOLAR “LA SALVACION”

Con fecha 10 de noviembre de 2023, Capex adquirió el 95% de las acciones de la sociedad 4SOLAR S.A. e Hychico el 5% restante. La actividad principal de la sociedad es el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables.

4SOLAR llevó a cabo la construcción de un parque solar llamado “La Salvación” en San Luis, obteniendo en el mes de junio de 2025 la habilitación comercial de su 50% de capacidad de generación y en el mes de julio su habilitación total. Dicha central genera energía eléctrica a partir de la irradiación solar como fuente de energía renovable. La energía generada es evacuada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y su comercialización se realiza mediante la celebración de Contratos de Abastecimiento en el MATER previsto en el MEM. Actualmente, se cuenta con contratos de provisión por un plazo promedio de 5 años firmados con Arcos Dorados S.A., Sika Argentina S.A.I.C., Autobat S.A. e Interpack S.A., entre otras.

El Parque Solar La Salvación se encuentra ubicado a 15 km de la localidad de Quines, provincia de San Luis. El mismo tiene una potencia de 20 MW y está 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 ocupa una superficie aproximada de 49 hectáreas.

La energía generada es inyectada en el SADI en el PDI 5093: LÍNEA 33 KV QUINES – SANTA ROSA, perteneciente a EDESAL. La operación del parque solar es llevada a cabo acatando todas las normativas técnicas, ambientales y legales vigentes, lo que implica la implementación de un Sistema de Gestión Ambiental basado en norma ISO 14.001.

4SOLAR obtuvo de parte de CAMMESA las asignaciones de “prioridad de despacho” en el MATER, para los futuros proyectos de su propiedad hasta 20 MW, lo cual significa que en el caso de restricciones de transporte que no permitan despachar la totalidad de la energía renovable, las centrales con prioridad despachan primero y por lo tanto, CAMMESA restringe proporcionalmente a las centrales sin prioridad.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 42 – PARTICIPACIÓN EN OPERACIONES CONJUNTAS – RESUMEN DE LA SITUACION FINANCIERA

Los activos y pasivos y el costo de producción, antes del porcentaje de participación, al 30 de abril de 2026 y 2025 de las operaciones conjuntas en los que participa la Sociedad se detallan a continuación:

Consortio Participación	Loma Negra ⁽²⁾ 37,50%		La Yesera 37,50% o 72,5% ⁽²⁾		Pampa del Castillo 95%	
	30.04.2026	30.04.2025	30.04.2026	30.04.2025	30.04.2026	30.04.2025
Activo no corriente (1)	665.728.615	602.610.686	86.538.172	82.690.082	726.278.448	649.167.180
Activo corriente	7.471.718	10.061.370	1.503.853	2.150.948	11.885.910	14.203.867
Total activo	673.200.333	612.672.056	88.042.025	84.841.030	738.164.358	663.371.047
Pasivo corriente	27.772.351	36.014.165	3.969.724	4.145.910	(1.369.062)	12.993.198
Total pasivo	27.772.351	36.014.165	3.969.724	4.145.910	(1.369.062)	12.993.198

	30.04.2026	30.04.2025	30.04.2026	30.04.2025	30.04.2026	30.04.2025
Costos de producción (1)	(37.790.937)	(32.891.238)	(6.159.881)	(6.857.692)	(81.305.040)	(102.143.760)

UT Participación	Puesto Zúñiga ⁽²⁾ 90%		UT Capex-Trafigura ADC 70%		UT Capex-Trafigura-Schlumberger ADC 51%	
	30.04.2026	30.04.2025	30.04.2026	30.04.2025	30.04.2026	30.04.2025
Activo no corriente (1)	87.704.230	83.470.255	149.650.525	116.863.525	101.195.844	82.115.949
Activo corriente	1.102.151	1.651.094	1.139.513	3.015.972	1.254.537	98.375
Total activo	88.806.381	85.121.349	150.790.038	119.879.497	102.450.381	82.214.324
Pasivo corriente	3.806.960	1.490.255	134.599	2.649.766	2.023.580	40.619.864
Total pasivo	3.806.960	1.490.255	134.599	2.649.766	2.023.580	40.619.864

	30.04.2026	30.04.2025	30.04.2026	30.04.2025	30.04.2026	30.04.2025
Costos de producción (1)	(5.441.886)	(6.234.185)	-	-	-	-

(1) No incluyen cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo ya que los mismos, en caso de existir, son estimados y registrados por los socios participantes de las UTs y los Consorcios.

(2) Ver Nota 1

Acuerdo con Trafigura Argentina S.A.

Con fecha 4 de julio de 2023, la Sociedad 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 en consecuencia tendrá el derecho a la producción resultante de los mismos durante 12 años.

Asimismo, en conexión con dicho contrato, la Sociedad celebró con Trafigura otros contratos, entre ellos, un *Joint Operating Agreement* y un contrato de Unión Transitoria. En virtud de dichos contratos, Trafigura abonará a la Sociedad ciertos montos relacionados con el acceso a aquellos pozos en los que participe, un royalty por su producción, y costos de operación.

Con fecha 7 de septiembre de 2023 se inscribió la Unión Transitoria "Capex S.A.-Trafigura Argentina S.A. – Área Agua del Cajón – Unión Transitoria" en la Inspección General de Justicia.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 42 – PARTICIPACIÓN EN OPERACIONES CONJUNTAS – RESUMEN DE LA SITUACION FINANCIERA (Cont.)

En el mes de febrero de 2024 se concluyó la terminación del PAD de 4 pozos horizontales de entre 2.500 y 2.800 metros (PAD-1050) en el área Agua del Cajón con buenos resultados.

Acuerdo con Schlumberger Argentina S.A. y Trafigura Argentina S.A.

El 21 de noviembre de 2024 se firmó el “Asset Technical Collaboration Agreement” entre Capex y Schlumberger Argentina S.A. (Schlumberger), para el desarrollo de hidrocarburos en la formación Vaca Muerta.

En virtud del Acuerdo, Schlumberger asumió el compromiso de participar en el desarrollo de 4 pozos junto con la Sociedad y Trafigura, y tendrá el derecho, durante 30 meses, a participar en hasta 8 pozos adicionales, para lo cual aportará el 19% de la inversión de los pozos en los que participe mediante la prestación de servicios y, en consecuencia, tendrá derecho al 19% de la producción resultante de los mismos durante 12 años.

Adicionalmente, con este acuerdo, se suscribió un “Asset Management Agreement” y un contrato de Unión Transitoria de Empresas denominada “Capex – Trafigura – SLB – UT Agua del Cajón”, con la participación de la Sociedad en un 51%, Trafigura en un 30% y Schlumberger en un 19%.

Hacia fines del mes de abril de 2025 se finalizó con la perforación y terminación de los 4 pozos horizontales correspondientes al PAD 1060, con una longitud de entre 2800 y 3200 metros de rama lateral, y la totalidad de las etapas de estimulación hidráulica, según el programa estipulado.

NOTA 43 – CAPITAL DE TRABAJO NEGATIVO

Al 30 de abril de 2026, el Grupo presenta un capital de trabajo negativo de aproximadamente \$ 55.595 millones, explicado principalmente por las obligaciones financieras exigibles en los próximos doce meses. Esta situación es característica de industrias de capital intensivo, como es la industria de petróleo y gas, en la cual es necesario realizar inversiones significativas en las etapas iniciales (como la perforación y desarrollo de pozos), mientras que los ingresos asociados son generados gradualmente a lo largo del tiempo. Adicionalmente, conforme a las normas contables vigentes, las reservas probadas desarrolladas no pueden reconocerse como activos corrientes, lo que impide reflejar en los estados financieros una parte sustancial del valor económico del negocio. Por otra parte, el desarrollo de los Parques Eólico Diadema II y el Solar “La Salvación” también requirieron de una inversión de capital inicial para su construcción.

En este contexto, la existencia de capital de trabajo negativo representa una condición estructural propia del sector. La Gerencia, sobre la base de su conocimiento del negocio, de las proyecciones operativas, de los flujos de caja esperados, de las líneas de crédito disponibles y del acceso a los mercados de deuda, considera que el Grupo cuenta con la capacidad para afrontar sus compromisos de corto plazo, manteniéndose esta dinámica como parte del funcionamiento habitual de la Compañía.

NOTA 44 – HECHOS POSTERIORES

No se han producido hechos posteriores.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



RESEÑA INFORMATIVA

REFERIDA A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE CAPEX S.A. AL 30 DE ABRIL DE 2026

(cifras expresadas en miles de pesos)

a) Consideraciones acerca de los resultados integrales y la situación financiera consolidada al 30 de abril de 2026 (información no cubierta por el informe de auditoría sobre los estados financieros consolidados emitido por los auditores independientes)

Estados de resultados integrales consolidados

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Ingresos por ventas	600.893.792	538.868.311	62.025.481	11,5%
Costo de ventas	(401.129.811)	(397.875.108)	(3.254.703)	-0,8%
Resultado bruto	199.763.981	140.993.203	58.770.778	41,7%
Gastos de comercialización	(98.358.521)	(95.239.699)	(3.118.822)	-3,3%
Gastos de administración	(39.079.005)	(40.033.706)	954.701	2,4%
Otros egresos operativos netos	(66.632)	(39.838.115)	39.771.483	99,8%
Resultado operativo	62.259.823	(34.118.317)	96.378.140	282,5%
Ingresos financieros	27.694.295	43.207.498	(15.513.203)	-35,9%
Costos financieros	(210.298.423)	(258.433.788)	48.135.365	18,6%
Otros resultados financieros RECPAM	181.414.976	219.164.041	(37.749.065)	-17,2%
Resultados financieros, neto	(1.189.152)	3.937.751	(5.126.903)	-130,2%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	61.070.671	(30.180.566)	91.251.237	302,4%
Impuesto a las ganancias	(15.201.018)	64.155.571	(79.356.589)	-123,7%
Resultado neto del ejercicio	45.869.653	33.975.005	11.894.648	35,0%
Otros resultados integrales				
Otros resultados integrales sin imputación futura a resultados	(18.098.821)	(25.285.249)	7.186.428	28,4%
Resultado integral del ejercicio	27.770.832	8.689.756	19.081.076	219,6%

A los efectos de analizar las variaciones, deberá tenerse en cuenta que los saldos al 30 de abril de 2025 que se exponen surgen de reexpresar los importes de los saldos a dicha fecha en moneda homogénea del 30 de abril de 2026, siguiendo los lineamientos detallados en la Nota 3 de los estados financieros consolidados al 30 de abril de 2026.

La evolución comparativa de los resultados al 30 de abril de 2026 con respecto al 30 de abril de 2025 fue la siguiente:

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISIÓN FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

- El Resultado Operativo ascendió a una ganancia de \$ 62.259.823 en comparación con una pérdida de \$ 34.118.317 registrada en el ejercicio anterior, lo que representa una mejora de \$ 96.378.140. Esta evolución favorable se explica principalmente por el incremento del resultado bruto, impulsado por el aumento de los ingresos por ventas, especialmente en el segmento de energía, y por una mejora en la relación entre el costo de ventas y los ingresos.

En particular, el segmento de energía registró una mejora significativa como consecuencia del incremento de los ingresos asociados a la CT ADC, en el marco del nuevo esquema de remuneración establecido por la Res.400/2025, que desde noviembre de 2025 incorpora en la remuneración reconocida por CAMMESA el costo variable de producción de gas consumido para la generación térmica. Este cambio generó un incremento tanto en los ingresos de energía como en los costos por la adquisición de gas, logrando una mejora en los márgenes.

Asimismo, contribuyeron favorablemente el mayor volumen de energía eólica vendido y la incorporación de ingresos por energía solar a partir de la habilitación comercial en forma total del Parque Solar La Salvación en julio de 2025.

En el segmento de petróleo y gas, si bien los ingresos por ventas de petróleo disminuyeron principalmente por menores precios promedio de venta, dicho efecto fue parcialmente compensado por los mayores volúmenes vendidos y por el incremento de las ventas de gas. Si bien durante el último trimestre del ejercicio el precio internacional del crudo experimentó un incremento significativo, impulsado por los conflictos internacionales que impactó favorablemente en las ventas de ese período, el precio promedio del ejercicio, expresado en moneda homogénea, fue inferior al del ejercicio anterior, lo que explica la disminución observada en la comparación interanual. Adicionalmente, la comparación entre ambos ejercicios se vio beneficiada por la ausencia, en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026, de la desvalorización de la UGE vinculada con las áreas convencionales Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste registradas en el ejercicio anterior.

- El Resultado Neto del ejercicio ascendió a una ganancia de \$ 45.869.653 en comparación con una ganancia de \$ 33.975.005 registrada en el ejercicio anterior, lo que representa un incremento de \$ 11.894.648. La mejora del resultado neto se explica principalmente por la evolución favorable del resultado operativo. No obstante, dicho efecto fue parcialmente compensado por el deterioro del resultado financiero neto y por la variación negativa del impuesto a las ganancias. Los resultados financieros netos pasaron de una ganancia de \$ 3.937.751 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 a una pérdida de \$ 1.189.152 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026. Esta variación se originó principalmente en menores ingresos financieros, asociados a una menor ganancia por diferencia de cambio, y en una disminución del resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda, en línea con la menor inflación registrada en el ejercicio. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores costos financieros, principalmente por menores pérdidas por diferencia de cambio, producto de la menor variación nominal del tipo de cambio del dólar estadounidense respecto del peso entre ambos ejercicios.

Asimismo, el impuesto a las ganancias pasó de una ganancia de \$ 64.155.571 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 a una pérdida de \$ 15.201.018 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026, generando una variación negativa de \$ 79.356.589, explicada por el impuesto determinado del ejercicio y por la evolución del impuesto diferido.

- Los Otros Resultados Integrales sin imputación futura a resultados totalizaron una pérdida de \$ 18.098.821 en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026, en comparación con una pérdida de \$ 25.285.249 registrada en el ejercicio anterior. Estos resultados impactan en la reserva por revaluación de activos y se presentan expresados en moneda homogénea. La menor pérdida registrada en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026 se explica por el efecto de la revaluación, neta del ajuste por inflación y del efecto impositivo, de aquellos bienes incluidos en el rubro Propiedad, planta y equipo para los cuales el Grupo aplica la política de valores razonables. En particular, la variación entre ejercicios refleja que la brecha entre la inflación acumulada y la depreciación del peso frente al dólar estadounidense fue inferior a la observada en el ejercicio anterior.

El resultado integral al 30 de abril de 2026 ascendió a una ganancia de \$ 27.770.832 en comparación con la ganancia de \$ 8.689.756 registrada en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISIÓN FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Ingresos por ventas

Producto	30/04/26	30/04/25	Variación	
Energía				
Energía CT ADC ⁽¹⁾	200.691.585	141.755.067	58.936.518	41,6%
Energía eólica	11.962.350	10.567.796	1.394.554	13,2%
Energía solar	4.220.068	-	4.220.068	-
Servicio de fason de energía eléctrica	577.099	462.434	114.665	24,8%
Petróleo	343.547.684	354.414.774	(10.867.090)	-3,1%
Gas	17.647.363	9.653.730	7.993.633	82,8%
Propano	12.906.621	13.041.924	(135.303)	-1,0%
Butano	7.429.135	6.711.256	717.879	10,7%
Oxígeno	343.991	313.704	30.287	9,7%
Servicios	1.567.896	1.947.626	(379.730)	-19,5%
Total	600.893.792	538.868.311	62.025.481	11,5%

⁽¹⁾ Incluye la remuneración por la generación de energía, la remuneración reconocida por CAMMESA por el gas propio consumido en la CT ADC hasta el 31 de octubre de 2025 y la remuneración por el gas consumido reconocido como costo variable de producción en la tarifa a partir de noviembre de 2025. (ver Nota 6 a los Estados financieros consolidados).

Los ingresos por ventas al 30 de abril de 2026 aumentaron un 11,5% con respecto al 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 \$ 58.936.518, representando un aumento del 41,6%, pasando de \$ 141.755.067 al 30 de abril de 2025 a \$ 200.691.585 al 30 de abril de 2026.

Estos ingresos por ventas están asociados a la remuneración por la generación de energía, a la remuneración reconocida por CAMMESA por el gas propio consumido en la CT ADC hasta el 31 de octubre de 2025 y por el gas consumido reconocido como costo variable de producción en la tarifa a partir de noviembre de 2025.

Esta variación se ve influenciada por el cambio de normativa, ya que desde noviembre de 2025 la Res SE 400/2025 estableció un nuevo esquema de remuneración, incluyendo en la remuneración abonada por CAMMESA tanto la remuneración por generación como el costo variable de producción del gas. Este nuevo esquema implica el reconocimiento del costo del gas adquirido a terceros para la generación térmica en el rubro Costo de ventas - Adquisición de gas, mientras que con la normativa anterior (hasta octubre de 2025) el gas provisto por CAMMESA para la generación no era incluido en la tarifa y por lo tanto tampoco en el costo de ventas.

Por lo mencionado, a partir de noviembre de 2025 se ha generado un incremento en los ingresos por energía y en los costos por adquisición de gas.

Los ingresos por ventas de energía eólica medidos en pesos aumentaron en \$ 1.394.554, representando una variación del 13,2%, pasando de \$ 10.567.796 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 a \$ 11.962.350 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026. Este aumento se debió al incremento del 23,8% en la cantidad de GWh vendidos compensado por una disminución del 8,5% en el precio de venta en pesos. El aumento del volumen vendido en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026 se debió fundamentalmente a que en el ejercicio anterior la producción se vio afectada por el temporal de nieve ocurrido en la zona del Golfo de Comodoro Rivadavia a mediados de junio de 2024, lo que impactó en el normal funcionamiento de los parques PED I y II.

Adicionalmente, 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 parque en la zona y las restricciones en 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 \$ 91.924,8 y \$ 100.511,8 por GWh al 30 de abril de 2026 y 2025. El precio por MWh acordado

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISIÓN FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

en el contrato con CAMMESA para el PED II es de US\$ 40,27. Respecto del PED I, el precio acordado con CAMMESA era de US\$ 115,896 por MWh hasta el mes de noviembre de 2025, fecha en la cual Hychico cumplió con la entrega del volumen acordado con CAMMESA bajo el contrato de PPA. En consecuencia, a partir de esta fecha, Hychico quedó habilitada a operar en el MATER, habilitándola a firmar acuerdos con grandes usuarios a través de este mercado. A la fecha de los presentes estados financieros, Hychico ha acordado la entrega del total de su generación a un precio promedio aproximado de U\$S/MWh 60,1 a través de contratos de ventas en el MATER.

Respecto del nivel de restricciones observado en los últimos meses es de esperar 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.

En el mes de julio de 2025 entró en operación el Parque Solar La Salvación ubicado en la localidad de Quines, Provincia de San Luis, con una potencia total instalada de 20 MWh. Este parque solar posee prioridad de despacho en el MATER y la mayor parte de su generación se encuentra vendida a través de contratos con Grandes Usuarios en el MATER a un precio promedio de US\$ 60 por MWh. Los ingresos por ventas de energía solar ascendieron a \$ 4.220.068 debido a la venta de 44,6 GWh.

b) Servicio de fásón de energía eléctrica:

El servicio de fásón para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno medido en pesos aumentó en \$ 114.665, o un 24,8%, pasando de \$ 462.434 al 30 de abril de 2025 a \$ 577.099 al 30 de abril de 2026. Este aumento se produce por un mayor volumen vendido en un 18,7%, debido a que en el ejercicio anterior la producción se vio afectada por el temporal de nieve ocurrido en la zona del Golfo de Comodoro Rivadavia a mediados de junio de 2024, que afectó el funcionamiento normal de la planta.

c) Petróleo:

	30/04/2026	30/04/2025	Variación	
Mercado local	118.368.098	179.128.898	(60.760.800)	-33,9%
Mercado externo	225.179.586	175.285.876	49.893.710	28,5%
Total	343.547.684	354.414.774	(10.867.090)	-3,1%

Los ingresos por ventas de petróleo al 30 de abril de 2026 disminuyeron en \$ 10.867.090 respecto al ejercicio anterior, representando una disminución del 3,1%. Esta disminución se explica principalmente por una reducción del 3% del precio de venta.

Las ventas en el mercado local disminuyeron en \$ 60.760.800, ó 33,9%, por una disminución en el volumen vendido de un 30% pasando de 256.111 m³ al 30 de abril de 2025 a 179.389 m³ al 30 de abril de 2026. Los precios promedio en pesos (medidos en moneda homogénea) en el mercado local entre ejercicios disminuyeron un 5,7%. El precio local medido en dólares promedio entre ejercicios disminuyó un 8,3%.

Los ingresos en el mercado externo aumentaron en \$ 49.893.711, ó 28,5% debido a un aumento del 31,8% en el volumen vendido, compensado con un menor precio promedio en pesos (medidos en moneda homogénea) del 2,5%. El precio de exportación promedio en dólares entre ejercicios disminuyó un 5,3%.

Si bien durante el último trimestre del ejercicio el precio internacional del crudo experimentó un incremento significativo, impulsado por el conflicto internacional de Medio Oriente que impactó favorablemente en las ventas de ese período, el precio promedio del ejercicio, expresado en moneda homogénea, fue inferior al del ejercicio anterior, lo que explica la disminución en el precio observada en la comparación interanual.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISIÓN FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

La producción de petróleo aumentó un 3,8%, pasando de 468.516 m³ al 30 de abril de 2025 a 486.253 m³ al 30 de abril de 2026, debido principalmente a: i) un incremento del 22,4% en la producción del yacimiento Agua del Cajón, que pasó de 76.358 m³ al 30 de abril de 2025 a 93.459 m³ al 30 de abril de 2026, como consecuencia de la mayor contribución de los pozos no convencionales del PAD-1060, que iniciaron su producción a fines de enero de 2025, por lo que en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 aportaron únicamente tres meses de producción, mientras que en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026 contribuyeron durante la totalidad del ejercicio; ii) una mayor producción en las áreas de Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste, debido a que durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 dichas áreas se vieron afectadas por el temporal de nieve mencionado anteriormente; iii) un incremento del 3,6% en la producción del Área Río Negro y La Yesera, como consecuencia de los trabajos realizados en los pozos durante el ejercicio, parcialmente compensado por, iv) una disminución del 32,9% en la producción del área Puesto Zúñiga.

d) Gas:

El 31 de diciembre de 2024 se produjo la finalización del “Plan Gas 2020-2024” y oportunamente, la Sociedad decidió no adherir al “Plan Gas 2025-2028”. En consecuencia, a partir del 1 de enero de 2025 la Sociedad celebró contratos de venta de gas con terceros. La venta de gas medida en pesos aumentó en \$ 7.993.632 ó 82,8%, debido a un incremento del 94% en los m³ vendidos, pasando de 122.287 miles de m³ al 30 de abril de 2025 a 237.206 miles de m³ al 30 de abril de 2026. El precio de venta promedio en pesos disminuyó un 5,8% pasando de \$ 2.139,4 / miles de m³ al 30 de abril de 2025 a \$ 2.016,2 / miles de m³ al 30 de abril de 2026.

La producción de gas de las áreas en la cuenca neuquina disminuyó un 11,9%, pasando de 484.617 miles de m³ al 30 de abril de 2025 a 427.092 miles de m³ al 30 de abril de 2026.

e) Propano, butano y gasolina:

- Las ventas de propano disminuyeron \$ 135.303 ó 1,0%, pasando de \$ 13.041.924 al 30 de abril de 2025 a \$ 12.906.621 al 30 de abril de 2026, producto de un menor precio de ventas en pesos (8,3%), compensado por un mayor volumen de venta entre ejercicios (7,9%).

Las ventas en el mercado local, medidas en pesos, disminuyeron un 9,6%, debido a una disminución del 5,1% en el volumen vendido y una disminución del 4,7% en el precio de venta. El volumen vendido pasó de 5.888 tn al 30 de abril de 2025 a 5.587 tn al 30 de abril de 2026. 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 Diluido. El precio de venta en pesos pasó de \$promedio/tn 644.013,4 al 30 de abril de 2025 a \$promedio/tn 613.720,5 al 30 de abril de 2026.

Las ventas en el mercado externo, medidas en pesos, aumentaron un 2,5% debido a un aumento en el volumen vendido, el cual se incrementó en un 13,6%, pasando de 13.268 tn al 30 de abril de 2025 a 15.076 tn al 30 de abril de 2026, compensado con una disminución en el precio de venta en pesos del 9,8%, pasando de \$promedio/tn 697.149,0 al 30 de abril de 2025 a \$promedio/tn 628.634,3 al 30 de abril de 2026.

- Las ventas de butano aumentaron en \$ 717.881 ó 10,7%, pasando de \$ 6.711.256 al 30 de abril de 2025 a \$ 7.429.135 al 30 de abril de 2026. Dicho aumento se debió a un mayor precio de ventas en pesos del 7,8% y a un mayor volumen vendido del 2,7%, pasando de 11.877 tn al 30 de abril de 2025 a 12.198 tn al 30 de abril de 2026.

Las ventas en el mercado local, medidas en pesos disminuyeron un 34,7%, debido a una disminución del volumen vendido el cual pasó de 7.062 tn al 30 de abril de 2025 a 3.586 tn al 30 de abril de 2026, compensado con un aumento del 28,7% en el precio de venta en pesos el cual pasó de \$promedio/tn 468.415,9 al 30 de abril de 2025 a \$promedio/tn 602.836,90 al 30 de abril de 2026.

Las ventas en el mercado externo, medidas en pesos, aumentaron un 54,8% debido a un aumento en el volumen vendido, el cual se incrementó en un 78,9%, pasando de 4.815 tn al 30 de abril de 2025 a 8.612 tn al 30 de abril de 2026.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISIÓN FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

2026, mientras que el precio de venta en pesos disminuyó un 13,5%, pasando de \$promedio/tn 706.846,5 al 30 de abril de 2025 a \$promedio/tn 611.661,7 al 30 de abril de 2026.

- No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2026 y 2025 debido a que la producción de 17.465 m³ y 18.450 m³, respectivamente, fueron vendidas con el petróleo.

f) Oxígeno:

Hychico vendió 34.164 Nm³ y 30.558 Nm³ de oxígeno por un total de \$ 343.991 y \$ 313.704 en los ejercicios finalizados al 30 de abril de 2026 y 2025, respectivamente. El aumento de las ventas en pesos es consecuencia del mayor volumen vendido. Cabe destacar que en el ejercicio anterior la producción se vio afectada por el temporal de nieve ocurrido en la zona del Golfo de Comodoro Rivadavia a mediados de junio de 2024 que afectó el funcionamiento normal de la planta.

g) 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. Adicionalmente, al 30 de abril de 2026 se incluyen \$ 78.447 de ingresos por servicios de intermediación prestados por Prexium S.A.U.

Costo de ventas

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	2.256.790	2.264.292	(7.502)	-0,3%
Sueldos y cargas sociales	64.721.800	65.154.470	(432.670)	-0,7%
Consumo de materiales, repuestos y otros	17.903.491	21.380.913	(3.477.422)	-16,3%
Operación, mantenimiento y reparaciones	63.057.412	72.498.244	(9.440.832)	-13,0%
Combustibles, lubricantes y fluidos	13.907.557	23.035.997	(9.128.440)	-39,6%
Transporte, fletes y estudios	7.877.025	7.786.046	90.979	1,2%
Depreciación Propiedad, planta y equipo	142.637.033	174.340.333	(31.703.300)	-18,2%
Amortización activos intangibles	434.348	-	434.348	-
Gastos de oficina, movilidad y representación	1.708.176	2.047.975	(339.799)	-16,6%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	9.098.737	8.252.743	845.994	10,3%
Gastos de transporte de gas	678.184	603.766	74.418	12,3%
Adquisición de crudo	8.737.031	10.268.800	(1.531.769)	-14,9%
Adquisición de gas	68.584.548	322.725	68.261.823	21.151,7%
Adquisición de energía	31.440	2.284	29.156	1.276,5%
Costo de producción de variación de existencias	(503.761)	9.916.520	(10.420.281)	-105,1%
Costo de ventas	401.129.811	397.875.108	3.254.703	0,8%

El costo de ventas al 30 de abril de 2026 ascendió a \$ 401.129.811 (66,8% sobre los ingresos por ventas), mientras que al 30 de abril de 2025 ascendió a \$ 397.875.108 (73,8% sobre los ingresos por ventas), representando un aumento del 0,8%.

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

- un aumento en la adquisición de gas a terceros para la inyección en la CT ADC la cual se incrementó a partir de noviembre de 2025, debido a la nueva normativa prevista en la SE 400/2025 ya que el gas redireccionado por CAMMESA comenzó a valorizarse a partir de ese mes.
- una disminución en las depreciaciones del rubro Propiedad, planta y equipo por \$ 31.703.300 debido principalmente a las menores depreciaciones relacionadas con el segmento de petróleo y gas, como

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISIÓN FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

consecuencia del aumento de las reservas comprobadas desarrolladas principalmente en las áreas de Pampa del Castillo y Agua del Cajón.

- una disminución en los costos de operación, mantenimiento y reparaciones y del consumo de materiales, repuestos y otros debido a que al 30 de abril de 2025 se incurrieron costos adicionales para restablecer la operación en los yacimientos de Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste luego del temporal de nieve mencionado y al incremento de los servicios de mantenimiento de los yacimientos.
- una disminución de los costos de combustibles, lubricantes y fluidos principalmente por el menor costo de la energía demandada en las áreas de la cuenca del Golfo San Jorge, ya que Capex pasó a abastecer parte de la energía, luego de ser autorizado a actuar como autogenerador distribuido.
- una disminución en el costo de producción de existencias, debido a la variación en pesos de los stocks iniciales y finales en cada ejercicio.

Gastos de comercialización

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Regalías de petróleo y gas	50.854.922	55.560.952	(4.706.030)	-8,5%
Gastos de almacenamiento, transporte y despacho de petróleo y energía	14.679.964	14.802.258	(122.294)	-0,8%
Derechos de exportación	17.369.558	12.249.143	5.120.415	41,8%
Impuesto sobre los ingresos brutos	15.454.077	12.627.346	2.826.731	22,4%
Gastos de comercialización	98.358.521	95.239.699	3.118.822	3,3%

Los gastos de comercialización fueron de \$ 98.358.521 al 30 de abril de 2026 mientras que al 30 de abril de 2025 ascendieron a \$ 95.239.699, representando un 16,4% y 17,7% sobre los ingresos por ventas en cada ejercicio, respectivamente.

Las principales causas del incremento del 3,3% fueron:

- los menores cargos por regalías de petróleo y gas debido, principalmente, a la disminución de los precios promedios neto de descuentos (incluido los derechos de exportación).
- los mayores derechos de exportación devengados como consecuencia del mayor volumen del petróleo destinado al mercado externo.
- los mayores ingresos brutos devengados como consecuencia del incremento en la facturación.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISIÓN FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Gastos de administración

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	3.276.217	2.956.611	319.606	10,8%
Sueldos y cargas sociales	18.120.302	18.806.439	(686.137)	-3,6%
Operación, mantenimiento y reparaciones	5.995.718	6.210.311	(214.593)	-3,5%
Transporte, fletes y estudios	145.660	361.724	(216.064)	-59,7%
Depreciación Propiedad, planta y equipo	931.354	800.739	130.615	16,3%
Amortización activos intangibles	36.315	-	36.315	-
Depreciación derechos de uso	1.340.271	1.340.271	-	-
Gastos de oficina, movilidad y representación	692.658	610.777	81.881	13,4%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	1.184.945	462.121	722.824	156,41%
Gastos bancarios	7.355.565	8.484.713	(1.129.148)	-13,3%
Gastos de administración	39.079.005	40.033.706	(954.701)	-2,4%

Los gastos de administración fueron de \$ 39.079.005 y \$ 40.033.706 al 30 de abril de 2026 y 2025, respectivamente, representando un 6,5% y 7,4%, respectivamente, sobre los ingresos por ventas. La disminución fue de \$ 954.701, es decir un 2,4 %, originado principalmente por disminuciones en los rubros “sueldos y cargas sociales” y “Gastos bancarios” entre ejercicios, compensado parcialmente por el incremento del rubro “Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros” y los mayores honorarios abonados por asesoramiento legal y técnico.

Otros egresos operativos netos

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Recupero desvalorización PED II (E G WIND)	2.500.000	-	2.500.000	-
Bono de acceso y fee por producción PAD 1050/PAD 1060	1.512.565	10.706.793	(9.194.228)	-85,9%
Ingresos por servicios administrativos indirectos Consorcios / UT (neto)	1.368.777	1.366.521	2.256	0,2%
Recupero desvalorización Planta de Hidrógeno y Oxígeno (Hychico)	554.978	402.197	152.781	38,0%
Diversos	506.865	834.200	(327.335)	-39,2%
Desvalorización de créditos impositivos	(35.254)	(26.982)	(8.272)	30,7%
Previsión para créditos incobrables	(417.098)	-	(417.098)	-
Resultado venta Propiedad, planta y equipo	(644.088)	-	(644.088)	-
(Ajuste) / Recupero de regalías pagadas en exceso	(2.363.377)	4.559.211	(6.922.588)	-151,8%
Desvalorización de activos intangibles (4SOLAR)	(3.050.000)	-	(3.050.000)	-
Desvalorización áreas convencionales Pampa del Castillo/Bella Vista Oeste	-	(57.680.055)	57.680.055	-100,0%
Otros egresos operativos netos	(66.632)	(39.838.115)	39.771.483	-99,8%

Los otros egresos operativos netos al 30 de abril de 2026 y 2025 fueron de \$ 66.632 (pérdida) y 39.838.115 (pérdida), respectivamente.

Se incluye, principalmente, en este rubro:

Al 30 de abril de 2026:

- Recupero de la previsión por desvalorización del PED II (EG WIND).
- Desvalorización de activos intangibles de 4SOLAR.
- Ingresos relacionados con la producción de los PADs 1050 y 1060 en el área Agua del Cajón, previstos en los acuerdos firmados entre la Sociedad y los socios que participan de ambos PADs.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISIÓN FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

- d) Resultado de la venta de un activo del rubro Propiedad, planta y equipo en el segmento petróleo y gas atribuible a la UGE relacionada con el área convencional Pampa del Castillo.
- e) La previsión de incobrabilidad de créditos por ventas correspondientes al servicio de tratamiento de crudo, agua y alistamiento de gas.
- f) Ajuste crédito por regalías fiscales de gas abonadas en exceso.
- g) Los ingresos por servicios administrativos indirectos correspondientes a Consorcios / UT.

Al 30 de abril de 2025:

- a) La desvalorización del rubro Propiedad, planta y equipo en el segmento petróleo y gas, atribuible a la UGE relacionada con las áreas convencionales Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste, como consecuencia de la disminución de las reservas de las áreas, 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.
- b) El recupero de la desvalorización de la Planta de Hidrógeno y Oxígeno propiedad de Hychico.
- c) Ingresos relacionados con el bono de acceso por el PAD 1060 y la producción de los PADs 1050 y 1060 en el área Agua del Cajón, previstos en los acuerdos firmados entre la Sociedad y los socios que participan de ambos PADs.
- d) El recupero de regalías fiscales de gas abonadas en exceso.
- e) Los ingresos por servicios administrativos indirectos correspondientes a Consorcios / UT.

Resultados financieros

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Ingresos financieros	27.694.295	43.207.498	(15.513.203)	-35,9%
Costos financieros	(210.298.423)	(258.433.788)	48.135.365	-18,6%
Otros resultados financieros RECPAM	181.414.976	219.164.041	(37.749.065)	-17,2%
Resultados financieros	(1.189.152)	3.937.751	(5.126.903)	-130,2%

a) Ingresos financieros

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Diferencia de cambio	12.546.057	32.696.284	(20.150.227)	-61,6%
Intereses	7.429.814	3.832.891	3.596.923	93,8%
Otros resultados financieros	7.371.590	6.843.752	527.838	7,7%
Devengamiento de intereses de créditos	346.834	(165.429)	512.263	309,7%
Ingresos financieros	27.694.295	43.207.498	(15.513.203)	-35,9%

Los ingresos financieros al 30 de abril de 2026 arrojaron un saldo de \$ 27.694.295, mientras que al 30 de abril de 2025 fueron de \$ 43.207.498, representando una disminución del 35,9%. Las principales causas de la variación son las siguiente:

- Disminución del resultado por diferencia de cambio como consecuencia de la menor variación, a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso entre ejercicios, parcialmente compensada por mayores rendimientos en ciertas inversiones. En particular, entre mayo de 2025 y abril de 2026 el tipo de cambio registró una variación del 18,9% mientras que, entre mayo de 2024 y abril 2025 la variación fue del 33,5%. Al 30 de abril de 2026, el 56,8% de los activos financieros del Grupo se encuentran denominados en dólares estadounidenses.
- Al 30 de abril de 2026 el Grupo reconoció la reversión del descuento previamente registrado sobre los créditos fiscales del impuesto al valor agregado de 4SOLAR, como consecuencia de una nueva estimación sobre el plazo esperado de utilización de dichos créditos.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISIÓN FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

b) Costos financieros

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Diferencia de cambio	(143.079.754)	(199.114.780)	56.035.026	28,1%
Intereses	(52.605.619)	(50.365.890)	(2.239.729)	-4,4%
Otros resultados financieros	(8.495.253)	(2.255.766)	(6.239.487)	276,6%
Devengamiento de intereses de deudas	(6.117.797)	(6.697.352)	579.555	8,7%
Costos financieros	(210.298.423)	(258.433.788)	48.135.365	18,6%

Los costos financieros al 30 de abril de 2026 arrojaron un saldo de \$ 210.298.423, mientras que al 30 de abril de 2025 fueron por \$ 258.433.788 representando un aumento de los mismos del 18,6%. Las principales causas de la variación de \$ 48.135.365 fueron:

- Disminución de las pérdidas por diferencia de cambio como consecuencia de la menor variación, a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso, el cual entre mayo de 2025 y abril 2026 fue del 18,9% mientras que, entre mayo de 2024 y abril 2025 alcanzó el 33,5%. Asimismo, durante el ejercicio se registró un incremento en los pasivos denominados en moneda extranjera, lo que acentuó el impacto de la variación cambiaria sobre los resultados. Al 30 de abril 2026 el Grupo posee el 93,0% 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 referida comprende financiamiento bancario de corto plazo por US\$ 113.500.000, Obligaciones Negociables por un total de US\$ 371.127.016 – incluyendo las Clases V, XI, XII y las Clases IV, VI, VII y X dólar link, y un préstamo con BBVA por US\$ 10.560.000 destinado a financiar la construcción del Parque Solar “La Salvación”.

- Los mayores intereses devengados al 30 de abril de 2026 debido al mayor endeudamiento del Grupo durante el ejercicio.

Otros resultados financieros RECPAM

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Otros resultados financieros RECPAM	181.414.976	219.164.041	(37.749.065)	-17,2%

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 2026 fue del 32,4%, mientras que en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 fue del 47,3%. Adicionalmente, los pasivos monetarios disminuyeron aproximadamente un 7,6% al cierre del ejercicio finalizado al 30 de abril de 2026 en comparación con el 30 de abril de 2025.

Impuesto a las ganancias

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Impuesto a las ganancias	(15.201.018)	64.155.571	(79.356.589)	-123,7%

El impuesto a las ganancias ascendió al 30 de abril de 2026 y 2025 a una pérdida de \$ 15.201.018 y una ganancia de \$ 64.155.571, respectivamente, representando una variación negativa de \$ 79.356.589, como consecuencia del impuesto determinado del ejercicio y de la variación del impuesto diferido.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISIÓN FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Otros resultados integrales

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Otros resultados integrales sin imputación futura a resultados	(18.098.821)	(25.285.249)	7.186.428	28,4%

Los Otros Resultados Integrales sin imputación futura a resultados, que impactan en la Reserva por revaluación de activos y se presentan expresados en valores homogéneos, totalizaron una pérdida de \$ 18.098.821 en comparación con una pérdida de \$ 25.285.249 registrada en el ejercicio anterior. Dicho resultado surge de la revaluación, neta del ajuste por inflación y el efecto impositivo, de aquellos bienes incluidos en el rubro Propiedad, planta y equipo para los cuales el Grupo aplica la política de valores razonables. La menor pérdida registrada en el presente ejercicio se explica principalmente porque la brecha entre la inflación y la depreciación del peso frente al dólar estadounidense fue inferior a la del ejercicio anterior. En efecto, durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026 la inflación acumulada fue del 32,4% (IPC), mientras que la depreciación del peso frente al dólar estadounidense fue del 18,9%; mientras que en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2025 la inflación acumulada fue del 47,3% (IPC) y la depreciación del peso frente al dólar estadounidense fue del 33,5%.

Estado de situación financiera consolidado

	30/04/26	30/04/25	Variación	
Activos intangibles	6.748.356	10.252.576	(3.504.220)	-34,2%
Propiedad, planta y equipo	1.353.343.928	1.401.494.661	(48.150.733)	-3,4%
Inversiones financieras	15.832.637	15.724.602	108.035	0,7%
Repuestos y materiales	77.191.787	79.958.994	(2.767.207)	-3,5%
Activo neto por impuesto diferido	6.182.566	7.725.154	(1.542.588)	-20,0%
Derecho de uso	670.136	2.010.407	(1.340.271)	-66,7%
Otras cuentas por cobrar	43.062.694	74.345.295	(31.282.601)	-42,1%
Cuentas por cobrar comerciales	60.700.790	44.386.286	16.314.504	36,8%
Inventarios	1.328.304	447.186	881.118	197,0%
Efectivo y equivalentes de efectivo	113.806.180	12.181.165	101.625.015	834,3%
Total del activo	1.678.867.378	1.648.526.326	30.341.052	1,8%
Patrimonio atribuible a los propietarios	712.300.935	684.424.797	27.876.138	4,1%
Participación no controlada	3.331.560	3.436.866	(105.306)	-3,1%
Total del patrimonio	715.632.495	687.861.663	27.770.832	4,04%
Cuentas por pagar comerciales	77.425.332	125.477.456	(48.052.124)	-38,3%
Deudas financieras	702.529.788	659.239.631	43.290.157	6,6%
Pasivo por impuesto diferido	70.695.761	100.667.287	(29.971.526)	-29,8%
Cargas fiscales	17.543.644	2.143.179	15.400.465	718,6%
Provisiones y otros cargos	74.484.762	54.326.186	20.158.576	37,1%
Remuneraciones y cargas sociales	16.124.898	15.472.822	652.076	4,2%
Otras deudas	4.430.698	3.338.102	1.092.596	32,7%
Total del pasivo	963.234.883	960.664.663	2.570.220	0,3%
Total del patrimonio y pasivo	1.678.867.378	1.648.526.326	30.341.052	1,8%

Al 30 de abril de 2026 el activo aumentó en \$ 30.341.052, lo que representa una suba del 1,8% en comparación con el 30 de abril de 2025.

Las causas principales de esta variación son:

- (i) Propiedad, planta y equipo: disminución de 48.150.733 debido principalmente a las depreciaciones del ejercicio, al revalúo técnico de ciertos activos, todo ello compensado con las inversiones del ejercicio y el recupero parcial de la desvalorización del PED II.
- (ii) Cuentas por cobrar comerciales: aumento de 16.314.504 debido al aumento del saldo a cobrar de CAMMESA por generación de energía y venta de gas al cierre.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISIÓN FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

- (iii) Otras cuentas por cobrar: disminución de \$ 31.282.601 debido principalmente al saldo del impuesto al valor agregado y a las retenciones de ganancias por parte de los clientes.
- (iv) Efectivo y equivalentes de efectivo e inversiones financieras: aumento de 101.625.015 por la cobranza de exportaciones en el mes de abril de 2026 y la colocación de excedentes financieros para hacer frente a los vencimientos de capital e intereses de los próximos vencimientos de las deudas financieras.

Al 30 de abril de 2026 el pasivo aumentó en \$ 2.570.220, lo que representa una suba del 0,3% en comparación con el 30 de abril de 2025.

Las causas principales de esta variación son:

- i) Cuentas por pagar comerciales: disminución de \$ 48.052.124. El ejercicio finalizado al 30 de abril de 2025 incluía las inversiones realizadas en Propiedad, planta y equipo por la perforación del PAD 1060 en ADC pendientes de pago al cierre del ejercicio.
- ii) Deudas financieras: aumento por \$ 43.290.157; el capital de la deuda financiera se incrementó por la emisión de las Obligaciones Negociables Clase XI y Clase XII y por los préstamos de corto plazo con entidades bancarias.
- iii) Pasivo por impuesto diferido: disminución de \$ 29.971.526, debido principalmente al devengamiento de las cuotas del ajuste por inflación fiscal de ejercicios anteriores.
- iv) Provisiones y otros cargos: un incremento de \$ 20.158.576, debido al incremento de la provisión abandono de pozos como consecuencia de la mayor estimación de pozos a abandonar y de un aumento de los costos de abandono.

Reservas de petróleo y gas (información no cubierta por el informe de auditoría sobre los estados financieros consolidados emitido por los auditores independientes)

Provincia del Neuquén

- Agua del Cajón

DeGolyer and MacNaughton, auditores internacionales independientes, realizaron una certificación de reservas del área Agua del Cajón al 30 de abril de 2026 teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en enero de 2052, con los siguientes valores:

Productos		Reservas				
		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas (3)	No desarrolladas	Total		
Gas	MMm ³ (1)	2.771	573	3.344	875	1.086
LPG	Mton	228	175	403	239	297
Petróleo (2)	Mbbl	4.952	40.915	45.867	53.313	66.137
	Mm ³	787	6.505	7.292	8.476	10.515

(1) expresado en 9.300 Kcal por m³.

(2) Incluye gasolina y condensado

(3) Incluye las reservas comprobadas desarrolladas por extensión de límite económico al considerar las reservas comprobadas totales.

La Sociedad posee el 100% de dichas reservas, excepto por las correspondientes al PAD ADC-1050 donde Trafigura Argentina S.A. posee el 30% de las reservas de gas y petróleo por el plazo de 12 años hasta marzo del año 2036 y aquellas correspondientes a los PADs ADC-1060 y ADC-1076 donde Trafigura y Schlumberger Argentina S.A. poseen el 30% y 19%, respectivamente, de las reservas de gas y petróleo por el plazo de 12 años hasta abril del año 2037 y 2038, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISIÓN FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Provincia del Chubut

- Bella Vista Oeste

DeGolyer and MacNaughton, auditores internacionales independientes, realizaron una certificación de reservas del área Bella Vista Oeste al 30 de abril de 2026 teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en febrero de 2045, con los siguientes valores:

Productos		Reservas				
		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Petróleo	Mbbl	5.153	1.560	6.713	2.393	2.503
	Mm ³	819	248	1.067	380	398

La Sociedad posee el 100% de dichas reservas.

- Pampa del Castillo

DeGolyer and MacNaughton, auditores internacionales independientes, realizaron una certificación de reservas del área Pampa del Castillo al 30 de abril de 2026 teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en octubre de 2046, con los siguientes valores:

Productos		Reservas				
		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Petróleo	Mbbl	16.920	7.139	24.059	7.954	11.972
	Mm ³	2.690	1.135	3.825	1.265	1.903

La Sociedad posee el 95% de participación en la concesión que posee dichas reservas.

Provincia de Río Negro

- Loma Negra

DeGolyer and MacNaughton, auditores internacionales independientes, realizaron una certificación de reservas del área Loma Negra al 30 de abril de 2026 teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en febrero de 2034, con los siguientes valores:

Productos		Reservas				
		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Gas	MMm ³ (1)	904	240	1.144	444	445
Petróleo (2)	Mbbl	3.810	1.040	4.850	2.154	2.309
	Mm ³	606	165	771	342	367

(1) expresado en 9.300 Kcal por m³.

(2) Incluye gasolina y condensado

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISIÓN FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

La Sociedad posee una participación del 37,5% de dichas reservas. En Nota 1 a los Estados Financieros Consolidados se describe el acuerdo firmado con el IFC el 17 de abril de 2026 para la adquisición de la participación del 15% que dicha entidad posee en el área, cuya concreción se encuentra sujeta a la aprobación de la autoridad provincial. De concretarse la operación el porcentaje de participación de la Sociedad en el área pasará del 37,5% al 52,5%.

- La Yesera

DeGolyer and MacNaughton, auditores internacionales independientes, realizaron una certificación de reservas del área La Yesera al 30 de abril de 2026 teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en agosto de 2037, con los siguientes valores:

Productos		Reservas				
		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Gas	MMm ³ (1)	112	138	250	53	153
Petróleo (2)	Mbbl	925	1.158	2.083	571	1.239
	Mm ³	147	184	331	91	197

(1) expresado en 9.300 Kcal por m³.

(2) Incluye gasolina y condensado

La Sociedad posee una participación del 37,5% de dichas reservas y respecto de las reservas asociadas a los pozos LY-1002 y LY-1003, posee el 72,5%. En Nota 1 a los Estados Financieros Consolidados se describe el acuerdo firmado con el IFC el 17 de abril de 2026 para la adquisición de la participación del 15% que dicha entidad posee en el área, cuya concreción se encuentra sujeta a la aprobación de la autoridad provincial. De concretarse la operación la participación de la Sociedad en el área pasará del 37,5% al 52,5% y para las reservas asociadas a los pozos LY-1002 y LY-1003 pasará del 72,5% al 87,5%.

- Puesto Zúñiga

DeGolyer and MacNaughton, auditores internacionales independientes, realizaron una certificación de reservas del área Puesto Zúñiga al 30 de abril de 2026 teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión en 2047, con los siguientes valores:

Productos		Reservas				
		Comprobadas			Probables	Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
Gas	MMm ³ (1)	763	261	1.024	499	1.639
Petróleo (2)	Mbbl	615	201	816	396	1.290
	Mm ³	98	32	130	63	205

(1) expresado en 9.300 Kcal por m³.

(2) Incluye gasolina y condensado

La Sociedad posee una participación del 90% de dichas reservas. En Nota 1 a los Estados Financieros Consolidados se describe el acuerdo firmado con EDHPSA el 29 de abril de 2026 para la adquisición de la participación del 10% que dicha entidad posee en el área, cuya concreción se encuentra sujeta a la aprobación de la autoridad provincial. De concretarse la operación el porcentaje de participación de la Sociedad en el área pasará del 90% al 100%.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISIÓN FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

a) Estructura patrimonial

	30/4/2026	30/4/2025	30/4/2024
	(a)	(a)	(b)
Activo corriente	227.713.761	138.749.487	232.162.310
Activo no corriente	1.451.153.617	1.509.776.839	1.525.604.708
Total activo	1.678.867.378	1.648.526.326	1.757.767.018
Pasivo corriente	283.308.757	321.746.739	298.804.818
Pasivo no corriente	679.926.126	638.917.924	779.790.293
Total pasivo	963.234.883	960.664.663	1.078.595.111
Patrimonio controlante	712.300.935	684.424.797	675.507.916
Patrimonio no controlante	3.331.560	3.436.866	3.663.991
Patrimonio total	715.632.495	687.861.663	679.171.907
Total Patrimonio y pasivo	1.678.867.378	1.648.526.326	1.757.767.018

(a) Información consolidada con SEB, Hychico, E G WIND, 4SOLAR y PREXIU, según información financiera al 30 de abril de 2026 y 2025.

(b) Información consolidada con SEB, Hychico, E G WIND y 4 SOLAR, según información financiera al 30 de abril de 2024

b) Estructura de resultados

	30/4/2026	30/4/2025	30/4/2024
	(a)	(a)	(b)
Resultado operativo	62.259.823	(34.118.317)	(4.599.081)
Ingresos financieros	27.694.295	43.207.498	172.890.400
Costos financieros	(210.298.423)	(258.433.788)	(1.033.962.727)
Otros resultados financieros	181.414.976	219.164.041	794.182.781
Resultado antes de impuesto a las ganancias	61.070.671	(30.180.566)	(71.488.627)
Impuesto a las ganancias	(15.201.018)	64.155.571	1.543.426
Resultado neto del ejercicio Sin imputación futura a resultados	45.869.653	33.975.005	(69.945.201)
Otros resultados integrales	(18.098.821)	(25.285.249)	9.829.848
Resultado integral del ejercicio	27.770.832	8.689.756	(60.115.353)

(a) Información consolidada con SEB, Hychico, E G WIND, 4SOLAR y PREXIU, según información financiera al 30 de abril de 2026 y 2025.

(b) Información consolidada con SEB, Hychico, E G WIND y 4 SOLAR, según información financiera al 30 de abril de 2024

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISIÓN FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

c) Estructura del flujo de efectivo

	30/4/2026	30/4/2025	30/4/2024
	(a)	(a)	(b)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	149.888.176	230.813.395	103.898.576
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(136.941.821)	(244.038.417)	(237.314.039)
Flujo neto de efectivo generado por / (utilizado en) las actividades de financiación	64.242.908	(13.757.777)	155.627.607
Aumento / (Disminución) neta en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios	77.189.263	(26.982.799)	22.212.144

- I
- (a) Información consolidada con SEB, Hychico, E G WIND, 4SOLAR y PREXIU, según información financiera al 30 de abril de 2026 y 2025.
- (b) Información consolidada con SEB, Hychico, E G WIND y 4 SOLAR, según información financiera al 30 de abril de 2024

d) Datos estadísticos

(información no cubierta por el informe de auditoría sobre los estados financieros consolidados emitido por los auditores independientes)

PETROLEO			
	30/04/2026	30/04/2025	30/04/2024
Información consolidada			
Producción en bbl	3.058.437	2.946.878	2.893.536
Producción en m ³ (1)	486.253	468.516	460.036
Ventas en el mercado local bbl	1.128.326	1.610.888	1.240.012
Ventas en el mercado extranjero bbl	2.045.135	1.552.053	1.968.153
Ventas en el mercado local m ³ (2)	179.389	256.111	197.146
Ventas en el mercado exterior m ³ (2)	325.151	246.757	312.911

GAS (Miles m ³)			
	30/04/2026	30/04/2025	30/04/2024
Información consolidada			
Producción	427.092	484.617	513.814
Adquisición y redireccionamiento por CAMMESA	751.046	677.016	577.024
Ventas en el mercado local	237.206	122.287	-

ENERGIA AGUA DEL CAJON (Miles MWh)			
	30/04/2026	30/04/2025	30/04/2024
Información consolidada			
Producción	4.207	4.446	4.306
Ventas	3.984	4.377	4.066

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISIÓN FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

ENERGIA EOLICA (Miles MWh)			
	30/04/2026	30/04/2025	30/04/2024
Información consolidada			
Producción	130,1	105,1	118,0
Ventas	130,1	105,1	118,0

ENERGIA SOLAR (Miles MWh)			
	30/04/2026	30/04/2025	30/04/2024
Información consolidada			
Producción	48,5	-	-
Ventas	44,6	-	-

ENERGIA PLANTA DIADEMA (Miles MWh)			
	30/04/2026	30/04/2025	30/04/2024
Información consolidada			
Producción	9,9	8,5	10,4
Ventas	8,9	7,5	8,1

PROPANO (tn)			
	30/04/2026	30/04/2025	30/04/2024
Información consolidada			
Producción	20.833	19.111	17.916
Ventas en el mercado local	5.587	5.888	10.020
Ventas en el mercado exterior	15.076	13.268	9.017

BUTANO (tn)			
	30/04/2026	30/04/2025	30/04/2024
Información consolidada			
Producción	12.186	11.772	11.261
Ventas en el mercado local	3.586	7.062	8.331
Ventas en el mercado exterior	8.612	4.815	1.947

GASOLINA (m³)			
	30/04/2026	30/04/2025	30/04/2024
Información consolidada			
Producción ⁽³⁾	17.465	18.450	19.207

OXIGENO (Nm³)			
	30/04/2026	30/04/2025	30/04/2024
Información consolidada			
Producción	30.288	23.292	26.846
Ventas en el mercado local ⁽⁴⁾	34.164	30.558	35.772

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISIÓN FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

(1) La apertura de la producción en m3 de petróleo por área (al porcentaje de participación de la Sociedad) es la siguiente:

Áreas	30/04/2026	30/04/2025	30/04/2024
Agua del Cajón	93.459	76.358	36.061
Loma Negra y La Yesera	51.628	49.851	53.279
Pampa del Castillo – La Guitarra	251.058	249.337	257.513
Bella Vista Oeste	75.808	71.644	85.920
Puesto Zúñiga	14.300	21.326	27.263
Total	486.253	468.516	460.036

(2) Las ventas de petróleo incluyen 13.198 m³, 13.888 m³, 14.363 m³, 13.550 m³, 16.440 m³ de gasolina al 30 de abril de 2026, 2025, 2024, 2023 y 2022, respectivamente, vendidos como petróleo.

(3) La producción de gasolina al 30 de abril de 2026, 2025 y 2024, se ha vendido como petróleo.

(4) Las ventas de oxígeno al 30 de abril de 2026, 2025 y 2024 incluyen cláusula take or pay.

e) Índices

	30/04/2026	30/04/2025	30/04/2024
	(a)	(a)	(b)
Liquidez (1)	0,80	0,43	0,78
Solvencia (2)	0,74	0,72	0,63
Inmovilización del capital (3)	0,86	0,92	0,87
Rentabilidad (4)	0,04	0,01	(0,08)

(a) Información consolidada con SEB, Hychico, E G WIND, 4SOLAR y PREXIU, según información financiera al 30 de abril de 2026 y 2025.

(b) Información consolidada con SEB, Hychico, E G WIND y 4SOLAR, según información financiera al 30 de abril de 2024.

(1)	<u>Activo corriente</u> Pasivo corriente
(2)	<u>Patrimonio</u> Pasivo Total
(3)	<u>Activo no corriente</u> Total del Activo
(4)	<u>Resultado integral del ejercicio</u> Patrimonio promedio

g) Perspectivas (información no cubierta por el informe de auditoría sobre los estados financieros consolidados emitido por los auditores independientes)

Hidrocarburos

Los principales lineamientos del plan de inversiones para el próximo ejercicio estarán orientados a consolidar el desarrollo de los activos hidrocarburíferos de la Sociedad, optimizar la infraestructura asociada e identificar oportunidades que permitan incrementar los niveles de producción y reservas.

En el área **Agua del Cajón**, el procesamiento de la sísmica registrada, la información obtenida de los nueve pozos perforados, el nuevo PAD de tres pozos a perforarse durante el próximo ejercicio y los antecedentes de yacimientos vecinos permitirán avanzar en la evaluación y definición de un programa de perforación bajo un esquema de desarrollo masivo. En paralelo, se continuará trabajando en la optimización del costo por pozo y en el diseño de las instalaciones finales requeridas.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISIÓN FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



En el área **Loma Negra**, se continuará con el desarrollo de los prospectos de petróleo, junto con la evaluación de iniciativas destinadas a mejorar la eficiencia productiva, incluyendo la implementación de compresión en boca de pozo en el yacimiento Loma María, la reingeniería de proyectos de recuperación secundaria en los yacimientos Loma Negra y El Látigo Occidental y la reparación de pozos. La Sociedad firmó un acuerdo de compra con IFC para la adquisición de la participación del 15% que dicha entidad posee en el área, cuya concreción se encuentra sujeta a la aprobación de la autoridad provincial, lo cual se espera ocurra en los próximos meses.

En el área **La Yesera**, se mantendrá el foco en el desarrollo de reservas, principalmente de petróleo, en objetivos profundos. La Sociedad firmó un acuerdo de compra con IFC para la adquisición de la participación del 15% que dicha entidad posee en el área, cuya concreción se encuentra sujeta a la aprobación de la autoridad provincial, lo cual se espera ocurra en los próximos meses.

En las áreas **Pampa del Castillo – La Guitarra y Bella Vista Oeste – Bloque I**, las inversiones estarán orientadas a la perforación de pozos productores de desarrollo para recuperación primaria y secundaria, la continuidad de campañas de reparaciones de pozos productores de petróleo e inyectores, así como la adecuación de instalaciones

En el **área Puesto Zúñiga**, el desarrollo continuará sujeto a condiciones de precio del gas que justifiquen la perforación de nuevos pozos. Asimismo, se evaluará la implementación de un proyecto de compresión de media a alta presión, con el objetivo de incrementar reservas y extender la vida útil del yacimiento. La Sociedad firmó un acuerdo de compra con EDHPSA para la adquisición de la participación del 10% que dicha entidad posee en el área, cuya concreción se encuentra sujeta a la aprobación de la autoridad provincial, lo cual se espera ocurra en los próximos meses

En el área **Cinco Saltos Norte**, se concluirán los trabajos necesarios para la evaluación de la perforación del primer pozo horizontal hacia la formación Vaca Muerta en ventana de petróleo.

Como parte de la estrategia de crecimiento, la Sociedad continuará analizando oportunidades de adquisición de activos hidrocarbúricos que contribuyan al aumento de sus niveles de producción y reservas.

Energía eléctrica y renovables

En los segmentos de energía eléctrica y energías renovables, el Grupo continuará evaluando el marco regulatorio vigente y las políticas definidas por el Gobierno Nacional, a fin de orientar su estrategia de crecimiento y diversificación energética con una visión de mediano y largo plazo.

En materia de energías renovables, se mantendrá la operación de los Parques Eólicos Diadema I y II, el Parque Solar La Salvación y la Planta de Hidrógeno y Oxígeno. Asimismo, el Grupo continuará trabajando en la consolidación de una plataforma local de proyectos renovables que permita ampliar su capacidad instalada en este segmento.

A tal efecto, la Sociedad resultó adjudicada, en las licitaciones llevadas a cabo por CAMMESA para el MATER, con una prioridad de despacho de 57 MWh solares a ser instalados en Agua del Cajón, los que se suman a los 30 MW que ya habían sido adjudicados en marzo de 2025 en la misma locación. En consecuencia, la Sociedad se encuentra desarrollando los estudios de ingeniería para llevar adelante la construcción de estos parques durante los próximos ejercicios.

Adicionalmente, el Grupo cuenta con derechos de superficies y acuerdos con superficiarios en distintas locaciones del país para el desarrollo de proyectos solares y eólicos. Entre ellos, se destacan la potencial ampliación del proyecto solar en San Luis hasta una potencia total de 120 MW, así como proyectos eólicos en la provincia de Buenos Aires, en el Partido de Benito Juárez, en Neuquén, en el yacimiento Agua del Cajón, y en Chubut, en el yacimiento Pampa del Castillo. Este último contempla, además, el desarrollo de un proyecto asociado a la producción de hidrógeno verde.

Finalmente, en la medida que se generen las condiciones favorables en la Argentina, el Grupo continuará evaluando la factibilidad técnico-económica de producir hidrógeno mediante la electrólisis del agua en la Patagonia, con potencial destino a mercados internacionales que presenten perspectivas de demanda futura.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
7 de julio de 2026
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Gustavo Ariel Vidan
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 159 F° 64

Dr. Norberto Luis Feoli
Síndico Titular
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 F° 212

Dr. Alejandro Götz
Presidente



Informe de auditoría emitido por los auditores independientes

A los Señores Accionistas, Presidente y Directores de

Capex S.A.

Domicilio legal: Avenida Córdoba 948/950 Piso 8vo C

Ciudad Autónoma de Buenos Aires

CUIT 30-62982706-0

Informe sobre la auditoría de los estados financieros consolidados

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados de Capex S.A. y sus subsidiarias (en adelante “el Grupo”) que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 30 de abril de 2026, los estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujo de efectivo correspondientes al ejercicio finalizado en esa fecha, y las notas a los estados financieros consolidados, las cuales incluyen información material sobre las políticas contables y otra información explicativa.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera consolidada del Grupo al 30 de abril de 2026, así como su resultado integral consolidado y los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con las Normas de contabilidad NIIF emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por su sigla en inglés).

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestro examen de conformidad con Normas Internacionales de Auditoría (NIAs). Dichas normas fueron adoptadas como normas de auditoría en Argentina mediante la Resolución Técnica N° 32 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE), tal y como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento (IAASB por su sigla en inglés). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección “Responsabilidades de los auditores en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados” del presente informe.

Consideramos que los elementos de juicio que hemos obtenido proporcionan una base suficiente y adecuada para fundamentar nuestra opinión de auditoría.

Independencia

Somos independientes del Grupo de conformidad con el Código Internacional de Ética para Profesionales de la Contabilidad (incluidas las Normas Internacionales de Independencia) emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código del IESBA) aplicable a las auditorías de estados financieros de entidades de interés público, junto con los requerimientos de ética que son aplicables a las auditorías de estados financieros en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (Código Local). Hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con el Código Local y con el Código del IESBA.

Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor significatividad en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados correspondientes al presente ejercicio. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto y en la formación de nuestra opinión sobre los mismos, y no expresamos una opinión por separado sobre estas cuestiones.

Cuestiones clave de la auditoría	Respuesta de auditoría
Recuperabilidad del valor en libros de Propiedad, Planta y Equipo y de Activos Intangibles de los segmentos Petróleo y Gas y de Energías Renovables – Energía Solar.	
Los estados financieros consolidados presentan al 30 de abril de 2026 los siguientes saldos de Propiedad, Planta y Equipos (no sujetos a revaluación) y de Activos Intangibles vinculados a los siguientes segmentos: Petróleo y Gas y Energías renovables – Energía Solar: • Propiedad, planta y equipo de los segmentos Petróleo y Gas, y Energías Renovables - Energía Solar (Nota 15): \$ 1.120.783.276 miles; • Gastos por depreciación de los segmentos mencionados (Nota 15): \$ 112.788.330 miles; • Activos intangibles (Nota 16): \$ 6.748.356 miles • Gastos por amortización (Nota 16): \$ 470.663 miles; • Pérdida por desvalorización de activos intangibles (Nota 16): \$ 3.050.000 miles; Tal como se menciona en la Nota 5.v) de los estados financieros consolidados, el Grupo evalúa la recuperabilidad de Propiedad, Planta y Equipo y de Activos intangibles del segmento de petróleo y gas y del resto de los segmentos, a partir de la identificación de potenciales indicadores de cambios significativos en los valores existentes. El valor recuperable de cada UGE (Unidad Generadora de Efectivo), es estimado por la Gerencia a través del valor de uso, el que es calculado sobre la base de los flujos de fondos descontados de cada una de las UGEs. Tal como se describe en las notas 5.v) y 5.vi), la determinación del valor de uso considera la tasa	Los procedimientos de auditoría realizados en relación con esta cuestión clave incluyeron entre otros: • Relevar el proceso utilizado por la gerencia para el cálculo del valor recuperable y la supervisión realizada sobre dicho proceso. • Evaluar los indicadores de modificación del valor de uso de las UGEs. • Evaluar la razonabilidad de las estimaciones de reservas (segmento petróleo y gas) a través de la utilización del trabajo de los expertos del Grupo. Como base para utilizar este trabajo, se evaluó la competencia, capacidad y objetividad del experto. • Evaluar los supuestos importantes utilizados por la Gerencia para desarrollar las proyecciones, tales como: ○ Petróleo y Gas: tasa de descuento, estimación de reservas, niveles de producción, precios de “commodities”, costo de extracción, inversiones de capital, evolución de la demanda y oferta del mercado, condiciones contractuales, etc. ○ Energía Solar: tasa de descuento, niveles de generación, precios de la energía, costo de producción, inversiones de capital, evolución de la demanda y oferta del mercado, condiciones contractuales. • Probar la adecuada definición de las UGEs identificadas, así como la razonable asignación de los valores de libros a cada una de ellas y verificar la comparación entre el valor de uso y el contable.

Cuestiones clave de la auditoría	Respuesta de auditoría
de descuento utilizada para determinar el valor presente neto de proyecciones de: • Petróleo y Gas: estimación de reservas, niveles de producción, precios de “commodities”, costo de producción, inversiones de capital, evolución de la demanda y oferta del mercado, condiciones contractuales. • Energía Solar: niveles de generación, precios de la energía, costos de producción, evolución de la demanda y oferta del mercado, condiciones contractuales. El Grupo estima que cualquier análisis de sensibilidad que considere modificaciones relevantes en los factores mencionados podría conducir a cambios significativos. Respecto de las reservas existen numerosos factores que generan incertidumbre con su estimación, tales como la determinación de perfiles de producción futura, costos de desarrollo y precios, incluyendo varios factores que escapan al control del productor. El procedimiento de cálculo de las reservas es un proceso subjetivo de estimación de petróleo crudo y gas natural a ser recuperado del subsuelo, que involucra cierto grado de incertidumbre. La estimación de reservas se realiza en función a la calidad de la información de geología e ingeniería disponible a la fecha de cálculo y de su interpretación. Las estimaciones de reservas de petróleo y gas y los flujos futuros de efectivo netos relacionados pueden ser revisados y ajustados periódicamente. Las estimaciones de las reservas de petróleo y gas han sido desarrolladas por personal técnico del Grupo, específicamente ingenieros de reservorio, y certificadas por auditores independientes contratados por el Grupo. Para la estimación de los ingresos futuros del segmento de energía solar al 30 de abril de 2026, el Grupo se basó en la construcción de un flujo de ingresos utilizando dos escenarios alternativos ponderados en base a probabilidades de ocurrencia de diferentes expectativas. La generación para el primer escenario se estima como base la radiación solar promedio, medida en la zona, mientras para el segundo escenario se considera una generación sensibilizada en un 10%. Respecto de la remuneración de la energía,	• Probar que las estimaciones de reservas de petróleo y gas, y los niveles de generación de energía se incluyeron adecuadamente en el flujo. • Probar la integridad, precisión de los datos y supuestos subyacentes utilizados por la Gerencia en la determinación del valor en uso, calculado sobre la base de flujos de fondos descontados. Esta prueba implicó evaluar la razonabilidad de los supuestos utilizados considerando: ○ el desempeño actual y pasado de las UGEs; ○ la consistencia con los datos externos del mercado y la industria; ○ la coherencia con la evidencia obtenida en otras áreas de la auditoría, y ○ el informe de reservas externo (segmento Petróleo y Gas). • Evaluar la razonabilidad de los escenarios estimados por la Gerencia y la ponderación dada a cada uno. • Evaluar el adecuado uso del modelo de flujo de efectivo descontado, así como la precisión matemática de los cálculos y comparar los resultados con los registros contables. • Evaluar la integridad de las revelaciones en los estados financieros consolidados respecto al impacto de las estimaciones de reservas de petróleo y gas en Propiedad, Planta y Equipo del segmento petróleo y gas. • Evaluar la integridad de las revelaciones en los estados financieros consolidados respecto al impacto de las estimaciones de niveles de generación de energía en Propiedad, Planta y Equipo y Activos Intangibles del segmento Energía Renovables - Energía Solar. El esfuerzo de auditoría involucró el uso de profesionales con habilidades y conocimientos especializados para asistirnos en la evaluación del modelo de flujo de efectivo descontado y ciertos supuestos importantes, incluida la tasa de descuento.

Cuestiones clave de la auditoría**Respuesta de auditoría**

se tomaron en consideración los contratos MATER vigentes con sus respectivos precios proyectados.

Como consecuencia de los análisis antes mencionados, el Grupo ha concluido que el valor recuperable de los activos de las UGEs analizadas tenga que registrar una desvalorización en el segmento de Energía Solar generando una pérdida de \$ 3.050.000 miles, expuesto en el rubro “Activos intangibles”. Asimismo, el Grupo concluyó una vez contabilizada dicha desvalorización, el valor de uso de los activos sujetos a análisis es superior al valor neto contable registrado en los estados financieros consolidados.

Esta cuestión resulta clave debido a que el desarrollo de hipótesis y premisas significativas utilizadas para el cálculo del valor recuperable de Propiedad, planta y equipos y de Activos Intangibles involucra un juicio crítico con alto grado de incertidumbre por parte de la Gerencia, incluyendo el uso de especialistas, lo que a su vez llevó a un alto grado de juicio por parte del auditor y esfuerzo en la realización de procedimientos para evaluar los supuestos importantes utilizados en el desarrollo de esas estimaciones.

Valor razonable de ciertos activos revaluados en Propiedad, Planta y Equipo

Como se describe en las Nota 15 y 4 de los estados financieros consolidados al 30 de abril de 2026, el valor residual de la Propiedad, Planta y Equipo relacionado a los activos valuados a valor razonable asciende a \$ 230.004.510 miles.

Tal como se menciona en la Nota 3.6.III.2, el Grupo ha optado por valorar la Central Térmica Agua del Cajón, Edificios y Terrenos de Neuquén, la Planta GLP (propiedad de Servicios Buproneu S.A.) y los Parques Eólicos Diadema I y II (propiedad de Hychico S.A. y E G Wind S.A., respectivamente) a su valor razonable neto de depreciación acumulada y pérdidas por deterioro del valor, si existieran. La determinación del valor revaluado está limitada al valor de uso de los bienes que el Grupo determina mediante el método de flujo de fondos descontados. Por tal motivo el Grupo para cada uno de los ítems mencionados ha preparado flujos de fondos del negocio que incluyen estimaciones significativas y juicios relevantes respecto de la

Los procedimientos de auditoría realizados en relación con esta cuestión clave incluyeron:

- Verificar la aprobación del Directorio de la Sociedad sobre el uso de valuadores expertos independientes.
- Obtener un entendimiento y evaluar las políticas, procesos, técnicas, métodos y premisas utilizadas por la Gerencia para la determinación del valor razonable de los activos revaluados.
- Evaluar la competencia, capacidad, idoneidad y objetividad de los valuadores externos contratados por el Grupo.
- Probar la precisión matemática de los cálculos para determinar los ajustes de revaluación y verificar la correcta registración comparando con el valor residual de los activos revaluados.

Cuestiones clave de la auditoría	Respuesta de auditoría
evolución futura de variables tales como tipo de cambio, inflación, tasa de descuento, etc. Para la determinación del valor razonable de la Central Térmica Agua del Cajón, la Planta de GLP, los Parques Eólicos Diadema I y II (por un total de \$ 203.016.869 miles, Nota 4.5), el Grupo ha utilizado el método de costo de reposición depreciado, determinando los componentes que forman las plantas y obteniendo los valores a nuevo de proveedores reconocidos en la industria y de publicaciones especializadas, adicionando los costos de fletes, seguros, montaje y otros gastos generales, y computando el factor de estado y el de obsolescencia funcional, lo que implica que una vez concluida la valoración se le aplica un factor de obsolescencia que reduce el valor considerando el uso y estado. Para la determinación del valor razonable de los Edificios y Terrenos (por un total de \$ 26.987.641 miles), al tratarse de bienes para los cuales existe un mercado activo en condiciones similares, se ha utilizado el valor tasado de venta en dicho mercado mediante un agente inmobiliario de la zona. El Grupo utilizó los servicios de expertos independientes en la valuación de los activos mencionados. La participación de valuadores externos es decidida por el Directorio de la Sociedad. Los principales factores que podrían afectar, en períodos futuros, los valores de los activos revaluados son: i) la vida útil estimada, ii) el deterioro por obsolescencia funcional y iii) una fluctuación en los costos de los componentes. El Grupo estima que cualquier análisis de sensibilidad que considere modificaciones relevantes en los factores mencionados podría conducir a cambios significativos. Esta cuestión resulta clave debido a que la medición del valor razonable de los activos revaluados resulta material en los estados financieros consolidados del Grupo y requiere la aplicación de juicios críticos y estimaciones significativas por parte de la Gerencia sobre variables claves utilizadas en la evaluación de los valores razonables, así como por la impredecibilidad de la evolución futura de estas estimaciones y el hecho de que cambios significativos futuros en las premisas claves pueden tener un impacto significativo en los estados financieros consolidados.	• El análisis del límite del valor revaluado al valor de uso fue evaluado de acuerdo con lo explicitado en la cuestión clave de auditoría mencionada en el punto anterior. • Evaluar la suficiencia de la información revelada en los estados financieros consolidados respecto a la determinación de valor razonable de los activos revaluados.

Información que acompaña a los estados financieros consolidados (“otra información”)

La otra información comprende la Memoria y la reseña informativa. El Directorio es responsable de la otra información.

Nuestra opinión sobre los estados financieros consolidados no cubre la otra información y, por lo tanto, no expresamos ninguna conclusión de auditoría.

En relación con nuestra auditoría de los estados financieros consolidados, nuestra responsabilidad es leer la otra información y, al hacerlo, considerar si la misma es materialmente inconsistente con los estados financieros consolidados o nuestros conocimientos obtenidos en la auditoría, o si por algún otro motivo parece que existe una incorrección significativa. Si, basándonos en el trabajo que hemos realizado, consideramos que, en lo que es materia de nuestra competencia, existe una incorrección significativa en la otra información, estamos obligados a informarlo. No tenemos nada que informar al respecto.

Responsabilidades del Directorio y del Comité de Auditoría en relación con los estados financieros consolidados

El Directorio de Capex S.A. es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de acuerdo con las Normas de contabilidad NIIF, y del control interno que el Directorio considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de incorrección significativa, debida a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, el Directorio es responsable de evaluar la capacidad del Grupo de continuar como empresa en funcionamiento, revelar, en caso de corresponder, las cuestiones relacionadas con este tema y utilizar el principio contable de empresa en funcionamiento, excepto si el Directorio tiene intención de liquidar el Grupo o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista de continuidad.

El Comité de Auditoría es responsable de la supervisión del proceso de preparación de la información financiera del Grupo.

Responsabilidades de los auditores en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de incorrección significativa, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contenga nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIAs siempre detecte una incorrección significativa cuando exista. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran significativas si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las NIAs, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de incorrección significativa en los estados financieros consolidados, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos elementos de juicio suficientes y apropiados para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección significativa debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección significativa debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionalmente erróneas, o la elusión del control interno.

- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno del Grupo.
- Evaluamos si las políticas contables aplicadas son apropiadas, así como la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por el Directorio de la Sociedad.
- Concluimos sobre lo apropiado de la utilización por el Directorio de la Sociedad, del principio contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en los elementos de juicio obtenidos, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre importante relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre importante, debemos enfatizar en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros consolidados, o si dichas revelaciones no son apropiadas, se requiere que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en los elementos de juicio obtenidos hasta la fecha de emisión de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que el Grupo deje de ser una empresa en funcionamiento.
- Evaluamos la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logre una presentación razonable.
- Planificamos y realizamos la auditoría de grupo para obtener elementos de juicio suficientes y apropiados en relación con la información financiera de las entidades o unidades de negocio dentro del Grupo, como base para formarnos una opinión sobre los estados financieros consolidados. Somos responsables de la dirección, supervisión y revisión del trabajo de auditoría realizado para los fines de la auditoría de grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con el Comité de Auditoría de la Sociedad en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, incluyendo cualquier deficiencia significativa en el control interno que identifiquemos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos al Comité de Auditoría de la Sociedad una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables relacionados con la independencia, y comunicamos todas las relaciones y demás cuestiones de las que se puede esperar razonablemente que pueden afectar a nuestra independencia y, en su caso, las acciones tomadas para eliminar amenazas o las salvaguardas aplicadas.

Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicación con el Comité de Auditoría de la Sociedad, determinamos las que han sido de la mayor significatividad en la auditoría de los estados financieros consolidados del presente ejercicio y que son, en consecuencia, las cuestiones clave de la auditoría. Describimos esas cuestiones en nuestro informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente la cuestión o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes, determinemos que una cuestión no se debería comunicar en nuestro informe porque puede preverse razonablemente que las consecuencias adversas de hacerlo superarían los beneficios de interés público de la misma.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

En cumplimiento de disposiciones vigentes informamos, que:

- a) los estados financieros consolidados de Capex S.A. se encuentran asentados en el libro "Inventarios y Balances" y cumplen, en lo que es materia de nuestra competencia, con lo dispuesto en la Ley General de Sociedades y en las resoluciones pertinentes de la Comisión Nacional de Valores;

- b) los estados financieros separados de Capex S.A. surgen de registros contables llevados en sus aspectos formales de conformidad con normas legales;
- c) al 30 de abril de 2026 la deuda devengada a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino de Capex S.A. que surge de sus registros contables ascendía a \$ 860.375.459, no siendo exigible a dicha fecha;
- d) de acuerdo con lo requerido por el Título II, Capítulo III, Sección VI, artículo 20 de la normativa de la Comisión Nacional de Valores, informamos que el total de honorarios en concepto de servicios de auditoría facturados a Capex S.A. en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026 representan:
 - d.1) el 53% sobre el total de honorarios facturados a Capex S.A. por todo concepto en dicho ejercicio;
 - d.2) el 75% sobre el total de honorarios facturados a Capex S.A. y a sus sociedades controladas, directa o indirectamente, por servicios de auditoría en dicho ejercicio;
 - d.3) el 44% sobre el total de honorarios facturados a Capex S.A. y a sus sociedades controladas, directa o indirectamente, por todo concepto en dicho ejercicio.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 7 de julio de 2026.

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Gustavo Ariel Vidan
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 159 F° 64

INFORME DE LA COMISIÓN FISCALIZADORA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Señores Accionistas de
Capex S.A.
Domicilio legal: Avenida Córdoba 948/950 Piso 8 C
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
CUIT: 30-62982706-0

Informe sobre los controles realizados como miembros de la Comisión Fiscalizadora respecto de los estados financieros consolidados y la Memoria del Directorio

Opinión

Hemos llevado a cabo los controles que nos imponen como síndicos la legislación vigente, el estatuto social, las regulaciones pertinentes y las normas profesionales para contadores públicos, acerca de los estados financieros consolidados de Capex S.A., que comprenden los estados de resultados integrales consolidados por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026, de situación patrimonial consolidada al 30 de abril de 2026, de cambios en el patrimonio consolidado por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026 y de flujos de efectivo consolidados por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2026, así como las Notas 1 a 44, explicativas de los estados financieros, que incluyen un resumen de las políticas contables significativas; y la Memoria del Directorio correspondientes al ejercicio finalizado en dicha fecha.

En nuestra opinión, los estados financieros mencionados en el primer párrafo, que se adjuntan a este informe y firmamos a los fines de su identificación, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial consolidada de Capex S.A. al 30 de abril de 2026, así como sus resultados integrales consolidados, y los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Asimismo, en nuestra opinión, la Memoria del Directorio cumple con los requisitos legales y estatutarios, resultando las afirmaciones acerca de la gestión llevada a cabo y de las perspectivas futuras, de exclusiva responsabilidad del Directorio.

En cumplimiento de lo dispuesto por el Artículo 4 del Capítulo XXI de las Normas de la Comisión Nacional de Valores y de la Resolución N° 368 de dicha Comisión, manifestamos que:

- i) Las políticas de contabilización y auditoría de la Sociedad responden a normas en la materia y exhiben una calidad razonable, y que el auditor externo lleva a cabo su labor con un grado satisfactorio de objetividad e independencia, según surge del informe emitido al respecto por el Comité de Auditoría.
- ii) Los estados financieros consolidados han sido preparados teniendo en cuenta las normas contables aprobadas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y las disposiciones de la Comisión Nacional de Valores.

Fundamentos de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestros controles cumpliendo con las normas legales y profesionales vigentes para el síndico societario, contempladas, entre otras, en la Ley General de Sociedades y en la Resolución Técnica N° 15 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE). Dichas normas requieren que los exámenes de los estados financieros consolidados se efectúen de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría (NIAs), las que fueron adoptadas como normas de auditoría en Argentina por la FACPCE mediante la Resolución Técnica N° 32, tal y como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento (IAASB por sus siglas en inglés) e incluyen la verificación de la razonabilidad de la información significativa de los documentos examinados y su congruencia con la restante información sobre las decisiones societarias de las que hemos tomado conocimiento, expuestas en actas del Directorio y de Asamblea, así como la adecuación de dichas decisiones a la ley y a los estatutos, en lo relativo a sus aspectos formales y documentales.. Nuestras responsabilidades de acuerdo con las normas mencionadas se describen más adelante en la sección “Responsabilidades de la Comisión Fiscalizadora en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados y la Memoria del Directorio”.

Para realizar nuestra tarea profesional sobre los documentos citados en el primer párrafo, hemos revisado la auditoría efectuada por los auditores externos de Capex S.A., Price Waterhouse & Co. S.R.L., quienes emitieron su informe en el día de la fecha, sin salvedades, de acuerdo con las normas de auditoría establecidas en la Resolución Técnica N° 32 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas. Dichas normas exigen que cumplan con los requerimientos de ética, así como que planifiquen y ejecuten la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable de que los estados financieros estén libres de incorrecciones significativas. Dicha revisión incluyó la verificación de la planificación del trabajo, de la naturaleza, alcance y oportunidad de los procedimientos aplicados y de los resultados de la auditoría efectuada por dichos profesionales.

Responsabilidades del Directorio y del Comité de Auditoría de Capex S.A. en relación con los estados financieros consolidados

El Directorio de Capex S.A. es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las NIIF, y del control interno que considere necesario para permitir la preparación de estados financieros libres de incorrecciones significativas debidas a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, el Directorio es responsable de la evaluación de la capacidad de Capex S.A. para continuar como empresa en funcionamiento, revelando, en caso de corresponder, las cuestiones relacionadas con este tema y utilizando este principio contable, excepto si el Directorio tuviera intención de liquidar la Sociedad o de cesar sus operaciones, o bien no existiera otra alternativa realista de continuidad.

Responsabilidades de la Comisión Fiscalizadora en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados y la Memoria del Directorio

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados en su conjunto estén libres de incorrección significativa, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contenga nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIA siempre detecte una incorrección significativa cuando exista. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran significativas si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las NIA, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- a) Identificamos y evaluamos los riesgos de incorrecciones significativas en los estados financieros consolidados debidas a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos elementos de juicio suficientes y adecuados para proporcionar una base para nuestra opinión.
- b) Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos que sean apropiados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Sociedad.

- c) Evaluamos si las políticas contables aplicadas son adecuadas, así como la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por el Directorio de Capex S.A.
- d) Concluimos sobre lo adecuado de la utilización por el Directorio de Capex S.A. del principio contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en los elementos de juicio obtenidos, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre significativa relacionada con hechos o con condiciones que puedan generar dudas importantes sobre la capacidad de Capex S.A. para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre significativa, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe como síndicos sobre la información expuesta en los estados financieros consolidados o en la Memoria, o si dicha información expuesta no fuera adecuada, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en los elementos de juicio obtenidos hasta la fecha de nuestro informe como síndicos. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que la Sociedad deje de ser una empresa en funcionamiento.
- e) Evaluamos la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logren una presentación razonable.
- f) Nos comunicamos con el Directorio de Capex S.A. en relación con, entre otras cuestiones, la estrategia general de la planificación y ejecución de nuestros procedimientos de auditoría como síndicos, y los hallazgos significativos en nuestra actuación como responsables de la fiscalización privada, así como cualquier deficiencia significativa del control interno identificada en el transcurso de nuestra actuación como síndicos.

También proporcionamos al Directorio de Capex S.A. una declaración de que hemos cumplido con los requerimientos de ética aplicables relacionados con nuestra independencia.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

- a) Al 30 de abril de 2026, según surge de los registros contables, la deuda devengada a favor del Sistema Integrado Previsional argentino asciende a \$ 860,375,459, no existiendo deuda exigible a dicha fecha.

- b) Los estados financieros consolidados adjuntos surgen de registros contables llevados, en sus aspectos formales, de conformidad con las disposiciones legales vigentes.
- c) Hemos leído la reseña informativa, sobre la cual, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos ninguna observación que formular
- d) En el desempeño de nuestra función consideramos haber cumplido con nuestros deberes como síndicos conforme lo prescribe la Ley General de Sociedades.
- e) Se ha dado cumplimiento a la Resolución 7/24 de la Inspección General de Justicia respecto de la constitución de las garantías de los Directores.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 7 de julio de 2026.

Por Comisión Fiscalizadora

Norberto Luis Feoli

Síndico Titular

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 50 F° 212

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 08 de julio de 2026

Legalizamos de acuerdo con las facultades otorgadas a este CONSEJO PROFESIONAL por las leyes 466 (Art. 2, Inc. D y J) y 20488 (Art. 21, Inc. I) la actuación profesional con los datos que a continuación se detallan:

Fecha de intervención: 07/07/2026

Referida a: E.E.C.C. - Ejercicio Regular/ Irregular - EECC Consolidado

Perteneciente a: Capex S.A.

CUIT: 30-62982706-0

Fecha de Cierre: 30/04/2026

Monto total del Activo: \$1.678.867.378.000,00

Intervenida por: Dr. GUSTAVO ARIEL VIDAN

Sobre la misma se han efectuado los controles de matrícula vigente y control formal de dicha actuación profesional de conformidad con lo previsto en la Res. C. D. 34/24, no implicando estos controles la emisión de un juicio técnico sobre la actuación profesional.

Datos del Matriculado

Dr. GUSTAVO ARIEL VIDAN

Contador Público (Universidad de Buenos Aires)

CPCECABA T° 159 F° 64

Firma en carácter de socio

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

T° 1 F° 17

SOCIO



Esta actuación profesional ha sido aprobada por el profesional interviniente a través del Servicio de Legalizaciones Web, y la misma reúne los controles de matrícula vigente, incumbencias y control formal de acuerdo al Reglamento de Legalizaciones de Actuaciones Profesionales (Res. C.D. 34/24).

Se puede constatar la validez del documento ingresando a <https://legalizaciones.consejo.org.ar/validar> y declarando el código indicado en el recuadro de la derecha o escaneando el QR.

LEGALIZACIÓN N°

836688

**CÓDIGO DE
VERIFICACIÓN**
ycooawmu

