



CAPEX S.A.

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Al 30 de abril de 2021 presentados en forma comparativa



INDICE

	Memoria
	Estados de Situación Financiera Consolidados
	Estados de Resultados Integrales Consolidados
	Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado
	Estados de Flujo de Efectivo Consolidados
	Notas a los Estados Financieros Consolidados
1	- INFORMACIÓN GENERAL
1.1	- Información general de la Sociedad
1.2	- Impacto del Coronavirus en las operaciones de la Sociedad y sus subsidiarias
2	- MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP
3	- BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN
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	- Instrumentos Financieros
3.8	- Repuestos y materiales e Inventarios
3.9	- Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar
3.10	- Efectivo y equivalentes de efectivo
3.11	- Cuentas del patrimonio
3.12	- Cuentas por pagar comerciales, remuneraciones y cargas sociales y otras deudas
3.13	- Deudas financieras
3.14	- Impuesto a las ganancias e impuesto diferido
3.15	- Provisiones y otros cargos
3.16	- Arrendamientos
3.17	- Reconocimiento de ingresos
3.18	- Información por segmentos
3.19	- Saldos de créditos y deudas con partes relacionadas
4	- ADMINISTRACION 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	- INFORMACION POR SEGMENTOS
7	- PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO
8	- ACTIVO Y PASIVO POR IMPUESTO DIFERIDO
9	- ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA
10	- CALIDAD CREDITICIA DE LOS ACTIVOS FINANCIEROS
11	- ACTIVOS POR DERECHO DE USO Y DEUDAS POR ARRENDAMIENTO
12	- REPUESTOS Y MATERIALES
13	- INVENTARIOS
14	- OTRAS CUENTAS POR COBRAR
15	- CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES
16	- INVERSIONES FINANCIERAS
17	- EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO
18	- CAPITAL SOCIAL Y PRIMA DE EMISION
19	- RESERVAS
20	- RESULTADOS NO ASIGNADOS
21	- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES
22	- DEUDAS FINANCIERAS



- 23 - REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES
- 24 - CARGAS FISCALES
- 25 - OTRAS DEUDAS
- 26 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS
- 27 - INGRESOS
- 28 - COSTO DE INGRESOS
- 29 - GASTOS DE COMERCIALIZACION
- 30 - GASTOS DE ADMINISTRACION
- 31 - OTROS EGRESOS OPERATIVOS NETOS
- 32 - RESULTADOS FINANCIEROS
- 33 - RESULTADO POR ACCIÓN
- 34 - COMPROMISOS
- 35 - PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD
- 36 - GARANTIAS Y BIENES DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA
- 37 - ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO
- 38 - RESERVAS DE GAS Y PETROLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE AUDITORIA EMITIDO POR LOS AUDITORES INDEPENDIENTES)
- 39 - NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS
- 40 - PARQUE EOLICO DIADEMA II
- 41 - ADQUISICION DE NEGOCIOS Y CONCESIONES
- 42 - PARTICIPACION EN OPERACIONES CONJUNTAS – RESUMEN DE LA SITUACION FINANCIERA

RESEÑA INFORMATIVA

INFORME DE AUDITORIA EMITIDO POR LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

INFORME DE LA COMISION FISCALIZADORA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS



NOMENCLATURA

Monedas

<u>Términos</u>	<u>Definición</u>
\$	Peso
€	Euro
GBP	Libra esterlina
US\$	Dólar estadounidense

Glosario de términos

<u>Términos</u>	<u>Definición</u>
bbl	Barril
BTU	British thermal unit
CC	Ciclo combinado
CNV	Comisión Nacional de Valores
CSJN	Corte Suprema de Justicia de la Nación
CT ADC	Central térmica Agua del Cajón
FACPCE	Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas
GWh	Gigawats por hora
IASB	Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad
km	Kilómetro
km ²	Kilómetro cuadrado
KW	Kilowat
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
MW	Megawat
NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
Nm ³	Metro cúbico normal
PED	Parque Eólico Diadema
RECPAM	Resultado por exposición en el cambio del poder adquisitivo de la moneda
tn	Tonelada
V/N	Valor nominal
WTI	West Texas Intermediate



Memoria Anual Ejercicio 2020 - 2021

Contenido

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



1. Resumen del ejercicio y perspectivas para el futuro

Principales hitos del ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021:

Adquisiciones y extensiones de concesiones de Áreas de Hidrocarburos

Puesto Zúñiga, durante 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 Puesto Zúñiga, en la Provincia de Río Negro. 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 pre-adjudicaron 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 y finalmente, CAPEX tomo posesión del Área el 17 de diciembre de 2020.

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 posee en la Concesión de Explotación "La Yesera", ubicada en la provincia de Río Negro. La efectiva adquisición del porcentaje de participación en la Concesión y de todos los derechos y obligaciones derivados de la misma, 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 estipula 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, a la fecha de emisión de los presentes estados financieros Capex posee el 37,5% de participación en la Concesión de Explotación La Yesera.

Extensión de Concesiones Loma Negra y La Yesera, con fecha 30 de marzo de 2021 se suscribieron los contratos de extensión de los plazos de concesión de las Áreas Loma Negra y La Yesera. Así, se firmó con la Provincia de Río Negro el contrato de extensión por 10 años de las mencionadas áreas, venciendo en consecuencia la concesión de Loma Negra el 24 de febrero de 2034 y la de La Yesera el 4 de agosto de 2037. El contrato de extensión de Loma Negra incluye un compromiso de inversión en firme para los Concesionarios de US\$ 27,4 millones, mientras que el de La Yesera abarca una inversión de US\$ 6,9 millones, así como de inversiones contingentes sujetas a determinadas condiciones por US\$ 8,2 millones y US\$ 18,5 millones, respectivamente.

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.

Recompra de Obligaciones Negociables

En el presente ejercicio la Sociedad procedió a la recompra de sus Obligaciones Negociables Clase II por un monto total de valor nominal de US\$ 44.974.000 a un precio promedio, sin considerar intereses corridos, de US\$ 88,72 por cada US\$ 100 de valor nominal. Los títulos recomprados no han sido cancelados y se encuentran en posesión de la Sociedad.



Central Térmica ADC - Rotura transformador de la Turbina Vapor 7

En enero de 2020, el transformador de la Turbina de Vapor 7 de la CT ADC tuvo una falla en la terminal de salida de una fase de alta tensión. Dicha falla ocasionó el incendio del transformador que fue sofocado por su propio sistema de protección y la asistencia de terceros, afectando sus bobinados internos y obligando a encarar en el sitio una reparación mayor. Por esa razón, desde el mes de enero de 2020 y hasta finales de julio de 2020, la CT ADC operó a ciclo abierto con la consiguiente disminución de la generación de energía en ese período. El incidente fue reportado a la compañía aseguradora y las indemnizaciones correspondientes bajo las pólizas fueron cobradas por la Sociedad.

Res 440/2021 de la Secretaría de Energía

Con fecha 19 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía mediante la Res 440/2021 eliminó la actualización de los valores remunerativos con el IPC y el IPIM considerados en la Res 31/2020 y estableció un incremento de los valores remunerados por la potencia y energía de un 29% aproximadamente. Dicho incremento es retroactivo para las entregas de energía desde febrero 2021. El monto correspondiente al período febrero 2021 a abril 2021 asciende a \$ 233 millones y en cumplimiento de las normas contables aplicables fue registrado en el ejercicio iniciado el 1 de mayo de 2021.

Impacto del Coronavirus en las operaciones de la Sociedad y sus subsidiarias:

El brote del COVID-19 ha tenido un impacto adverso en la economía mundial, incluida la Argentina. La caída de la actividad económica, ocasionada por las medidas de aislamiento dictadas por los diferentes países para mitigar la circulación y propagación del virus, generó una fuerte retracción de la demanda y del precio de petróleo al comienzo del ejercicio, situación que se está siendo revertida gradualmente desde finales del año 2020. Sin embargo, las nuevas variantes y mutaciones del virus presentan una amenaza constante para una recuperación económica sostenida debido a potenciales medidas de aislamiento que puedan dictarse a fin de contener nuevos rebotes.

De acuerdo con las recomendaciones que la OMS publicó para todos los países afectados por la pandemia Covid-19, el Gobierno Nacional emitió el DNU Nro. 297/20 mediante el cual estableció el aislamiento social, preventivo y obligatorio desde el 20 de marzo de 2020 e implementó una serie de medidas tendientes a disminuir la circulación, permitiendo la misma sólo a aquellas personas vinculadas a la prestación de actividades esenciales. Dicho aislamiento fue prorrogado y flexibilizado en sucesivas ocasiones atendiendo a la situación epidemiológica de cada momento. Es de esperar que potenciales endurecimientos y flexibilizaciones de las medidas de aislamiento tengan lugar en atención a la situación epidemiológica de cada momento.

La Sociedad ha adecuado las actividades en sus operaciones a fin de preservar la salud y seguridad de sus empleados. Las operaciones respetan estrictos y precisos protocolos, que a la fecha han dado muy buenos resultados, reduciendo el impacto del contagio y la propagación de la enfermedad. Con relación a estas medidas, en las operaciones se viene trabajando con dotaciones mínimas, prestando estricta atención a la situación epidemiológica. En lo que se refiere a personal administrativo y de gestión, se continuó trabajando en forma remota. Estas actividades bien coordinadas permitieron a la Sociedad mantener sus flujos de ingresos y egresos, los que fueron fuertemente afectados por la situación previa de mercado consecuencia de la pandemia. Aún con un mercado muy retraído y una demanda energética baja durante gran parte del ejercicio, la Sociedad ha logrado vender su producción en el mercado local e internacional y la central térmica ha continuado operando de manera normal (más allá del evento mencionado en párrafos anteriores), lo mismo ha ocurrido con los parques eólicos.

Resumen resultados del ejercicio

Durante el ejercicio económico iniciado el 1º de mayo de 2020 y finalizado el 30 de abril de 2021, Capex y sus sociedades controladas continuaron desarrollando su plan de negocios en los segmentos de: I) Petróleo y Gas, II) Energía, mediante la generación de i) energía térmica, ii) energía eólica, y iii) energía a partir de hidrógeno, III) Procesamiento y Separación de Gases Líquidos derivados del gas, y IV) Producción y Venta de Oxígeno.

Durante el presente ejercicio la Sociedad tuvo un resultado integral pérdida de millones de \$ 1.647,1 (del cual una pérdida de millones de \$ 1.667,1 corresponde a los propietarios de la Sociedad), que comparado con el ejercicio anterior cuyo resultado integral fue una pérdida de millones de \$ 2.617,2 (del cual una pérdida de millones de \$ 2.626,3 correspondía a los propietarios de la Sociedad), arroja una disminución de la pérdida del 37,1%.



El resultado integral del presente ejercicio está compuesto por un resultado neto pérdida de millones de \$ 615,6 y otros resultados integrales pérdida de millones de \$ 1.031,5, mientras que en el ejercicio anterior el resultado integral estaba compuesto por un resultado neto ganancia de millones de \$ 1.373,5 millones y otros resultados integrales pérdida de millones de \$ 3.990,7.

El resultado operativo del presente ejercicio arrojó una ganancia de millones de \$ 795,6, que comparado con el ejercicio anterior presenta una disminución del 77,7%.

En el segmento de petróleo y gas, durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021, si bien la Sociedad ha sostenido el nivel de producción de gas mediante las inversiones efectuadas incentivadas principalmente por los programas estímulos, la menor demanda de gas de la CTADC reguló y disminuyó la producción de gas del yacimiento ADC. Adicionalmente, la disminución del precio del gas por millón de btu como consecuencia de la aplicación de precios máximos establecidos, las subastas realizadas por CAMMESA para la adquisición de gas natural para la generación de electricidad, las declaraciones de costos de gas efectuadas por Capex y el precio adjudicado en el "Plan Gas 2020-2024", este último a partir del 1 de enero de 2021, generaron un fuerte impacto en los resultados operativos. Respecto del petróleo, durante el ejercicio 2020-2021 se vendió el stock acumulado al 30 de abril de 2020 debido a la baja de la demanda, en aquel momento, como consecuencia de la pandemia. El precio promedio del petróleo en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2021 se vio afectado por efecto de la pandemia, generando una disminución del 32,6% respecto del precio promedio del ejercicio anterior, recuperándose en los últimos meses del presente ejercicio.

En el ejercicio 2020-2021 la Sociedad ha reconocido una desvalorización de los activos de la unidad generadora de efectivo (UGE) Agua del Cajón por millones de \$ 2.466,8 asociado a los valores actuales y futuros estimados del precio de gas y al incremento del valor de los bienes que conforman la UGE, como consecuencia de la aplicación de las normas contables de ajuste por inflación.

Lo puntos mencionados generaron en la Sociedad una disminución del 280,8% en los resultados operativos en este segmento respecto del ejercicio anterior.

Respecto del segmento de generación de energía térmica, los resultados operativos disminuyeron en un 31,5%. Esta variación se explica fundamentalmente por una menor generación, producto de la rotura de un transformador de la turbina de vapor 7 de la CT ADC que obligó, desde el mes de enero y hasta el 31 de julio de 2020, a operar a ciclo abierto. Adicionalmente, existió una menor remuneración por la energía generada y el cargo por potencia, producto de la aplicación de la Res 31/20 desde febrero de 2020 que pesificó la tarifa de energía. Cabe destacar que, en el mes de mayo de 2021, la Secretaría de Energía, mediante la Res 440/2021 estableció un incremento de los valores remunerados por la energía generada y el cargo por potencia de un 29% aproximadamente, modificando con esta resolución el incremento que preveía la Res 31/20, que ajustaba la tarifa por el Índice de Precios al Consumidor y el Índice de Precios Internos al por Mayor.

En cuanto al segmento de generación de energía eólica, la operación de los Parques Eólicos Diadema I y II ("PED I y II") han operado con una alta eficiencia a partir del mes de mayo de 2020, momento en el que se produce el restablecimiento de la conexión con el SADI, debido al incendio en la Estación Transformadora Diadema ocurrida en el mes de marzo de 2020, volviendo a despachar energía eléctrica al sistema normalmente. Esto le ha permitido obtener un incremento en su resultado operativo en este segmento del 61,7%.

Respecto de los Resultados Financieros, al 30 de abril de 2021 la cotización del dólar estadounidense alcanzó \$ 93,56, un incremento con respecto al cierre del ejercicio anterior del 40,0%. Debido a que la Sociedad se encuentra endeudada en dicha moneda la apreciación del dólar afecta sus resultados financieros netos; no obstante, el hecho de que una gran proporción de sus ingresos y la mayor parte de su cartera de inversiones también estén denominados en dólares estadounidenses permite amortiguar las fluctuaciones del tipo de cambio en los resultados netos. Por otro lado, y de acuerdo con las normas contables vigentes, los presentes estados financieros incluyen el reconocimiento de los efectos de la inflación al inicio y al cierre del ejercicio, destacando que la variación del índice de Precios al Consumidor durante el ejercicio fue 46,3% en comparación con el ejercicio anterior del 45,6%. Este reconocimiento por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda mencionado se expone en el rubro Otros Resultados Financieros RECPAM. Adicionalmente, la Sociedad ha generado resultados financieros ganancia por la recompra de sus Obligaciones Negociables Clase II por millones de \$ 478.

Los Otros Resultados Integrales con imputación futura a resultados, los cuales impactan en la Reserva por inversiones a valor razonable, ascendieron a millones de \$ 123,5 (pérdida) al 30 de abril de 2021 como consecuencia de la venta de los Títulos Públicos (Bonos del Tesoro Americano) valuados a valor razonable.

Adicionalmente, se registraron en Otros Resultados Integrales sin imputación futura a resultados, los cuales impactan en la Reserva por revaluación de activos por millones \$ 908,0 (pérdida) en comparación con millones de \$ 4.114,2 (pérdida) del ejercicio anterior, como consecuencia del efecto de la revaluación y de la aplicación del ajuste por inflación, neto del



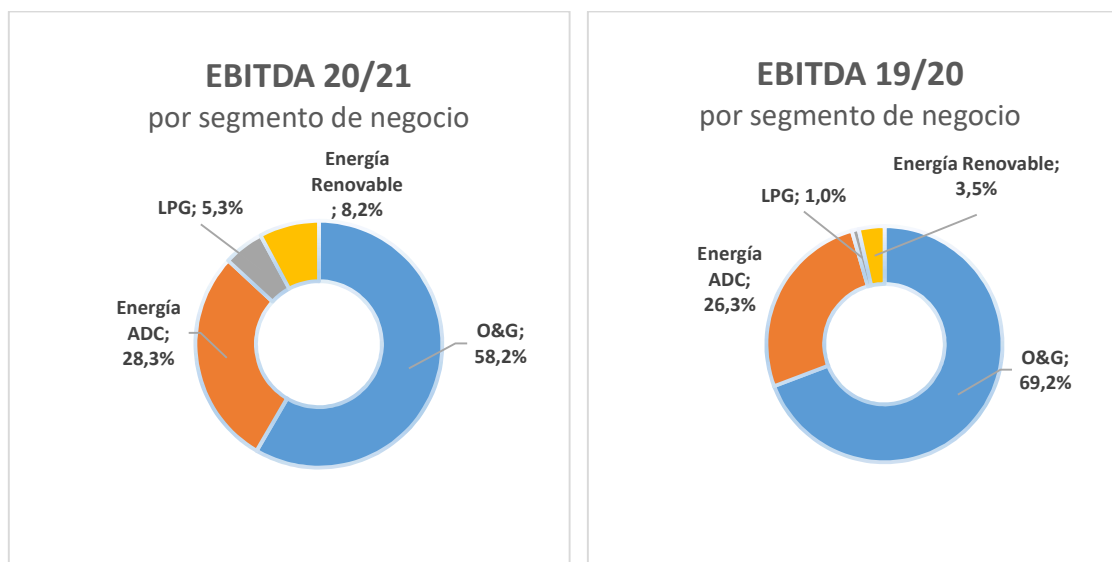
efecto impositivo, de aquellos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo sobre los cuales se aplica la política de valores razonables.

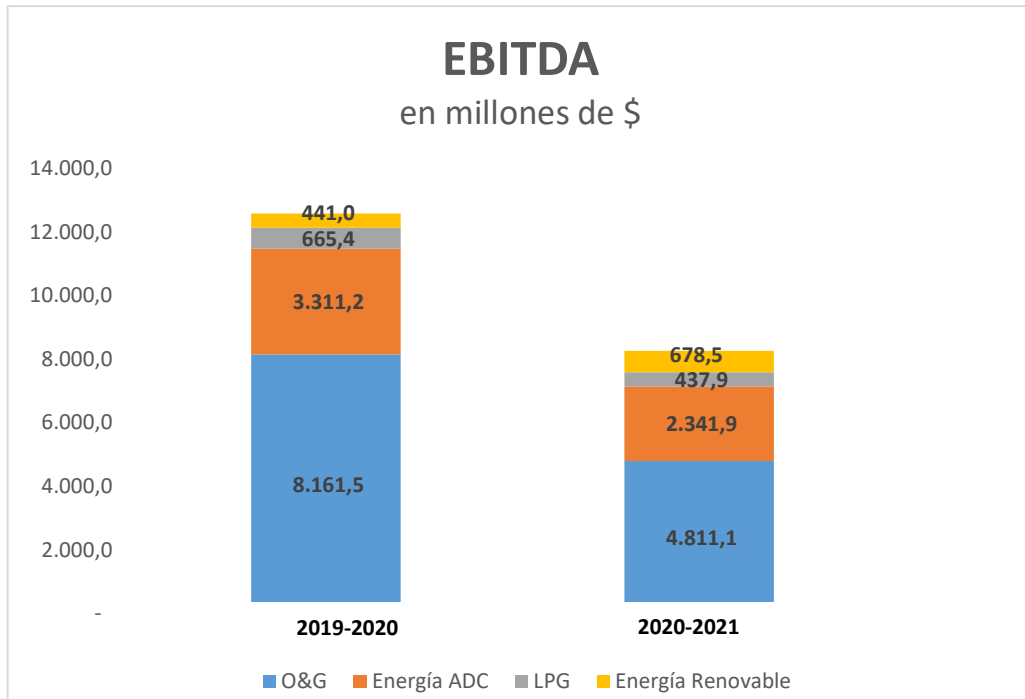
En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021, el segmento con mayor aporte al EBITDA de la Sociedad (58,2%) fue el de petróleo y gas, si bien disminuyó con respecto al ejercicio anterior en un 41,1%, el segmento de energía ADC disminuyó un 29,3%, el de LPG en un 34,2%, mientras que el de energías renovables se incrementó en un 53,9%, fundamentalmente por la puesta en marcha del PED II en septiembre de 2019.

EBITDA	30/04/2021	30/04/2020	Var 21 vs 20
	en miles de \$		%
Resultado operativo	796.578	3.573.017	-77,7%
Partidas no monetarias:			
Depreciación de Propiedad, planta y equipo	5.007.008	5.645.036	-11,3%
Desvalorización de Propiedad, planta y equipo	2.466.786	2.652.498	-7,0%
Desvalorización bienes de cambio	-	708.498	-100,0%
EBITDA Ajustado(*)	8.269.372	12.579.049	-34,3%

Tipo de cambio promedio diario del ejercicio al 30/4/2020:	55,526 \$/U\$S
Tipo de cambio promedio diario del ejercicio al 30/4/2021:	79,507 \$/U\$S
Tipo de cambio al cierre del ejercicio 30/4/20:	66,840 \$/U\$S
Tipo de cambio al cierre del ejercicio 30/4/21:	93,560 \$/U\$S

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





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

Adicionalmente, es intención de la Sociedad y su subsidiaria Hychico alcanzar una mayor inserción en proyectos de energías renovables, para lo cual se encuentran realizando evaluaciones y estudios de factibilidad en potenciales proyectos locales.

Finalmente, como parte de su estrategia de crecimiento y diversificación, la Sociedad continúa evaluando proyectos de generación y otras líneas relacionadas con el sector energético.

1.1 Hidrocarburos

1.1.1 Situación actual

Provincia del Neuquén

Área Agua del Cajón

Bajo la problemática planteada por el Covid-19 el plan llevado a cabo en el área fue reducido. La producción de gas promedio a 9300 Kcal/m³ en el ejercicio fue de 1,02 millones m³/día, en tanto la producción de petróleo promedio fue de 80 m³/día, siendo menores estos niveles de producción en aproximadamente 21% en gas y 22% en petróleo, respecto del ejercicio anterior. En cuanto a las producciones promedio de propano, butano y gasolina del ejercicio fueron de 45 tn/día, 29 tn/día y 55 m³/día, respectivamente, disminuyendo un 17% en promedio el nivel de producción respecto del ejercicio anterior. Los valores totales producidos en el ejercicio de gas y petróleo fueron de 374,0 MMm³ y 29,3 Mm³, respectivamente, mientras que las producciones totales de propano, butano y gasolina fueron de 16,2 Mtn, 10,6 Mtn y 20,2 Mm³, respectivamente. Al 30 de abril de 2021 la cantidad de pozos productivos de petróleo eran 33 y de gas 235.

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 incluye la aprobación, de parte de la Autoridad de Aplicación Provincial (Ministerio Energía y de Recursos



Naturales del Neuquén – Resolución 12 del 29 de enero de 2018), de un plan de inversión por millones de US\$ 101,5 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 el requisito de alcanzar una producción media anual de 500.000 m³/día, durante 12 meses consecutivos, antes del 31 de diciembre de 2019 y ha registrado en el rubro Ingresos en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2021 en concepto de incentivos correspondientes al Programa \$ 1.396,2 millones, cuya cobranza en el presente ejercicio se ha efectivizado parcialmente, con retrasos respecto a los tiempos previstos en el Programa.

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, siendo el mismo el mínimo entre el volumen real no convencional producido y la curva original presentada oportunamente.

Durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 la Sociedad ha destinado el 99% de su producción de gas a la generación de energía eléctrica a través de la CT ADC.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 31 de diciembre de 2020 fue certificada por el auditor independiente, Ing. José C. Estrada, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. MINEM 69E/2016 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión enero de 2052:

Productos		Reservas				Recursos	
		Comprobadas			Probables		
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	3.197	1.586	4.783	728	867	16.355
Petróleo	Mbbl	1.359	1.434	2.793	4.183	6.466	28.895
	Mm ³	216	228	444	665	1.028	4.594

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

Durante este ejercicio las reservas comprobadas totales de petróleo y gas disminuyeron un 9 %, en línea con la producción obtenida.

Área Parva Negra Oeste

Capex es adjudicataria del Permiso de Exploración, Desarrollo y Producción del área “Parva Negra Oeste” por Decreto N° 2499/2019 de la Provincia del Neuquén de fecha 22 de noviembre de 2019. El mismo contempla una participación de Gas y Petróleo del Neuquén S.A. según la siguiente tabla:

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

El contrato de exploración, desarrollo y producción del área es por un período de cuatro años, prorrogables por cuatro años más, finalizando en 2027.

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

Desde el punto de vista geológico el subsuelo del área comprende parte del faldeo nor-oriental conocido como “Dorso de los Chihuidos” y la sección nor-occidental denominada “Bajo de Añelo”.

El área Parva Negra Oeste se encuentra en una posición privilegiada para explotar los recursos no convencionales tipo Shale Gas de Vaca Muerta. Sin perjuicio de ello tiene otras formaciones de interés prospectivo.



El plan de trabajo exploratorio contempla, dentro de los primeros 4 años, la perforación de 1 pozo vertical y 1 pozo horizontal por un monto total de aproximadamente 19,1 Millones de US\$.

Provincia de Río Negro

Loma Negra

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. 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%

Con fecha 30 de marzo de 2021 se suscribió el contrato de extensión de los plazos de concesión del área por 10 años y cuyo nuevo vencimiento opera el 24 de febrero de 2034. El contrato 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 la fecha, el área cuenta con un total de 135 pozos perforados, de los cuales hoy en día sólo 41 están activos (29 productores y 12 inyectores) y posee varios yacimientos en producción o temporalmente inactivos (Loma Negra, El látigo Occidental, Cerro Solo, Anticlinal de María, Anticlinal Viejo, Anticlinal de María Occidental y Loma de María). La producción promedio en el mes de abril de 2021 fue de 166 m³/día de petróleo y 603.6 Mm³/día de gas, mientras que en el mes de abril de 2020 fue de 181 m³/día de petróleo y 684 Mm³/día de gas (gas a 9300 Kcal/m³). Si comparamos la producción del mes de abril de 2021 con las que tenía el área al momento del inicio de la operación de Capex, el incremento es de 167% (62 m³/día) y 168% (225 Mm³/día), de petróleo y gas respectivamente.

Respecto del plan de inversión desarrollado en este ejercicio, el Consorcio llevó adelante un programa de perforación de 3 pozos de tight gas en el yacimiento Loma de María y un programa de reparación de pozos productores e inyectores.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Loma Negra al 31 de diciembre de 2020 fue certificada por el auditor independiente, Licenciado Héctor Alberto López, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. 69E/2016 del MINEM.

Hasta el Final de la Concesión

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	Mm ³ ⁽¹⁾	1.329	836	2.165	6	-	3
Petróleo	Mbbl	2.352	1.214	3.566	170	-	359
	Mm ³	374	193	567	27	-	57

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

Durante el presente ejercicio las reservas comprobadas totales de petróleo y gas del área Loma Negra se incrementaron en aproximadamente un 179% y 207% respectivamente, debido fundamentalmente a la extensión de la concesión por 10 años.

La Yesera

Capex opera la Concesión La Yesera desde el 1° de diciembre de 2017. El área se encuentra ubicada en la provincia de Río Negro. La fecha de finalización de la concesión es el 4 de agosto de 2037.



Con fecha 30 de marzo de 2021 se suscribió el contrato de extensión de los plazos de concesión del área por 10 años y cuyo nuevo vencimiento opera el 4 de agosto de 2037. El contrato incluye un compromiso de inversión en firme para los Concesionarios de US\$ 6,9 millones, así como de inversiones contingentes sujetas a determinadas condiciones por US\$ 18,5 millones.

Las participaciones al 30 de abril de 2021 eran las siguientes:

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

(*) Participación adquirida por Capex con fecha 30 junio de 2021.

El yacimiento tiene perforados 4 pozos, de los cuales actualmente uno se encuentra en producción de petróleo y gas asociado. La producción promedio en el mes de abril de 2021 fue de 81 m³/día de petróleo y 60 Mm³/día de gas.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área La Yesera al 31 de diciembre de 2020 fue certificada por el auditor independiente, Lic. Héctor Alberto López, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. 69E/2016 del MINEM.

Hasta el Final de la Concesión

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	Mm ³ ⁽¹⁾	167	46	213	-	-	364
Petróleo	Mbbl	1.522	579	2.101	-	-	4.692
	Mm ³	242	92	334	-	-	746

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

Durante este ejercicio las reservas comprobadas de petróleo se incrementaron un 50 % respecto del año anterior y las de gas un 28%, debido fundamentalmente a la reciente extensión de la concesión del área por 10 años.

Área Puesto Zúñiga

Capex es adjudicataria del Contrato de Exploración del área "Puesto Zúñiga" por Decreto N° 1154/2020 de la Provincia de Río Negro de fecha 11 de noviembre de 2020. El mismo contempla una participación de la Sociedad y EDHIPSA según la siguiente tabla:

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

El área Puesto Zúñiga (PZ) se encuentra ubicada aproximadamente a unos 600 km al NO de la capital de la provincia de Río Negro, se encuentra entre las áreas La Yesera y Loma Negra. Posee una superficie de 81 km² de extensión. El área cuenta solamente con dos pozos perforados.

Desde el punto de vista geológico el área se encuentra ubicado en una región mixta dado por la transición de la dorsal de Huincul y del Engolfamiento de la Cuenca Neuquina. El potencial del área se ubica en las formaciones del Precuyano y Grupo Cuyo con objetivo principal no convencional de tipo tight sand gas, según antecedentes de áreas vecinas y los pozos perforados en el área.



El plan de trabajo exploratorio contempla durante el primer período la perforación de 1 pozo vertical de por lo menos 3800 m de profundidad y el reproceso sísmico de 150 km², por un monto total de aproximadamente US\$ 7,1 Millones de US\$. Dicho pozo exploratorio ya fue perforado, entubado y se encuentra en terminación.

Provincia del Chubut

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 del 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).

Capex es operadora de la Concesión de explotación del área desde el 1° de agosto de 2018. El plazo de vigencia de la concesión del área vence en el año 2026 con opción a extenderla por 20 años adicionales si se cumple con inversiones adicionales estipuladas antes del vencimiento.

Las participaciones en la Unión Transitoria son las siguientes:

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

En el área hay 583 pozos perforados, de los cuales se encuentran activos 323 pozos (217 productores y 106 inyectores). La producción de petróleo en el mes de abril de 2021 fue de 699 m³/día. Si comparamos esta producción con la que tenía el área al momento del inicio de la operación (557 m³/día) representa un incremento del 25,5%.

Planta de Polímeros Pampa del Castillo: sobre el final del ejercicio se instaló una planta de hidratación e inyección de polímeros para realizar una “prueba piloto” en la zona de La Guitarrita, la cual se estima se pondrá en marcha a comienzo del próximo ejercicio. 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 efecto de aumento de factores de recuperación y reservas, disminuyendo la producción e inyección de agua; bajando así la huella de carbono. La zona donde se realiza la “prueba piloto” se consideraba marginal, con un muy alto porcentaje de agua. El objetivo es bajar el porcentaje del agua producida a través de la inyección de polímeros en los 12 pozos inyectores pertenecientes al proyecto.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Pampa del Castillo-La Guitarra al 31 de diciembre de 2020 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana Maria Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEE 324/2006 y Res. 69E/2016 del MINEM.

Hasta el Final de la Concesión

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	31	14	45	5	1	-
Petróleo	Mbbl	7.485	3.742	11.227	1.302	245	-
	Mm ³	1.190	595	1.785	207	39	-

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

Las reservas comprobadas de petróleo al 31 de diciembre de 2020 a fin de la concesión se redujeron un 16% respecto del informe presentado al 31 de diciembre de 2019, debido a la proximidad a la fecha de fin de esta etapa de la concesión.



Debido a la problemática suscitada por el COVID-19, la Sociedad efectuó una presentación ante la Autoridad de Aplicación solicitando la extensión de los plazos para la realización de las inversiones comprometidas. Esta solicitud fue aprobada implicando la suspensión de las obligaciones de inversión por un plazo de aproximadamente un año.

Área 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 del Chubut y posee una superficie de aproximadamente 49,33 km². Está localizado a unos 18 km al oeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia.

Capex es operadora de la Concesión de explotación del área desde el 1 de febrero de 2020. El plazo de vigencia de la concesión del área vence en el año 2045.

Geológicamente, se encuentra ubicado en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, cerca al área Pampa del Castillo – La Guitarra. Se trata de una típica cuenca intracratónica, de génesis extensiva desarrollada sobre un basamento constituido por un complejo de pórfidos cuarcíferos y tobas asociadas, conocido como Grupo Lonco Trapial en su sector norte y como Grupo Bahía Laura en el sector sur.

Las principales unidades productoras en el Área Bella Vista Oeste corresponden a la Formación (“Fm.”) El Trébol, la Fm. Comodoro Rivadavia y a la Fm. Mina del Carmen pertenecientes al Grupo Chubut. Los reservorios están constituidos por areniscas y areniscas tobáceas de origen fluvial separados entre ellos por limoarcilitas. La Fm. D129 es la principal roca generadora de hidrocarburos.

Hay un total de 110 pozos perforados, de los cuales 46 pozos están activos (37 productores y 9 inyectores). La producción de petróleo al 30 de abril del 2021 fue de 136 m³/día, que comparando con el valor al momento de la toma del área de 87 m³/día, representa un incremento del 56%.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Bella Vista Oeste Bloque I al 31 de diciembre de 2020 fue certificada por el auditor independiente, Lic. Héctor Alberto López, según los requerimientos establecidos en la Res. SEE 324/06 y Res 69E/2016 del MINEM. La fecha de finalización de la concesión es en febrero de 2045.

Hasta el Final de la Concesión

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Petróleo	Mbbl	2.711	4.504	7.215	264	-	-
	Mm ³	431	716	1.147	42	-	-

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

Las reservas comprobadas de petróleo al 31 de diciembre de 2020 se incrementaron un 42% respecto al año anterior fundamentalmente por la visualización de nuevos proyectos y la actividad de inversión realizada.

Debido a la problemática suscitada por el COVID-19, la Sociedad efectuó una presentación ante Petrominera del Chubut S.E. solicitando la extensión de los plazos para la realización de las inversiones comprometidas. Esta solicitud fue aprobada, suspendiendo las obligaciones de inversión por un plazo de aproximadamente un año.

Consolidación de reservas comprobadas y evolución de producciones

En el ejercicio 2020/2021 la producción promedio de petróleo de las áreas operadas por Capex fue de 1.148 m³/día comparado con 1.132 m³/día del periodo 2019/20, representando un incremento del 1,4%. Para los mismos periodos, tomando las participaciones de Capex en las áreas operadas, la producción de petróleo fue de 938 m³/día y 909 m³/día respectivamente, representando un incremento de 3,1%.

Con respecto a la producción de gas, en el ejercicio 2020/2021 la producción promedio de las áreas operadas por Capex fue de 1,75 millones m³/día comparado con 1,99 millones m³/día del periodo 2019/20, representando un descenso del



12%. Para los mismos periodos, tomando las participaciones de la Sociedad en las áreas operadas la producción fue de 1,29 millones m³/día y 1,56 millones m³/día respectivamente, representando una disminución del 17%.

Con la finalidad de observar la evolución de las reservas comprobadas y el impacto de las adquisiciones de las áreas en éstas, las mismas se comparan en el siguiente cuadro, teniendo como horizonte el vencimiento de cada concesión y tomando como base las reservas auditadas al 31 de diciembre de 2020 y 2019. Los valores se muestran teniendo en cuenta los porcentajes de participación de Capex en cada una de las áreas y referidos a dichas fechas.

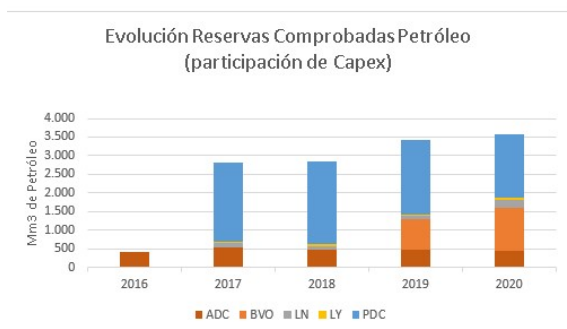
Áreas (Participación de Capex)	Productos		Comprobadas	
			Total 31.12.20	Total 31.12.19
Agua del Cajón (100%)	Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	4.783	5.245
	Petróleo	Mbbl	2.793	3.070
		Mm ³	444	488
Bella Vista Oeste – Bloque I (100%)	Petróleo	Mbbl	7.214	5.076
		Mm ³	1.147	807
Loma Negra (37,5%)	Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	812	264
	Petróleo	Mbbl	1.337	479
		Mm ³	213	76
La Yesera (18,75%) (*)	Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	40	31
	Petróleo	Mbbl	394	262
		Mm ³	63	42
Pampa del Castillo – La Guitarra (95%)	Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	43	48
	Petróleo	Mbbl	10.666	12.721
		Mm ³	1.696	2.023
Total	Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	5.678	5.588
	Petróleo	Mbbl	22.404	21.608
		Mm ³	3.562	3.436

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

Con respecto a reservas comprobadas de las áreas operadas, teniendo en cuenta la participación en las mismas, se observa un incremento del 3.7% en las reservas comprobadas de petróleo y de 1.6% de gas como consecuencia de la extensión de las concesiones de Loma Negra y La Yesera, y la visualización de nuevos proyectos en Bella Vista Oeste.

(*) Como consecuencia de la adquisición posterior por parte de Capex a San Jorge Energy del 18.75% de la participación en La Yesera, la Sociedad incorpora reservas comprobadas por 40 MMm³ de gas y 394 Mbbl.

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





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

1.1.2 Perspectivas para el futuro

Durante el primer semestre del ejercicio finalizado al 30 de abril de 2021, la Sociedad suspendió los trabajos de campo, manteniendo sus yacimientos operativos. En el segundo semestre del ejercicio comenzó las tareas de perforación e intervención de pozos, así como también continuó con el plan de obras, siempre orientado a preservar la seguridad y salud de su personal y contratistas. Los lineamientos del plan de inversión para el próximo ejercicio son los siguientes:

- en el **área Agua del Cajón** continuar con el plan de desarrollo "convencional" que contempla desarrollo de gas convencional, de "tight gas sand", un plan de reparaciones y optimizaciones de pozos de gas y petróleo. La Sociedad continuará focalizando los recursos al desarrollo de nuevas reservas convencionales y no convencionales. En lo referente al desarrollo de recursos shale (roca madre) se continuará trabajando en su viabilidad técnico-económica previo a encarar la etapa de desarrollo.

- en el **área Loma Negra** continuar con el desarrollo de los prospectos de petróleo y gas.

- en el **área La Yesera** realizar la perforación de un pozo de desarrollo. El Consorcio se focalizará en el desarrollo de reservas principalmente de petróleo en objetivos profundos.

- en el **área Pampa del Castillo – La Guitarra** realizar la perforación de pozos de avanzada y pozos productores de primaria/secundaria de desarrollo, continuar con la campaña de reparaciones de pozos productores de petróleo y la adecuación de instalaciones de recuperación secundaria en baterías y plantas. Adicionalmente, avanzar con la implementación de proyectos de recuperación terciaria a través de la inyección de polímeros en las zonas más maduras y marginales.

- en el **área Bella Vista Oeste – Bloque I**, realizar la perforación de pozos de avanzada y pozos productores de primaria/secundaria de desarrollo, así como también llevar adelante la reparación de pozos productores de petróleo y adecuación de pozos inyectoros.

- en el **área Parva Negra Oeste** perforar dos pozos no convencionales como objetivo la Formación Vaca Muerta y en base a las productividades esperadas, analizar cómo continuar con el desarrollo.

- en el **área Puesto Zuñiga** realizar el ensayo de terminación del primer pozo perforado. Luego del mismo, se efectuará un análisis de los futuros pasos a seguir en este bloque de exploración.

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



1.2 Energía Eléctrica

1.2.1 Situación actual

Capex accedió en el año 2014 a un programa de financiamiento para los mantenimientos mayores y extraordinarios de la CT ADC, otorgado por CAMMESA, por aproximadamente US\$ 31 millones, el cual fue ampliado al año siguiente en aproximadamente US\$ 20 millones. La Sociedad llevó a cabo los mantenimientos de acuerdo con lo programado, tanto aquéllos de turbinas de ciclo abierto como de su ciclo combinado, finalizando con los mismos en el mes de septiembre de 2017. El haber llevado a cabo dicho programa de mantenimiento, le permitió a la Sociedad seguir manteniendo buenos niveles de disponibilidad y generación en el ejercicio y comprometer su disponibilidad en el largo plazo.

Dicho financiamiento fue compensado por la Sociedad con la “Remuneración de los mantenimientos no recurrentes” establecida por la Res SEN 529/14 y sus modificaciones y con el crédito por la “Remuneración Adicional Fideicomiso”. A partir de la Res SRRyME 1/2019 el repago o devolución de los mismos se realizó descontando de la liquidación mensual un monto equivalente al máximo entre U\$S 1 MW/h generado y 700 US\$/MW mes, hasta alcanzar la cancelación de la totalidad del financiamiento. A la fecha de los presentes estados financieros, el financiamiento descrito se encuentra cancelado por la Sociedad en su totalidad.

La Sociedad continuó realizando los mantenimientos técnicos requeridos para cumplir con los compromisos de disponibilidad garantizada de potencia (DIGO) y el despacho requerido por CAMMESA.

Durante el ejercicio la CT ADC ha operado con gas del yacimiento, al que se le adicionó el gas adquirido a terceros. La generación bruta de energía eléctrica del presente ejercicio fue de 3.387 GWh, reduciendo el nivel de generación en aproximadamente un 6% respecto del ejercicio anterior, debido principalmente a la falla del transformador de la Turbina a Vapor 7 ocurrida en enero 2020, que obligó a producir desde esa fecha hasta finales de julio de ese año a ciclo abierto.

1.2.2 Perspectivas para el futuro

Respecto de la remuneración de la tarifa eléctrica, mediante la Res 31/2020 la Secretaría de Energía pesificó los valores remunerados a partir del 1 de febrero de 2020, y si bien dispuso, en la misma resolución, que los valores expresados en pesos se actualizarán en forma mensual por un factor asociado a la inflación (IPC e IPIM), dicha actualización fue eliminada por la Res 440/2021 estipulando un aumento de aproximadamente un 29% a partir de febrero 2021.

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

1.3 Energía Renovable

1.3.1 Situación actual

Parque Eólico Diadema I

En el segmento de generación de energía renovable, a través de la subsidiaria Hychico, el Parque Eólico Diadema I 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	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021
Energía [MWh]	28.849,20	28.083,70	25.506,60	22.969,10	31.839,50	27.939,65	25.656,70	23.769,20
FC	52,30%	50,90%	46,10%	41,60%	57,50%	50,6%	46,50%	43,10%

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

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



Parque Eólico Diadema II

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

El desempeño alcanzado por el parque desde la puesta en marcha se refleja en las siguientes tablas:

Ejercicio 19/20

Mes	Oct/2019	Nov/2019	Dic/2019	Ene/2020	Feb/2020	Mar/2020	Abr/2020
FC	34,3%	39,0%	54,0%	51,4%	42,2%	33,7%	0,0%

Ejercicio 20/21

Mes	May/2020	Jun/2020	Jul/2020	Ago/2020	Sep/2020	Oct/2020
FC	14,0%	49,0%	32,1%	60,6%	60,4%	58,4%

Mes	Nov/2020	Dec/2020	Ene/2021	Feb/2021	Mar/2021	Abr/2021
FC	41,5%	39,2%	41,9%	33,0%	36,6%	43,3%

Es importante destacar que tanto el Parque Eólico Diadema I y II se vieron afectados por un incendio ocurrido el 25 de marzo de 2020 en la Estación Transformadora Diadema, que conecta el parque con el SAD1 (Sistema Argentino de Interconexión), y como consecuencia del cual, los mismos quedaron desconectados. Los trabajos de restablecimiento de conexión y análisis de causa raíz se vieron afectados por la situación del COVID-19 y las medidas de aislamiento social, preventivo y obligatorio establecidas por el Estado Nacional a través del Decreto Nacional Nro. 297/2020. Este hecho fortuito se informó oportunamente tanto a la Secretaría de Energía de la Nación como a CAMMESA, presentando posteriormente los informes de perturbación correspondientes. El restablecimiento mediante una instalación provisoria de reconectores de ambos parques se logró el día 22 de mayo de 2020, quedando CAMMESA y la Secretaría de Energía de la Nación debidamente notificadas. Actualmente el sistema de celdas, monitoreo y control ha sido actualizado por equipos de última generación y la instalación definitiva en la ET Diadema se concluyó a fines de junio de 2021.

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.

1.3.2 Perspectivas para el futuro

E G WIND continuará operando el Parque Eólico Diadema II mientras que Hychico operará, además del Parque Eólico Diadema I, la Planta de Hidrógeno y Oxígeno.

Como parte de su estrategia, es intención de Hychico contar con una plataforma de proyectos de generación de energía renovable local que permitan incrementar su capacidad instalada en este segmento de negocio. A tal fin, Hychico ha identificado diferentes locaciones viables para el desarrollo de proyectos de generación de energía eólica y solar en la Argentina y a tal fin ha ejecutado los contratos necesarios con los superficiarios de dichas locaciones a fin de poder desarrollar estos proyectos en un futuro próximo. Asimismo, en la medida que se generen las condiciones propicias en la Argentina, se continuará evaluando la factibilidad técnico-económica de producción de hidrógeno a partir de electrólisis de agua en la Patagonia con miras a su exportación a los mercados internacionales que ya hoy muestran sus necesidades futuras.

2. Reseña histórica

La Sociedad inició sus operaciones en el segmento de exploración y producción de hidrocarburos en la Provincia de 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, ambas ubicadas en el yacimiento Agua del Cajón, integró



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

2.1 Hidrocarburos

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.

2.1.1 Area 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 de gas y al procesamiento del 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 petróleo. Las producciones acumuladas de gas y petróleo alcanzaron 20,9 mil millones de m³ y 3,0 millones m³, respectivamente, al 30 de abril de 2021.

La Provincia del 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 2615 que aprobó los parámetros y condiciones básicos para la renegociación de áreas provinciales. Como consecuencia de este proceso, en abril de 2009 la Provincia del 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 del Neuquén emitió el Decreto 773/09, el cual 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 del Neuquén de un canon de millones de US\$ 17.
- 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 del Neuquén a la 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 del 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. Al 30 de abril de 2021 ha superado 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 del 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 del Neuquén, la Sociedad abona las siguientes regalías: (a) sobre la producción de todos los pozos completados y terminados, excepto aquéllos con producción derivada de reservorios no convencionales de los denominados "shale gas" o "shale oil" o "roca madre", 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%.

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

	ADC				
	30/04/2021	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018	30/04/2017
Producción petróleo en bbl	184.517	235.971	274.775	337.305	298.093
Producción petróleo en m3	29.336	37.516	43.686	53.627	47.393
Producción gas (Miles de m3)	374.041	473.979	527.704	540.848	566.840

2.1.2 Área Senillosa

En octubre de 1991 la Sociedad adquirió el 100% de los derechos de exploración del área Senillosa, habiendo pagado miles de US\$ 315,2. En octubre de 2005 el área Senillosa fue retornada a la Provincia del Neuquén.

2.1.3 Áreas de exploración en la provincia de Río Negro

Durante los años 2007 y 2008, Capex adquirió de 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). Durante los años 2012 a 2017 se realizaron estudios exploratorios y se perforaron pozos que en su mayoría resultaron estériles, otros resultaron productores de gas con baja productividad. La Sociedad cumplió con los compromisos de inversión y llevó a cabo los procesos de reversión de las áreas, los cuales fueron aprobados por la Provincia de Río Negro.

2.1.4 Áreas Loma Negra y La Yesera

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 y el 18,75% del área La Yesera, ubicadas 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.



Los socios que conforman los consorcios son: Capex, YPF, Metroholding, IFC y San Jorge (Ver punto 1.1.1.).

A continuación se indican las producciones de ambas áreas desde la adquisición de Capex:

Loma Negra (100% de Producción)				
	30/04/2021	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018
Producción petróleo en bbl	395.000	415.164	268.616	72.768
Producción petróleo en m3	62.800	66.006	42.707	11.569
Producción gas (Miles de m3)	235.853	240.613	133.114	40.010

La Yesera (100% de Producción)				
	30/04/2021	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018
Producción petróleo en bbl	194.229	207.502	221.070	111.653
Producción petróleo en m3	30.880	32.990	35.147	17.751
Producción gas (Miles de m3)	22.434	27.065	21.148	8.003

30/04/2028 corresponde a la producción del período noviembre 2017 a abril 2018.

2.1.5 Área Pampa del Castillo – La Guitarra

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, reteniendo 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.

El área Pampa del Castillo-La Guitarra se encuentra ubicada en la zona norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, en la Provincia del Chubut y posee una superficie de aproximadamente 121 km2.

Capex es operadora de la Concesión de explotación del área desde el 1° de agosto de 2018. El plazo de vigencia de la concesión del área vence en el año 2026 con opción a extenderla por 20 años si se cumple con inversiones adicionales estipuladas.

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, debe realizar inversiones en exploración por la suma de US\$ 10,6 millones en el mismo período. Adicionalmente, Capex y Petrominera deberán realizar hasta el año 2026 inversiones adicionales por US\$ 70 millones para hacer uso de la opción de continuar la explotación del área hasta el período ulterior (año 2046).

Las participaciones en la Unión Transitoria son las siguientes:

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

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

Pampa de Castillo (100% de Producción)			
	30/04/2021	30/04/2020	30/04/2019
Producción petróleo en bbl	1.574.497	1.683.861	1.042.083
Producción petróleo en m3	250.325	267.713	165.678

Al 30 de abril del 2019 corresponde a la producción del período agosto 2018 a abril 2019.



2.1.6 Parva Negra Oeste

En el marco del Plan Exploratorio Neuquén, Gas y Petróleo del Neuquén S.A. (GyP) lanzó 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 presentó una oferta por el área Parva Negra Oeste, la cual resultó adjudicada. Con fecha 5 de noviembre de 2019 la Sociedad y GyP suscribieron un contrato para la exploración, desarrollo y producción del área. La misma se ubica en una posición muy favorable para el eventual desarrollo de la formación no convencional Vaca Muerta.

El contrato contempla la realización de un plan de trabajos de exploración con una inversión aproximada de US\$ 19 millones a realizarse dentro del primer período de exploración de cuatro años. 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. En caso de descubrirse hidrocarburos comercialmente explotables y cumplidas ciertas condiciones, se solicitará una Concesión de Explotación No Convencional de 35 años sobre el área, en el marco del contrato mencionado. Con fecha 22 de noviembre de 2019 la Provincia del Neuquén publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 2499/19 que aprueba el referido contrato.

2.1.7 Bella Vista Oeste Bloque I

En el mes de mayo de 2019, Petrominera Chubut S.E. (PMC) 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 del 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 PMC un contrato de concesión de explotación por 25 años, sujeto a su 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 del 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 PMC el pago inicial de US\$ 4,5 millones y abonará trimestralmente durante el período de la concesión un Bono Variable, de acuerdo con lo previsto en el acuerdo. La vigencia de la concesión es 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.

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. De esta manera se logra una alta confiabilidad y flexibilidad en el despacho.

	30/04/2021	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018	30/04/2017
Potencia generada MWh	3.386.565	3.589.280	4.783.718	4.325.789	4.344.150
Potencia nominal MWh	5.886.720	5.886.720	5.886.720	5.886.720	5.886.720
Factor de Carga	57,5%	61,0%	81,3%	73,5%	73,8%

2.3 GLP

La planta de *turboexpander* comenzó su operación en 1998. La Sociedad procesa el gas producido rico en componentes licuables en una Planta de GLP, propiedad de Servicios Buproneu S.A., subsidiaria de Capex. Del procesamiento del gas rico se obtiene propano, butano y gasolina estabilizada. El propano y el butano son vendidos por la Sociedad en forma separada y la gasolina estabilizada es comercializada junto con su petróleo crudo, mientras que el gas remanente es utilizado como combustible para la generación de energía. Los niveles de eficiencia de esta planta continúan siendo muy altos y superan el 99%.

2.4 Energías Renovables

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

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

Parques Eólicos

Parque Eólico Diadema I

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

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

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



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

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

Parque Eólico Diadema II

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

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

El parque obtuvo su habilitación comercial por parte de CAMMESA el día 18 de septiembre de 2019, cumpliendo con los plazos estipulados en la licitación. Debido a las limitaciones de transporte eléctrico del corredor patagónico y la línea 132 kV Comodoro Rivadavia - Pico Truncado en particular, el parque debe operar con restricciones de potencia, las cuales son administradas por CAMMESA. Hasta tanto no se realicen las obras de ampliación a cargo del Estado Nacional, existirán estas restricciones las cuales serán mayores en la medida que se sumen nuevos parques eólicos en la zona. Como mecanismo de compensación a dichas restricciones, el contrato establece en su punto 10.3 la "Obligación de tomar o pagar" que entró en vigencia el 19 de junio de 2020 al cumplirse los 30 meses de la adjudicación del contrato.

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

Durante el 2020, la economía argentina siguió condicionada por la crisis financiera y la recesión iniciada en el 2018. Esto implicó altos índices de inflación, y retracción de la actividad y del consumo en un contexto agravado por la pandemia por Covid-19.



La pandemia COVID-19 y las medidas de aislamiento han impactado significativamente en la economía argentina. Durante 2020 el país sufrió una caída del PBI de 9.9%, siendo ésta la mayor caída desde 2002. La economía doméstica sigue mostrando fuertes desbalances macroeconómicos que incluyen una alta inflación y un creciente déficit fiscal. La inflación anual, si bien ha mostrado una desaceleración respecto del año 2019, alcanzó el 36% en 2020.

El Índice de Costo de Vida Nacional publicado por el INDEC mostró una variación en el año 2020 del 36,1%. Las mayores variaciones se registraron en los rubros de prendas de vestir (+60,0%), recreación y cultura (+48,0%) y alimentos y bebidas no alcohólicas (+42,1%). Los rubros afectados en menor medida fueron educación (+20,1%), vivienda, agua, electricidad y otros combustibles (+17,6%) y comunicaciones (+7,6%). Asimismo, los salarios medidos por el registro de Remuneración Imponible Promedio de los Trabajadores Estables (RIPTE) tuvieron un incremento interanual del 34,9% a diciembre de 2020, respecto del mismo mes del 2019. La inflación registrada en el período mayo 2020 – abril 2021 ascendió a 46,3%.

El resultado fiscal del Sector Público No Financiero acumuló a diciembre de 2020 un déficit primario y total de 7,0% y 9,1% en relación con el PBI, respectivamente. La variación anual del total de los recursos tributarios, medidos en \$ según cifras publicadas por la AFIP, cerró en 2020 con un incremento del 32,2% respecto de 2019. Asimismo, los gastos primarios registrados en el 2020 por el Tesoro Nacional mostraron una variación interanual del 63,5%.

En relación con la situación financiera, la cotización del US\$ mayorista BCRA Res. A3500 cerró al 31 de diciembre de 2020 en \$ 84,15 / US\$, acumulando un aumento del 40,5% respecto del cierre de 2019. Al 30 de abril de 2021 la cotización del US\$ alcanzó los \$ 93.56 / US\$, representando una variación interanual del 40%.

En cuanto al esquema cambiario y monetario, siguen vigentes las medidas establecidas por el BCRA entre septiembre de 2019 y mayo de 2020 para el acceso al mercado de cambios, incluyendo plazos máximos para ingresar y liquidar operaciones de exportación y limitaciones sobre la adquisición de moneda extranjera, restringiendo además en el acceso al mercado de cambios a los residentes con activos líquidos en el exterior.

Por otro lado, durante el año 2020, el Gobierno ha logrado concluir el proceso de reestructuración de su deuda en moneda extranjera (tanto local como externa), despejando significativamente el perfil de vencimientos para los próximos años. A su vez, las autoridades están avanzando en conversaciones con el Fondo Monetario Internacional y el Club de París para acordar un nuevo programa para los próximos años.

Impacto del Coronavirus en las operaciones de la Sociedad y sus subsidiarias

Ante la pandemia COVID-19, el Gobierno Nacional estableció mediante el DNU N° 297/20 y modificatorias, el ASPO y DISPO a nivel nacional, con vigencia desde el 20 de marzo y 21 de diciembre de 2020, respectivamente. El DNU estableció como ciertas actividades esenciales, las guardias mínimas que aseguren la operación y mantenimiento de yacimientos de petróleo y gas, plantas de tratamiento y/o refinación de petróleo y gas, transporte y distribución de energía eléctrica, combustibles líquidos, petróleo y gas, estaciones expendedoras de combustibles y generadores de energía eléctrica. Todos los negocios que forman parte del Grupo fueron declarados esenciales.

La Sociedad ha establecido como principales objetivos preservar la seguridad y salud de su personal y mantener sus yacimientos operativos mediante la venta de su producción ya sea en el mercado local como internacional. A la fecha dichos objetivos han sido alcanzados conforme a lo establecido por la Sociedad. Asimismo, la Sociedad ha logrado despachar energía eléctrica generada en la Central Térmica de Agua del Cajón utilizando el gas producido en su yacimiento. Esto último, a pesar de la baja en la demanda de energía eléctrica como consecuencia de la Pandemia y de la rotura de uno de los transformadores de la Central Térmica ocurrida durante el mes de enero de 2020, cuya reparación fue concluida en el mes de julio de ese año.

La Gerencia de la Sociedad continúa constantemente monitoreando la situación, tomando las medidas que considera necesarias con el objetivo de asegurar la integridad sanitaria de su personal, mantener la operación de todos sus segmentos de negocio y preservar la situación financiera. Estas acciones implicaron el desarrollo de un plan de acción que incluyó la implementación de las siguientes medidas: i) un esquema de trabajo remoto para las posiciones que así lo permiten, ii) protocolos preventivos en las operaciones que requieren la presencia de personal para su funcionamiento y para garantizar el cumplimiento de tareas de mantenimiento en tiempo y forma, iii) la revisión de su programa de inversiones, y iv) el mantenimiento de una posición de liquidez adecuada teniendo en cuenta la coyuntura y condición actual de mercado, entre otras.

El alcance final del brote del COVID-19 y su impacto en la economía del país es aún desconocido e imposible de predecir razonablemente. Sin embargo, y si bien ha producido efectos significativos en este ejercicio, no se prevé que los mismos



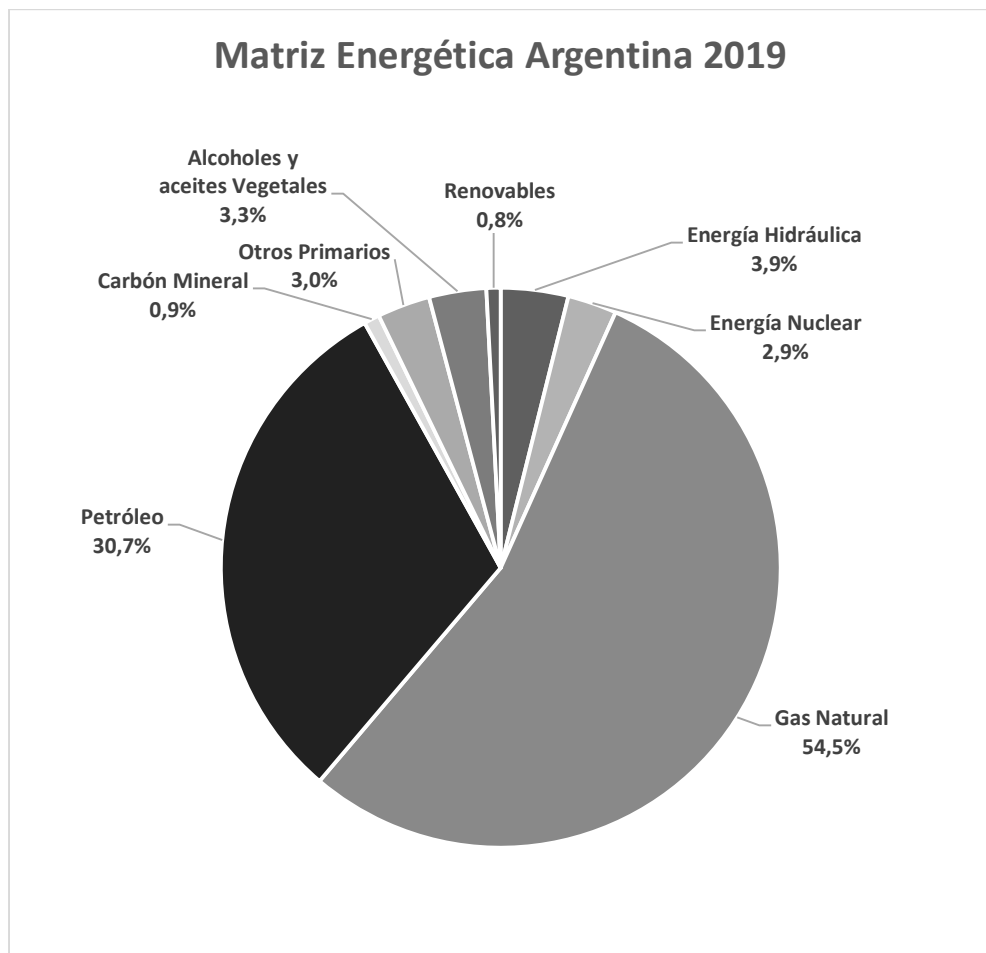
afecten la continuidad de los negocios de la Sociedad. Dada la solidez financiera actual de la Sociedad, se estima que la compañía podrá seguir haciendo frente a sus compromisos financieros de los próximos doce meses.

4. Mercado energético argentino

Matriz energética argentina

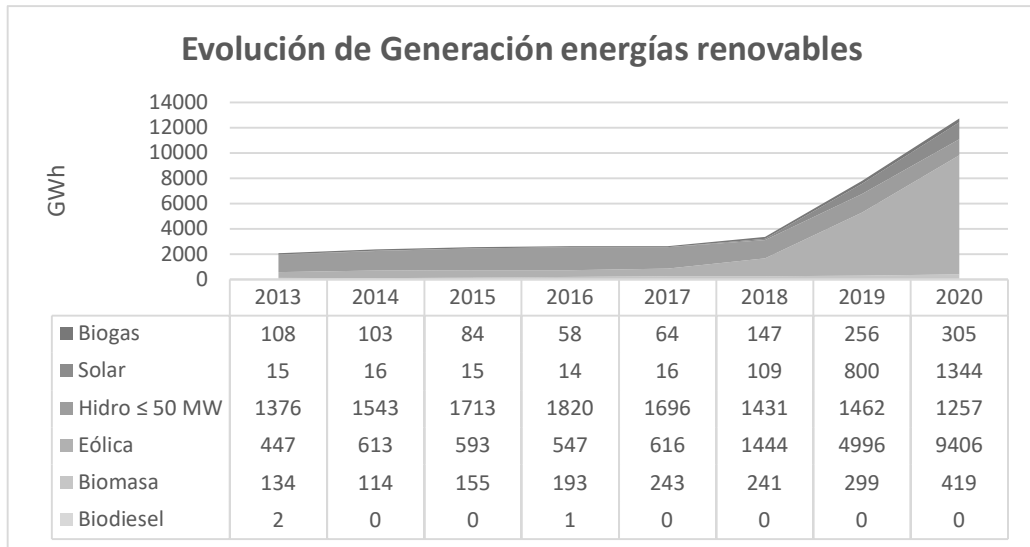
El gas natural y el petróleo constituyen los recursos energéticos de mayor participación en la matriz energética nacional.

El siguiente gráfico muestra las participaciones al 31 de diciembre de 2019, ya que no hay datos oficiales disponibles al 31 de diciembre de 2020:

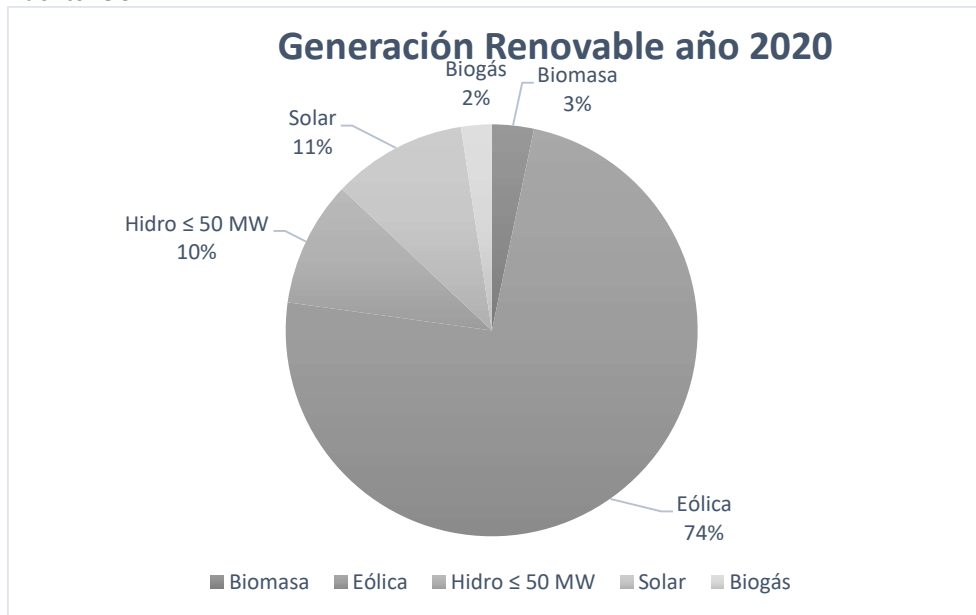


Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía (SGE)

En el año 2020, el 9,5 % 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 8 años, y la composición de la misma en el año 2020:



Fuente: SGE



Fuente: SGE

4.1 Mercado eléctrico

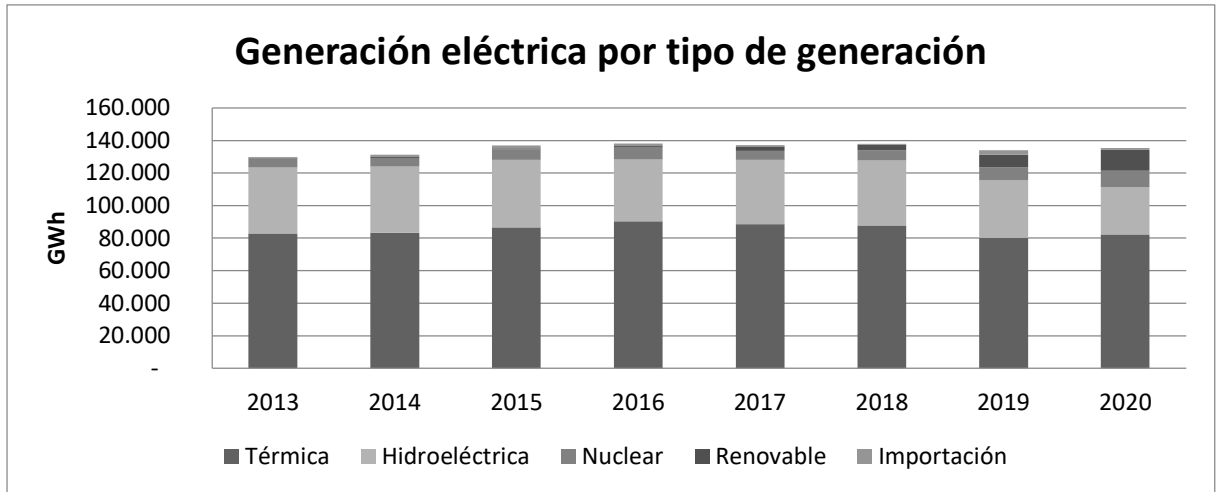
Durante el año 2020 se registró un aumento del 2,2% en la energía generada en el país, alcanzando un volumen de energía eléctrica generada de 134.171 GWh respecto de 131.246 GWh generados en el año 2019 debido fundamentalmente al aumento de las exportaciones, parcialmente compensado por los efectos de la pandemia COVID-19.

La generación térmica continuó siendo el principal recurso para abastecer la demanda, aportando un volumen de energía de 82.333 GWh (61,4%), seguido por la generación hidroeléctrica que aportó 29.093 GWh (21,6%), la generación fotovoltaica y eólica con 12.734 GWh (9,5%) y la nuclear con 10.011 GWh (7,5%).



La generación térmica y la hidroeléctrica en el año 2020 fueron un 3% mayor y un 18% menor, respectivamente, a la registrada en el año 2019. Las sequías registradas en el 2020 afectaron la generación hidroeléctrica de las represas de Yacyretá y Salto Grande. La generación nuclear registró un aumento del 26% dado el mayor aporte desde la puesta en marcha del reacondicionamiento de la Central Nuclear Embalse. Asimismo, se registraron importaciones por 1.204 GWh (56% inferiores al 2019).

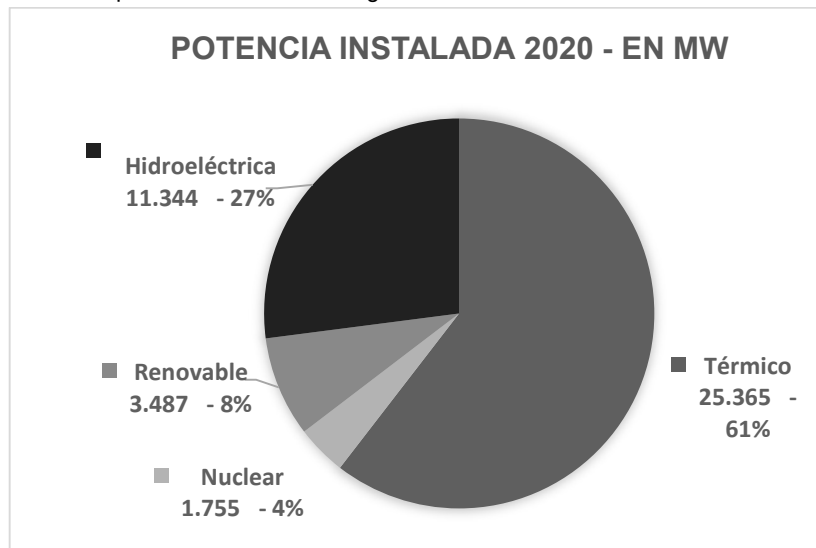
El siguiente cuadro muestra la evolución de la generación eléctrica por tipo de generación:



Fuente: CAMMESA

Cabe destacar que durante el año 2020 el parque de generación registró un aumento de su capacidad instalada respecto del año anterior, alcanzando un total de 41.951 MW. El incremento se debe principalmente a las habilitaciones comerciales de unidades renovables por 1.408 MW y de unidades térmicas por 817 MW.

El siguiente cuadro muestra la potencia instalada en Argentina a diciembre del 2020:

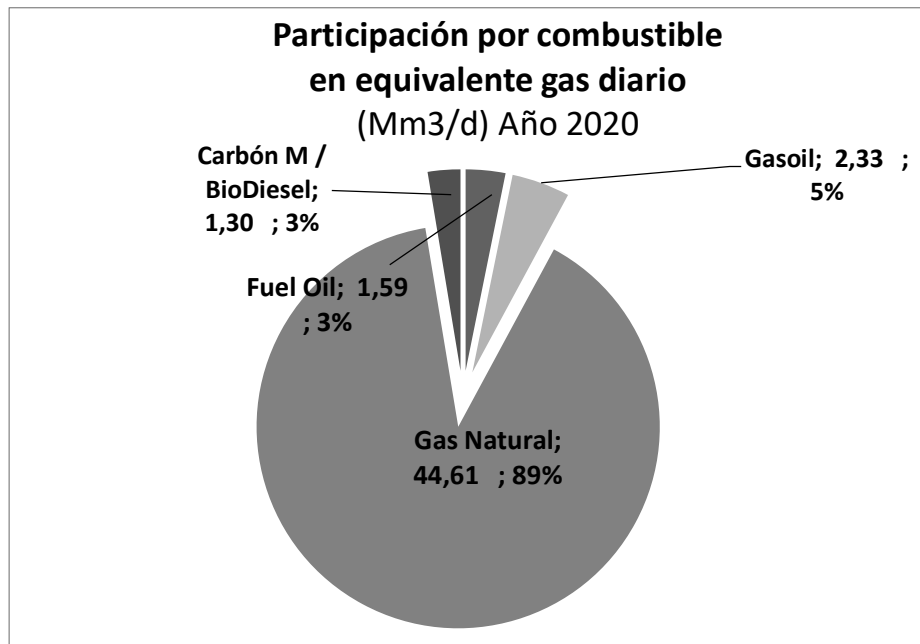


Fuente: CAMMESA



Respecto del abastecimiento de combustibles para el sector eléctrico, durante el año 2020 y 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.

Durante el año 2020 el consumo de gas natural para generación de energía eléctrica fue inferior respecto del año anterior en 5,5%, debido a una menor oferta doméstica, acentuándose la insuficiencia de combustible para atender las necesidades de generación de energía eléctrica. El consumo de fuel oil y gas oil fueron superiores al año 2019 en 165,1% y 112,1%, respectivamente. Adicionalmente, el consumo de carbón mineral aumentó en 225,3% respecto del año anterior.



Fuente: CAMMESA

Marco Regulatorio – Principales tópicos

Esquema de remuneración vigente para el Mercado de Generación Eléctrica

Resoluciones 31/2020 (a partir del 1 de febrero de 2020) y 440/2021 de la Secretaría de Energía (retroactiva a partir de 1 de febrero 2021)

El 26 de febrero de 2020 la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo publicó la Resolución 31/2020, la cual pesificó los valores remunerados mediante la Resolución Res 1/2019 de la ex-Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (SRRyME) a partir del 1 de febrero de 2020.

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

Con fecha 19 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía mediante la Res 440/2021 eliminó la actualización de los valores remunerativos con el IPC y el IPIM y estableció un incremento de los valores remunerados por la potencia y energía de un 29% aproximadamente. Dicho incremento es retroactivo para las entregas de energía desde febrero 2021. El monto correspondiente al período febrero 2021 a abril 2021 asciende a \$ 232.670, y en cumplimiento de las normas contables aplicables fue registrado en el ejercicio iniciado el 1 de mayo de 2021.



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

Los valores fijados mediante la Res 31/2020 y los ajustados a partir de la Res 440/2021 para las remuneraciones establecidas para tecnologías de características similares a la CT ADC (>150MW) son los siguientes:

i) Remuneración por potencia disponible mensual, la cual se afectará según sea el factor de uso del equipamiento de generación

a) Precio mínimo asociado a la Disponibilidad Real de Potencia (DRP)

Tecnología / Escala	Res 31/2020	Res 440/2021
	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	100.650	129.839

Esta remuneración será el valor base por disponibilidad de potencia a aplicar para aquellos generadores que no declaren DIGO.

b) Precio Base por la Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO)

Período	Res 31/2020	Res 440/2021
	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
Dic – Ene – Feb – Jun – Jul - Ago	360.000	464.400
Mar – Abr – May – Sep – Oct - Nov	270.000	348.300

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

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

ii) Remuneración por energía generada y operada

a) Energía Generada: los precios variables no combustibles, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora, es el siguiente:

Tecnología/Escala	Res 31/2020	Res 440/2021
	Gas Natural [\$/MWh]	Gas Natural [\$/MWh]
CC grande P > 150 MW	240	310

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



- b) Energía Operada: los generadores recibirán una remuneración mensual por este concepto representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 84 \$/MWh (valor actualizado a 108 \$/MWh en la Res 440/2021) para cualquier tipo de combustible.

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

iii) Remuneración disponibilidad de potencia en horas de alto requerimiento

La Res 31/2020 introduce el concepto de Período de evaluación de funcionamiento del parque generador en Horas de Máximo Requerimiento Térmico (HMRT), a las 50 horas en las que se registre el mayor despacho de generación neta de origen térmico en cada uno de los meses del año calendario.

Estas horas se evaluarán, como muestra el siguiente cuadro, analizando las horas de cada mes ordenadas de mayor a menor requerimiento térmico:

HMRT	Períodos			
	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
HMRT-1	Primeras 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada período			
HMRT-2	Segundas 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada período			

Los GHT recibirán 37.500 \$/MW (valor actualizado a 48.375 \$/MWh en la Res 440/2021) por la potencia generada media en las 50 horas de mayor requerimiento térmico del mes, diferenciando a las primeras 25 horas de las segundas 25 horas y los períodos estacionales del año (verano, invierno, otoño y primavera).

Resolución 31/2020:

- o Verano / Invierno:
 - Primeras 25 hs del mes: 37.500 \$/MW x 1,2
 - Segundas 25 hs del mes: 37.500 \$/MW x 0,6
- o Otoño / Primavera:
 - Primeras 25 hs del mes: 37.500 \$/MW x 0,2
 - Segundas 25 hs del mes: 37.500 \$/MW x 0,0

Resolución 440/2021:

- o Verano / Invierno:
 - Primeras 25 hs del mes: 48.375 \$/MW x 1,2
 - Segundas 25 hs del mes: 48.375 \$/MW x 0,6
- o Otoño / Primavera:
 - Primeras 25 hs del mes: 48.375 \$/MW x 0,2
 - Segundas 25 hs del mes: 48.375 \$/MW x 0,0

Por último, se faculta a la Subsecretaría de Energía Eléctrica de la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo a dictar normas complementarias o aclaratorias que se requieran para la instrumentación de la resolución.

Flexibilización de cargos e intereses por mora en el pago de la transacción económica

A través de la Resolución SRRYME N° 29/2019 y SE N° 148/20, se flexibilizó la aplicación de cargos e intereses punitivos en caso de atrasos en pago de las transacciones económicas en el MEM.

- i. Reducción recargos: se prorroga hasta el 31 de diciembre del 2020 la reducción del 50% de los recargos para agentes que registren deudas vencidas e impagas.
- ii. Intereses compensatorios y punitivos: se aplicará solamente un interés compensatorio, equivalente a la tasa fijada por el BNA para sus operaciones de descuento a 30 días, a los agentes que registren un atraso en el pago pero que hayan pagado en término los últimos tres vencimientos inmediatos anteriores, siempre y cuando realicen el pago dentro de los 15 días posteriores a la fecha de vencimiento de la factura y se aplicará adicionalmente un interés



punitorio del 1% por cada día de atraso, calculado sobre el monto de la deuda vencida e impaga, teniendo como tope los recargos previstos en los procedimientos de CAMMESA cuando realicen el pago con posterioridad a dicho plazo. Cabe destacar que el esquema anterior establecía intereses punitivos crecientes en función del tiempo transcurrido.

- iii. Compensaciones: se habilita la compensación, sin aplicación de intereses compensatorios, en caso de atrasos de hasta 5 días en un mes determinado, a través del adelantamiento en el pago de la factura siguiente 2 días por cada día de atraso ocurrido.

Res 1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (SRRyME) – aplicable a partir del 1 de marzo de 2019 hasta el 31 de enero de 2020

El 1 de marzo de 2019 la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico publicó la Resolución 1/2019, la cual modificó la Resolución 19/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica a partir del 1 de marzo de 2019, y en sentido similar a la norma derogada, la norma publicada dispuso:

- Establecer como Generadores Habilitados (GH), a todos los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM, exceptuando la Generación de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales y la Generación Nuclear, exceptuando también a los agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM con unidades generadoras con potencia comprometida en el marco de Contratos Centralizados destinados al Abastecimiento de la demanda del MEM (Contratos de Abastecimiento MEM), cuya energía eléctrica producida era destinada al cumplimiento de los citados contratos.
- Establecer un esquema de disponibilidad garantizada de potencia, de acuerdo con la metodología definida en el Anexo I "*Disponibilidad Garantizada de Potencia*".
- Establecer un esquema de remuneración de la Generación Habilitada Térmica (GHT) de acuerdo con la metodología y remuneración definidas en el Anexo II "*Remuneración de la Generación Habilitada Térmica*".
- Establecer un esquema de remuneración de la Generación Habilitada Hidráulica (GHH) y a partir de otras fuentes de energía (GHR) de acuerdo con la metodología y remuneración definidas en el Anexo III "*Remuneración de la Generación Habilitada Hidroeléctrica y a Partir de Otras Fuentes de Energía*".
- Establecer una metodología de remuneración de las Centrales Hidráulicas Binacionales Yacretá y Salto Grande, según lo establecido en el Anexo IV "*Remuneración de Centrales Hidráulicas Binacionales*".

A continuación se detallan las modificaciones incluidas en los Anexos I y II aplicables a la CT ADC:

Disponibilidad Garantizada de Potencia (DIGO)

Es la disponibilidad de potencia puesta a disposición que un Generador Habilitado Térmico (GHT) compromete por cada unidad de generación y para cada Período de Remuneración de DIGO. La disponibilidad contempla condiciones de temperatura típicas de sitio y con su combustible base de despacho. En ningún caso podía comprometerse en DIGO, por la potencia y energía comprometidas en cualquier otro tipo de contrato suscripto en el MEM.

Los períodos de requerimiento de DIGO son:

- a) Período Verano: Diciembre – Enero – Febrero
- b) Período Invierno: Junio – Julio – Agosto
- c) Período Resto:
 - * Marzo – Abril – Mayo
 - * Septiembre – Octubre – Noviembre

CAMMESA informaba las fechas de declaración, las cuales debían ser al menos 30 días previos del inicio de cada trimestre.

Los valores fijados para tecnologías de características similares a la CT ADC (>150MW) eran los siguientes:

- i) Remuneración por potencia disponible mensual, la cual se afectaría según sea el factor de uso del equipamiento de generación



- a) Precio mínimo asociado a la Disponibilidad Real de Potencia (DRP)

Tecnología / Escala	[US\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	3.050

Esta remuneración era el valor base por disponibilidad de potencia a aplicar para aquellos generadores que no declaren DIGO.

- b) Precio Base por la Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO)

Período	[US\$/MW – mes]
Dic – Ene – Feb – Jun – Jul – Ago	7.000
Mar – Abr – May – Sep – Oct – Nov	5.500

Para aquellas unidades generadoras que habían declarado la opción de gestión propia de combustibles para su generación que al ser requerida no posea el combustible con el cual fue convocada para el despacho, era considerada, con una disponibilidad del 50% de la disponibilidad real.

Remuneración por energía generada y operada

- a) Energía Generada: los precios variables no combustibles, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora, era el siguiente:

Tecnología/Escala	Gas Natural [US\$/MWh]
CC grande P > 150 MW	4,0

Para aquellas unidades generadoras que habían declarado la opción de gestión propia de combustibles para su generación que al ser requerida no posea el combustible con el cual fue convocada para el despacho, perdería su orden en el despacho hasta que, en caso de ser necesario, el Organismo Encargado de Despacho ("OED") le asigne combustible para su operación. En este último caso sólo se remuneraba por la Energía Generada el 50% de los costos variables no combustibles correspondientes.

- b) Energía Operada: los generadores recibirían una remuneración mensual por este concepto representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 1,4 US\$/MWh para cualquier tipo de combustible.

Para aquellas unidades generadoras que habían declarado la opción de gestión propia de combustibles para su generación que al ser requerida no posea el combustible con el cual fue convocada para el despacho, perdería su orden en el despacho hasta que, en caso de ser necesario, el OED le asigne combustible para su operación. En este último caso sólo se reconocerá como Energía Operada hasta la Energía Generada por la unidad de generación y se aplicaba el 50% del precio de valorización de la Energía Operada.

Remuneración de otras Tecnologías de Generación:

La resolución también abarcaba remuneraciones para otras tecnologías de generación no aplicables a la Sociedad.

La remuneración por energía del generador se define en su nodo.

Los generadores que opten por realizar la gestión propia de combustibles debían realizar una declaración del compromiso asumido para la referida gestión. Tal declaración se realizaba con el procedimiento vigente para las declaraciones quincenales de CVP (Costo Variable de Producción).

Asimismo, establecía que para la recuperación de los montos asociados a los financiamientos otorgados oportunamente para la ejecución de mantenimientos no recurrentes, mayores y/o extraordinarios, CAMMESA debía descontar de la liquidación de los créditos que le correspondan al generador un monto equivalente al máximo entre 1 US\$/MWh generado y 700 US\$/MW-mes.



Con relación a los conceptos que los respectivos Anexos determinaban en Dólares Estadounidenses, la Resolución disponía que el OED convertiría los valores nominados en Dólares Estadounidenses a Pesos Argentinos, utilizando la tasa de cambio publicada por el Banco Central de la República Argentina "Tipo de Cambio de Referencia Comunicación 'A' 3500 (Mayorista)", del día anterior a la fecha de vencimiento de las transacciones económicas.

Por último, se facultaba a la Subsecretaría de Mercado Eléctrico a dictar normas complementarias o aclaratorias que se requieran para la instrumentación de la presente resolución.

Los siguientes cuadros muestran la evolución del esquema de remuneración para la generación térmica desde la sanción de la Res SEN 95/2013. Cabe aclarar que los valores corresponden a centrales térmicas con tecnología similar a la CT ADC (>150MW). Adicionalmente, y a efectos comparativos las remuneraciones en pesos establecidas en las Res. SEN 95/13, 529/14, 482/15 y 22/16 se han calculado en US\$ al tipo de cambio promedio anual.

Concepto	Res. SEN 95/13 (1)	Res. SEN 529/14 (2)	Res. SEN 482/15 (3)	Res. SEN 22/16 (4)
	US\$ /MWh			
Remuneración Costos Fijos	5,5	4,7	5,1	5,6
Remuneración Costos Variables	3,4	3,2	3,4	3,1
Remuneración Adicional Directa	1,3	1,1	1,2	0,8
Remuneración Adicional Fideicomiso (*)	0,9	0,8	0,8	0,5
Remuneración Mantenimientos No Recurrentes	-	2,5	2,5	2,6
Total	11,1	12,3	13,0	12,6

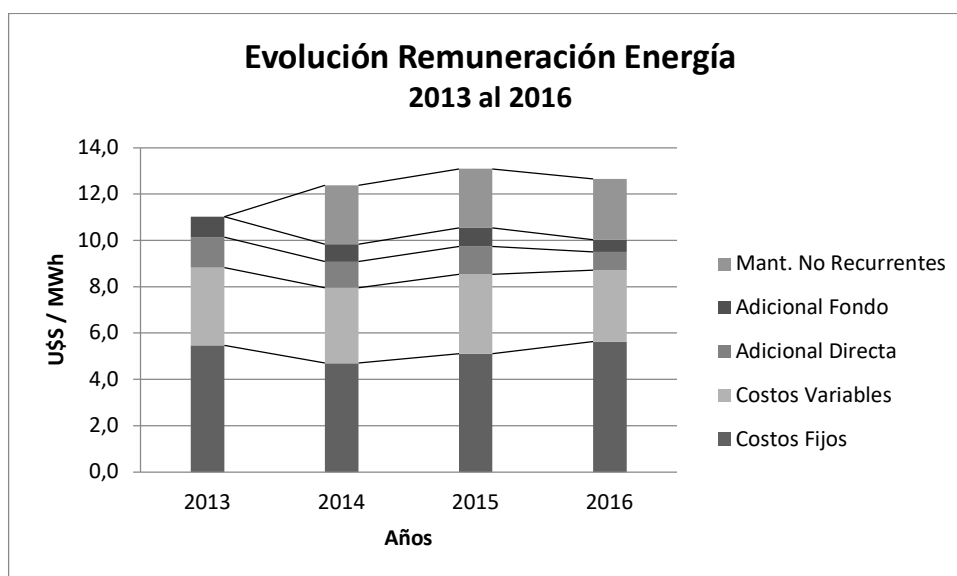
(*) Este concepto se acumula en un Fondo, que aún las generadoras no han percibido.

(1) Vigente desde febrero 2013 a enero 2014, en pesos convertidos a US\$ al tipo de cambio promedio anual para su comparación.

(2) Vigente desde febrero 2014 a enero 2015, en pesos convertidos a US\$ al tipo de cambio promedio anual para su comparación.

(3) Vigente desde febrero 2015 a enero 2016, en pesos convertidos a US\$ al tipo de cambio promedio anual para su comparación.

(4) Vigente desde febrero 2016 a enero 2017, en pesos convertidos a US\$ al tipo de cambio promedio anual para su comparación.



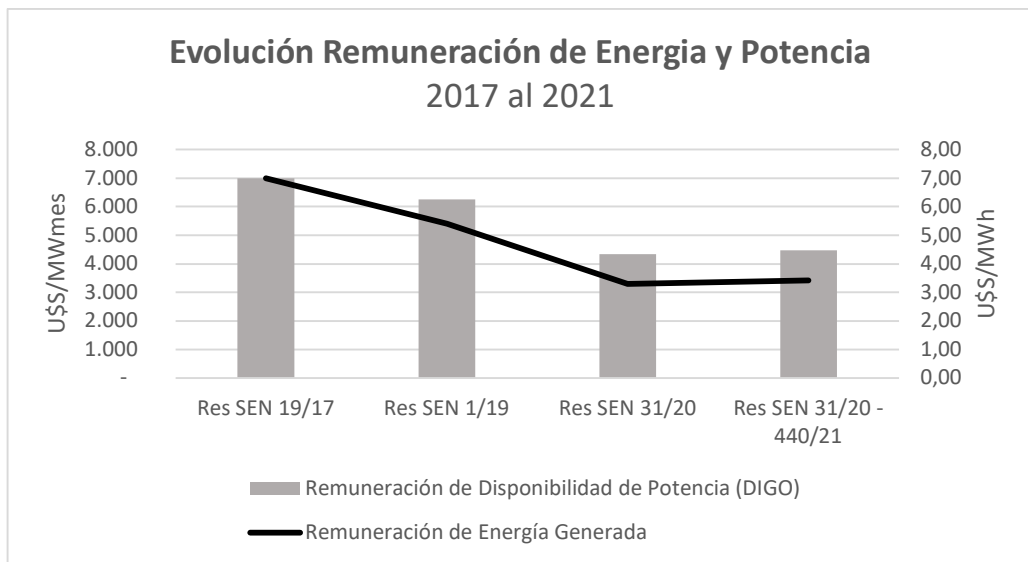
Fuente: CAMMESA en pesos, convertida a US\$ al tipo de cambio promedio anual para su comparación

Los siguientes cuadros muestran la evolución del esquema de remuneración para la generación térmica desde la sanción de la Res SEN 19/2017, a partir de la cual se remunera la Disponibilidad de Potencia (DIGO) y la Generación de Energía, como conceptos separados. Cabe aclarar que los valores corresponden a centrales térmicas con tecnología similar a la CT ADC (>150MW).

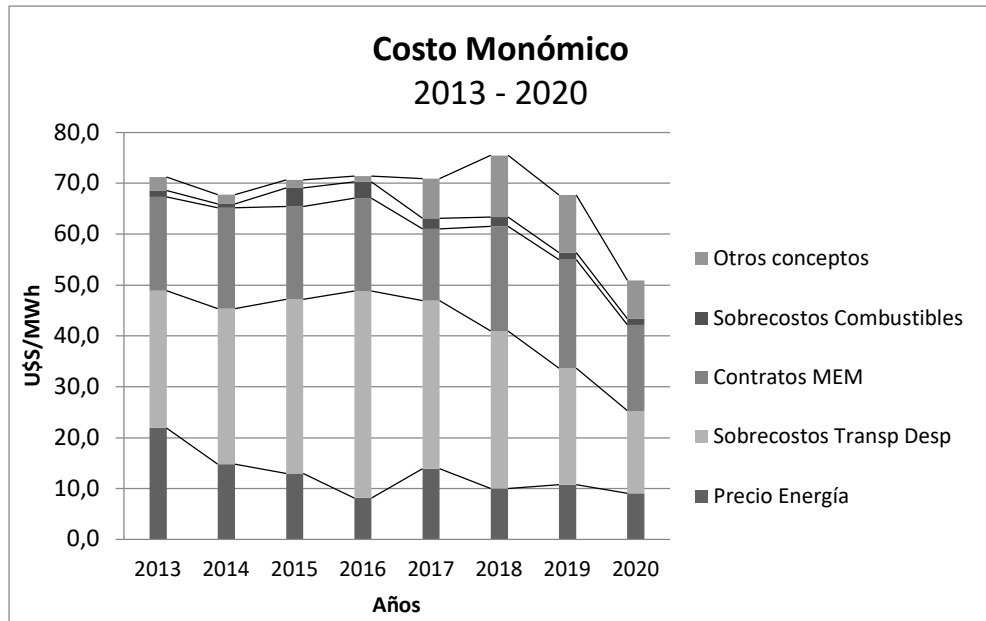


Concepto		Res SEN 19/17	Res SEN 1/19	Res SEN 31/20	Res SEN 31/20 - 440/21
Remuneración de Disponibilidad de Potencia (DIGO)	U\$/MWmes	7.000	6.250	4.330	4.475
Remuneración de Energía Generada	U\$/MWh	7,00	5,40	3,30	3,41

- (1) Vigente desde febrero 2017 a febrero 2019
- (2) Vigente desde marzo 2019 a enero 2020
- (3) Vigente desde febrero de 2020. Remuneración en pesos convertida a U\$S al tipo de cambio promedio del período feb/20 a ene/21 para su comparación.
- (4) Vigente desde mayo de 2021, retroactivo a febrero 2021. Remuneración en pesos convertida a U\$S al tipo de cambio promedio del período feb/21 a abr/21 para su comparación.



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



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

Energías renovables

Resolución Secretaría de Energía 108/11

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 estuvieren habilitados comercialmente o interconectados.

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

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

- Vigencia: hasta quince (15) años, siendo factible una prolongación de este plazo en hasta 18 meses.
- Parte vendedora: el agente del MEM cuya oferta haya sido aprobada por la SE.
- Parte compradora: el MEM en su conjunto, representado por CAMMESA.
- La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora se determinará en base a los costos aceptados por la SE.
- Todas aquellas ofertas que pretendan celebrar contratos con el MEM deberán presentar ante la SE los proyectos de inversión respectivos, con la siguiente información:
 - Las unidades a ser habilitadas y que asumirán el compromiso.
 - Disponibilidad garantizada de las unidades habilitadas que asumirán el compromiso.
 - Duración ofertada del contrato de abastecimiento al MEM.
 - Período de vigencia de la oferta.
 - La disponibilidad de potencia comprometida para todo el período.
 - La oferta deberá contener una desagregación de todos los costos fijos y variables, así como los correspondientes al financiamiento utilizado para la instalación de la nueva capacidad ofertada.
 - La documentación respaldatoria que permita acreditar la desagregación de costos presentada.

Se estableció que la potencia que resulte asignada y la energía suministrada en cumplimiento de cada contrato de abastecimiento al MEM, recibirá una remuneración mensual, calculada en base a la anualidad de los costos de instalación a considerar, y los costos fijos y variables requeridos para la adecuada operación del equipamiento



comprometido. Los referidos costos podrán ser revisados por la SE cuando alguno de sus componentes presente variaciones significativas, de manera de garantizar que dicho costo siempre se encuentre cubierto por la remuneración asignada al correspondiente contrato de abastecimiento al MEM.

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

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

Ley XVII N° 95 – Beneficios impositivos energías renovables

Con fecha 19 de octubre de 2015, el Titular de la Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables de la Provincia del Chubut resolvió otorgar a Hychico para su PED, 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.

LEY 27.191 – Modificaciones al régimen de fomento de energías renovables

El 25 de septiembre de 2015 el Congreso Nacional sancionó la Ley 27.191, que fue publicada en el Boletín Oficial el 21 de octubre de 2015. La mencionada Ley introdujo modificaciones al Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables creado por la Ley 26.190, para lo cual, en líneas generales, y con el objetivo de lograr alcanzar una contribución de energía renovable en la matriz de consumo nacional del 8% al 31 de diciembre de 2017 y del 20% al 31 de diciembre de 2025 incorporó los siguientes puntos: (i) amplió la definición de energías renovables; (ii) eliminó el límite de 10 años para el régimen de beneficios fiscales; (iii) fijó incentivos fiscales no excluyentes como: devolución anticipada de IVA, amortización acelerada de impuesto a las ganancias, exclusión de la base de los bienes afectados por las actividades promovidas del impuesto a la ganancia mínima presunta, exención de derechos de importación, compensación de quebrantos con ganancias (de los actuales 5 años pasa a 10 años), exención del impuesto a la distribución de dividendos siendo el beneficiario persona física (sólo en caso de reinversión del mismo), y certificados fiscales por el 20% del valor de los componentes nacionales; (iv) creó el Fondo Fiduciario para Desarrollo de Energías Renovables que, entre otras cosas, otorgará préstamos y garantías a los proyectos de inversión y (v) dispuso que todos los usuarios de energía eléctrica tendrán que contribuir cumpliendo con los objetivos de consumo de energías renovables establecidos por la ley, para lo cual se estableció un cronograma gradual y obligaciones especiales para los Grandes Usuarios de más de 300kW. Finalmente, la ley ratificó que la generación eólica debe ser tratada como generación hidráulica de pasada; por lo tanto, ésta despachará en virtud de la disponibilidad de viento real con la que contase.

Adicionalmente, en el mes de mayo de 2016 el Ministerio de Energía y Minería emitió las Res 71/2016 y 72/2016 mediante las cuales dio inicio la primera ronda del Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación (“Programa RenovAr”) para dar cumplimiento a las Leyes 26190 y 27191.

Decreto 531/2016 – Reglamenta la Ley 26.190 y la Ley 27.191

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



Res SE E-275/2017 del Ministerio de Energía y Minería

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

Res E-281/2017 – Ministerio de Energía y Minería

El 22 de agosto de 2017 se publicó la Res 281/2017 que estableció el Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en el marco de lo establecido por la Ley 27.191 y el Decreto reglamentario 531/2016. Este Régimen tiene por objeto establecer las condiciones de cumplimiento de acuerdo con lo fijado en el artículo 9° de la Ley 27.191 por parte de los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Agentes Distribuidores del MEM, o de los Prestadores del Servicio Público de Distribución en tanto sus demandas de potencia sean iguales o mayores a trescientos kilovatios (300KV) medios demandados, a través de la contratación individual en el Mercado a Término de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables o por autogeneración de fuentes renovables, de conformidad con lo previsto en el artículo 9 de la Ley 27.191 y el artículo 9 del Anexo II del Decreto 531. Específicamente se estableció que la obligación para los sujetos individualizados en el mencionado artículo de la Ley podría cumplirse por cualquiera de las siguientes formas: a) por contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, b) por autogeneración o por cogeneración de fuentes renovables o c) por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por CAMMESA. El art. 9, en su inciso 2, apartado (i) del Anexo II, del decreto reglamentario prevé que los contratos de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables celebrados en el marco de la Ley 27.191, por los sujetos comprendidos en su artículo 9, serán libremente negociados entre las partes, teniendo en cuenta las características de los proyectos de inversión y el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la ley y en el decreto reglamentario, los deberes de información y requisitos de administración establecidos en los Procedimientos de CAMMESA y en la normativa complementaria que dicte la autoridad de aplicación.

Resolución 488/2017 – Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable

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.

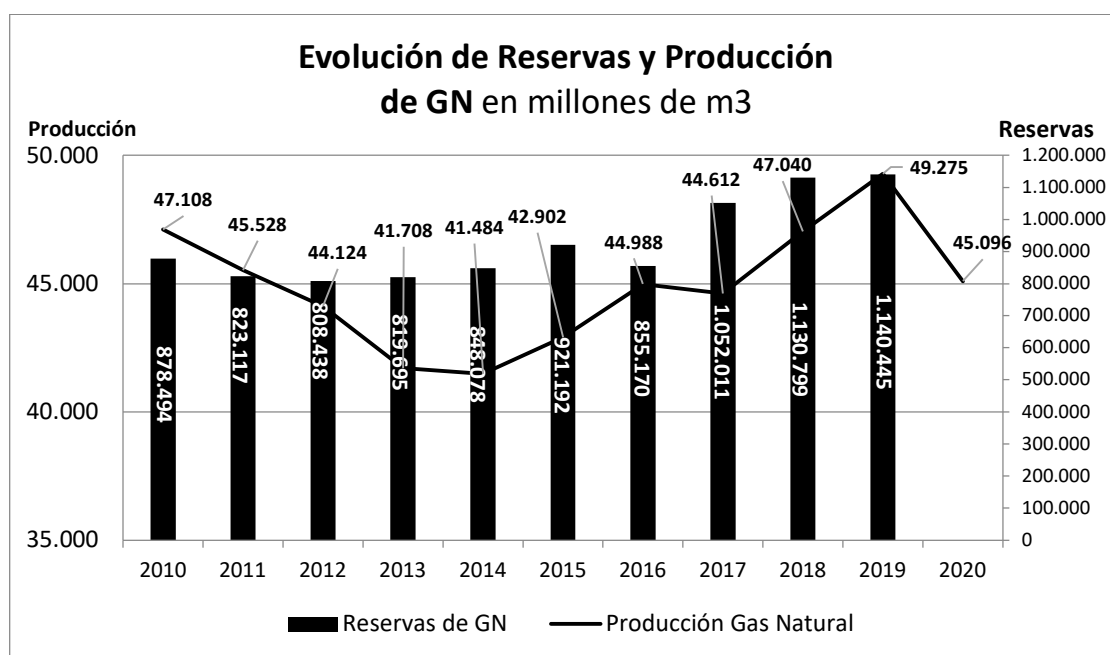
Resolución 230/2019 - Ministerio de Hacienda – Secretaría de Gobierno de Energía

Con fecha 30 de abril de 2019 se dictó la Res 230/19 de la Secretaría de Gobierno de Energía, a través de la cual se modificó el Anexo I de la Res 281/17 estableciendo como temas relevantes las nuevas condiciones para el mantenimiento de la prioridad de despacho otorgada, formas de demostrar el avance de la construcción del proyecto y plazo de mantenimiento de la caución contratada por la potencia por la cual se le asignó prioridad al proyecto.

La resolución fue modificada por la Res 551/2021 de la Secretaría de Energía que actualizó las condiciones para el mantenimiento de la prioridad de despacho otorgada, las formas para demostrar el avance de la construcción del proyecto y los valores establecidos para establecer la prioridad de despacho fijados en US\$ 500 por MW de potencia de manera trimestral hasta obtener la habilitación comercial. Se podrá prorrogar la prioridad de despacho por un plazo de 180 días demostrando el avance de un 60% del proyecto, abonando la suma de US\$ 500 por MW de potencia de manera trimestral. En caso de no demostrar el avance se abonaría US\$ 500 por MW por cada treinta días de prórroga solicitados o por prórrogas de 360 días, abonando la suma de US\$ 1.500 por MW por cada treinta días.

4.2 Mercado de Gas, Petróleo y LPG

Gas Natural



Fuente: SGE – No existe información disponible de las reservas para el año 2020

En el 2020 la producción total país de gas natural fue de 45.096 millones de m³, representando una disminución del 8,5% respecto de los volúmenes producidos en 2019, debido principalmente a la declinación de todas las cuentas del país, principalmente la Cuenta Neuquina y producto de la menor actividad por la caída de los precios del mercado y la contracción de la demanda producto del Covid-19.

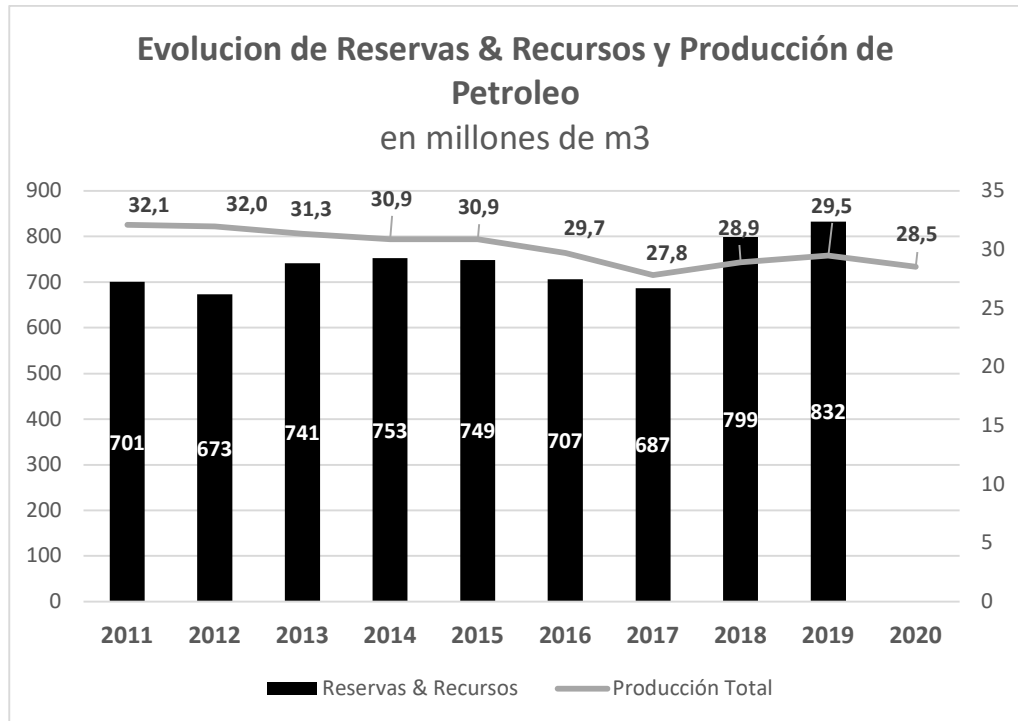
En el mes de abril de 2021 la producción total país de gas natural fue de 114,2 millones de m³/día, representando una disminución del 2,2% respecto de los volúmenes producidos en el mes de abril 2020. La producción de gas no convencional al 30 de abril de 2021 disminuyó un 3,5%, llegando a 47,7 millones de m³/día, mientras que se registraron 49,4 millones de m³/día en abril del 2020.

Las importaciones de gas aumentaron 7,8%, 7,406 millones de m³ importados durante el año 2020, mientras que en el año anterior se importaron 6,872 millones de m³, principalmente por la menor oferta de gas local a pesar de la disminución de la demanda doméstica.

De acuerdo con la última información anual publicada por la SGE, al 31 de diciembre de 2019 el total de las reservas y recursos de gas natural en el país ascendían a 1.140.445 millones de m³, de las cuales el 35% correspondían a reservas comprobadas. En comparación con el mismo dato al 31 de diciembre de 2018, las reservas y recursos totales experimentaron un aumento del 0,9%.

No existe información disponible de las reservas total país al 31 de diciembre de 2020.

Petróleo

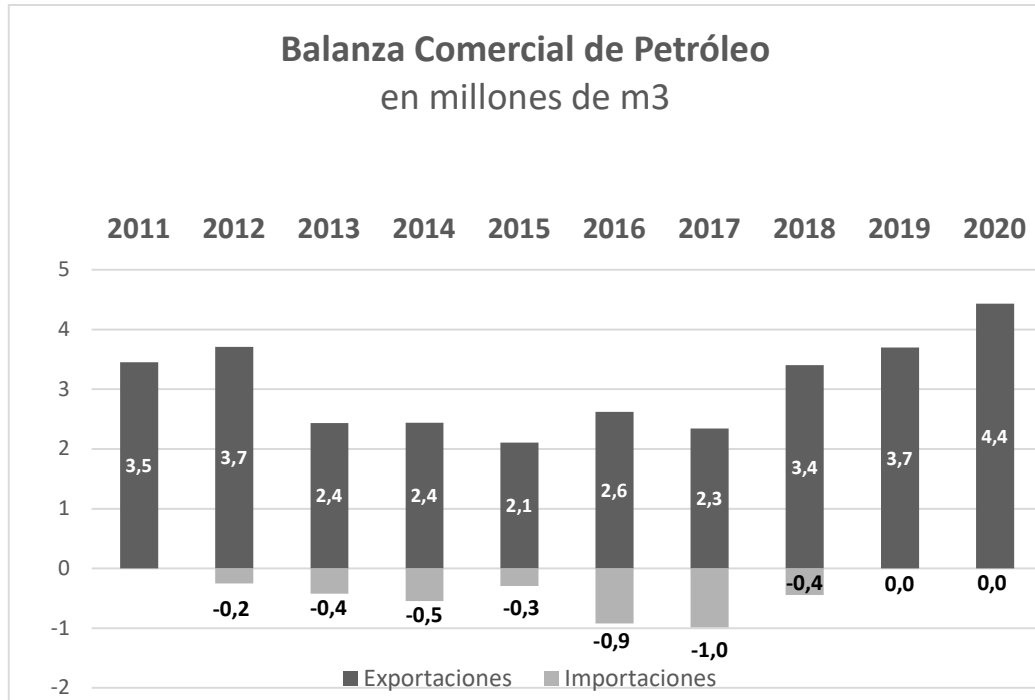


Fuente: SGE - No existe información disponible de las reservas y recursos para el año 2020

De acuerdo con los datos publicados por la SGE, la producción total de petróleo del país registrada en el año 2020 fue de 28,5 millones de m³, 3,3% inferior a la registrada en el 2019 producto fundamentalmente de la contracción de la demanda por el impacto del Covid-19. En los meses de abril y mayo de 2020, meses de mayor impacto de la cuarentena, el consumo de petróleo crudo cayó un 35% comparado con el mismo periodo de 2019, recuperándose gradualmente. La producción correspondiente a la Cuenca del Golfo San Jorge asciende al 48,1% de la producción total del país, mientras que la Cuenca Neuquina representa el 43,3%.

Las reservas y recursos totales del país al 31 de diciembre de 2019 ascendían a 832 millones de m³, registrando un aumento del 4,1% respecto del año 2018.

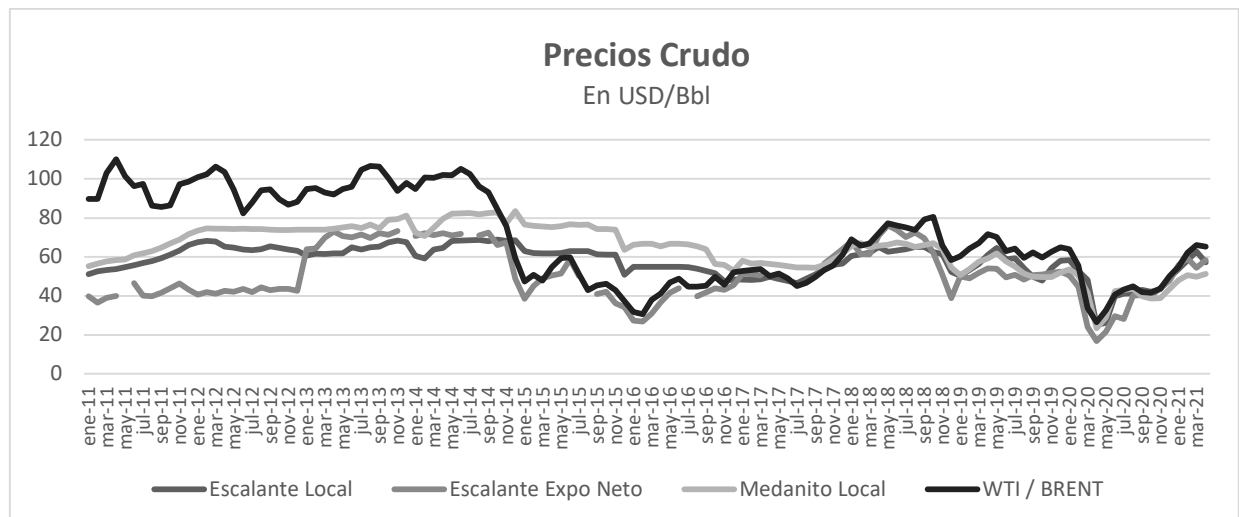
No existe información disponible de las reservas y recursos total país al 31 de diciembre de 2020.



Fuente: SGE

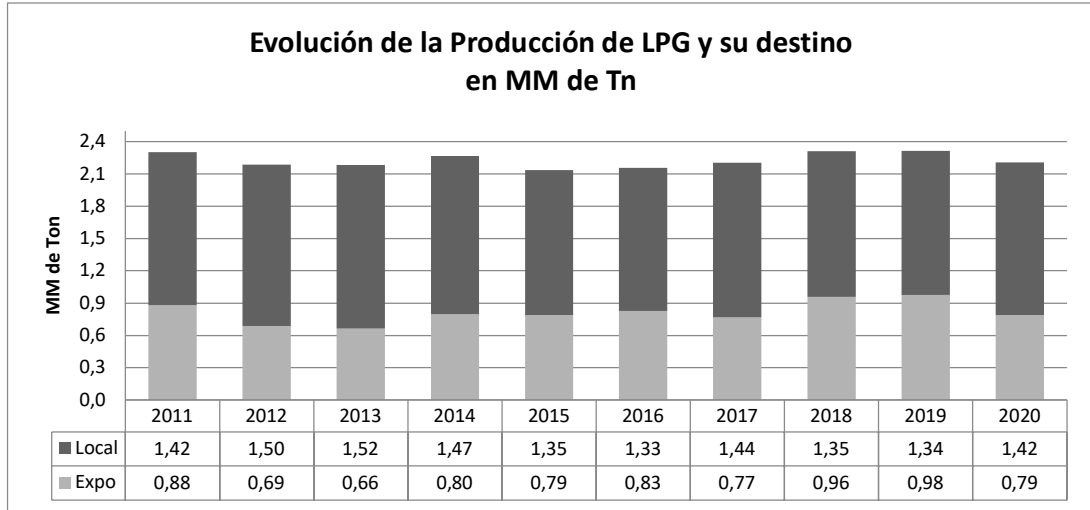
Durante los años 2019 y 2020, y según la información publicada por la SGE, no se registraron importaciones de petróleo, mientras que en el 2018 las mismas fueron de aproximadamente 0,4 millones de m³. Las exportaciones aumentaron un 8,8 % respecto del año 2019, habiéndose exportado 4,4 millones de m³ de petróleo, lo cual representa un 15,5% de la producción total del país en el año.

Evolución de los precios del petróleo en la Argentina



Fuente: SGE

LPG



Fuente: SGE

Respecto del año anterior la producción total país de propano y butano disminuyó un 4,7% durante el año 2020, llegando a 2,21 millones de Tn. El 51% de dicha producción corresponde a gas propano, mientras que el 49% restante es gas butano, según lo informa el SGE.

Las exportaciones, que habían aumentado un 1,9% entre el 2018 y 2019, registraron una disminución del 19,2% entre 2019 y 2020.

Las ventas en el mercado local representan el 64% del total de la producción del año 2020, mientras que el 36% restante fue exportado principalmente a Brasil, Chile, China y Senegal.

Marco Regulatorio – Principales tópicos

Ley Nacional de Hidrocarburos N° 17.319 y 27.007

Propiedad de los yacimientos

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

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

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

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



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

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

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

Ley Nacional N° 26.741

Declaración de interés público

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

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

Precios en el mercado interno

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

En función del contexto económico que atraviesa el país mencionado en Nota 1, con fecha 18 de mayo de 2020 se emitió el Decreto N° 488/2020, publicado en el Boletín Oficial el 19 de mayo de 2020, mediante el cual el Poder Ejecutivo Nacional estableció que las entregas de crudo que se efectúen en el mercado local entre dicha fecha y el 31 de diciembre de 2020 deberían ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y sujetos comercializadores tomando un valor de referencia para el crudo tipo Medanita de US\$ 45 / bbl. Esta disposición (que se contradice con lo que expresamente determina la Ley 17.319 respecto a que el precio base de cálculo para el pago de regalías debe ser el efectivamente percibido) quedará sin efecto si la cotización del Brent supera dicho valor durante diez días consecutivos. Se facultó a la Secretaría de Energía para la modificación trimestral del precio de referencia como así también la revisión periódica del alcance de la medida dispuesta sobre la base de parámetros de volumen de producción y de niveles de actividad e inversión. Asimismo, el decreto dispuso que durante la vigencia del mismo las empresas productoras deben:

- 1) sostener los niveles de actividad y/o de producción registrados durante el año 2019, manteniendo los contratos con las empresas de servicios regionales y la planta de trabajadores que tenían al 31 de diciembre de 2019 para lo cual deberán tomar en consideración la actual contracción de la demanda local e internacional de hidrocarburos y sus derivados como consecuencia de la pandemia del COVID-19 y siempre dentro de los parámetros de explotación adecuada y económica establecidos por el art. 31 de la Ley 17.319;
- 2) cumplir con el plan anual de inversiones;
- 3) no acceder al mercado de cambios para la formación de activos externos ni adquirirán títulos valores en pesos para su posterior venta en moneda extranjera o transferencia de custodia al exterior; y
- 4) aplicar el precio fijado en todos los casos para la liquidación de las regalías hidrocarburíferas.



Derechos de Exportación

Mediante el Decreto 793/2018 de fecha 3 de septiembre de 2018, el Poder Ejecutivo Nacional fijaba hasta el 31 de diciembre de 2020 un derecho de exportación del 12% a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur (NCM), entre ellas el conjunto de hidrocarburos que comercializa la Sociedad. El derecho establecido no podría exceder de \$4/US\$ del valor imponible o del precio oficial FOB.

Mediante Decreto N° 37/19 del Poder Ejecutivo Nacional publicado en el Boletín Oficial el 14 de diciembre de 2019 se eliminó el tope de \$4/US\$ del valor imponible o precio FOB como derechos de exportación de acuerdo con el Decreto N° 793/18. En consecuencia, la alícuota de derechos de exportación aplicable a hidrocarburos será de 12% sin tope alguno.

Por otra parte, mediante la Ley N° 27.541 publicada en el Boletín Oficial el 23 de diciembre de 2019 se estableció que las alícuotas de los derechos de exportación aplicables a hidrocarburos y minería no podían superar el 8% del valor imponible o del precio FOB. Sin embargo, la Aduana liquidó los derechos de exportación de hidrocarburos a una alícuota del 12% hasta el mes de mayo de 2020. La Sociedad ha interpuesto las impugnaciones correspondientes y solicitado la repetición del derecho de exportación abonado en exceso.

Por último, el Decreto N° 488/2020, publicado el 18 de mayo de 2020, del Poder Ejecutivo Nacional 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 define:

- 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". Si existiera una diferencia superior al 15% se fijará una nueva cotización la cual será aplicable a partir del primer día hábil siguiente.

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 Sociedad realizó ventas al exterior de petróleo por \$ 5.419 millones y \$ 7.686 millones al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente.

Gas Natural

Programa Gas Plus

La SEN, a través de la Res. SEN 24/08, creó el denominado "Programa Gas Plus", mediante el cual se generó un esquema de incentivos a la incorporación de nueva producción de gas natural. La Sociedad ha presentado varios proyectos, los cuales han sido aprobados. Las ventas de gas efectuadas por la Sociedad corresponden al Programa Gas Plus.

Res 41/16 del Ministerio de Energía y Minería

El Ministerio de Energía y Minería, con fecha 7 de abril de 2016, dictó la Res 41/16, la cual establece los nuevos precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte para cada cuenca de origen, con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MEM, aplicable a partir del 1 de abril de 2016.



Resolución 46-E / 2017 – Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales

Con fecha 2 de marzo de 2017, el Ministerio de Energía y Minería emitió la Res 46-E/2017, mediante la cual crea el "Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales" (el "Programa"), destinado a incentivar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina.

El Programa tiene vigencia desde su publicación en el Boletín Oficial y hasta el 31 de diciembre de 2021.

Podían adherir al presente Programa las empresas que tengan derecho a producción de gas no convencional proveniente de concesiones ubicadas en la Cuenca Neuquina, las que deberían estar inscriptas en el Registro Nacional de Empresas Petroleras. Estas deberían además contar con un plan de inversión específico aprobado por la autoridad de aplicación provincial y con la conformidad de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos para ser incluidas en el Programa.

La compensación se calcula sobre la producción de gas no convencional a ser comercializado, esto es, el gas natural acondicionado en condición comercial, excluyendo los consumos internos en yacimiento y teniendo en cuenta la diferencia entre el precio efectivo (precio promedio ponderado de las ventas de gas natural de cada empresa al mercado interno) y el precio mínimo.

El precio mínimo será:

7,50 US\$/MMbtu para el año calendario 2018,
7,00 US\$/MMbtu para el año calendario 2019,
6,50 US\$/MMbtu para el año calendario 2020, y
6,00 US\$/MMbtu para el año calendario 2021.

El pago de la primera compensación bajo el programa se efectuará el mes posterior a aquél en que se efectúe la solicitud o el mes de enero de 2018, lo que sea posterior. Sin perjuicio de ello, aquellas empresas participantes del "Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas de Inyección Reducida", creado por la Res 60/13 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburífera, que adhieran al presente programa, podrán recibir compensaciones, de corresponder, a partir del mes siguiente a aquél en que se presente la solicitud de inclusión de la empresa al Programa.

Resolución 419-E / 2017 – Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales

Con fecha 1 de noviembre de 2017 se dictó la Res 419-E / 2017 que modifica la Res 46-E / 2017, estableciendo un nuevo Anexo I que modifica las bases y condiciones del Programa.

Definiciones:

1. Gas No Convencional: gas proveniente de reservorios de gas natural caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactas de baja permeabilidad y porosidad (Tight Gas o Shale Gas).
2. Concesiones Incluidas: Son aquellas concesiones que producen Gas No Convencional, ubicadas en la cuenca Neuquina.
3. Producción Inicial: Producción de Gas No Convencional media mensual para el período julio 2016 / junio 2017.
4. Producción Incluida:
 - a. Para aquellas concesiones cuya Producción Inicial sea menor a 500.000 m³/d, la totalidad de la producción mensual de Gas No Convencional.
 - b. Para aquellas cuya Producción Inicial sea mayor o igual a 500.000 m³/d, es la totalidad de la producción mensual de Gas No Convencional, descontando la Producción Inicial.
5. Precio Mínimo:
 - o 2018: 7,50 US\$/MMbtu.
 - o 2019: 7,00 US\$/MMbtu.
 - o 2020: 6,50 US\$/MMbtu.
 - o 2021: 6,00 US\$/MMbtu.
6. Precio Efectivo: Precio promedio mensual ponderado por el volumen total de ventas de gas natural en Argentina (será publicado por la SE).



7. Compensación Unitaria: Resultado de Restar el Precio Efectivo del Precio Mínimo (cuando dicha diferencia sea mayor a cero).
8. Pagos provisorios: pago del 85% de la compensación (calculada con las proyecciones de las empresas), para el mes anterior.

No se considerarán concesiones que en su plan de inversión no alcancen una producción media anual (12 meses consecutivos) antes del 31 de diciembre de 2019 de 500.000 m³/día. De no alcanzar los 500.000 m³/día deberá reintegrar los montos de compensación recibidos, actualizados con una tasa de interés (tasa activa promedio del Banco Nación para operaciones de descuentos comerciales). La Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos podrá solicitar un seguro de caución para garantizar el reintegro de la compensación.

- Se deberá presentar esquema de medición y producción independiente.
- El pago de la primera compensación será el correspondiente al mes posterior al que la empresa haya presentado la solicitud o el mes de enero de 2018, el que fuese posterior.
- Comienzo Anticipado Plan Gas II:
 - Las empresas participantes del Plan Gas II (Res. 60/13) podrán recibir compensaciones a partir del mes siguiente al que realicen la presentación.
 - Para el año 2017 se utilizará el precio mínimo del año 2018.
- El precio efectivo, para el año 2017, será el precio de la inyección excedente que corresponda.
- Pagos:
 - Se abonará el 88% a la empresa y el 12% a la Provincia correspondiente.
 - Orden de pago en pesos, con tipo de cambio del último día hábil del mes al que corresponden los volúmenes.
- Pago provisorio Inicial:
 - La Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos emitirá una orden de pago antes del último día hábil del mes siguiente al de la inclusión de la empresa.
 - Dentro de los 20 días del mes posterior al que se emita la orden de pago se deberá presentar una declaración jurada, certificada por auditores independientes de la Producción Incluida.
- Control de los volúmenes de Producción:
 - Volúmenes correspondientes a los puntos de ingreso al Sistema de Transporte de Gas Natural: la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos enviará al ENARGAS los volúmenes de producción incluida presentados por las empresas y éste verificará los volúmenes de inyección.
 - Puntos previos a los puntos de ingreso al Sistema de Transporte de Gas Natural: la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos verificará los resultados de las mediciones de los volúmenes pertenecientes a cada Punto de Medición de Gas instalado conforme Resolución 318/2010.

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 antes mencionado. Dicha presentación incluye la aprobación, de parte de la Autoridad de Aplicación Provincial (Ministerio Energía y de Recursos Naturales del Neuquén – Resolución 12 del 29 de enero de 2018), de un plan de inversión por millones de US\$ 101,5 hasta el año 2021, el cual posibilitaría el desarrollo de la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales. Con fecha 6 de junio de 2018 la SE notificó a Capex que la Concesión Agua del Cajón se incluyó en el Programa. Al 30 de abril de 2020 el plan de inversión se encuentra cumplido con una inversión total de millones de US\$ 127,5.

Adicionalmente, en la misma fecha y de idéntica forma para este Programa, Capex solicitó ante el Ministerio de Energía y Minería la adhesión de la Concesión Loma Negra ubicada en la Provincia de Río Negro, en la cual la Sociedad posee una participación del 37,5% y es operador de la misma. Al igual que con la anterior, se incluyó la aprobación por parte de la Autoridad de Aplicación Provincial (Secretaría de Energía de Río Negro – Resolución 13 del 30 de enero de 2018) de un plan de inversión por millones de US\$ 74,5 correspondientes a la totalidad del área de concesión “Loma Negra”. Esta solicitud no fue aprobada por parte del Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

La Sociedad ha presentado las declaraciones juradas por la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales del área Agua del Cajón correspondientes a los períodos enero 2018 – marzo 2021 y las pólizas de caución, a fin de solicitar el pago del programa de estímulo. El Ministerio de Energía autorizó el total de las compensaciones económicas solicitadas por el período enero 2018 – marzo 2021 por un monto aproximado de \$ 2.954,9 millones (expresado en moneda histórica). La Sociedad ha registrado en el rubro Ingresos el total del incentivo que cumple con las condiciones establecidas en la Resolución 419 E/2017, cuyo importe ascendió a \$ 1.396,2 millones correspondiente a la producción de los meses abril 2020 – marzo 2021.



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, siendo el mismo el mínimo entre el volumen real no convencional producido y la curva original presentada oportunamente.

Resolución 46/2018 – Precio de referencia del gas para la generación de energía eléctrica

El 31 de julio de 2018 el Ministerio de Energía dictó la Res. 46/2018 mediante la cual estableció nuevos precios máximos en el punto de ingreso al sistema de transporte para el gas natural, para cada cuenca de origen, que serán de aplicación para la valorización de los volúmenes de gas natural con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MEM, o en general, destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad. Dichos precios máximos tenían vigencia a partir del 1 de agosto de 2018. Para la cuenca neuquina el precio máximo establecido fue de 4,42 US\$/MMbtu.

NO-2018-40206154-APN-SSEE#MEN – Adquisiciones de gas natural para ser utilizado en la generación de electricidad. Subsecretaría de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía

Con fecha 17 de agosto de 2018 la Subsecretaría de Energía Eléctrica, mediante la Nota NO-2018-40206154-APN-SSEE#MEN, y como parte del proceso de normalización del sector, donde de manera gradual se instrumentarán los mecanismos para que los Generadores adquieran por sí los volúmenes de combustible para la producción de energía eléctrica y su comercialización en condiciones de competencia, y en forma transitoria hasta alcanzar este objetivo, instruyó a CAMMESA a implementar los mecanismos competitivos tomando en consideración las siguientes pautas para realizar la convocatoria:

- CAMMESA deberá realizar adquisiciones de gas natural bajo cantidades firmes e interrumpibles a través del Mercado Electrónico de Gas (MEG) en función de las necesidades del sistema y considerando las Cantidades Máximas Diarias de los contratos firmes vigentes para el período.
- Las adquisiciones deberán ser abiertas a productores y comercializadores de gas natural, para cada una de las cuencas productivas y hasta las cantidades requeridas.
- El plazo de los acuerdos a suscribir es el correspondiente a entregas entre el 01/09/2018 y el 31/12/2018.
- El valor máximo a aceptar deberá ser de hasta el precio establecido en la Res MEN 46/2018.
- Los volúmenes a adquirir en cada cuenca serán los requeridos para cubrir las necesidades de abastecimiento.
- La convocatoria deberá ser competitiva y transparente y sus resultados publicados.

El despacho diario de los volúmenes de gas natural contratado deberá ser realizado en orden creciente de costo de generación, considerando la capacidad de transporte y la disponibilidad de generación de energía eléctrica.

Resolución 70/2018 SEN – Adquisición de Gas

Mediante la Res SEN 70/2018 de fecha 6 de noviembre de 2018 se faculta a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica. Esta facultad no alterará los compromisos asumidos por los Generadores en el marco de los contratos de abastecimiento MEM con CAMMESA. Los costos de generación con combustible propio se valorizarán de acuerdo con el mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables de Producción reconocidos por CAMMESA.

El Organismo Encargado del Despacho (OED) continuará con la gestión comercial y el despacho de combustibles para aquellos Agentes Generadores que no hagan o no puedan hacer uso de la facultad prevista en la presente Resolución.

Nota Secretaría de Energía NO-2018-66680075-APN-SGE#MHA – Precios máximos (PIST) a considerar para cada cuenca en US\$/MMBTu.

El 19 de diciembre de 2018, la Secretaría de Energía emitió la nota NO-2018-66680075-APN-SGE#MHA, la cual instruye a CAMMESA a aplicar, para el período enero a diciembre 2019, los nuevos precios de referencia de gas natural con destino a la generación de electricidad. Para la cuenca neuquina el precio máximo establecido es de 3,70 US\$/MMbtu para los meses de Ene-Feb-Mar-Abr-May-Sep-Oct-Nov-Dic y de 4,95 US\$/MMbtu para los meses de Jun-Jul-Ago.



Nota Secretaría de Energía NO-2019-07973690-APN-SGE#MHA –Valorización Costos de Generación con Combustible Propio. RESOL-2018-70-APN-SGE#MHA.

El 8 de febrero de 2019 la Secretaría de Energía emitió la nota NO-2019-07973690-APN-SGE#MHA, la cual instruye a CAMMESA a aplicar, para la definición de los Costos Variables de Producción máximos a reconocer en cada quincena, el precio medio ponderado de gas natural por cuenca que hubiera resultado en caso de que la totalidad del gas natural de producción nacional necesario para el abastecimiento previsto en el sector eléctrico, se hubiera adquirido mediante los contratos surgidos en la última subasta realizada por CAMMESA en el MEG.

Resolución 12/2019 SEN

El 27 de diciembre de 2019, el Ministerio de Desarrollo Productivo dictó la Resolución N° 12/19 por la cual derogó, con efectos a partir del 30 de diciembre de 2019, la Resolución SGE N° 70/18, restableciendo el esquema de centralización de la provisión de combustibles para la generación en CAMMESA.

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

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

A su vez, establece nuevos precios de referencia máximos para las operaciones de adquisición de gas natural que realice CAMMESA a partir del 1 de febrero de 2020. Para la cuenca neuquina el precio máximo establecido es 4,02 US\$/MMbtu para los meses de junio, julio y agosto y de 2,67 US\$/MMbtu para los restantes meses del año.

Nota Secretaría de Energía NO-2020-33627304-APN-SE#MDP – Precios Máximos de Referencia del Gas

El 21 de mayo de 2020 la Secretaría de Energía emitió la nota NO-2020-33627304-APN-SE#MDP, la cual establece nuevos precios de referencia máximos para las operaciones de adquisición de gas natural que realice CAMMESA a partir del 1 de junio de 2020. Para la cuenca neuquina el precio máximo establecido es de 2,67 US\$/MMbtu para todos los meses del año.

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 /17, 419 /17 y 447/17.

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 Nro. 46/2017.

GLP

Ley 26.020 y Res SEN 168/05

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

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

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

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

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

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



Res SEN 1070/08 y 1071/08

La SEN, a través de las Res 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 27.2 a.1)). Posteriormente se firmaron adendas a dichos acuerdos, las cuales fueron ratificadas por resoluciones de la SEN.

Res ENARGAS 1982, 1988 y 1991/11

A fines del mes de noviembre de 2011 el ENARGAS dictó las Res 1982, 1988 y 1991/11 en virtud de las cuales, entre otras cuestiones: (i) se ajustaron los valores unitarios del cargo creado por el Decreto PEN 2067/08 aumentándolos aproximadamente un 1000% y (ii) se dispuso aplicar dicho cargo en forma completa a determinados usuarios no residenciales de gas natural de acuerdo con la actividad principal o secundaria que éstos realicen, lo cual incluye a las plantas de tratamiento de gas natural ubicadas fuera de la medición regulada, tal el caso de la planta Agua del Cajón, propiedad de Servicios Buproneu S.A., en la cual la Sociedad procesa su gas natural.

La Sociedad considera que dicho cargo tarifario resulta inconstitucional ya que el mismo tiene una clara naturaleza tributaria y no había sido creado por una Ley del Congreso Nacional. En virtud de ello, la Sociedad ha interpuesto acciones legales y obtenido una medida cautelar según se explica en la Nota 27.2 a.2).

Res SEN 77/12

En marzo 2012 se publicó la Res 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 27.2 a.3)) y, a raíz de ello, ha obtenido una medida cautelar que suspende los efectos de esta norma y de las inhabilitaciones dispuestas contra la Sociedad por la SEN en base a esta norma. Con posterioridad la SEN dictó las Resoluciones 429/13 y 532/14 que aprobaron las sucesivas prórrogas al acuerdo de estabilidad de precio de GLP y, en líneas generales, reiteraron las disposiciones de la Res SEN 77/12. La Sociedad, en su condición de empresa no firmante del acuerdo de precio de GLP, eventualmente iniciará acciones administrativas y judiciales contra las normas referidas en caso de resultar necesario.

Decreto 470/2015 y la Res SEN 49/2015

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

Los precios máximos de referencia a facturar por los productores dentro del Programa "Hogares con Garrafas (HOGAR)", se actualizan regularmente. Los precios máximos de referencia establecidos por la Resolución 249/2021, de la SEN, vigentes al 30 de abril de 2021 quedaron establecidos en \$/tn 12.626,60 para el butano y \$/tn 12.626,60 para el propano.

Acuerdos de Abastecimiento de Gas Propano Indiluido

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

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



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

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

A partir de marzo de 2018, según lo establecido en el "Décimo Sexto Acuerdo de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido" (con vencimiento el 31 de diciembre de 2019), se fijó un nuevo mecanismo de ajuste de precios semestral, fijándose un "Porcentaje de Adecuación" igual al 35% entre abril y septiembre de 2018, 49 % entre octubre de 2018 y marzo de 2019, y 70% entre abril y diciembre de 2019. Dichos porcentajes se aplicarán al precio GLP - Paridad de Exportación correspondiente al mes anterior a la fecha de inicio de cada período de adecuación de precios. Sin perjuicio de ello, la Sociedad realizó entregas de propano conforme las condiciones de la decimosexta prórroga del Acuerdo Propano para Redes, indicando también que esa dependencia se encuentra abocada a las tareas tendientes a extender la vigencia del Acuerdo al menos hasta el 30 de junio de 2020.

En el mes de agosto de 2020 se firmó el Décimo Séptimo Acuerdo de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido (con vencimiento el 31 de diciembre de 2020). A través de este acuerdo las Empresas Productoras se comprometen a abastecer a las Distribuidoras y Subdistribuidoras de Gas Propano Indiluido por Redes, a unos precios salida de planta (el "Precio Acordado") iguales a: i) para el primer semestre de 2020, los precios que resulten de aplicar el esquema establecido bajo el Artículo 2° del Décimo Sexto Acuerdo de Prórroga para el último período allí establecido; y ii) para el segundo semestre de 2020, dentro de la zona abarcada por el beneficio establecido por el Artículo 75 de la Ley N° 25.565 (Provincias de TIERRA DEL FUEGO, ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR, SANTA CRUZ, CHUBUT, NEUQUÉN, RÍO NEGRO, LA PAMPA, en el Partido de Patagones de la Provincia de BUENOS AIRES y en el Departamento Malargüe de la Provincia de MENDOZA), a un precio salida de planta para usuarios R de \$/TM 4.984 y para usuarios SGP de \$/TM 9.968, y para usuarios R y SGP del "Resto País" a un precio establecido en \$/TM 8.937.

Las Empresas Productoras recibirán una compensación económica por los menores ingresos derivados del cumplimiento de las condiciones de abastecimiento. Para el cálculo de dichos menores ingresos se considerará 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".

A la fecha de los presentes estados financieros, se encuentra en negociación el Décimo Octavo Acuerdo de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido.

Mercado externo

Con fecha 3 de septiembre de 2018, el PEN emitió el Decreto N° 793/18 el cual entre el 4 de septiembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2020 fija un derecho de exportación del 12% sobre el monto exportado de propano, butano y gasolina natural. Dicha retención poseía un tope de \$4 por cada dólar de base imponible o del precio oficial FOB. Mediante el Dec 37/19 del Poder Ejecutivo, publicado en el BO el 14 de diciembre de 2019, se eliminó el tope de \$4/US\$ del valor imponible o precio FOB, la alícuota de derechos de exportación aplicable a hidrocarburos pasó a ser del 12% sin tope. Posteriormente, con motivo de la sanción de la Ley N° 27.541, se dispuso un tope del 8% para la alícuota aplicable a los hidrocarburos a partir del 23 de diciembre de 2019. Sin embargo, la Aduana se encontraba liquidando los derechos de exportación de hidrocarburos a una alícuota del 12% hasta el mes de mayo de 2020. La Sociedad ha interpuesto las impugnaciones correspondientes y solicitado la repetición del derecho de exportación abonado en exceso.



5. Medio Ambiente

La estrategia de la Sociedad continúa basándose en el desarrollo sustentable, la preservación del medio ambiente y el cumplimiento de la legislación aplicable, por lo que anualmente propone acciones para las que asigna recursos y asegura el seguimiento para lograr los objetivos propuestos. Esto se realiza a través del desarrollo anual de un dinámico Plan de Gestión Ambiental donde se prevén todas las medidas necesarias para el control efectivo de los aspectos ambientales asociados a las actividades, productos y servicios, incluidas las situaciones de emergencia.

Para la Sociedad, la seguridad de su personal y el medio ambiente han sido desde siempre temas en los que se ha puesto especial atención y, en tal sentido, cada una de las áreas que Capex opera cuenta con una política de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente con sus principios básicos de los cuales se retroalimenta todo su sistema de gestión. En este sentido se cumple con las regulaciones que en ambas disciplinas han sido dictadas por los organismos de aplicación para esta industria. También se tienen en cuenta las distintas normas que no son de aplicación obligatoria pero que ayudan a mejorar la gestión tanto de seguridad como ambiental. Tal es el caso de las normas IRAM y las del IAPG que aplican directamente a la industria petrolera y gasífera.

A su vez, la Sociedad posee procedimientos que le permiten gestionar de manera eficiente los objetivos ambientales y de seguridad que se plantean anualmente, así como el cumplimiento de los requisitos legales y de consultas de terceros, ya sea de autoridades ambientales, vecinos o de los superficiarios (dueños de los terrenos donde se desarrolla la actividad) según el contexto identificado por la organización.

Sumado a esto, también existen procedimientos operativos mediante los cuales se pautan las tareas que se llevan a cabo en el campo, a los efectos de minimizar y prevenir cualquier impacto o riesgo ya identificado y poder responder adecuada y rápidamente ante aquéllos que, por su naturaleza, no están contemplados en los análisis de riesgos de cada área.

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

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.

Se realizan rutinas de análisis periódicos de parámetros ambientales con el objetivo de cumplir con las normativas vigentes.

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

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.

Desde la fecha de certificación hasta hoy, Capex renovó a lo largo del tiempo la certificación de su sistema de gestión ambiental conforme a la norma ISO 14001 (en sus versiones 1996 y 2004). A partir del año 2015, con la emisión de la nueva norma ISO 14001, se comenzaron los trabajos para la adecuación a los requisitos de ésta, logrando la certificación en diciembre del año 2017 para la CT ADC, y en enero de 2018 para el yacimiento Agua del Cajón y la Planta de GLP. Ya en el mes de mayo de 2019 se certificó nuevamente la norma ISO 14001:2015, dentro del alcance de la Planta Generadora de Energía Eléctrica y en diciembre del año 2020, se certificó nuevamente el alcance del Yacimiento en todas sus operaciones juntamente con la Planta de GLP.

Mediante la aplicación del SGA, Capex se esfuerza constantemente por mejorar su performance ambiental, para lo cual:

- (i) mantiene bajo control todos los aspectos ambientales significativos de las actividades, productos o servicios de las áreas operativas, teniendo en cuenta los intereses de terceros y legales;
- (ii) fija objetivos y metas ambientales, analizando el contexto así como los riesgos y las oportunidades que el mismo le presenta;
- (iii) monitorea en forma permanente los indicadores claves de cada área operativa. Algunos de ellos están asociados al monitoreo mensual de los recursos agua, suelo, aire y otros son de proceso tales como residuos generados vs. energía equivalente generada; residuos generados vs. residuos reutilizados; volumen de



suelos afectados vs. derrames. Estos indicadores dan cuenta del desempeño ambiental y del gerenciamiento de los recursos.

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

Con el desarrollo de la fase IV del proyecto de generación de energía eléctrica se logró un importante avance en materia de medio ambiente debido a la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero y NOx. Alcanzado dicho objetivo, la Sociedad calificó bajo "*The United States Initiative on Joint Implementation (USJI)*" como reductor de emisiones de efecto invernadero y el reconocimiento de la Oficina Argentina de Implementación Conjunta.

Durante el presente ejercicio se continuó con la rutina de monitoreos periódicos de gases de escape 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 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 lo que se tiene instalado 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 en una superficie total de 7 hectáreas. Esto resulta posible a través de la implantación de especies nativas adaptadas y cuidadas de forma tal que soporten el clima de la estepa patagónica. En virtud de los logros obtenidos, se prevé continuar con esta misma metodología, incorporando este año 2021 dos hectáreas adicionales a las ya recuperadas.

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 poder controlar de mejor manera la aplicación de las medidas de control necesarias para el tratamiento. Ejemplos de esto son la reciente gestión de los residuos de cutting - lodos y la gestión de los suelos empetrolados, con la que se tratan todos los suelos originados por eventuales derrames de petróleo. En la actualidad, se dará inicio al tratamiento de 1500 M³ de tierras.

Por último, alineada con el compromiso de reducir el consumo de recursos naturales y racionalizar el consumo de energía adoptado en su política ambiental, Capex ha realizado modificaciones en la planta Central Térmica Agua del Cajón que permitieron optimizar el consumo de agua dulce de tipo industrial, de manera tal que los posibles descartes del proceso de la central térmica, se aprovechan en los procesos de operación de yacimiento (tanto en plantas como en equipos de perforación), reduciéndolo 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, desde su incorporación, se consideró de suma importancia la revisión de cada práctica y la identificación de mejoras.

De esta manera, continuamente se revisa cada proceso en búsqueda de mayor sustentabilidad y eficiencia. Ejemplo de esto es la gestión de cutting y lodos de perforación, la gestión de residuos y la gestión de permisos ambientales efectuados en las áreas de Loma Negra, La Yesera y Puesto Zúñiga.

Por último, alineada con el compromiso de reducir el consumo de recursos naturales que son muy escasos en estas áreas y racionalizar el consumo de energía, Capex tiene como prioridad evaluar cada desarrollo en detalle para identificar posibles ahorros en este sentido.

Con respecto a las áreas de Chubut, el manejo ambiental es similar a lo descrito 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 todos los yacimientos, en función de las instalaciones operativas como ser baterías y plantas de procesamiento de petróleo y gas.

En cuanto a la reducción de consumos de agua dulce, y en particular en el yacimiento Pampa del Castillo, Capex realizó una adecuación de las plantas de tratamientos de efluentes cloacales con el objetivo de reutilizar el agua dulce tratada para tareas operativas, como riego de caminos y construcción de nuevas locaciones de pozos.



En el área Bella Vista Oeste, de reciente incorporación, se está trabajando en la implementación de todos los lineamientos y la gestión que se realiza en el resto de las áreas de Chubut.

Durante el tiempo de operación transcurrido, un año y tres meses, la gestión ambiental ha logrado mantenerse enfocada en los objetivos que la Compañía persigue, siendo uno de los principales el cumplimiento de la legislación vigente. Por ello, ha logrado obtener inscripciones en registros ambientales de las Autoridades de Aplicación, siendo el contexto totalmente adverso a raíz de la pandemia. Por otro lado, se ha cumplimentado con los pasos necesarios para aprobaciones de estudios ambientales que permiten ejecutar las obras necesarias para desarrollar el yacimiento.

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

Respecto de las acciones llevadas a cabo con el objetivo de minimizar el riesgo de contagio del COVID-19 y evitar así la propagación del mismo, preservando el estado de salud de todo el personal, se han implementado desde el inicio de la pandemia, distintos protocolos que cubren cada una de las actividades y que indican las medidas de prevención generales y particulares a aplicar.

Estos protocolos fueron desarrollados teniendo en cuenta las recomendaciones de la OMS y de los organismos de salud, tanto nacionales como provinciales, contando con el apoyo de los médicos laborales que trabajan para la Sociedad. Los mismos son actualizados a medida que se va conociendo la dinámica de la enfermedad y en concordancia con la legislación vigente.

Además, se realizaron importantes campañas de difusión y capacitación a todo el personal, se distribuyeron los elementos de protección personales (EPP) adecuados para este tipo de riesgo y se adecuaron las metodologías de trabajo en todas las áreas, tanto desde el punto de vista operativo como de logística. Para cerrar el proceso, se realizan auditorías de manera permanente que permiten asegurar el cumplimiento de las medidas de prevención, identificar posibles desvíos e implementar medidas correctivas.

6. 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 control interno y brindando información oportuna y confiable.

Se desarrolló e implementó una solución que permite sistematizar el proceso de elaboración y aprobación presupuestario y brinda adicionalmente una base de datos única para la elaboración del Control de Gestión, tanto para el análisis de los indicadores económico-financieros como para los indicadores operativos. La solución está basada en Oracle EPM (Enterprise Performance Management) y la suite de Business Analytics de Microsoft Azure.

Se finalizó con la implementación del nuevo sistema de Registración de tareas de Perforación, Terminación y Mantenimiento de pozos para las operaciones de Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste. Durante el próximo ejercicio se continuará con la implementación de las operaciones de la zona del Comahue, en Neuquén y Río Negro.

De acuerdo con lo previsto se finalizó con la implementación del Módulo de Gestión de Seguridad y Medio Ambiente de JDEdwards, que permite tener una gestión integral de los distintos procesos que lleva adelante cada área.

Se implementó un sistema para automatizar el proceso de Generación y Control de Propuestas Operativas del yacimiento Agua del Cajón y, basado en la plataforma de Microsoft Power Apps, se desarrolló e implementó también el sistema de Recorridos Operativas que permite la recolección de datos de campo a través de dispositivos móviles, que pueden estar off line y sincronizar al momento de obtener señal. Dichos datos son después incorporados automáticamente a las distintas aplicaciones para su posterior explotación.

Se continuó con el proceso de capacitación en Ciberseguridad para todos los empleados, focalizando especialmente en las temáticas relacionadas al trabajo remoto.

Durante el próximo ejercicio nos focalizaremos en la implementación de un Portal de Proveedores, con el objetivo de hacer más eficiente el intercambio de información durante los procesos de cotización, contratación, entregas de bienes y servicios y pagos.



Adicionalmente, durante el próximo ejercicio realizaremos un relevamiento que nos permita definir la tecnología necesaria a implementar para tener un proceso de Gestión Uniforme entre las distintas plantas de polímeros y así mejorar la eficiencia en la operación de estas.

Por último, en el marco del COVID-19, se mantuvo y optimizó la infraestructura necesaria que nos permitió continuar con las operaciones de la compañía en un entorno de trabajo remoto.

7. Recursos Humanos

Durante el ejercicio, la Sociedad mantuvo el foco en sus lineamientos estratégicos en materia de Recursos Humanos, reorientando las acciones y definiendo nuevos planes asociados al entorno de pandemia de Covid que nos ha afectado durante todo el ejercicio.

La Sociedad definió transitar la pandemia mudando a un esquema de trabajo remoto en todas aquellas actividades que permiten esta modalidad, y mixto con esquemas de rotación en las operaciones, con protocolos de estricto cumplimiento, para asegurar la continuidad del negocio. Se definieron esquemas de guardias mínimas para disminuir la exposición del personal propio y de contratistas. De esta manera, tanto la operación como la administración tuvieron continuidad de funcionamiento sin afectar al negocio ni exponer a riesgo a las personas, tanto empleados como contratistas.

En conjunto, con el departamento de Seguridad y Medio Ambiente, se implementaron entrenamientos específicos sobre los protocolos vigentes en materia de seguridad y prevención disponibles en la plataforma Success Factors (RH+), que deben ser realizados por todos los empleados que deban presentarse a desempeñar sus tareas.

Se reforzó la comunicación sobre medidas de prevención siguiendo las instrucciones y disposiciones emanadas del Gobierno Nacional y los protocolos elaborados por las industrias de hidrocarburos y energía.

Con el fin de apalancar estas modalidades, se encararon acciones de relevamiento de necesidades de acompañamiento de todos los niveles.

Fortalecimiento de habilidades de liderazgo y competencias críticas para el negocio:

Se implementaron talleres de “Gestión Emocional” con todos los empleados, talleres de “Herramientas para Líderes” dentro del contexto de incertidumbre. Se dio además continuidad a los Planes de Desarrollo Individual de empleados clave y se definió el Programa de Dirección para Personal Clave a desplegarse a lo largo del ejercicio próximo, así como el Programa de Mandos Medios.

Impulsar el cambio y el alineamiento organizacional:

Continuamos con las líneas de trabajo definidas en los procesos de mejora continua. El Programa “Procurement to Pay”, implementado a través de metodología Lean Sigma, cuyo objetivo es el de revisar y optimizar el proceso que va desde el Abastecimiento hasta el Pago, proponiendo mejoras y automatización de todas sus etapas con el fin de eficientizar todas sus dimensiones, se avanzó con la implementación final prevista para el ejercicio próximo.

Se implementaron las herramientas de Business Intelligence, generando la metodología de capacitación virtual y a través de E-learning. Esta misma metodología se implementó en conjunto con el departamento de Seguridad y Medio Ambiente, desarrollando módulos de entrenamiento virtuales. Estas herramientas se despliegan a través de la plataforma Success Factors en nuestro portal RH+.

Se realizaron entrenamientos a distancia utilizando la tecnología de video conferencia, webinars y equipos de trabajo remotos para dar continuidad a la formación de los empleados.

Contar con una organización sustentable:

Continuamos trabajando en la estrategia de sucesión de puestos críticos definiendo acciones para el mediano / largo plazo, identificando nuevas estructuras organizativas actualizadas, puestos claves y mapas de sucesión que se implementarán con un cronograma definido.

Se continuó con el desarrollo de los programas de Salud Ocupacional focalizados en este momento en la prevención de contagios por Covid-19.



Se definieron líneas de acción comunicacional a través de las herramientas de Comunicación Interna con el objetivo de dar continuidad al fuerte sentido de pertenencia y valores centrales de la empresa.

Atracción y retención del talento:

Adaptamos los procesos presenciales de selección para gestionarlos de manera remota, poniendo foco en la efectividad en tiempos y calidad del proceso de selección. De esta manera pudimos dar continuidad a estos procesos, garantizando transparencia e igualdad de oportunidades, así como también permitiendo la gestión de búsquedas internas dentro de la organización.

Continuamos con la implementación del proceso de identificación de talentos internos y la puesta en marcha de Planes Individuales de Desarrollo para su crecimiento, focalizado en la identificación de competencias críticas.

Afianzar las relaciones laborales dentro de un entorno productivo positivo:

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

Participamos en los procesos de negociación de paritarias salariales tanto en el ámbito del petróleo y gas en ambas cuencas, como en el de la energía eléctrica.

Mantenemos nuestro compromiso de fortalecer la relación con los principales actores sociales y sindicales, promoviendo acciones que aseguren la paz social.

Para el mediano plazo, hemos definido líneas de acción que acompañen los cambios y nuevos negocios. Para ello, nos focalizaremos en el fortalecimiento de los cuadros directivos de más alto nivel, en su formación estratégica y de liderazgo adaptativo, de modo tal que aseguren el alineamiento de toda la organización con sus definiciones de crecimiento y sustentabilidad a largo plazo, así como también en la actualización de las estructuras organizativas, de modo de contar con una mejor respuesta a los desafíos que presentará el negocio en el mediano y largo plazo.

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

8. 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 estructurado el 97,5% de sus deudas financieras sobre la base de la emisión en mayo 2017 de Obligaciones Negociables Clase 2 a un plazo de 7 años con vencimiento de su capital (US\$ 300 millones) en una cuota en mayo de 2024.

Adicionalmente, desde el mes de agosto de 2020 y hasta la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Sociedad procedió a la recompra de sus Obligaciones Negociables Clase 2 por un monto total de valor nominal de US\$ 44.974.000 a un precio promedio, sin considerar intereses corridos, de US\$ 88,72 por cada US\$ 100 de valor nominal.

Por otro lado, el Grupo ha estructurado su cartera de inversiones en función de los vencimientos de sus pasivos y las necesidades financieras para hacer frente a las inversiones requeridas por la incorporación de las nuevas áreas hidrocarburíferas (Loma Negra, La Yesera, Pampa del Castillo, Bella Vista Oeste Bloque I, Parva Negra Oeste y Puesto Zuñiga), el desarrollo del PED II y las necesidades de capital de trabajo, invirtiendo a su vez los excedentes de efectivo en cuentas que generen resultados, escogiendo instrumentos de bajo riesgo y adecuada calidad crediticia.

La deuda financiera de la Sociedad y sus sociedades controladas al 30 de abril de 2021 se encuentra estructurada de la siguiente forma:



Cifras en \$miles

Deuda bancaria y financiera	Corriente	No corriente	Total
Obligaciones Negociables Senior Notes (ON)	(758.823)	(23.860.233)	(24.619.056)
Corporación Interamericana de Inversiones (CII)	(75.006)	-	(75.006)
Préstamos bancarios	(551.713)	-	(551.713)
Comisiones, gastos a devengar y garantías	35.595	72.751	108.346
Total	(1.349.947)	(23.787.482)	(25.137.429)

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	321.852	-	321.852
Fondos comunes de inversión	2.096.799	-	2.096.799
Plazos fijos	3.656.442	6.259.687	9.916.129
Total	6.075.093	6.259.687	12.334.780

Cifras en \$miles

Posición neta	Corriente	No corriente	Total
Total	4.725.146	(17.527.795)	(12.802.649)

Calificación de las Obligaciones Negociables Clase 2

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros tienen una calificación internacional de “CCC+/RR4” y “CCC+” por parte de Fitch y Standard & Poor’s, respectivamente y una calificación local de “A+” y “raBBB-”, por parte de Fitch y Standard & Poor’s, respectivamente.

9. Resultados del ejercicio

El siguiente cuadro resume los índices consolidados obtenidos durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 en comparación con el ejercicio anterior:



Indices	30.04.2021	30.04.2020
Solvencia (Patrimonio neto / Pasivo)	0,70	0,59
Endeudamiento (Pasivo / Patrimonio Neto)	1,42	1,70
Liquidez corriente (Activo corriente / Pasivo corriente)	1,59	1,45
Prueba ácida (Activo corriente – Inventarios / Pasivo corriente)	1,45	1,40
Razón del patrimonio al activo (Patrimonio neto / Activo total)	0,41	0,37
Razón de inmovilización de activos (Activo no corriente / Activo total)	0,80	0,84
Rentabilidad del activo o económica (Utilidad bruta / Activo total)	0,12	0,16
Rentabilidad del patrimonio o financiera (Resultado integral / Patrimonio Neto promedio)	(0,06)	(0,09)
Rentabilidad ordinaria de la inversión (EBT / Patrimonio Neto menos Resultado integral del ejercicio)	(0,002)	(0,003)
Apalancamiento financiero (Rentabilidad del Patrimonio Neto / Rentabilidad del activo)	(0,50)	(0,56)
Rotación de activos (Ventas / Activo total)	0,29	0,35

Estados de resultados integrales consolidados

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Ingresos	17.952.273	25.717.227	(7.764.954)	-30,2%
Costo de ingresos	(10.329.246)	(13.745.146)	3.415.900	-24,9%
Resultado bruto	7.623.027	11.972.081	(4.349.054)	-36,3%
Gastos preoperativos	-	(6.185)	6.185	-100,0%
Gastos de comercialización	(2.864.700)	(3.782.563)	917.863	-24,3%
Gastos de administración	(1.076.004)	(1.319.345)	243.341	-18,4%
Otros egresos operativos netos	(2.886.745)	(3.290.971)	404.226	-12,3%
Resultado operativo	795.578	3.573.017	(2.777.439)	-77,7%
Ingresos financieros	5.953.060	8.737.393	(2.784.333)	-31,9%
Costos financieros	(12.519.013)	(16.503.107)	3.984.094	-24,1%
Otros resultados financieros	31.829	31.845	(16)	-0,1%
Otros resultados financieros RECPAM	5.685.567	4.086.583	1.598.984	39,1%
Resultados financieros, neto	(848.557)	(3.647.286)	2.798.729	-76,7%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	(52.979)	(74.269)	21.290	-28,7%
Impuesto a las ganancias	(562.635)	1.447.723	(2.010.358)	-138,9%
Resultado neto del ejercicio	(615.614)	1.373.454	(1.989.068)	-144,8%
Con imputación futura a resultados				
Otros resultados integrales	(123.493)	123.493	(246.986)	-200,0%
Sin imputación futura a resultados				
Otros resultados integrales	(907.992)	(4.114.152)	3.206.160	-77,9%
Resultado integral del ejercicio	(1.647.099)	(2.617.205)	970.106	-37,1%

A los efectos de analizar las variaciones, deberá tenerse en cuenta que los saldos al 30 de abril de 2020 que se exponen a continuación surgen de reexpresar los importes de los saldos a dicha fecha en moneda homogénea del 30 de abril de 2021, siguiendo los lineamientos detallados en la Nota 3 de los estados financieros consolidados al 30 de abril de 2021.

La evolución comparativa de los resultados al 30 de abril de 2021 con respecto al 30 de abril de 2020, fue la siguiente:



- El Resultado Bruto ascendió a \$ 7.623.027 (ganancia), representando un 42,5% de los ingresos, en comparación con los 11.972.081 (ganancia) o 46,6% de los ingresos al 30 de abril de 2020. El resultado bruto disminuyó en un 36,3%.
- El Resultado Operativo ascendió a \$ 795.578 (ganancia) en comparación con \$ 3.573.017 (ganancia) del ejercicio anterior. El segmento petróleo y gas se vio afectado por: (i) la disminución de los precios del gas, como consecuencia de la aplicación de precios máximos establecidos, las subastas realizadas por CAMMESA para la adquisición de gas natural para la generación de electricidad, las declaraciones de costos de gas efectuadas por Capex y al precio adjudicado a Capex con relación al "Plan Gas 2020-2024", (ii) disminución de los precios del petróleo en el mercado local e internacional como consecuencia del impacto del COVID-19 que generó una fuerte retracción de la demanda de petróleo en los primeros meses del ejercicio (iii) las desvalorizaciones de los activos del segmento petróleo y gas por \$ 2.466.786 y \$ 2.652.498 al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente, atribuibles al yacimiento Agua del Cajón, como consecuencia principalmente de la disminución del precio del gas y (iv) los costos generados como consecuencia del COVID-19 que no han formado parte de la operación productiva. El segmento de energía eléctrica se vio afectado por una menor generación, producto de la rotura de un transformador de la turbina de vapor 7 que obligó, desde el mes de enero y hasta el 31 de julio de 2020, a operar a ciclo abierto con la consiguiente disminución de la generación de energía, y una disminución de la remuneración de la energía generada y la potencia, producto de la aplicación de la Res 31/20 desde febrero de 2020 que pesificó la tarifa de energía. Cabe destacar que en el mes de mayo de 2021, la Secretaría de Energía, mediante la Res 440/2021, eliminó la actualización de los valores remunerativos con el IPC y el IPIM y estableció un incremento de los valores remunerados por la potencia y energía de un 29% aproximadamente. Dicho incremento se hizo retroactivo para las entregas de energía desde febrero 2021 y no tuvo impacto en los resultados al 30 de abril de 2021.
- El Resultado Neto ascendió a \$ 615.614 (pérdida) en comparación con los \$ 1.373.454 (ganancia) del ejercicio anterior. Adicionalmente a lo mencionado, el resultado neto también se vio afectado como consecuencia de los costos financieros, debido al incremento de la cotización del dólar estadounidense, moneda en la cual el Grupo posee el 90,0% de sus pasivos financieros y por el impuesto a las ganancias, producto del efecto del ajuste por inflación impositivo, compensado con un resultado fiscal pérdida. Adicionalmente, en el ejercicio la Sociedad ha efectuado la recompra de sus Obligaciones Negociables Clase II por un valor nominal de US\$ 44.974.000 generando una ganancia neta de \$ 478.176 y E G WIND canceló anticipadamente el pasivo comercial que mantenía con Enercon GmbH generando una ganancia de \$ 342.565.
- Los Otros Resultados Integrales con imputación futura a resultados, lo cuales impactan en la Reserva por inversiones a valor razonable, ascendieron a \$ 123.493 (pérdida) al 30 de abril de 2021 como consecuencia de la venta de los títulos públicos (Bonos del Tesoro Americano) valuados a valor razonable. Adicionalmente se registraron en Otros Resultados Integrales sin imputación futura a resultados, los cuales impactan en la Reserva por revaluación de activos y estando expresada en valores reales, \$ 907.992 (pérdida) en comparación con \$ 4.114.152 (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 sobre los cuales se aplica la política de valores razonables.
- El resultado integral ascendió a \$ 1.647.099 (pérdida) en comparación con \$ 2.617.205 (pérdida) del ejercicio anterior.

Ingresos

Producto	30/04/21	30/04/20	Variación	
Energía				
Energía CT ADC ⁽¹⁾	6.343.567	11.068.830	(4.725.263)	-42,7%
Energía eólica	758.338	558.493	199.845	35,8%
Servicio de fasón de energía eléctrica	30.386	36.137	(5.751)	-15,9%
Gas	10.382	424.738	(414.356)	-97,6%
Gas Programa estímulo	1.396.245	2.028.436	(632.191)	-31,2%
Petróleo	8.627.589	10.650.836	(2.023.247)	-19,0%
Propano	470.747	631.730	(160.983)	-25,5%
Butano	168.534	167.402	1.132	0,7%
Oxígeno	10.906	10.231	675	6,6%
Servicios	135.579	140.394	(4.815)	-3,4%
Total	17.952.273	25.717.227	(7.764.954)	-30,2%

⁽¹⁾ Al 30 de abril de 2021 y 2020 se incluyen los ingresos generados por el gas producido por las áreas ADC, Loma Negra y La Yesera, consumido en la CT ADC y pagado por CAMMESA bajo el concepto Reconocimiento Combustible



Propio. A partir de enero 2021, también se incluye el volumen adjudicado a través del "Plan Gas 2020-2024". Asimismo, en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 se incluye en este rubro el gas adquirido a terceros y consumido en la CT ADC hasta diciembre de 2019.

Los ingresos al 30 de abril de 2021 disminuyeron un 30,2% con respecto al ejercicio anterior. El comportamiento de cada uno de los productos fue el siguiente:

a) Energía:

Los ingresos generados por las operaciones de la CT ADC medidos en pesos disminuyeron en \$ 4.725.263, representando una disminución del 42,7%, pasando de \$ 11.068.830 al 30 de abril de 2020 a \$ 6.343.567 al 30 de abril de 2021. Estos ingresos están asociados a la remuneración por la generación de energía y a la remuneración reconocida por CAMMESA en concepto de gas consumido en la CTADC.

Los ingresos asociados a la remuneración por la generación de energía disminuyeron en un 27,7%. Esta variación se debió principalmente a: a) una disminución de la generación en un 9,6% debido a la imposibilidad de operar a ciclo combinado, producto de la rotura del transformador de la TV7 a fines de enero y hasta el 31 de julio de 2020, y b) a una disminución del 20,0% del precio de venta promedio registrado sobre los GW vendidos, pasando de \$/GWh 1.456,4 promedio durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 a \$/GWh 1.164,8 promedio en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021. Cabe destacar que con fecha 19 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía, mediante la Res 440/2021, eliminó la actualización de los valores remunerativos con el IPC y el IPIM previstos por la Res 31/20 y estableció un incremento de los valores remunerados por la potencia y energía de un 29% aproximadamente para la energía entregada desde febrero 2021. Este incremento no tuvo impacto al 30 de abril de 2021.

En enero de 2020 el transformador de la Turbina Vapor 7 de la CT ADC tuvo una falla en la terminal de salida de una fase de alta tensión. La reparación se inició en el mes de abril de 2020, luego de lograr las autorizaciones de ingreso de personal y equipos de movimiento de cargas al sitio debido a las restricciones de aislamiento y movilidad vigentes a ese momento. En los últimos días de julio de 2020 se concluyeron las tareas de reparación, retomando la CT ADC su operación a ciclo combinado desde el 31 de julio de 2020. Como se mencionó anteriormente, durante los meses comprendidos entre enero y julio 2020, la CT ADC operó a ciclo abierto con la consiguiente disminución de la generación de energía.

Los ingresos asociados a la remuneración reconocida por CAMMESA a Capex en concepto de gas consumido en la CT ADC producido por las áreas ADC, Loma Negra y La Yesera disminuyeron un 55,3%, debido a: i) la disminución del precio del gas por millón de btu, el cual disminuyó de un valor promedio de US\$ 2,15 para el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 a un valor promedio de US\$ 1,90 para el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021, como consecuencia de la aplicación de precios máximos establecidos, las subastas realizadas por CAMMESA para la adquisición de gas natural para la generación de electricidad, las declaraciones de costos de gas efectuadas por Capex y al precio adjudicado en el "Plan Gas 2020-2024", este último a partir del 1 de enero de 2021; y ii) el menor volumen de gas remunerado (45,8%) debido a la menor generación explicada anteriormente y a que en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2020, también se remuneró el gas de terceros adquirido en el mercado para la generación hasta diciembre 2019.

El ingreso por la remuneración del gas se incluye en el segmento de Petróleo y Gas (Nota 6 a los Estados Financieros Consolidados). El gas de producción propia consumido por la CT ADC disminuyó un 13,6%.

Los ingresos de energía eólica medidos en pesos aumentaron en \$ 199.845, representando un incremento del 35,8%, pasando de \$ 558.493 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 a \$ 758.338 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021. Este incremento se debió a la puesta en marcha del Parque Eólico Diadema II (PED II), propiedad de E G WIND, el cual fue habilitado comercialmente en septiembre de 2019. Las ventas del PED I y PED II medidas en GWh fueron de 126,6 y 80,3 al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente. El precio promedio de ventas fue de \$ 5.990,3 y \$ 6.955,1 por MWh al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente. La variación de los precios promedios de ventas se debe a que los precios por MWh acordados en los contratos con CAMMESA para el PED I y el PED II son de US\$ 115,896 y US\$ 40,27, respectivamente.

En el mes de marzo de 2020 se produjo un incendio en la Estación Transformadora Diadema que conecta los parques eólicos con el SADI y ambos parques quedaron desconectados del mismo. Luego de las tareas de reparación llevadas a cabo, el 22 de mayo de 2020 ambos parques volvieron a despachar energía eléctrica al sistema.



b) Servicio de fasón de energía eléctrica:

Los servicios de fasón para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno medidas en pesos disminuyeron en \$ 5.751, representando una baja del 15,9%, pasando de \$ 36.137 al 30 de abril de 2020 a \$ 30.386 al 30 de abril de 2021. Esta disminución se produce por un menor volumen vendido en un 15,7% en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021, como consecuencia del mantenimiento de la planta realizado durante la primera semana de junio de 2020.

c) Gas:

La producción de gas de las áreas en la cuenca neuquina disminuyó un 18,0%, pasando de 569.284 miles de m³ al 30 de abril de 2020 a 466.692 miles de m³ al 30 de abril de 2021. Si bien Capex viene sosteniendo el nivel de producción de gas mediante las inversiones efectuadas incentivadas principalmente por los programas estímulos, la menor demanda de gas de la CTADC reguló la producción de gas del yacimiento ADC, disminuyendo un 21,1%. Por su parte, la producción de gas proveniente de su participación en los Consorcios con concesiones en las áreas Loma Negra y La Yesera en la Provincia de Río Negro disminuyó en un 2,8%, pasando de un promedio de 261 mil m³/día al 30 de abril de 2020 a un promedio de 254 mil m³/día al 30 de abril de 2021.

Al 30 de abril de 2021 Capex ha utilizado el 100% de la producción de gas proveniente del área Agua del Cajón, para la generación de energía eléctrica en la CT ADC y la operación de la Planta de GLP. Asimismo, también incorpora en la generación de energía eléctrica gran parte del gas producido en los yacimientos de Loma Negra y La Yesera. En el marco del Programa de estímulo a las inversiones en desarrollo de producción de gas proveniente de reservorios no convencionales, la Sociedad ha presentado las declaraciones juradas del área Agua del Cajón correspondientes a los períodos enero 2018 – marzo 2021 y las pólizas de caución, a fin de solicitar el pago del programa. El Ministerio de Energía autorizó el total de las compensaciones económicas definitivas solicitadas por el período enero 2018 – marzo 2021 por un monto aproximado de \$ 2.954,9 millones. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, se han cobrado en efectivo \$ 2.535,4 millones. La Sociedad ha registrado en el rubro Ingresos el total del incentivo que cumple con las condiciones establecidas en la Resolución 419 E/2017 por \$ 1.396,2 millones y \$ 2.028,4 millones al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente.

En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 Capex vendió \$ 10.382 correspondiente a la entrega de 2.238 miles de m³ proveniente de las áreas Loma Negra y La Yesera, a un precio promedio de US\$/ m³ 0,0472 (o US\$ 1,3 millón de btu). En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020, las ventas ascendieron a \$ 424.738 correspondiente a la venta de 49.251 miles de m³ a un precio de US\$/ m³ 0,0891 (o US\$ 2,4 millón de btu).

d) Petróleo:

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Mercado local	3.208.409	2.964.405	244.004	8,2%
Mercado externo	5.419.180	7.686.431	(2.267.251)	-29,5%
Total	8.627.589	10.650.836	(2.023.247)	-19,0%

Los ingresos de petróleo al 30 de abril de 2021 disminuyeron en \$ 2.023.247 respecto del ejercicio anterior, representando una disminución del 19,0%. Esta disminución corresponde a la menor venta expresada en \$ en el mercado externo de un 29,5%, compensado por un incremento en el mercado local de un 8,2%. El volumen total vendido aumentó un 20,2%. Dicho incremento en el volumen vendido se debió a que durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 se vendió el stock acumulado al 30 de abril de 2020. Dicho stock se había acumulado debido a la baja de la demanda, en aquel momento, como consecuencia de la pandemia y a la incorporación del crudo proveniente del área Bella Vista Oeste. En cuanto al precio promedio del petróleo en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2021, el mismo se vio afectado por efecto de la pandemia generando una disminución del 32,6%. En el segundo semestre del ejercicio fue recuperando valor.

La disminución de los ingresos en el mercado externo de \$ 2.267.251 se debe a las menores exportaciones de crudo de las áreas Pampa del Castillo – La Guitarra y Bella Vista Oeste (incorporada a partir de febrero 2020), ambas en la Provincia del Chubut, a pesar de un aumento del 17,0% en el volumen exportado, pasando de 210.287 m³ (1.322.665 bbl) al 30 de abril de 2020 a 246.098 m³ (1.547.912 bbl) al 30 de abril de 2021. Con respecto a los precios internacionales, sufrieron una disminución en pesos de aproximadamente un 40,7 % entre ambos ejercicios. Esta disminución fue como consecuencia del impacto del COVID-19 en la economía mundial, la cual produjo una retracción de la demanda, un excedente de producción, problemas de almacenamiento y su consecuente caída en el precio. Sin embargo, en los últimos meses los precios internacionales recuperaron los valores promedios históricos.



Las ventas locales aumentaron de \$ 2.964.405 al 30 de abril de 2020 a \$ 3.208.409 al 30 de abril de 2021, producto fundamentalmente del aumento del 27,1% en el volumen vendido, pasando de 95.527 m³ al 30 de abril de 2020 a 121.415 m³ al 30 de abril de 2021. Adicionalmente, el precio promedio en pesos disminuyó un 14,8%, como consecuencia de la disminución del precio promedio en dólares acordado entre las partes producto del impacto del COVID-19. En los últimos meses del ejercicio el precio acordado entre las partes comenzó a incrementar recuperando los valores promedios históricos.

La producción de petróleo aumentó un 2,8%, pasando de 332.937 m³ al 30 de abril de 2020 a 342.289 m³ al 30 de abril de 2021, debido a la incorporación del área Bella Vista Oeste, la cual aportó el 3,5% de la producción del ejercicio.

e) Propano, butano y gasolina:

- Las ventas de propano disminuyeron en \$ 160.983 ó 25,5%, pasando de \$ 631.730 al 30 de abril de 2020 a \$ 470.747 al 30 de abril de 2021.

La disminución de las ventas es consecuencia de la disminución del volumen vendido y del menor precio de venta. El volumen vendido disminuyó en 3.176,3 tn, es decir un 16,4% como consecuencia de la menor cantidad de gas procesado. La disminución del precio de venta en términos reales fue de un 10,8% pasando de \$promedio/tn 32.647,5 al 30 de abril de 2020 a \$promedio/tn 29.105,7 al 30 de abril de 2021.

Las ventas en el mercado local disminuyeron un 51,0%, como consecuencia de una disminución del 34,8% en el volumen vendido y una disminución del 24,8% en el precio. Esto último se debe a la entrega del 22,5% del volumen vendido para cumplir con el Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido.

Las ventas en el mercado externo, aumentaron un 46,1% tanto por un incremento en el volumen vendido como en el precio de venta. Los precios de venta de propano en el mercado externo, aumentaron un 21,8%, pasando de \$promedio/tn 25.543,1 al 30 de abril de 2020 a \$promedio/tn 31.114,5 debido a los mayores precios internacionales y a la evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación. El volumen exportado se incrementó en un 20,0% con relación al ejercicio anterior.

- Las ventas de butano aumentaron en \$ 1.132 ó 0,7%, pasando de \$ 167.402 al 30 de abril de 2020 a \$ 168.534 al 30 de abril de 2021. Dicho incremento se debió a un aumento del precio de un 22,5%, pasando de \$promedio/tn 13.060,9 al 30 de abril de 2020 a \$promedio/tn 16.003,6 al 30 de abril de 2021, compensado con una disminución del volumen vendido en 2.286,0 tn es decir un 17,8% como consecuencia de la menor cantidad de gas procesado.
- No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2021 y 2020 debido a que la producción de 20.240 m³ y 24.849 m³, respectivamente, fueron vendidas con el petróleo por razones de mercado.

f) Oxígeno:

Hychico vendió 126.030 m³ y 107.211 m³ de oxígeno por un total de \$ 10.906 y \$ 10.231 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente. Este incremento en las ventas se debe al mayor despacho de oxígeno como consecuencia de una mayor demanda del mismo.

g) Servicios:

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



Costo de ingresos

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	71.468	94.431	(22.963)	-24,3%
Sueldos y cargas sociales	1.765.256	1.882.111	(116.855)	-6,2%
Materiales, repuestos y otros	764.902	894.955	(130.053)	-14,5%
Operación, mantenimiento y reparaciones	1.785.738	2.331.101	(545.363)	-23,4%
Combustibles, lubricantes y fluidos	862.747	1.000.047	(137.300)	-13,7%
Transporte, fletes y estudios	160.916	207.086	(46.170)	-22,3%
Depreciación propiedad, planta y equipo	4.858.154	5.524.712	(666.558)	-12,1%
Depreciación derechos de uso	33.868	21.486	12.382	57,6%
Gastos de oficina, movilidad y representación	80.067	66.868	13.199	19,7%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	317.426	336.310	(18.884)	-5,6%
Gastos de transporte de gas	83.480	109.463	(25.983)	-23,7%
Adquisición gas de terceros	-	2.217.127	(2.217.127)	-100,0%
Adquisición de crudo	248.924	338.082	(89.158)	-26,4%
Adquisición energía a CAMMESA	496	830	(334)	-40,2%
Costo de producción de existencias	(704.196)	(1.279.463)	575.267	-45,0%
Costo de ingresos	10.329.246	13.745.146	(3.415.900)	-24,9%

El costo de ingresos al 30 de abril de 2021 ascendió a \$ 10.329.246 (57,5% sobre los ingresos), mientras que al 30 de abril de 2020 ascendió a \$ 13.745.146 (53,4% sobre los ingresos).

La disminución del 24,9% en el costo de ingresos fue generado principalmente por:

- una disminución en la adquisición de gas para la CT ADC por \$ 2.217.127, como consecuencia de un cambio de metodología aplicado por CAMMESA; a partir de enero 2020 se dejaron de realizar compras de gas a terceros por parte de los generadores para el consumo de centrales termoeléctricas. Asimismo, debido a la menor generación de la CT ADC, por operar a ciclo abierto (dada la rotura de un transformador de la Turbina a Vapor) disminuyó la demanda de gas del mercado y por lo tanto, se produjo también una disminución en los costos de transporte del mismo por \$ 25.983;
- una disminución en las depreciaciones de los activos de Propiedad, planta y equipo por \$ 666.558 debido a la menor producción de petróleo y gas en el yacimiento Agua del Cajón y a la incorporación de reservas en las áreas de Bella Vista Oeste, Pampa del Castillo, Loma Negra y La Yesera; y.
- las menores erogaciones en operación, mantenimiento y reparaciones y en el resto de los costos, en general como consecuencia de realizar tareas de mantenimiento de las operaciones esenciales para conservar operativo el yacimiento durante los primeros meses del ejercicio. Aquellos costos asociados como consecuencia del COVID-19 y que no han formado parte de la operación productiva fueron imputados en "Otros egresos operativos netos".

Esta disminución fue compensada parcialmente por la variación del costo de producción de existencias, donde este fue menor al 30 de abril de 2021 comparado con el del 30 de abril de 2020, debido a los diferentes volúmenes en stock y costo de producción entre ambos ejercicios.

Gastos de comercialización

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Regalías	2.032.588	2.252.900	(220.312)	-9,8%
Gastos de almacenamiento, transporte y despacho de petróleo y energía	297.377	268.717	28.660	10,7%
Derechos de exportaciones	150.995	616.960	(465.965)	-75,5%
Impuesto sobre los ingresos brutos	377.183	635.210	(258.027)	-40,6%
Comisiones y otros	6.557	8.776	(2.219)	-25,3%
Gastos de comercialización	2.864.700	3.782.563	(917.863)	-24,3%

Los gastos de comercialización fueron de \$ 2.864.700 al 30 de abril de 2021 mientras que al 30 de abril de 2020 ascendieron a \$ 3.782.563, representando en ambos un 16,0% y 14,7% sobre los ingresos, respectivamente.



La variación del 24,3% se debió principalmente a:

- a) la disminución de las regalías asociadas con el gas por: i) la disminución de la producción y ii) la disminución del precio y a una menor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la inflación. Por su parte, las regalías asociadas con el petróleo tuvieron un comportamiento opuesto, incrementándose como consecuencia del aumento de la producción debido a la incorporación del área de Bella Vista Oeste;
- b) los menores derechos de exportación abonados como consecuencia de las menores exportaciones y las diferentes regulaciones aplicables a lo largo del ejercicio; y
- c) la disminución del impuesto sobre los ingresos brutos como consecuencia de la menor facturación.

Gastos de administración

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	102.452	120.179	(17.727)	-14,8%
Sueldos y cargas sociales	496.881	533.105	(36.224)	-6,8%
Operación, mantenimiento y reparaciones	98.923	104.870	(5.947)	-5,7%
Transporte, fletes y estudios	3.712	7.333	(3.621)	-49,4%
Depreciación propiedad, planta y equipo	24.932	31.298	(6.366)	-20,3%
Depreciación derechos de uso	90.054	67.540	22.514	33,3%
Gastos de oficina, movilidad y representación	8.378	39.022	(30.644)	-78,5%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	26.973	72.371	(45.398)	-62,7%
Gastos bancarios	223.699	343.627	(119.928)	-34,9%
Gastos de administración	1.076.004	1.319.345	(243.341)	-18,4%

Los gastos de administración fueron de \$ 1.076.004 al 30 de abril de 2021, representando un 6,0% sobre los ingresos, mientras que al 30 de abril de 2020 fueron de \$ 1.319.345, representando un 5,1%. La disminución fue de \$ 243.341, representando un 18,4%. Esta disminución es consecuencia principalmente de: i) los menores gastos bancarios como consecuencia del menor impuesto al débito y crédito bancario, dadas las menores erogaciones realizadas en el rubro Propiedad, planta y equipo, y ii) la disminución de los sueldos y cargas sociales y del resto de los gastos en general como consecuencia de una menor evolución de los gastos comparado con la variación de la inflación.

Esta disminución se compensó parcialmente con el incremento en la depreciación de derechos de uso de aquellos activos relacionados con contratos de arrendamiento de acuerdo a NIIF 16.

Otros egresos operativos netos

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Desvalorización de Propiedad, planta y equipo	(2.466.786)	(2.652.498)	185.712	-7,0%
Desvalorización de Inventarios	-	(708.498)	708.498	-100,0%
Resultado pasivos a riesgo	110.426	-	110.426	100,0%
Cobro de reclamos judiciales	48.819	-	48.819	100,0%
Costos directos asociados al COVID-19	(660.867)	-	(660.867)	100,0%
Ingresos por servicios administrativos indirectos	47.239	55.531	(8.292)	-14,9%
Consortios / UTE (neto)				
Diversos	34.424	14.494	19.930	137,5%
Otros egresos operativos netos	(2.886.745)	(3.290.971)	404.226	-12,3%

Los otros egresos operativos netos al 30 de abril de 2021 fueron por \$ 2.886.745, en tanto que al 30 de abril de 2020 arrojaron un saldo de \$ 3.290.971.

Se incluyeron en este rubro (i) al 30 de abril de 2021 la desvalorización del rubro Propiedad, planta y equipo por \$ 2.466.786 correspondiente al reconocimiento de un menor valor de los activos de explotación en el segmento de petróleo y gas del área Agua del Cajón, adicional al reconocido al 30 de abril de 2020 por \$ 2.652.498. Ver Nota 3.6 de los estados financieros consolidados; (ii) al 30 de abril de 2020 la desvalorización de los inventarios de petróleo por \$ 708.498 como consecuencia de la caída de los precios debido a la baja de la demanda por la pandemia y (iii) al 30 de abril de 2021 los costos generados como consecuencia del COVID-19 y que no han formado parte de la operación productiva, manteniendo, por ejemplo, los servicios acordados entre la Sociedad y aquellos proveedores que no han podido realizar los trabajos.



Resultados financieros

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Ingresos financieros	5.953.060	8.737.393	(2.784.333)	-31,9%
Costos financieros	(12.519.013)	(16.503.107)	3.984.094	-24,1%
Otros resultados financieros	31.829	31.845	(16)	-0,1%
Otros resultados financieros RECPAM	5.685.567	4.086.583	1.598.984	39,1%
Resultados financieros	(848.557)	(3.647.286)	2.798.729	-76,7%

a) Ingresos financieros

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Diferencia de cambio	5.212.442	7.653.091	(2.440.649)	-31,9%
Intereses	498.162	671.664	(173.502)	-25,8%
Otros resultados financieros	298.014	430.936	(132.922)	-30,8%
Devengamiento de intereses de créditos	(55.558)	(18.298)	(37.260)	203,6%
Ingresos financieros	5.953.060	8.737.393	(2.784.333)	-31,9%

Los ingresos financieros al 30 de abril de 2021 arrojaron un saldo de \$ 5.953.060, mientras que al 30 de abril de 2020 fueron de \$ 8.737.393, representando una disminución del 31,9%. Las principales causas de esta disminución de \$ 2.784.333 fueron las menores ganancias por diferencia de cambio generada por los activos financieros en dólares, debido a la variación, a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso, el cual entre mayo 2020 y abril 2021 se incrementó en un 40,1% mientras que, entre mayo 2019 y abril 2020 tuvo un aumento del 51,6%. El Grupo posee al 30 de abril de 2021 el 70,8% de sus activos financieros en dólares estadounidenses.

Adicionalmente, hubo una disminución en el stock de inversiones financieras producto de la recompra de ON efectuada por la Sociedad, lo que produjo una disminución en los ingresos por intereses y otros resultados financieros en comparación con el ejercicio anterior. Al 30 de abril de 2021 las inversiones están formadas por fondos comunes de inversión y plazos fijos. Asimismo, se incluyen ingresos por los intereses por mora por el retraso de los pagos por parte de CAMMESA.

b) Costos financieros

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Diferencia de cambio	(10.445.045)	(14.045.580)	3.600.535	-25,6%
Intereses	(2.697.050)	(2.388.093)	(308.957)	12,9%
Otros resultados financieros	(58.301)	(41.927)	(16.374)	39,1%
Resultado neto por recompra obligaciones negociables	478.176	-	478.176	100,0%
Devengamiento de intereses de deudas	203.207	(27.507)	230.714	-838,7%
Costos financieros	(12.519.013)	(16.503.107)	3.984.094	-24,1%

Los costos financieros al 30 de abril de 2021 arrojaron un saldo de \$ 12.519.013, mientras que al 30 de abril de 2020 fueron por \$ 16.503.107, representando una disminución del 24,1%. Las principales causas de la variación de \$ 3.984.094 fueron:

- las menores pérdidas por diferencia de cambio como consecuencia de la variación, a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso, el cual entre mayo 2020 y abril 2021 se incrementó en un 40,1% mientras que, entre mayo 2019 y abril 2020 tuvo un aumento del 51,6%. El Grupo posee el 90,0% de sus pasivos financieros en dólares estadounidenses, con lo cual la variación de la cotización de dicha moneda genera un impacto significativo en los resultados económicos y en el patrimonio.

La deuda financiera a la cual hacemos referencia se detalla a continuación:

- Obligaciones Negociables Clase 2 por US\$ 300 millones con vencimiento mayo 2024, a una tasa fija del 6,875% pagaderos semestralmente. Al 30 de abril de 2021 el capital adeudado asciende a US\$ 255 millones por efecto de la recompra de ON efectuada por la Sociedad.
- Préstamo garantizado de US\$ 14 millones con el CII, destinado a la construcción del PED de Hychico, devenga un interés a una tasa variable equivalente a LIBO más 4,5% nominal anual (a partir de abril de 2018) pagadero semestralmente. Al 30 de abril de 2021 el capital adeudado asciende a US\$ 0,8 millones.



- los intereses que corresponden, principalmente, al devengamiento de los intereses por las Obligaciones Negociables, por el préstamo con el CII y el préstamo en pesos con el Banco Macro. El incremento se debe al devengamiento del préstamo con el Banco Macro contraído en abril 2020.

Todo ello compensado por:

- la ganancia neta de \$ 478.176 registrada por la recompra de Obligaciones Negociables Clase II. Desde el mes de agosto de 2020 y hasta la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, la Sociedad procedió a la compra de sus Obligaciones Negociables por un valor nominal de US\$ 44.974.000. El precio promedio abonado, sin considerar intereses corridos, fue de US\$ 88,72 por cada US\$ 100 de valor nominal; y
- la ganancia por devengamiento de intereses de deudas generada principalmente por el descuento obtenido en la cancelación anticipada por parte de EG WIND del saldo adeudado a Enercon GmbH por US\$ 10,3 millones, generando un resultado positivo de \$ 342.565. Adicionalmente, se incluye en este rubro el resultado generado por las actualizaciones de los valores de las provisiones por abandono de pozos y los pasivos por contratos de arrendamiento.

Otros resultados financieros RECPAM

	30/04/21	30/04/20	30/04/21	
Otros resultados financieros RECPAM	5.685.567	4.086.583	1.598.984	39,1%

En este rubro se expone el resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda.

Impuesto a las ganancias

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Impuesto a las ganancias	(562.635)	1.447.723	(2.010.358)	-138,9%

El resultado por el impuesto a las ganancias al 30 de abril de 2021 disminuyó \$ 2.010.358 pasando de un saldo positivo de \$ 1.447.723 a un saldo negativo de \$ 562.635, como consecuencia del resultado fiscal pérdida compensado por el impuesto generado por el ajuste por inflación impositivo Art.95 y de la variación del cargo por el impuesto diferido.

Otros resultados integrales

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Otros resultados integrales con imputación futura a resultados	(123.493)	123.493	(246.986)	-200,0%
Otros resultados integrales sin imputación futura a resultados	(907.992)	(4.114.152)	3.206.160	-77,9%

Los otros resultados integrales con imputación futura a resultados se generan debido a que el modelo de negocio de Capex sobre las inversiones en títulos públicos al 30 de abril de 2020 tenía como objetivo tanto la obtención de los flujos de efectivo contractuales, así como la venta de dichos activos financieros, motivo por el cual, al venderse dichos activos financieros al 30 de abril de 2021, se registró un recupero de la reserva por la diferencia entre el costo amortizado y el valor razonable de dichas inversiones, netos del impuesto a las ganancias, imputando dicha reserva al resultado del ejercicio. Al 30 de abril de 2021 con la venta de los títulos públicos, se registró un recupero de la reserva con imputación futura a resultados.

Los otros resultados integrales sin imputación futura a resultados surgen como consecuencia de que Capex aplica el modelo de revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo. Al 30 de abril de 2021 se generó un resultado negativo de \$ 907.992 debido a la evolución de la reserva por revaluación de activos determinada a valores reales.

10. Propuesta del Directorio

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 emitido por los auditores independientes, Informes de la Comisión Fiscalizadora, y los Estados Financieros separados y consolidados, correspondientes al ejercicio trigésimo tercero iniciado el 1º de mayo de 2020 y finalizado el 30 de abril de 2021.



El resultado integral del ejercicio arrojó una pérdida de \$ 1.667.148.345, constituido por i) el Resultado neto pérdida por \$ 634.115.792, ii) Otros resultados integrales netos pérdida por \$ 1.033.032.553 provenientes del revalúo del rubro Propiedad, Planta y Equipo y del reconocimiento del resultado de las inversiones valuadas a valor razonable. Conforme a las normas aplicables los Otros resultados integrales forman parte de la Reserva por Revaluación de Activos y la Reserva por inversiones a valor razonable.

Al cierre del ejercicio los resultados no asignados ascienden a una pérdida de \$ 422.936.511, compuesto por: i) Resultado neto pérdida por \$ 634.115.792 y ii) la desafectación de la Reserva por Revaluación de Activos por \$ 211.179.281.

El Directorio propone que los Resultados no asignados pérdida que ascienden a \$ 422.936.511 sean imputados 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, 12 de julio de 2021

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.

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 ha aprobado e implementado a partir del ejercicio 2019-2020 y continuado durante el ejercicio 2020- 2021 el Código de Conducta de la Sociedad en la realización de todas las actividades de la Sociedad, las cuales incluyen principalmente la exploración y producción de hidrocarburos, la generación de electricidad en su central térmica, la producción de GLP y la generación de energía renovable a través de sus controladas HYCHICO S.A y E G WIND S.A.

En ese contexto, el Directorio también ha implementado desde el mismo ejercicio y continuado durante el ejercicio 2020-2021 los nuevos lineamientos del Código de Gobierno Societario requeridos



por la Resolución General 797, como así también de un Programa de Integridad según lo previsto en la Ley 27.401.

Durante el ejercicio 2020-2021 se han realizado capacitaciones al personal de la Sociedad en materia del Programa de Integridad.

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.

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.

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.

El Directorio se reúne periódicamente con el Director Ejecutivo 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 Director Ejecutivo, delineando las líneas de reportes de las distintas gerencias. A su vez, el Director Ejecutivo 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.

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.



El Directorio es el encargado de revisar y aprobar 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 Legales, quien implementa y controla, junto con otros departamentos, las prácticas de gobierno societario.

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

Los miembros del Directorio son empresarios que poseen los conocimientos, la experiencia y la integridad adecuada para pertenecer al Directorio de la Sociedad. Los directores se comprometen a mantener una asistencia casi perfecta en las reuniones y en los comités que participen.

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. A su vez, los Comités del Directorio cuentan con sus propios reglamentos que establecen de forma clara las reglas para su funcionamiento.

Los Reglamentos se encuentran publicados en el sitio web de la Sociedad.

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.

El Presidente del Directorio coordina el cronograma periódico de sus reuniones 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.

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

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.

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.

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. A los fines de asegurar que los directores se encuentren capacitados, el Directorio ha confeccionado 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.

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.

La Secretaría Corporativa es llevada a cabo por la Gerencia de 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.

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

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.

El Directorio estará integrado por el número de miembros que fije la asamblea entre un mínimo de tres (3) y un máximo de seis (6) miembros con mandato por un (1) año. Un porcentaje de sus miembros deberá revestir carácter de independiente, de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales y Normas de la CNV. Actualmente el Directorio de la Sociedad está compuesto por 5 miembros titulares. Los directores independientes titulares por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 son Pablo Menéndez y Marilina Manteiga.

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.

La Sociedad cuenta con un Comité de Nominaciones y Remuneraciones, el cual se encuentra compuesto por tres miembros, dos de ellos independientes, siendo presidido asimismo por un Director independiente. El reglamento de este Comité se encuentra publicado en la página web de Capex.



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.

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.

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

El Directorio implementa un programa de orientación para sus nuevos miembros, presentándolos y brindándoles toda la información necesaria o que sea requerida.

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.

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

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

La Sociedad implementó una Política de Remuneración de Miembros del Directorio y una Política de Remuneración del Director Ejecutivo 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 Director Ejecutivo de Capex.

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.

A través del seguimiento del negocio y las funciones de gestión de la Dirección Ejecutiva, ésta evalúa los riesgos que se presentan y junto con los gerentes involucrados toma las medidas necesarias para mitigarlos. La Dirección Ejecutiva 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 factores de riesgos inherentes al negocio que son tenidos en cuenta por Capex 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 Dirección Ejecutiva, por medio de metodologías para la determinación de los riesgos de negocio, contando con la asistencia del Gerente de Auditoría, quien es responsable de coordinar y supervisar la aplicación de la misma y gestionar la actualización periódica de dicha evaluación.

Además, el Comité de Auditoría, en cumplimiento de sus funciones, de acuerdo con lo establecido por la normativa vigente y en el Reglamento del Comité de Auditoría y siguiendo su plan de actuación anual, 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 los mismos y sus efectos en los resultados.

Teniendo en cuenta la importancia del riesgo ambiental en el marco de las actividades que realiza la Sociedad, Capex mantiene la certificación del yacimiento Agua del Cajón, la central de generación y la planta de GLP bajo la norma ISO 14001 y también cuenta con una política de seguridad y gestión ambiental alineada con dicha norma que se aplica al resto de sus yacimientos.

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.

La Gerencia de Auditoría Interna reporta directamente al Directorio y cuenta con los recursos humanos y presupuestarios adecuados con relación al tamaño de la Sociedad y complejidad de sus negocios. El Comité de Auditoría aprueba el Plan de Auditoría Anual que incluye estas actividades. Al finalizar el año, el Comité de Auditoría revisa y aprueba la gestión de Auditoría Interna y externa y lo incluye 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.

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

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.

El Comité de Auditoría cuenta con un reglamento. El reglamento del Comité de Auditoría de la Sociedad fue aprobado por el Directorio en el año 2003 y presentado oportunamente ante CNV. Actualmente, el Comité está compuesto por tres 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.

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.

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.

La Sociedad cuenta con un Código de Conducta, el cual es de conocimiento de los directores, gerentes y empleados de Capex, 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.

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.

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 del mismo. Durante el ejercicio 2020-2021 se han realizado capacitaciones sobre el mismo al personal de la Sociedad.

El Directorio se encuentra involucrado en el desarrollo del Programa de Integridad.

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.

La Sociedad cuenta con un Código de Conducta que 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 puede 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.

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”.

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

La Sociedad cuenta con canales de comunicación que le permiten recibir, analizar y responder consultas de las partes interesadas, 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.

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



El Directorio de la Sociedad cumple con los regímenes informativos periódicos definidos por la Ley General de Sociedades y las Normas de la CNV.

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

La información se encuentra siempre a disposición en la sede social o en las oficinas comerciales.

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

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.

La Sociedad no posee disposiciones estatutarias para llevar adelante asambleas a distancia, las cuales tampoco han sido aún reglamentadas por la CNV para circunstancias normales sino solo transitoriamente como consecuencia de las restricciones de circulación derivadas de las medidas sanitarias en función de la pandemia de COVID 19.

Por su parte, los Accionistas disponen de las herramientas de comunicación detalladas en el presente Informe (Prácticas 25 y 27) para establecer contacto 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.

La Política de Distribución de Dividendos de la Sociedad fue aprobada por su Directorio. La misma establece las pautas y criterios a tener en cuenta para la distribución de dividendos, en cumplimiento de la Ley General de Sociedades y toda otra normativa aplicable.



COMPOSICION DEL DIRECTORIO Y COMISION FISCALIZADORA

Presidente

Sr. Alejandro Götz

Vicepresidente

Sr. Pablo Alfredo Götz

Directores Titulares

Sr. Rafael Andrés Götz

Sra. Marilina Manteiga

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



CAPEX S.A.

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

correspondientes al ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 presentados en forma comparativa

Ejercicio económico N° 33 iniciado el 1° de mayo de 2020

Domicilio legal de la Sociedad: Avenida Córdoba 948/950, piso 5, departamento C, Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Actividad principal de la Sociedad: 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: 30 de septiembre de 2005

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 5, 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 (Ver Nota 18)

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
12 de julio de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Estados de Situación Financiera Consolidados

Al 30 de abril de 2021 y 2020

Expresado en miles de pesos

	Nota / Anexo	30.04.2021	30.04.2020
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedad, planta y equipo	7	40.666.557	45.444.334
Activo por impuesto diferido	8	105.401	189.920
Activo por derecho de uso	11	243.744	367.666
Repuestos y materiales	12	1.622.176	1.579.151
Otras cuentas por cobrar	14	338.100	110.851
Inversiones financieras a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	16	-	13.316.548
Inversiones financieras a costo amortizado	16	6.259.687	-
Total del activo no corriente		49.235.665	61.008.470
ACTIVO CORRIENTE			
Repuestos y materiales	12	496.743	454.943
Inventarios	13	1.038.251	476.913
Otras cuentas por cobrar	14	1.835.242	3.333.807
Cuentas por cobrar comerciales	15	2.866.421	2.321.884
Inversiones financieras a costo amortizado	16	3.392.842	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	17	2.682.251	5.294.304
Total del activo corriente		12.311.750	11.881.851
Total del activo		61.547.415	72.890.321

Las notas 1 a 42 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 F° 141

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021

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

Estados de Situación Financiera Consolidados

Al 30 de abril de 2021 y 2020

Expresado en miles de pesos

	Nota / Anexo	30.04.2021	30.04.2020
PATRIMONIO Y PASIVO			
PATRIMONIO			
Capital social	18	179.802	179.802
Ajuste de capital	18	5.948.665	5.948.665
Prima de emisión	18	79.686	79.686
Ajuste prima de emisión	18	2.636.377	2.636.377
Reserva legal	19	601.428	511.597
Reserva facultativa	19	13.095.931	11.389.133
Reserva por inversiones a valor razonable	19	-	123.493
Reserva por revaluación de activos	19	3.055.033	4.175.751
Resultados no asignados	20	(422.937)	1.796.629
Total del patrimonio atribuible a los propietarios		25.173.985	26.841.133
Participación no controlada		212.710	192.661
Total del patrimonio		25.386.695	27.033.794
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Cuentas por pagar comerciales	21	1.609.314	3.618.300
Deudas financieras	22	23.787.482	30.078.160
Pasivo por impuesto diferido	8	1.269.638	1.936.433
Cargas fiscales	24	1.725.560	2.050.022
Provisiones y otros cargos	26	15.586	3.628
Total del pasivo no corriente		28.407.580	37.686.543
PASIVO CORRIENTE			
Cuentas por pagar comerciales	21	5.059.387	4.996.933
Deudas financieras	22	1.349.947	2.278.245
Remuneraciones y cargas sociales	23	511.999	514.668
Cargas fiscales	24	613.486	380.138
Otras deudas	25	218.321	-
Total del pasivo corriente		7.753.140	8.169.984
Total del pasivo		36.160.720	45.856.527
Total del patrimonio y del pasivo		61.547.415	72.890.321

Las notas 1 a 42 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha 12 de julio de 2021	Véase nuestro informe de fecha 12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.	COMISION FISCALIZADORA
(Socio)	
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17 Dr. Nicolás A. Carusoni Contador Público (UM) C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 F° 141	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

Estados de Resultados Integrales Consolidados

Correspondientes a los ejercicios iniciados el 1 de mayo de 2020 y 2021 y finalizados el 30 de abril de 2021 y 2020
Expresado en miles de pesos

	Nota / Anexo	30.04.2021	30.04.2020
Ingresos	27	17.952.273	25.717.227
Costo de ingresos	28	(10.329.246)	(13.745.146)
Resultado bruto		7.623.027	11.972.081
Gastos preoperativos		-	(6.185)
Gastos de comercialización	29	(2.864.700)	(3.782.563)
Gastos de administración	30	(1.076.004)	(1.319.345)
Otros egresos operativos netos	31	(2.886.745)	(3.290.971)
Resultado operativo		795.578	3.573.017
Ingresos financieros	32	5.953.060	8.737.393
Costos financieros	32	(12.519.013)	(16.503.107)
Otros resultados financieros		31.829	31.845
Otros resultados financieros RECPAM		5.685.567	4.086.583
Resultados financieros, neto		(848.557)	(3.647.286)
Resultado antes del impuesto a las ganancias		(52.979)	(74.269)
Impuesto a las ganancias	8	(562.635)	1.447.723
Resultado neto del ejercicio		(615.614)	1.373.454
Otros resultados integrales			
Conceptos que se reclasificarán posteriormente a resultados			
Otros resultados integrales por inversiones a valor razonable		(123.493)	123.493
Conceptos que no se reclasificarán posteriormente a resultados			
Otros resultados integrales por revaluación de activos	19	(907.992)	(4.114.152)
Resultado integral del ejercicio		(1.647.099)	(2.617.205)
Resultado neto del ejercicio atribuible a:			
Propietarios de la Sociedad		(634.116)	1.366.235
Participación no controlante		18.502	7.219
Resultado neto del ejercicio		(615.614)	1.373.454
Resultado integral del ejercicio atribuible a:			
Propietarios de la Sociedad		(1.667.148)	(2.626.345)
Participación no controlante		20.049	9.140
Resultado integral del ejercicio		(1.647.099)	(2.617.205)
Resultado neto por acción básico y diluido atribuible a:			
- los propietarios de la Sociedad	33	(3,5267)	7,5986
Resultado integral por acción básico y diluido atribuible a:			
- los propietarios de la Sociedad	33	(9,2721)	(14,6069)

Las notas 1 a 42 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha 12 de julio de 2021	Véase nuestro informe de fecha 12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.	COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 F° 141

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 2020 y 2021 y finalizados el 30 de abril de 2021 y 2020

Expresado en miles de pesos

Atribuible a los propietarios de la Sociedad

	Capital			Ganancias reservadas		Resultados acumulados				Subtotal	Participación no controlada	Total del patrimonio
	Acciones en circulación	Ajuste de capital	Prima de emisión	Ajuste Prima de emisión ⁽³⁾	Reserva legal	Reserva facultativa ⁽¹⁾	Otros resultados integrales acumulados		Resultados no asignados			
							Reserva por revaluación de activos	Reserva por inversiones a valor razonable				
Saldos al 30 de abril de 2019	179.802	5.948.665	79.686	2.636.377	141.387	4.355.142	2.827.590	-	13.298.829	29.467.478	183.521	29.650.999
Asamblea General Ordinaria del 21 de agosto de 2019 ⁽³⁾	-	-	-	-	370.210	7.033.991	5.894.628	-	(13.298.829)	-	-	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	(4.116.073)	123.493	1.366.235	(2.626.345)	9.140	(2.617.205)
Desafectación de Reserva por revaluación de activos ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-	(430.394)	-	430.394	-	-	-
Saldos al 30 de abril de 2020	179.802	5.948.665	79.686	2.636.377	511.597	11.389.133	4.175.751	123.493	1.796.629	26.841.133	192.661	27.033.794
Asamblea General Ordinaria del 28 de agosto de 2020 ⁽³⁾	-	-	-	-	89.831	1.706.798	-	-	(1.796.629)	-	-	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	(909.539)	(123.493)	(634.116)	(1.667.148)	20.049	(1.647.099)
Desafectación de Reserva por revaluación de activos ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-	(211.179)	-	211.179	-	-	-
Saldos al 30 de abril de 2021	179.802	5.948.665	79.686	2.636.377	601.428	13.095.931	3.055.033	-	(422.937)	25.173.985	212.710	25.386.695

(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 19).

(3) Ver Notas 20.

Las notas 1 a 42 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha 12 de julio de 2021	Véase nuestro informe de fecha 12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.	COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 F° 141

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



Estados de Flujo de Efectivo Consolidados

Correspondiente a los ejercicios iniciados el 1 de mayo de 2020 y 2019 y finalizados el 30 de abril de 2021 y 2020
Expresado en miles de pesos

	Nota	30.04.2021	30.04.2020
Flujo de efectivo de las actividades operativas:			
Resultado neto del ejercicio		(615.614)	1.373.454
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo proveniente de las actividades operativas:			
Resultados financieros generados por el efectivo y equivalentes de efectivo		(2.206.096)	(5.784.769)
Impuesto a las ganancias	8	562.635	(1.447.723)
Intereses sobre deudas financieras devengados y otros	22	3.401.620	2.416.074
Resultado recompra obligaciones negociables	22	(478.176)	-
Diferencia de cambio generada por deudas financieras y otros	22	9.310.312	12.504.146
Resultados financieros generados por colocaciones en inversiones financieras a costo amortizado no consideradas efectivo o equivalentes de efectivo		(2.726.750)	(1.763.119)
Diferencia de cambio por cesión de derechos RECPAM		(6.553)	(42.506)
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	32	(147.649)	45.805
Depreciación de Propiedad, planta y equipo	7	4.883.086	5.556.010
Depreciación de derechos de uso	11	123.922	89.026
Desvalorización de propiedad, planta y equipo	7	2.434.957	2.621.378
Provisión para juicios y multas	26	13.105	-
Desvalorización existencia final de inventario		-	708.498
Cambios netos en activos y pasivos operativos:			
(Aumento) / Disminución de cuentas por cobrar comerciales		(544.537)	1.485.705
Disminución / (Aumento) de otras cuentas por cobrar		1.222.309	(1.469.560)
Aumento de inventarios		(561.338)	(1.164.083)
Aumento de repuestos y materiales		(84.824)	(122.436)
Disminución de cuentas por pagar comerciales		(2.198.579)	(2.693.042)
(Disminución) / Aumento de remuneraciones y cargas sociales		(2.669)	70.669
Disminución de cargas fiscales		(920.828)	(572.242)
Aumento / (Disminución) de otras deudas		218.321	(368.190)
Impuesto a las ganancias pagado		(12.534)	(538.271)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas		5.258.289	5.081.965
Flujo de efectivo de las actividades de inversión			
Pagos efectuados por adquisiciones de propiedad, planta y equipo	7	(3.142.889)	(5.628.742)
Evolución de inversiones financieras no consideradas efectivo o equivalentes de efectivo		3.001.540	(11.429.935)
Pago por adquisiciones de nuevas áreas		-	(979.868)
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión		(141.349)	(18.038.545)
Flujo de efectivo de las actividades de financiación			
Intereses pagados	22	(2.485.239)	(2.074.912)
Recompra Obligaciones Negociables		(4.478.083)	-
Pago NIIF 16		(152.777)	(116.067)
Deudas financieras canceladas	22	(1.143.971)	(1.971.084)
Deudas financieras obtenidas	22	-	3.847.177
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación		(8.260.070)	(314.886)
Disminución neta en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios		(3.143.130)	(13.271.466)
RECPAM en efectivo y equivalente de efectivo		(1.675.019)	(5.823.408)
Resultados financieros generados por el efectivo y equivalentes de efectivo		2.206.096	5.784.769
Efectivo, equivalentes de efectivo y descubiertos bancarios al inicio del ejercicio	17	5.294.304	18.604.409
Efectivo, equivalentes de efectivo y descubiertos bancarios al cierre del ejercicio	17	2.682.251	5.294.304

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 F° 141

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

Información complementaria	Nota	30.04.2021	30.04.2020
Provisión por taponamiento de pozos		14.880	(603.258)
Adquisiciones en Propiedad, planta y equipo no abonadas		(622.912)	(1.104.859)
Consideración contingente Bella Vista Oeste		-	(226.730)
Resultados financieros activados		-	38.614

Las notas 1 a 42 que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 F° 141

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

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Correspondientes al ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 y 2020
Expresadas en miles de pesos

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL

1.1. Información general de la Sociedad

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

La Sociedad inició sus operaciones en el segmento de exploración y producción de hidrocarburos en la Provincia de 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, ambas ubicadas en el yacimiento Agua del Cajón, integró verticalmente sus operaciones. Como parte de esta integración vertical el gas producido por el segmento de hidrocarburos en el yacimiento Agua del Cajón es procesado en la Planta de GLP para separar los fluidos líquidos del gas seco y utilizar este último como combustible en la Central Térmica para la producción de energía eléctrica. Posteriormente, a través de sus subsidiarias Hychico y EG WIND, la Sociedad comenzó a desarrollar proyectos de energías renovables incluyendo generación eólica y producción de hidrógeno y oxígeno. En el año 2017 la Sociedad comenzó un proceso de crecimiento que incluyó la expansión de su negocio de exploración y producción de hidrocarburos mediante la compra de participaciones y adquisición de concesiones en diferentes áreas hidrocarburíferas como Loma Negra, La Yesera y Puesto Zúñiga, ubicadas en la Provincia de Río Negro; Parva Negra Oeste ubicada en la Provincia del Neuquén; y Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste, 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%	Capex	2052	Exploración y explotación O&G	Decreto 556/17 (última extensión del área)
Pampa del Castillo	Chubut	95%	Capex	2026 ⁽¹⁾	Explotación O&G	Decreto 31//18 y 512/18
Loma Negra	Río Negro	37,50%	Capex	2034 ⁽²⁾	Explotación O&G	Decreto 346/21 y Decreto 1484/17
La Yesera	Río Negro	18,75%	Capex	2037 ⁽²⁾	Explotación O&G	Decreto 345/21 y Decreto 1485/17
Bella Vista Oeste	Chubut	100%	Capex	2045	Explotación O&G	Decreto 14/20
Parva Negra Oeste	Neuquén	90%	Capex	2027	Exploración O&G	Decreto 2499/19 (aprobación contrato exploración)
Puesto Zúñiga	Río Negro	90%	Capex	2030 ⁽²⁾	Exploración O&G	Concurso Público Nacional e Internacional N° 01/19
CT ADC	Neuquén	100%	Capex	-	Generación Energía	-
GLP	Neuquén	95%	SEB	-	Procesamiento y Separación de gases líquidos derivados del gas	-

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

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
PED 1	Chubut	85,2046%	Hychico	-	Energía Eólica	-
PED 2	Chubut	99,25%	EG WIND	-	Energía Eólica	-
H&O	Chubut	85,2046%	Hychico	-	Energía renovable	-

(1) Con opción a extenderla por 20 años si se cumplen inversiones adicionales.

(2) Ver Nota 41

Segmento de Hidrocarburos

Provincia del Neuquén

Agua del Cajón: la Sociedad explota el área Agua del Cajón bajo una concesión otorgada por la Provincia de Neuquén en el año 1991 y extendida en sucesivas oportunidades. La última extensión, actualmente vigente, fue otorgada en el año 2017 mediante el Dec 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 el compromiso de inversión antes de lo estipulado.

Parva Negra Oeste: en noviembre de 2019, la Sociedad y Gas y Petróleo del Neuquén S.A. ("GyP") suscribieron un contrato para la exploración, desarrollo y producción del área Parva Negra Oeste por un período de 4 años (prorrogable por 4 años) finalizando en 2027, con una inversión aproximada de US\$ 19,0 millones a realizarse dentro del primer período de exploración. Parva Negra Oeste se encuentra ubicada en una posición favorable para el desarrollo de la formación Vaca Muerta. El contrato suscripto por la Sociedad y GyP prevé que en caso de descubrirse hidrocarburos comercialmente explotables, y cumplidas ciertas condiciones, GyP solicitará una Concesión de Explotación No Convencional de 35 años sobre el área.

Provincia de Río Negro

Loma Negra y La Yesera: En octubre de 2017 la Sociedad adquirió de 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. 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 (ver Nota 41). Las operaciones de ambas concesiones se llevan a cabo mediante consorcios con otras empresas, siendo la Sociedad el operador de las mismas desde el momento de adquisición de las participaciones a Chevron Argentina S.R.L.

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 posee en la Concesión de Explotación "La Yesera", ubicada en la provincia de Río Negro. La efectiva adquisición del porcentaje de participación en la Concesión y de todos los derechos y obligaciones derivados de la misma, 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 apruebe la cesión del porcentaje de participación indicado. El plazo para el cumplimiento de la condición suspensiva fue extendido por las partes por un período de 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. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros Capex posee el 37,5% de participación en la Concesión de Explotación La Yesera.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Puesto Zúñiga: en 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 Puesto Zúñiga, en la Provincia de Río Negro. Con fecha 16 de octubre de 2020 la Sociedad resultó adjudicataria de un permiso de exploración sobre el área (ver Nota 41).

Provincia del Chubut

Pampa del Castillo – La Guitarra: en agosto de 2018, la Sociedad adquirió de Enap Sipetrol y Petrominera del Chubut S.E. (“PMC”) 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 2026. Las operaciones se llevan a cabo mediante una unión transitoria entre la Sociedad y PMC, en la cual la Sociedad es el operador.

Capex y PMC 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, debe realizar inversiones en exploración por la suma de US\$ 10,6 millones en el mismo período. Adicionalmente, Capex y Petrominera deberán realizar hasta el año 2026 inversiones adicionales por US\$ 70 millones para hacer uso de la opción de continuar la explotación del área hasta el período ulterior (año 2046).

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.

Segmentos 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.

Generación de energía a partir de fuentes renovables: La Sociedad a través de sus subsidiarias Hychico y EG 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 EG WIND desde el año 2019 y adjudicado bajo el programa de Energías Renovables Renovar 2. Ambos parques eólicos se encuentran cercanos a la ciudad de Comodoro Rivadavia, en la Provincia del Chubut. La energía generada en los parques eólicos es vendida a CAMMESA bajo contratos de largo plazo.

Generación de energía a partir de hidrógeno: La Sociedad, 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.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Segmento de Procesamiento y Separación de gases líquidos derivados del gas

La Sociedad 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 la Sociedad 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.

La Sociedad continúa evaluando: i) posibles adquisiciones de activos hidrocarbúrriferos que permitan incrementar los niveles de producción y reservas; ii) la incorporación de negocios de generación de energía a partir de fuentes renovables.

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

Nota 1.2. Impacto del Coronavirus en las operaciones de la Sociedad y sus subsidiarias

Ante la pandemia COVID-19, el Gobierno Nacional estableció mediante el DNU N° 297/20 y modificatorias, el ASPO y DISPO a nivel nacional, con vigencia desde el 20 de marzo y 21 de diciembre de 2020, respectivamente. El DNU estableció como ciertas actividades esenciales, las guardias mínimas que aseguren la operación y mantenimiento de Yacimientos de petróleo y gas, plantas de tratamiento y/o refinación de petróleo y gas, transporte y distribución de energía eléctrica, combustibles líquidos, petróleo y gas, estaciones expendedoras de combustibles y generadores de energía eléctrica. Todos los negocios que forman parte del Grupo fueron declarados esenciales.

El Grupo ha establecido como principales objetivos preservar la seguridad y salud de su personal y mantener sus yacimientos operativos mediante la venta de su producción ya sea en el mercado local como internacional. A la fecha dichos objetivos han sido alcanzados conforme a lo establecido por el Grupo. Asimismo, Capex ha logrado despachar energía eléctrica generada en la Central Térmica de Agua del Cajón utilizando el gas producido en su yacimiento. Esto último, a pesar de la baja en la demanda de energía eléctrica como consecuencia de la Pandemia y de la rotura de uno de los transformadores de la Central Térmica ocurrida durante el mes de enero de 2020, cuya reparación fue concluida en el mes de julio de ese año.

La Gerencia continua constantemente monitoreando la situación, tomando las medidas que considera necesarias con el objetivo de asegurar la integridad sanitaria de su personal, mantener la operación de todos sus segmentos de negocio y preservar la situación financiera. Estas acciones implicaron el desarrollo de un plan de acción que incluyó la implementación de las siguientes medidas: i) un esquema de trabajo remoto para las posiciones que así lo permiten, ii) protocolos preventivos en las operaciones que requieren la presencia de personal para su funcionamiento y para garantizar el cumplimiento de tareas de mantenimiento en tiempo y forma, iii) la revisión de su programa de inversiones, y iv) el mantenimiento de una posición de liquidez adecuada teniendo en cuenta la coyuntura y condición actual de mercado, entre otras.

El alcance final del brote del COVID-19 y su impacto en la economía del país es aún desconocido e imposible de predecir razonablemente. Sin embargo, y si bien ha producido efectos significativos en este ejercicio, no se prevé que los mismos afecten la continuidad de los negocios del Grupo. Dada la solidez financiera actual del Grupo, se estima que las sociedades podrán seguir haciendo frente a sus compromisos financieros de los próximos doce meses.

Si bien los resultados operativos del segmento de petróleo y gas se vieron afectados en los primeros trimestres del ejercicio, como consecuencia principalmente de la baja de los precios de petróleo producto de la baja en la demanda en el mercado local e internacional y los precios de gas subastados por CAMMESA, a partir de ciertas medidas de recorte en la oferta implementadas por la OPEP y el mayor nivel de apertura en las medidas de aislamiento de distintos países, se evidenció un sendero de recuperación en las cotizaciones del crudo y sus derivados. Respecto del precio del gas, el Gobierno Nacional emitió con fecha 13 de noviembre de 2020 el Dec 892/2020 mediante el cual convocó a un Concurso Público Nacional para la implementación de un nuevo plan gas con precios sostén para la industria. La Sociedad participó de dicho concurso y ha sido adjudicada por el volumen ofrecido (ver Nota 2.c). Con las nuevas evidencias del precio de gas en el mercado local y siendo ésta una de las principales premisas utilizadas para la estimación del valor recuperable de los activos, la Sociedad actualizó al 30 de abril de 2021 la valuación del valor recuperable del segmento de petróleo y gas del rubro Propiedad, Planta y Equipo, el cual arrojó como resultado el reconocimiento de una desvalorización del yacimiento Agua del Cajón por \$ 2.466.786 (ver Notas 3.6, 7 y 31).

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 se incluyeron en el rubro Otros egresos operativos netos los costos generados como consecuencia del COVID-19 y que no han formado parte de la operación productiva, manteniendo, por ejemplo, los servicios acordados entre la Sociedad y aquellos proveedores que no han podido realizar los trabajos (ver Nota 31).

Medidas del BCRA

Durante el año 2020, el BCRA emitió una serie de medidas cambiarias, con el objetivo de regular el Mercado único y libre de cambios (MULC), con el objetivo de proteger las reservas internacionales.

Las principales medidas fueron:

- Se dispuso la obligación de presentación de una DDJJ para poder acceder al MULC, dejando constancia que la totalidad de las tenencias en moneda extranjera en el país se encuentra depositadas en cuentas en entidades financieras locales, y que no se poseen activos externo líquidos disponibles por un monto superior a US\$ 100.000.- Se define como activos externos líquidos, a los depósitos a la vista en entidades financieras del exterior, y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de fondos, (entre otros títulos públicos y privados del exterior, fondos comunes de inversión).

- En cuanto a las importaciones, las entidades financieras podrán dar acceso al MULC para el pago de las obligaciones que cuenten con registro de ingreso aduanero que consten en el SEPAIMPO (Seguimiento de Pagos de Importaciones) siempre que se cumplan con ciertos requisitos formales de la operación, como ser factura, registro aduanero, etc. En caso de pago anticipado de importaciones, se deberá cumplimentar con la demostración del registro aduanero en un plazo determinado según el tipo de bien que se importe.

- En lo que requiere a la cancelación de deuda financiera, el BCRA estableció nuevas regulaciones respecto de deudas financieras contraídas en el exterior. La normativa establece que aquellos que tengan programados pagos por vencimientos de capital, durante el período del 15 de octubre de 2020 al 31 de marzo de 2021, por las siguientes operaciones:

- a) Endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero con un acreedor que no sea una contraparte vinculada del deudor, o
- b) Endeudamientos financieros con el exterior por operaciones propias de las entidades, o
- c) Emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera de clientes del sector privado o de las propias entidades, denominadas en moneda extranjera,

deberán presentar ante el BCRA un plan de refinanciación en base a los siguientes criterios:

i) el monto neto por el cual se accederá al Mercado de Cambios en el plazo original no superará el 40% del monto de capital que vencía en ese período; y

ii) el resto del capital haya sido, como mínimo, refinanciado con un nuevo endeudamiento financiero cuya vida promedio sea de 2 años. Adicionalmente, a esta refinanciación otorgada, se computarán nuevos endeudamientos o nuevas emisiones que las entidades pudieran recibir.

Con fecha 25 de febrero de 2021, a través de la Comunicación "A" 7230 el BCRA estableció el mismo esquema explicado anteriormente para los vencimientos de capital programados entre el 1 de abril de 2021 y el 31 de diciembre de 2021, quedando exceptuados los endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 (nuevos y refinanciados según Com. 7106.

Lo indicado precedentemente no será de aplicación cuando:

i) se trate de endeudamientos con organismos internacionales o sus agencias asociadas o garantizados por los mismos;

ii) se trate de endeudamientos otorgados al deudor por agencias oficiales de créditos o garantizados por los mismos;

iii) el monto por el cual se accedería al mercado de cambios para la cancelación del capital de estos tipos de endeudamiento no superará el equivalente a US\$ 2.000.000 por mes calendario.

Asimismo, con la Comunicación BCRA "A" 7196, entre otras modificaciones, se admitió que fondos originados en el cobro de exportaciones de bienes y servicios sean acumulados en cuentas del exterior y/o el país destinadas a garantizar la cancelación de los vencimientos de la deuda concertada a partir de enero de 2021.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

Esta normativa no tiene efecto para la Sociedad ya que la misma no posee vencimientos de capital de su deuda financiera con el exterior durante el período antes mencionado. Respecto de su subsidiaria Hychico, destacamos que no le es aplicable, ya que su endeudamiento con el exterior es con la Corporación Interamericana de Inversiones ("CII"), organismo multilateral de crédito, por el cual aplica el punto i) de la normativa.

NOTA 2 - MARCO REGULATORIO DE LOS SECTORES PETROLERO, ELECTRICO, GAS Y GLP

a) Sector petrolero

Ley Nacional de Hidrocarburos N° 17.319 y 27.007

Propiedad de los yacimientos

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

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

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

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

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

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

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

Ley Nacional N° 26.741

Declaración de interés público

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

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

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

Precios en el mercado interno

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

En función del contexto económico que atraviesa el país mencionado en Nota 1.2, con fecha 18 de mayo de 2020 se emitió el Decreto N° 488/2020, publicado en el Boletín Oficial el 19 de mayo de 2020, mediante el cual el Poder Ejecutivo Nacional estableció que las entregas de crudo que se efectúen en el mercado local entre dicha fecha y el 31 de diciembre de 2020 deberían ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y sujetos comercializadores tomando un valor de referencia para el crudo tipo Medanito de US\$ 45 / bbl. El artículo 1° de esta norma (que se contradice con lo que expresamente determina la Ley 17.319 respecto de que el precio base de cálculo para el pago de regalías debe ser el efectivamente percibido) quedó sin efecto cuando la cotización del Brent superó dicho valor durante diez días consecutivos, hecho que ocurrió a fines de agosto de 2020. Se facultó a la Secretaría de Energía para la modificación trimestral del precio de referencia como así también la revisión periódica del alcance de la medida dispuesta sobre la base de parámetros de volumen de producción y de niveles de actividad e inversión. Asimismo, el decreto dispuso que durante la vigencia del mismo las empresas productoras deben:

- 1) Sostener los niveles de actividad y/o de producción registrados durante el año 2019, manteniendo los contratos con las empresas de servicios regionales y la planta de trabajadores que tenían al 31 de diciembre de 2019, para lo cual deberán tomar en consideración la actual contracción de la demanda local e internacional de hidrocarburos y sus derivados como consecuencia de la pandemia del COVID-19 y siempre dentro de los parámetros de explotación adecuada y económica establecidos por el art. 31 de la Ley 17.319;
- 2) Cumplir con el plan anual de inversiones;
- 3) No acceder al mercado de cambios para la formación de activos externos ni adquirir títulos valores en pesos para su posterior venta en moneda extranjera o transferencia de custodia al exterior; y
- 4) Aplicar el precio fijado en todos los casos para la liquidación de las regalías hidrocarburíferas.

Derechos de Exportación

Mediante el Decreto 793/2018 de fecha 3 de septiembre de 2018, el Poder Ejecutivo Nacional fijó hasta el 31 de diciembre de 2020 un derecho de exportación del 12% a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur (NCM), entre ellas el conjunto de hidrocarburos que comercializa la Sociedad. El derecho establecido no podría exceder de \$4/US\$ del valor imponible o del precio oficial FOB.

Mediante Decreto N° 37/19 del Poder Ejecutivo Nacional publicado en el Boletín Oficial el 14 de diciembre de 2019 se eliminó el tope de \$4/US\$ del valor imponible o precio FOB como derechos de exportación de acuerdo con el Decreto N° 793/18. En consecuencia, la alícuota de derechos de exportación aplicable a hidrocarburos pasó a ser de 12% sin tope alguno.

Por otra parte, mediante la Ley N° 27.541 publicada en el Boletín Oficial el 23 de diciembre de 2019 se estableció que las alícuotas de los derechos de exportación aplicables a hidrocarburos y minería no podían superar el 8% del valor imponible o del precio FOB. Sin embargo, la Aduana se encontraba liquidando los derechos de exportación de hidrocarburos a una alícuota del 12%. La Sociedad ha interpuesto las impugnaciones correspondientes y solicitado la repetición del derecho de exportación abonado en exceso.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

Por último, el Decreto N° 488/2020, publicado el 18 de mayo de 2020, del Poder Ejecutivo Nacional 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:

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

La Sociedad realizó ventas al exterior de petróleo por \$ 5.419 millones y \$ 7.686 millones al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente.

b) Sector eléctrico

b.1) Esquema de remuneración vigente desde febrero de 2020

b.1.1) Res 31/2020 de la Secretaría de Energía – Res 440/2021 de la Secretaría de Energía

El 26 de febrero de 2020 la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo publicó la Resolución 31/2020, la cual pesificó los valores remunerados mediante la Resolución Res 1/2019 de la ex-Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (SRRyME) a partir del 1 de febrero de 2020.

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

Con fecha 19 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía mediante la Res 440/2021 eliminó la actualización de los valores remunerativos con el IPC y el IPIM y estableció un incremento de los valores remunerados por la potencia y energía de un 29% aproximadamente. Dicho incremento es retroactivo para las entregas de energía desde febrero 2021. El monto correspondiente al período febrero 2021 a abril 2021 asciende a \$ 232.670, y en cumplimiento de las normas contables aplicables dicho efecto fue registrado en el ejercicio iniciado el 1 de mayo de 2021.

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

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

Los valores fijados mediante la Res 31/2020 y los ajustados a partir de la Res 440/2021 para las remuneraciones establecidas para tecnologías de características similares a la CT ADC (>150MW) son los siguientes:

i) Remuneración por potencia disponible mensual, la cual se afectará según sea el factor de uso del equipamiento de generación

a) Precio mínimo asociado a la Disponibilidad Real de Potencia (DRP)

Tecnología / Escala	Res 31/2020	Res 440/2021
	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	100.650	129.839

Esta remuneración será el valor base por disponibilidad de potencia a aplicar para aquellos generadores que no declaren DIGO.

b) Precio Base por la Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO)

Período	Res 31/2020	Res 440/2021
	[\$/MW-mes]	[\$/MW-mes]
Dic – Ene – Feb – Jun – Jul - Ago	360.000	464.400
Mar – Abr – May – Sep – Oct - Nov	270.000	348.300

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

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

ii) Remuneración por energía generada y operada

a) Energía Generada: los precios variables no combustibles, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora, es el siguiente:

Tecnología/Escala	Res 31/2020	Res 440/2021
	Gas Natural [\$/MWh]	Gas Natural [\$/MWh]
CC grande P > 150 MW	240	310

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

b) Energía Operada: los generadores recibirán una remuneración mensual por este concepto representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 84 \$/MWh (valor actualizado a 108 \$/MWh en la Res 440/2021) para cualquier tipo de combustible.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

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

iii) Remuneración disponibilidad de potencia en horas de alto requerimiento

La Res 31/2020 introduce el concepto de Período de evaluación de funcionamiento del parque generador en Horas de Máximo Requerimiento Térmico (HMRT), a las 50 horas en las que se registre el mayor despacho de generación neta de origen térmico en cada uno de los meses del año calendario.

Estas horas se evaluarán, como muestra el siguiente cuadro, analizando las horas de cada mes ordenadas de mayor a menor requerimiento térmico:

HMRT	Períodos			
	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
HMRT-1	Primeras 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada período			
HMRT-2	Segundas 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada período			

Los GHT recibirán 37.500 \$/MW (valor actualizado a 48.375 \$/MWh en la Res 440/2021) por la potencia generada media en las 50 horas de mayor requerimiento térmico del mes, diferenciando a las primeras 25 horas de las segundas 25 horas y los períodos estacionales del año (verano, invierno, otoño y primavera).

Resolución 31/2020:

- Verano / Invierno:
 - Primeras 25 hs del mes: 37.500 \$/MW x 1,2
 - Segundas 25 hs del mes: 37.500 \$/MW x 0,6
- Otoño / Primavera:
 - Primeras 25 hs del mes: 37.500 \$/MW x 0,2
 - Segundas 25 hs del mes: 37.500 \$/MW x 0,0

Resolución 440/2021:

- Verano / Invierno:
 - Primeras 25 hs del mes: 48.375 \$/MW x 1,2
 - Segundas 25 hs del mes: 48.375 \$/MW x 0,6
- Otoño / Primavera:
 - Primeras 25 hs del mes: 48.375 \$/MW x 0,2
 - Segundas 25 hs del mes: 48.375 \$/MW x 0,0

Por último, se faculta a la Subsecretaría de Energía Eléctrica de la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo a dictar normas complementarias o aclaratorias que se requieran para la instrumentación de la resolución.

b.1.2) Flexibilización de cargos e intereses por mora en el pago de la transacción económica

A través de la Resolución SRRYME N° 29/2019 y SE N° 148/20, se flexibilizó la aplicación de cargos e intereses punitivos en caso de atrasos en pago de las transacciones económicas en el MEM.

- i. Reducción recargos: se prorroga hasta el 31 de diciembre del 2020 la reducción del 50% de los recargos para agentes que registren deudas vencidas e impagas.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

- ii. Intereses compensatorios y punitivos: se aplicará solamente un interés compensatorio, equivalente a la tasa fijada por el BNA para sus operaciones de descuento a 30 días, a los agentes que registren un atraso en el pago pero que hayan pagado en término los últimos tres vencimientos inmediatos anteriores, siempre y cuando realicen el pago dentro de los 15 días posteriores a la fecha de vencimiento de la factura y se aplicará adicionalmente un interés punitivo del 1% por cada día de atraso, calculado sobre el monto de la deuda vencida e impaga, teniendo como tope los recargos previstos en los procedimientos de CMMESA cuando realicen el pago con posterioridad a dicho plazo. Cabe destacar que el esquema anterior establecía intereses punitivos crecientes en función del tiempo transcurrido.
- iii. Compensaciones: se habilita la compensación, sin aplicación de intereses compensatorios, en caso de atrasos de hasta 5 días en un mes determinado, a través del adelantamiento en el pago de la factura siguiente 2 días por cada día de atraso ocurrido.

b.2) Esquema de remuneración hasta enero de 2020

b.2.1) Res 1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (SRRyME)

El 1 de marzo de 2019 la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico publicó la Resolución 1/2019, la cual modificó la Resolución 19/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica a partir del 1 de marzo de 2019, y en sentido similar a la norma derogada, la norma publicada dispuso:

- Establecer como Generadores Habilitados (GH), a todos los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM, exceptuando la Generación de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales y la Generación Nuclear, exceptuando también a los agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM con unidades generadoras con potencia comprometida en el marco de Contratos Centralizados destinados al Abastecimiento de la demanda del MEM (Contratos de Abastecimiento MEM), cuya energía eléctrica producida era destinada al cumplimiento de los citados contratos.
- Establecer un esquema de disponibilidad garantizada de potencia, de acuerdo con la metodología definida en el Anexo I "*Disponibilidad Garantizada de Potencia*".
- Establecer un esquema de remuneración de la Generación Habilitada Térmica (GHT) de acuerdo con la metodología y remuneración definidas en el Anexo II "*Remuneración de la Generación Habilitada Térmica*".
- Establecer un esquema de remuneración de la Generación Habilitada Hidráulica (GHH) y a partir de otras fuentes de energía (GHR) de acuerdo con la metodología y remuneración definidas en el Anexo III "*Remuneración de la Generación Habilitada Hidroeléctrica y a Partir de Otras Fuentes de Energía*".
- Establecer una metodología de remuneración de las Centrales Hidráulicas Binacionales Yacyretá y Salto Grande, según lo establecido en el Anexo IV "*Remuneración de Centrales Hidráulicas Binacionales*".

A continuación, se detallan las modificaciones incluidas en los Anexos I y II aplicables a la CT ADC:

Disponibilidad Garantizada de Potencia (DIGO)

Es la disponibilidad de potencia puesta a disposición que un Generador Habilitado Térmico (GHT) compromete por cada unidad de generación y para cada Periodo de Remuneración de DIGO. La disponibilidad contempla condiciones de temperatura típicas de sitio y con su combustible base de despacho. En ningún caso podía comprometerse en DIGO, por la potencia y energía comprometidas en cualquier otro tipo de contrato suscripto en el MEM.

Los períodos de requerimiento de DIGO son:

- a) Periodo Verano: diciembre – enero – febrero
- b) Periodo Invierno: junio – julio – agosto
- c) Periodo Resto:
 - * marzo – abril – mayo
 - * septiembre – octubre – noviembre

CMMESA informaba las fechas de declaración, las cuales debían ser al menos 30 días previos del inicio de cada trimestre.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

Los valores fijados para tecnologías de características similares a la CT ADC (>150MW) eran los siguientes:

i) Remuneración por potencia disponible mensual, la cual se afectaría según sea el factor de uso del equipamiento de generación

a) Precio mínimo asociado a la Disponibilidad Real de Potencia (DRP)

Tecnología / Escala	[US\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	3.050

Esta remuneración era el valor base por disponibilidad de potencia a aplicar para aquellos generadores que no declaren DIGO.

b) Precio Base por la Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO)

Período	[US\$/MW – mes]
dic – ene – feb – jun – jul - ago	7.000
mar – abr – may – sep – oct - nov	5.500

Para aquellas unidades generadoras que habían declarado la opción de gestión propia de combustibles para su generación que al ser requerida no posea el combustible con el cual fue convocada para el despacho, era considerada, con una disponibilidad del 50% de la disponibilidad real.

ii) Remuneración por energía generada y operada

a) Energía Generada: los precios variables no combustibles, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora, era el siguiente:

Tecnología/Escala	Gas Natural [US\$/MWh]
CC grande P > 150 MW	4,0

Para aquellas unidades generadoras que habían declarado la opción de gestión propia de combustibles para su generación que al ser requerida no posea el combustible con el cual fue convocada para el despacho, perdería su orden en el despacho hasta que, en caso de ser necesario, el Organismo Encargado de Despacho (“OED”) le asigne combustible para su operación. En este último caso sólo se remuneraba por la Energía Generada el 50% de los costos variables no combustibles correspondientes.

b) Energía Operada: los generadores recibirían una remuneración mensual por este concepto representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 1,4 US\$/MWh para cualquier tipo de combustible.

Para aquellas unidades generadoras que habían declarado la opción de gestión propia de combustibles para su generación que al ser requerida no posea el combustible con el cual fue convocada para el despacho, perdería su orden en el despacho hasta que, en caso de ser necesario, el OED le asigne combustible para su operación. En este último caso sólo se reconocerá como Energía Operada hasta la Energía Generada por la unidad de generación y se aplicaba el 50% del precio de valorización de la Energía Operada.

iii) Remuneración de otras Tecnologías de Generación:

La resolución también abarcaba remuneraciones para otras tecnologías de generación no aplicables a la Sociedad.

La remuneración por energía del generador se define en su nodo.

Los generadores que opten por realizar la gestión propia de combustibles debían realizar una declaración del compromiso asumido para la referida gestión. Tal declaración se realizaba con el procedimiento vigente para las declaraciones quincenales de CVP (Costo Variable de Producción).

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

Asimismo, establecía que para la recuperación de los montos asociados a los financiamientos otorgados oportunamente para la ejecución de mantenimientos no recurrentes, mayores y/o extraordinarios, CAMMESA debía descontar de la liquidación de los créditos que le correspondan al generador un monto equivalente al máximo entre 1 US\$/MWh generado y 700 US\$/MW-mes.

Con relación a los conceptos que los respectivos Anexos determinaban en Dólares Estadounidenses, la Resolución disponía que el OED convertiría los valores nominados en Dólares Estadounidenses a Pesos Argentinos, utilizando la tasa de cambio publicada por el Banco Central de la República Argentina "Tipo de Cambio de Referencia Comunicación 'A' 3500 (Mayorista)", del día anterior a la fecha de vencimiento de las transacciones económicas.

Por último, se facultaba a la Subsecretaría de Mercado Eléctrico a dictar normas complementarias o aclaratorias que se requieran para la instrumentación de la presente resolución.

b.2.2) Ley 27.541

Mediante la Ley 27.541, publicada el 23 de diciembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional definió que las tarifas de electricidad y gas bajo jurisdicción federal se mantengan por un plazo de 180 días sin modificaciones, planteando también una renegociación tarifaria integral o iniciar una revisión extraordinaria en los términos de las Leyes 24.065, 24.076 y demás normas concordantes.

El Decreto Nacional 1020/20 determinó el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural bajo jurisdicción federal, en el marco de la Ley 27.541.

El plazo de suspensión de la actualización de las tarifas establecidos por la Ley 27.541 fue extendido por un nuevo período de 90 días corridos o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes del Régimen Tarifario de Transición (aquel establecido en un Acuerdo Transitorio de Renegociación hasta tanto se concrete un Acuerdo Definitivo de Renegociación) para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal, lo que ocurra primero, con los alcances que en cada caso corresponda.

b.3) Energías renovables

b.3.1) Resolución Secretaría de Energía 108/11

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 Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios así lo determinara.

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

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

- Vigencia: hasta quince (15) años, siendo factible una prolongación de este plazo en hasta 18 meses.
- Parte vendedora: el agente del MEM cuya oferta haya sido aprobada por la SE.
- Parte compradora: el MEM en su conjunto, representado por CAMMESA.
- La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora se determinará en base a los costos aceptados por la SE.
- Todas aquellas ofertas que pretendan celebrar contratos con el MEM deberán presentar ante la SE los proyectos de inversión respectivos, con la siguiente información:
 - Las unidades a ser habilitadas y que asumirán el compromiso.
 - Disponibilidad garantizada de las unidades habilitadas que asumirán el compromiso.
 - Duración ofertada del contrato de abastecimiento al MEM.
 - Período de vigencia de la oferta.
 - La disponibilidad de potencia comprometida para todo el período.
 - La oferta deberá contener una desagregación de todos los costos fijos y variables, así como los correspondientes al financiamiento utilizado para la instalación de la nueva capacidad ofertada.
 - La documentación respaldatoria que permita acreditar la desagregación de costos presentada.

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

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

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

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

b.3.2) 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, en el marco de la Ley XVII N° 95, los beneficios previstos en el artículo 7° apartado B inciso 3, eximiendo en el 100% el pago del Impuesto sobre los Ingresos Brutos durante los primeros cinco (5) años a partir de su otorgamiento y por el 50% a partir del sexto año y hasta el décimo inclusive. Bajo el mismo marco legal y de acuerdo con lo previsto en el artículo 8°, otorgó “estabilidad fiscal” en el ámbito provincial por un plazo de 15 años, entendiéndose por ésta la imposibilidad de afectar a la actividad con una carga tributaria total mayor, como consecuencia de aumentos en la misma.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

b.3.3) LEY 27.191 – Modificaciones al régimen de fomento de energías renovables

El 25 de septiembre de 2015 el Congreso Nacional sancionó la Ley 27.191, que fue publicada en el Boletín Oficial el 21 de octubre de 2015. La mencionada Ley introdujo modificaciones al Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables creado por la Ley 26.190, para lo cual, en líneas generales, y con el objetivo de lograr alcanzar una contribución de energía renovable en la matriz de consumo nacional del 8% al 31 de diciembre de 2017 y del 20% al 31 de diciembre de 2025 incorporó los siguientes puntos: (i) amplió la definición de energías renovables; (ii) eliminó el límite de 10 años para el régimen de beneficios fiscales; (iii) fijó incentivos fiscales no excluyentes como: devolución anticipada de IVA, amortización acelerada de impuesto a las ganancias, exclusión de la base de los bienes afectados por las actividades promovidas del impuesto a la ganancia mínima presunta, exención de derechos de importación, compensación de quebrantos con ganancias (de los actuales 5 años pasa a 10 años), exención del impuesto a la distribución de dividendos siendo el beneficiario persona física (sólo en caso de reinversión del mismo), y certificados fiscales por el 20% del valor de los componentes nacionales; (iv) creó el Fondo Fiduciario para Desarrollo de Energías Renovables que, entre otras cosas, otorgará préstamos y garantías a los proyectos de inversión y (v) dispuso que todos los usuarios de energía eléctrica tendrán que contribuir cumpliendo con los objetivos de consumo de energías renovables establecidos por la ley, para lo cual se estableció un cronograma gradual y obligaciones especiales para los Grandes Usuarios de más de 300kW. Finalmente, la ley ratificó que la generación eólica debe ser tratada como generación hidráulica de pasada; por lo tanto, ésta despachará en virtud de la disponibilidad de viento real con la que contase.

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

b.3.4) Decreto 531/2016 – Reglamenta la Ley 26.190 y la Ley 27.191

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

b.3.5) Res SE E-275/2017 del Ministerio de Energía y Minería

El 17 de agosto de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución E-275/2017 del Ministerio de Energía y Minería, la cual convocó a los interesados a ofertar en el proceso de convocatoria abierta nacional e internacional para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación – el Programa RENOVAR (Ronda 2)-, con el fin de celebrar contratos del mercado a término (denominados contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable), con CAMMESA, en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista – hasta su reasignación en cabeza de los agentes distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones del Programa. Hychico participó de la convocatoria con el proyecto Parque Eólico Diadema II (ver Nota 40).

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

b.3.6) Res E-281/2017 – Ministerio de Energía y Minería

El 22 de agosto de 2017 se publicó la Res 281/2017 que estableció el Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en el marco de lo establecido por la Ley 27.191 y el Decreto reglamentario 531/2016. Este Régimen tiene por objeto establecer las condiciones de cumplimiento de acuerdo con lo fijado en el artículo 9º de la Ley 27.191 por parte de los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Agentes Distribuidores del MEM, o de los Prestadores del Servicio Público de Distribución en tanto sus demandas de potencia sean iguales o mayores a trescientos kilovatios (300KV) medios demandados, a través de la contratación individual en el Mercado a Término de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables o por autogeneración de fuentes renovables, de conformidad con lo previsto en el artículo 9 de la Ley 27.191 y el artículo 9 del Anexo II del Decreto 531. Específicamente se estableció que la obligación para los sujetos individualizados en el mencionado artículo de la Ley podría cumplirse por cualquiera de las siguientes formas: a) por contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, b) por autogeneración o por cogeneración de fuentes renovables o c) por participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por CAMMESA. El art. 9, en su inciso 2, apartado (i) del Anexo II, del decreto reglamentario prevé que los contratos de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables celebrados en el marco de la Ley 27.191, por los sujetos comprendidos en su artículo 9, serán libremente negociados entre las partes, teniendo en cuenta las características de los proyectos de inversión y el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la ley y en el decreto reglamentario, los deberes de información y requisitos de administración establecidos en los Procedimientos de CAMMESA y en la normativa complementaria que dicte la autoridad de aplicación.

b.3.7) Resolución 488/2017 – Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable

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.

b.3.8) Resolución 230/2019 - Ministerio de Hacienda – Secretaría de Gobierno de Energía

Con fecha 30 de abril de 2019 se dictó la Res 230/19 de la Secretaría de Gobierno de Energía, a través de la cual se modificó el Anexo I de la Res 281/17 estableciendo como temas relevantes las nuevas condiciones para el mantenimiento de la prioridad de despacho otorgada, formas de demostrar el avance de la construcción del proyecto y plazo de mantenimiento de la caución contratada por la potencia por la cual se le asignó prioridad al proyecto.

La resolución fue modificada por la Res 551/2021 de la Secretaría de Energía que actualizó las condiciones para el mantenimiento de la prioridad de despacho otorgada, las formas para demostrar el avance de la construcción del proyecto y los valores establecidos para establecer la prioridad de despacho fijados en US\$ 500 por MW de potencia de manera trimestral hasta obtener la habilitación comercial. Se podrá prorrogar la prioridad de despacho por un plazo de 180 días demostrando el avance de un 60% del proyecto, abonando la suma de US\$ 500 por MW de potencia de manera trimestral. En caso de no demostrar el avance se abonaría US\$ 500 por MW por cada treinta días de prórroga solicitados o por prórrogas de 360 días, abonando la suma de US\$ 1.500 por MW por cada treinta días.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

c) Sector gas natural

- **Ley Nacional de Hidrocarburos N° 17.319 - Ley 26.741 “Soberanía Hidrocarburífera Nacional” y Decreto N° 1277/12**

Ver punto a) Sector petrolero

- **Programa Gas Plus**

La SEN, a través de la Res. SEN 24/08, creó el denominado “Programa Gas Plus”, mediante el cual se generó un esquema de incentivos a la incorporación de nueva producción de gas natural. La Sociedad ha presentado varios proyectos, los cuales han sido aprobados. Las ventas de gas efectuadas por la Sociedad corresponden al Programa Gas Plus.

- **Res 41/16 del Ministerio de Energía y Minería**

El Ministerio de Energía y Minería, con fecha 7 de abril de 2016, dictó la Res 41/16, la cual establece los nuevos precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte para cada cuenca de origen, con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MEM, aplicable a partir del 1 de abril de 2016.

- **Resolución 46-E / 2017 – Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales**

Con fecha 2 de marzo de 2017, el Ministerio de Energía y Minería emitió la Res 46-E/2017, mediante la cual crea el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” (el “Programa”), destinado a incentivar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina.

El Programa tiene vigencia desde su publicación en el Boletín Oficial y hasta el 31 de diciembre de 2021.

Podían adherir al presente Programa las empresas que tengan derecho a producción de gas no convencional proveniente de concesiones ubicadas en la Cuenca Neuquina, las que deberían estar inscriptas en el Registro Nacional de Empresas Petroleras. Estas deberían además contar con un plan de inversión específico aprobado por la autoridad de aplicación provincial y con la conformidad de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos para ser incluidas en el Programa.

La compensación se calcula sobre la producción de gas no convencional a ser comercializado, esto es, el gas natural acondicionado en condición comercial, excluyendo los consumos internos en yacimiento y teniendo en cuenta la diferencia entre el precio efectivo (precio promedio ponderado de las ventas de gas natural de cada empresa al mercado interno) y el precio mínimo.

El precio mínimo será:

- 7,50 US\$/MMbtu para el año calendario 2018,
- 7,00 US\$/MMbtu para el año calendario 2019,
- 6,50 US\$/MMbtu para el año calendario 2020, y
- 6,00 US\$/MMbtu para el año calendario 2021.

El pago de la primera compensación bajo el programa se efectuará el mes posterior a aquél en que se efectúe la solicitud o el mes de enero de 2018, lo que sea posterior. Sin perjuicio de ello, aquellas empresas participantes del "Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas de Inyección Reducida", creado por la Res 60/13 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburífera, que adhieran al presente programa, podrán recibir compensaciones, de corresponder, a partir del mes siguiente a aquél en que se presente la solicitud de inclusión de la empresa al Programa.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

- **Resolución 419-E / 2017 – Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales**

Con fecha 1 de noviembre de 2017 se dictó la Res 419-E / 2017 que modifica la Res 46-E / 2017, estableciendo un nuevo Anexo I que modifica las bases y condiciones del Programa.

Definiciones:

1. Gas No Convencional: gas proveniente de reservorios de gas natural caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactas de baja permeabilidad y porosidad (Tight Gas o Shale Gas).
2. Concesiones Incluidas: Son aquellas concesiones que producen Gas No Convencional, ubicadas en la cuenca Neuquina.
3. Producción Inicial: Producción de Gas No Convencional media mensual para el período julio 2016 / junio 2017.
4. Producción Incluida:
 - a. Para aquellas concesiones cuya Producción Inicial sea menor a 500.000 m3/d, la totalidad de la producción mensual de Gas No Convencional.
 - b. Para aquellas cuya Producción Inicial sea mayor o igual a 500.000 m3/d, es la totalidad de la producción mensual de Gas No Convencional, descontando la Producción Inicial.
5. Precio Mínimo:
 - 2018: 7,50 US\$/MMbtu.
 - 2019: 7,00 US\$/MMbtu.
 - 2020: 6,50 US\$/MMbtu.
 - 2021: 6,00 US\$/MMbtu.
6. Precio Efectivo: Precio promedio mensual ponderado por el volumen total de ventas de gas natural en Argentina (será publicado por la SE).
7. Compensación Unitaria: Resultado de Restar el Precio Efectivo del Precio Mínimo (cuando dicha diferencia sea mayor a cero).
8. Pagos provisorios: pago del 85% de la compensación (calculada con las proyecciones de las empresas), para el mes anterior.

No se considerarán concesiones que en su plan de inversión no alcancen una producción media anual (12 meses consecutivos) antes del 31 de diciembre de 2019 de 500.000 m3/día. De no alcanzar los 500.000 m3/día deberá reintegrar los montos de compensación recibidos, actualizados con una tasa de interés (tasa activa promedio del Banco Nación para operaciones de descuentos comerciales). La Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos podrá solicitar un seguro de caución para garantizar el reintegro de la compensación.

- Se deberá presentar esquema de medición y producción independiente.
- El pago de la primera compensación será el correspondiente al mes posterior al que la empresa haya presentado la solicitud o el mes de enero de 2018, el que fuese posterior.
- Comienzo Anticipado Plan Gas II:
 - Las empresas participantes del Plan Gas II (Res. 60/13) podrán recibir compensaciones a partir del mes siguiente al que realicen la presentación.
 - Para el año 2017 se utilizará el precio mínimo del año 2018.
- El precio efectivo, para el año 2017, será el precio de la inyección excedente que corresponda.
- Pagos:
 - Se abonará el 88% a la empresa y el 12% a la Provincia correspondiente.
 - Orden de pago en pesos, con tipo de cambio del último día hábil del mes al que corresponden los volúmenes.
- Pago provisorio Inicial:
 - La Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos emitirá una orden de pago antes del último día hábil del mes siguiente al de la inclusión de la empresa.
 - Dentro de los 20 días del mes posterior al que se emita la orden de pago se deberá presentar una declaración jurada, certificada por auditores independientes de la Producción Incluida.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

- Control de los volúmenes de Producción:
 - Volúmenes correspondientes a los puntos de ingreso al Sistema de Transporte de Gas Natural: la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos enviará al ENARGAS los volúmenes de producción incluida presentados por las empresas y éste verificará los volúmenes de inyección.
 - Puntos previos a los puntos de ingreso al Sistema de Transporte de Gas Natural: la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos verificará los resultados de las mediciones de los volúmenes pertenecientes a cada Punto de Medición de Gas instalado conforme Resolución 318/2010.

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 antes mencionado. Dicha presentación incluye la aprobación, de parte de la Autoridad de Aplicación Provincial (Ministerio Energía y de Recursos Naturales del Neuquén – Resolución 12 del 29 de enero de 2018), de un plan de inversión por millones de US\$ 101,5 hasta el año 2021, el cual posibilitaría el desarrollo de la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales. Con fecha 6 de junio de 2018 la SE notificó a Capex que la Concesión Agua del Cajón se incluyó en el Programa. El plan de inversión se encuentra cumplido con una inversión total de millones de US\$ 127,5.

La Sociedad ha presentado las declaraciones juradas por la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales del área Agua del Cajón correspondientes a los períodos enero 2018 – marzo 2021 y las pólizas de caución, a fin de solicitar el pago del programa de estímulo. El Ministerio de Energía autorizó el total de las compensaciones económicas definitivas solicitadas por el período enero 2018 – marzo 2021 por un monto aproximado de \$ 2.954,9 millones (expresado en moneda histórica). La Sociedad ha registrado en el rubro Ingresos el total del incentivo que cumple con las condiciones establecidas en la Resolución 419 E/2017, cuyo importe ascendió a \$ 1.396,2 millones correspondiente a la producción de los meses abril 2020 – marzo 2021 (ver Notas 3.17 y 28).

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, siendo el mismo el mínimo entre el volumen real no convencional producido y la curva original presentada oportunamente (ver Nota 27.c).

Resolución 46/2018 – Precio de referencia del gas para la generación de energía eléctrica

El 31 de julio de 2018 el Ministerio de Energía dictó la Res. 46/2018 mediante la cual estableció nuevos precios máximos en el punto de ingreso al sistema de transporte para el gas natural, para cada cuenca de origen, que serán de aplicación para la valorización de los volúmenes de gas natural con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MEM, o en general, destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad. Dichos precios máximos tenían vigencia a partir del 1 de agosto de 2018. Para la cuenca neuquina el precio máximo establecido fue de 4,42 U\$/MMbtu.

NO-2018-40206154-APN-SSEE#MEN – Adquisiciones de gas natural para ser utilizado en la generación de electricidad. Subsecretaría de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía

Con fecha 17 de agosto de 2018 la Subsecretaría de Energía Eléctrica, mediante la Nota NO-2018-40206154-APN-SSEE#MEN, y como parte del proceso de normalización del sector, donde de manera gradual se instrumentarán los mecanismos para que los Generadores adquieran por sí los volúmenes de combustible para la producción de energía eléctrica y su comercialización en condiciones de competencia, y en forma transitoria hasta alcanzar este objetivo, instruyó a CAMMESA a implementar los mecanismos competitivos tomando en consideración las siguientes pautas para realizar la convocatoria:

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

- CAMMESA deberá realizar adquisiciones de gas natural bajo cantidades firmes e interrumpibles a través del Mercado Electrónico de Gas (MEG) en función de las necesidades del sistema y considerando las Cantidades Máximas Diarias de los contratos firmes vigentes para el período.
- Las adquisiciones deberán ser abiertas a productores y comercializadores de gas natural, para cada una de las cuencas productivas y hasta las cantidades requeridas.
- El plazo de los acuerdos a suscribir es el correspondiente a entregas entre el 01/09/2018 y el 31/12/2018.
- El valor máximo a aceptar deberá ser de hasta el precio establecido en la Res MEN 46/2018.
- Los volúmenes a adquirir en cada cuenca serán los requeridos para cubrir las necesidades de abastecimiento.
- La convocatoria deberá ser competitiva y transparente y sus resultados publicados.

El despacho diario de los volúmenes de gas natural contratado deberá ser realizado en orden creciente de costo de generación, considerando la capacidad de transporte y la disponibilidad de generación de energía eléctrica.

Resolución 70/2018 SEN – Adquisición de Gas

Mediante la Res SEN 70/2018 de fecha 6 de noviembre de 2018 se faculta a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica. Esta facultad no alterará los compromisos asumidos por los Generadores en el marco de los contratos de abastecimiento MEM con CAMMESA. Los costos de generación con combustible propio se valorizarán de acuerdo con el mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables de Producción reconocidos por CAMMESA.

El Organismo Encargado del Despacho (OED) continuará con la gestión comercial y el despacho de combustibles para aquellos Agentes Generadores que no hagan o no puedan hacer uso de la facultad prevista en la presente Resolución.

Nota Secretaría de Energía NO-2018-66680075-APN-SGE#MHA – Precios máximos (PIST) a considerar para cada cuenca en US\$/MMBTu.

El 19 de diciembre de 2018, la Secretaría de Energía emitió la nota NO-2018-66680075-APN-SGE#MHA, la cual instruye a CAMMESA a aplicar, para el período enero a diciembre 2019, los nuevos precios de referencia de gas natural con destino a la generación de electricidad. Para la cuenca neuquina el precio máximo establecido es de 3,70 US\$/MMbtu para los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo, septiembre, octubre, noviembre y diciembre y de 4,95 US\$/MMbtu para los meses de junio, julio y agosto.

Nota Secretaría de Energía NO-2019-07973690-APN-SGE#MHA –Valorización Costos de Generación con Combustible Propio. RESOL-2018-70-APN-SGE#MHA.

El 8 de febrero de 2019 la Secretaría de Energía emitió la nota NO-2019-07973690-APN-SGE#MHA, la cual instruye a CAMMESA a aplicar, para la definición de los Costos Variables de Producción máximos a reconocer en cada quincena, el precio medio ponderado de gas natural por cuenca que hubiera resultado en caso de que la totalidad del gas natural de producción nacional necesario para el abastecimiento previsto en el sector eléctrico, se hubiera adquirido mediante los contratos surgidos en la última subasta realizada por CAMMESA en el MEG.

Resolución 12/2019 SEN

El 27 de diciembre de 2019, el Ministerio de Desarrollo Productivo dictó la Resolución N° 12/19 por la cual derogó, con efectos a partir del 30 de diciembre de 2019, la Resolución SGE N° 70/18, restableciendo el esquema de centralización de la provisión de combustibles para la generación en CAMMESA.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

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

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

A su vez, establece nuevos precios de referencia máximos para las operaciones de adquisición de gas natural que realice CAMMESA a partir del 1 de febrero de 2020. Para la cuenca neuquina el precio máximo establecido es 4,02 US\$/MMbtu para los meses de junio, julio y agosto y de 2,67 US\$/MMbtu para los restantes meses del año.

Nota Secretaría de Energía NO-2020-33627304-APN-SE#MDP – Precios Máximos de Referencia del Gas

El 21 de mayo de 2020 la Secretaría de Energía emitió la nota NO-2020-33627304-APN-SE#MDP, la cual establece nuevos precios de referencia máximos para las operaciones de adquisición de gas natural que realice CAMMESA a partir del 1 de junio de 2020. Para la cuenca neuquina el precio máximo establecido es de 2,67 US\$/MMbtu para todos los meses del año.

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 /17, 419 /17 y 447/17.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

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 Nro. 46/2017.

d) Sector GLP

- **Ley 26.020 y Res SEN 168/05**

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

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

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

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

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

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

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

- **Res SEN 1070/08 y 1071/08**

La SEN, a través de las Res 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 suscrito por la Sociedad (ver Nota 27.2 a.1)). Posteriormente se firmaron adendas a dichos acuerdos, las cuales fueron ratificadas por resoluciones de la SEN.

- **Res ENARGAS 1982, 1988 y 1991/11**

A fines del mes de noviembre de 2011 el ENARGAS dictó las Res 1982, 1988 y 1991/11 en virtud de las cuales, entre otras cuestiones: (i) se ajustaron los valores unitarios del cargo creado por el Decreto PEN 2067/08 aumentándolos aproximadamente un 1000% y (ii) se dispuso aplicar dicho cargo en forma completa a determinados usuarios no residenciales de gas natural de acuerdo con la actividad principal o secundaria que éstos realicen, lo cual incluye a las plantas de tratamiento de gas natural ubicadas fuera de la medición regulada, tal el caso de la planta Agua del Cajón, propiedad de Servicios Buproneu S.A., en la cual la Sociedad procesa su gas natural.

La Sociedad considera que dicho cargo tarifario resulta inconstitucional ya que el mismo tiene una clara naturaleza tributaria y no había sido creado por una Ley del Congreso Nacional. En virtud de ello, la Sociedad ha interpuesto acciones legales y obtenido una medida cautelar según se explica en la Nota 27.2 a.2).

- **Res SEN 77/12**

En marzo 2012 se publicó la Res SEN 77/12, en virtud de la cual, entre otras cuestiones, se proroga 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 27.2 a.3)) y, a raíz de ello, ha obtenido una medida cautelar que suspende los efectos de esta norma y de las inhabilitaciones dispuestas contra la Sociedad por la SEN en base a esta norma. Con posterioridad la SEN dictó las Resoluciones 429/13 y 532/14 que aprobaron las sucesivas prórrogas al acuerdo de estabilidad de precio de GLP y, en líneas generales, reiteraron las disposiciones de la Res SEN 77/12. La Sociedad, en su condición de empresa no firmante del acuerdo de precio de GLP, eventualmente iniciará acciones administrativas y judiciales contra las normas referidas en caso de resultar necesario.

- **Decreto 470/2015 y la Res SEN 49/2015**

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

Los precios máximos de referencia a facturar por los productores dentro del Programa "Hogares con Garrafas (HOGAR)", se actualizan regularmente. Los precios máximos de referencia establecidos por la Resolución 249/2021, de la SEN, vigentes al 30 de abril de 2021 quedaron establecidos en \$/tn 12.626,60 para el butano y \$/tn 12.626,60 para el propano.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

• Acuerdos de Abastecimiento de Gas Propano Indiluido

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

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

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

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

A partir de marzo de 2018, según lo establecido en el "Décimo Sexto Acuerdo de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido" (con vencimiento el 31 de diciembre de 2019), se fijó un nuevo mecanismo de ajuste de precios semestral, fijándose un "Porcentaje de Adecuación" igual al 35% entre abril y septiembre de 2018, 49 % entre octubre de 2018 y marzo de 2019, y 70% entre abril y diciembre de 2019. Dichos porcentajes se aplicarán al precio GLP - Paridad de Exportación correspondiente al mes anterior a la fecha de inicio de cada período de adecuación de precios. Sin perjuicio de ello, la Sociedad realizó entregas de propano conforme las condiciones de la decimosexta prórroga del Acuerdo Propano para Redes, indicando también que esa dependencia se encuentra abocada a las tareas tendientes a extender la vigencia del Acuerdo al menos hasta el 30 de junio de 2020.

En el mes de agosto de 2020 se firmó el Décimo Séptimo Acuerdo de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido (con vencimiento el 31 de diciembre de 2020). A través de este acuerdo las Empresas Productoras se comprometen a abastecer a las Distribuidoras y Subdistribuidoras de Gas Propano Indiluido por Redes, a unos precios salida de planta (el "Precio Acordado") iguales a: i) para el primer semestre de 2020, los precios que resulten de aplicar el esquema establecido bajo el Artículo 2° del Décimo Sexto Acuerdo de Prórroga para el último período allí establecido; y ii) para el segundo semestre de 2020, dentro de la zona abarcada por el beneficio establecido por el Artículo 75 de la Ley N° 25.565 (Provincias de TIERRA DEL FUEGO, ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR, SANTA CRUZ, CHUBUT, NEUQUÉN, RÍO NEGRO, LA PAMPA, en el Partido de Patagones de la Provincia de BUENOS AIRES y en el Departamento Malargüe de la Provincia de MENDOZA), a un precio salida de planta para usuarios R de \$/TM 4.984 y para usuarios SGP de \$/TM 9.968, y para usuarios R y SGP del "Resto País" a un precio establecido en \$/TM 8.937.

Las Empresas Productoras recibirán una compensación económica por los menores ingresos derivados del cumplimiento de las condiciones de abastecimiento. Para el cálculo de dichos menores ingresos se considerará 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".

A la fecha de los presentes estados financieros, se encuentra en negociación el Décimo Octavo Acuerdo de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

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

- **Mercado externo**

Con fecha 3 de septiembre de 2018, el PEN emitió el Decreto N° 793/18 el cual entre el 4 de septiembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2020 fija un derecho de exportación del 12% sobre el monto exportado de propano, butano y gasolina natural. Dicha retención posee un tope de \$4 por cada dólar de base imponible o del precio oficial FOB. Mediante el Dec 37/19 del Poder Ejecutivo publicado en el BO el 14 de diciembre de 2019 se eliminó el tope de \$4/US\$ del valor imponible o precio FOB, la alícuota de derechos de exportación aplicable a hidrocarburos pasó a ser del 12% sin tope. Posteriormente, con motivo de la sanción de la Ley N° 27.541, se dispuso un tope del 8% para la alícuota aplicable a los hidrocarburos a partir del 23 de diciembre de 2019. Sin embargo, la Aduana se encontraba liquidando los derechos de exportación de hidrocarburos a una alícuota del 12% hasta el mes de mayo de 2020. La Sociedad ha interpuesto las impugnaciones correspondientes y solicitado la repetición del derecho de exportación abonado en exceso.

NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN

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 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.

La presentación en el estado de situación financiera 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, el Grupo informa los flujos de efectivo de las actividades operativas usando el método indirecto. El año fiscal comienza el 1 de mayo y finaliza el 30 de abril de cada año. Los resultados económicos y financieros son presentados sobre la base del año fiscal.

Los presentes estados financieros 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 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

La preparación de estos estados financieros 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, 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 se describen en la Nota 5.

Los presentes estados financieros han sido aprobados para su emisión por el Directorio de la Sociedad con fecha 12 de julio de 2021. Dicho Directorio se celebró a distancia durante la emergencia sanitaria en concordancia con la Res Gen N° 830/2020 emitida por la CNV.

En función del impacto del coronavirus en las operaciones de la Sociedad, a la fecha los presentes estados financieros se encuentran pendientes de transcripción al Libro Inventario y Balances.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

Reexpresión de estados financieros

Los estados financieros han sido expresados en términos de la unidad de medida corriente al 30 de abril de 2021 de acuerdo con NIC 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias".

Información comparativa

Los saldos al 30 de abril de 2020 que se exponen en los presentes estados financieros individuales 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 2021 de acuerdo con NIC 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias". Ciertas reclasificaciones no significativas han sido efectuadas sobre las cifras correspondientes a los estados financieros presentados en forma comparativa a efectos de mantener la consistencia en la exposición con las cifras del presente ejercicio.

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

A continuación se realiza una breve descripción de las normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas adoptadas por la Sociedad y su impacto sobre los presentes estados financieros.

- NIIF 3 - Combinaciones de negocios

Modificada en octubre de 2018. Clarifica la definición de negocio y establece guías para determinar si una transacción se debe contabilizar como una combinación de negocios o como una adquisición de activos. Aplica a las transacciones de adquisición a partir del 1 de enero de 2020 y admite adopción anticipada. Su aplicación no tuvo impacto significativo para el Grupo.

- NIC 1 - Presentación de estados financieros y NIC 8 - Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores

Modificadas en octubre de 2018. Aclaran la definición de materialidad e incorporan el concepto de "ensombrecimiento de información" cuando existe efecto similar al de omitir o declarar información inexacta. Aplica de forma prospectiva a períodos anuales a partir del 1 de enero de 2020 y admite adopción anticipada. Su aplicación no tuvo impacto significativo para el Grupo.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

- Modificaciones a la NIIF 9 “Instrumentos financieros”, NIC 39 “Instrumentos financieros: Presentación” y NIIF 7 “Instrumentos Financieros: Información a Revelar”:

Incorpora exenciones temporales en caso de relaciones de cobertura afectadas por la reforma de la tasa de interés de referencia, conforme las recomendaciones publicadas por el Financial Stability Board (FSB) en julio de 2014. Las modificaciones son aplicables a los ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2020, permitiendo la adopción anticipada. Su aplicación no tuvo impacto significativo para el Grupo.

3.2.2 - Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones publicadas que todavía no han entrado en vigencia para ejercicios financieros que comenzaron el 1 de mayo de 2020 y no han sido adoptadas anticipadamente

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros han sido emitidas las siguientes normas que no han sido adoptadas debido a que su aplicación no es exigida al cierre del ejercicio iniciado el 1 de mayo de 2020:

- NIIF 17 - Contratos de seguros

Emitida en mayo 2017. Reemplaza a la NIIF 4 introducida como norma provisional en 2004 con la dispensa de llevar a cabo la contabilidad de los contratos de seguros utilizando las normas de contabilidad nacionales, resultando en múltiples enfoques de aplicación. La NIIF 17 establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación e información a revelar relacionada con contratos de seguros y es aplicable a los ejercicios anuales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021, permitiendo la adopción anticipada para entidades que aplican NIIF 9 y NIIF 15. La Sociedad se encuentra analizando el impacto de la aplicación de la NIIF 17; no obstante, estima que la aplicación de la misma no impactará significativamente en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

- NIC 1 - Presentación de estados financieros

Modificada en enero y julio de 2020. Incorpora modificaciones relativas a la clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes. Las modificaciones son aplicables a los ejercicios anuales que se inicien a partir del 1 de enero de 2023, permitiendo la adopción anticipada. La aplicación de la misma no impactará significativamente en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

- NIIF 3 - Combinaciones de negocios

Modificada en mayo de 2020. Incorpora referencias a las definiciones de activos y pasivos del nuevo Marco Conceptual y aclaraciones relacionadas con activos y pasivos contingentes en los que se incurra por separado de los asumidos en una combinación de negocios. Aplica a las combinaciones de negocios a partir del 1 de enero de 2022 y admite adopción anticipada. La aplicación de la misma no impactará significativamente en los resultados de las operaciones o en la situación financiera del Grupo.

- NIC 16 - Propiedades, planta y equipos

Modificada en mayo de 2020. Incorpora modificaciones respecto del reconocimiento de inventarios, ventas y costos de elementos producidos mientras se lleva un elemento de propiedades, planta y equipo al lugar y condiciones necesarias para que pueda operar en la forma prevista. Las modificaciones son aplicables a los ejercicios anuales que se inicien a partir del 1 de enero de 2022, permitiendo la adopción anticipada. La Sociedad estima que la aplicación de la misma no impactará significativamente en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

- NIC 37 - Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes

Modificada en mayo de 2020. Clarifica el alcance del concepto de costo de cumplimiento de un contrato oneroso. Las modificaciones son aplicables a los ejercicios anuales que se inicien a partir del 1 de enero de 2022, permitiendo la adopción anticipada. La Sociedad estima que la aplicación de las mismas no impactará significativamente en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS 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.

A su vez, la Ley N° 27.468 (B.O. 04/12/2018) modificó el artículo 10° de la Ley N° 23.928 y sus modificatorias, estableciendo que la derogación de todas las normas legales o reglamentarias que establecen o autorizan la indexación por precios, actualización monetaria, variación de costos o cualquier otra forma de repotenciación de las deudas, impuestos, precios o tarifas de los bienes, obras o servicios, no comprende a los estados financieros, respecto de los cuales continuará siendo de aplicación lo dispuesto en el artículo 62 in fine de la Ley General de Sociedades N° 19.550 (T.O. 1984) y sus modificatorias. Asimismo, el mencionado cuerpo legal dispuso la derogación del Decreto N° 1269/2002 del 16 de julio de 2002 y sus modificatorios y delegó en el Poder Ejecutivo Nacional (PEN), a través de sus organismos de contralor, establecer la fecha a partir de la cual surtirán efecto las disposiciones citadas en relación con los estados financieros que les sean presentados. Por lo tanto, mediante su Resolución General 777/2018 (B.O. 28/12/2018), la CNV dispuso que las entidades emisoras sujetas a su fiscalización deberán aplicar a los estados financieros anuales, por períodos intermedios y especiales, que cierren a partir del 31 de diciembre de 2018 inclusive, el método de reexpresión de estados financieros en moneda homogénea conforme lo establecido por la NIC 29.

De acuerdo con la NIC 29, los estados financieros de una entidad que informa en la moneda de una economía de alta inflación deben reportarse en términos de la unidad de medida vigente a la fecha de los estados financieros. Todos los montos del estado de situación financiera que no se indican en términos de la unidad de medida actual a la fecha de los estados financieros deben actualizarse aplicando un índice de precios general. Todos los componentes del estado de resultados deben indicarse en términos de la unidad de medida actualizada a la fecha de los estados financieros, aplicando el cambio en el índice general de precios que se haya producido desde la fecha en que los ingresos y gastos fueron reconocidos originalmente en los estados financieros.

El ajuste por inflación en los saldos iniciales se calculó considerando los índices establecidos por la FACPCE con base en los índices de precios publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC).

Los principales procedimientos para el ajuste por inflación mencionado anteriormente son los siguientes:

- Los activos y pasivos monetarios que se contabilizan a moneda de cierre del balance no son reexpresados porque ya están expresados en términos de la unidad monetaria actual a la fecha de los estados financieros.
- Activos y pasivos no monetarios que se contabilizan a costo a la fecha del balance, y los componentes del patrimonio, se reexpresan aplicando los coeficientes de ajuste correspondientes.
- Los ingresos y gastos (incluyendo los intereses y diferencias de cambio) del estado de resultados, se reexpresan desde la fecha de su registración contable, salvo aquellas partidas del resultado que reflejan o incluyen en su determinación el consumo de activos medidos en moneda de poder adquisitivo de una fecha anterior a la registración del consumo, las que se reexpresan tomando como base la fecha de origen del activo con el que está relacionada la partida (por ejemplo, depreciación y otros consumos de activos valuados a costo histórico).
- El efecto de la inflación en la posición monetaria neta de la Sociedad se incluye en el estado de resultados, en “Otros resultados financieros RECPAM”.
- Las cifras comparativas se han ajustado por inflación siguiendo el mismo procedimiento explicado en los puntos precedentes.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

En la aplicación inicial del ajuste por inflación, las cuentas del patrimonio fueron reexpresadas de la siguiente manera:

- El capital y la prima de emisión fueron reexpresados desde la fecha de suscripción o desde la fecha del último ajuste por inflación contable, lo que haya sucedido después. El monto resultante fue incorporado en las cuentas “Ajuste de capital” y “Ajuste Prima de emisión”, respectivamente.
- Los otros resultados integrales fueron reexpresados desde cada fecha de imputación contable.
- Las reservas por revaluación se encuentran expresadas en términos reales.
- Las otras reservas de resultados no fueron reexpresadas en la aplicación inicial.

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 2021, el índice de precios ascendió a 453,6503, con una inflación anual del 46,3%.

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 la Sociedad 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:

- Eliminación de saldos de cuentas de activos y pasivos recíprocos entre la sociedad controlante y las controladas, de manera tal que los estados financieros expongan únicamente los saldos que se mantienen con terceros;
- Eliminación de operaciones entre la sociedad controlante y las controladas, de manera tal que los estados financieros expongan únicamente aquellas operaciones concertadas con terceros;
- 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 2021 y 2020 son las que se detallan a continuación. El Capital Social de las mismas está conformado por acciones ordinarias.

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%	Producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables
E G WIND S.A. (E G WIND)	Argentina	99,25%	0,75%	Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables

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 2021 y 2020. 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 firmado por ambas sociedades en noviembre de 1999 y modificado posteriormente en varias ocasiones.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

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 2021 y 2020 y adicionalmente posee el 38,4501 de manera indirecta al 30 de abril de 2021 y 2020. 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 cuya potencia total instalada es de 6.300 KW 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.

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 2021 y 2020 y adicionalmente posee el 4,25% 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 39).

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 (ver Nota 41).

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, el Grupo revelará este hecho e informará los montos provisionales.

3.4.3 Participaciones en operaciones conjuntas

Una operación conjunta es la 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 operaciones conjuntas 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 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.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

Las inversiones en operaciones conjuntas se registran inicialmente al costo y posteriormente se valúan de acuerdo con el método de la participación. La participación del Grupo 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, el Grupo 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 2021 y 2020, el valor libro de la participación en los acuerdos conjuntos no excede el valor presente del flujo de fondos proyectados.

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 re-medidas).

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, y tipo de cambio puntual para las transacciones en moneda extranjera.

3.6 - Propiedad, planta y equipo

I. Actividades 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, son capitalizados temporariamente hasta que se efectúa la evaluación y determinación de la existencia de reservas probadas suficientes que justifiquen su desarrollo comercial y por ende, su integración como pozos productivos, asumiendo que los desembolsos requeridos son efectuados y el Grupo está realizando un progreso suficiente en la evaluación de reservas y la viabilidad económica y operativa del proyecto.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

Ocasionalmente, al momento de finalizar la perforación de un pozo exploratorio se puede determinar la existencia de reservas que aún no pueden ser clasificadas como reservas probadas. En esas situaciones, el costo del pozo exploratorio se mantiene activado si el mismo ha descubierto un volumen de reservas que justifique el desarrollo del mismo como pozo productivo y si el Grupo está logrando un progreso sustancial en la evaluación de las reservas y de la viabilidad económica y operativa del proyecto. Si alguna de estas condiciones no se cumple, el costo del mismo es imputado a resultados.

Adicionalmente a lo mencionado previamente, la actividad exploratoria implica en muchos casos la perforación de múltiples pozos, a través de varios años, con el objetivo de evaluar completamente los proyectos. Esto último tiene como consecuencia, entre otras causas, la posibilidad de que existan pozos exploratorios que se mantienen en evaluación por períodos prolongados, a la espera de la conclusión de los pozos y actividades exploratorias adicionales necesarias para poder evaluar y cuantificar las reservas relacionadas con cada proyecto.

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.

Los activos de exploración y evaluación para los que se han identificado reservas probadas son testeados por desvalorización y reclasificados a la sección "Actividades de explotación de petróleo y gas".

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.

II. Actividades de explotación de petróleo y gas:

Los costos de explotación, medidos en moneda homogénea, son aquéllos incurridos para obtener acceso a las reservas probadas 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" hasta que se finalicen. Una vez que comienzan a producir, son reclasificados dentro de "Pozos de petróleo y gas" y "Bienes asociados a la producción de petróleo y gas" 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 por el 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" 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 testeado de desvalorización, los activos se agrupan al nivel mínimo por los cuales existen flujos de efectivo identificables (UGEs).

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

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 contables, y se registran dentro de la línea "Pozos de petróleo y gas". Esta capitalización se realiza con contrapartida en la provisión correspondiente.

III. Otros activos tangibles:

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 (UGE). Los otros activos tangibles que han sufrido desvalorización en períodos anteriores se revisan para determinar su posible reversión al cierre de cada ejercicio.

Revaluación de la CT ADC, Edificios y Terrenos, Planta de GLP y Planta 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) y el PED I (propiedad de Hychico) y el PED II (propiedad de EG 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.

De acuerdo con lo establecido en la NIC 8, este cambio de política contable queda eximido de la aplicación retroactiva.

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.

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 (Nota 4.5).

Para la determinación del valor razonable de la CT ADC, la Planta de GLP y 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 2021 la Sociedad y expertos independientes efectuaron una actualización de los valores razonables de los Edificios y Terrenos, la CT ADC, la Planta de GLP y el PED I y PED II. Las diferencias que han surgido respecto de la revaluación practicada al 30 de abril de 2020 fueron registradas en los presentes estados financieros.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

En el caso de la CT ADC, a los valores determinados en base al método de costo de reposición depreciado fue necesario aplicar un coeficiente de depreciación por obsolescencia económica del 0,3671 y 0,3385 al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente, basado en que han existido factores externos, como ser el incremento de costos directos e indirectos y una disminución de los precios de venta, que causaron una pérdida de valor de los activos.

En el caso del PED II, al valor determinado en base al método de costo de reposición depreciado, también fue necesario aplicar un coeficiente de depreciación por obsolescencia económica del 0,0937 al 30 de abril de 2021, basado en que han existido factores externos que causaron una pérdida de valor de los activos.

Dicho método de valuación ha sido clasificado según la NIIF 13 como jerarquía del valor razonable Nivel 3 (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.

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. La última revaluación efectuada fue con fecha 30 de abril de 2021.

Al 30 de abril de 2021 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).

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 19.b). Ver en Nota 20.c) los conceptos establecidos por la CNV para la reserva de 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.

Al 30 de abril de 2021 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 2020.

Sobre la base de las estimaciones de flujos de fondos futuros realizadas por Hychico, basadas en los elementos de juicio disponibles, se han desvalorizado en su totalidad los bienes relacionados con la Planta de Hidrógeno y Oxígeno en \$ 279.904 y \$ 311.733, al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (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. Al 30 de abril de 2021 y 2020 el neto resultante de los resultados financieros activados relacionados con el PED II por \$ 32.040 y \$ 33.824, respectivamente.

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 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 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.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

- Bienes para 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.
- CT ADC
 - CT ADC ciclo abierto: GWh remanentes a producir a partir del 1 de mayo de 2020.
 - CT ADC ciclo combinado: GWh remanentes a producir a partir del 1 de mayo de 2020.
 - Gasoducto: 20 años.
 - General: GWh remanentes a producir a partir del 1 de mayo de 2020.
- Planta de GLP: 8 años y 3 meses a partir del 1 de mayo de 2020.
- Planta de hidrógeno y oxígeno: 20 años.
- Parque Eólico Diadema I: 11 años y 9 meses años a partir del 1 de mayo de 2020.
- Parque Eólico Diadema II: 19 años a partir del 1 de mayo de 2020.

Annualmente 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 2021 y 2020, 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 2021 y 2020, 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 2021 y 30 de abril de 2020 la Sociedad ha registrado desvalorizaciones por \$ 2.466.786 y \$ 2.652.498, respectivamente en la UGE Agua del Cajón con un valor acumulado al 30 de abril de 2021 de \$ 5.119.284 (Ver Notas 7 y 31). En Nota 5 v) se describe la metodología de la determinación del valor recuperable. Adicionalmente, 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 \$ 279.904 y \$ 311.733, al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente. Se han efectuado recuperos de la mencionada desvalorización como consecuencia del comienzo de la amortización, a partir de mayo de 2010, de los activos relacionados con la planta de hidrógeno y oxígeno.

3.7 - 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.

El Grupo 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 del Grupo 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.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

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.

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.

3.7.1 - Desvalorización de activos financieros

El Grupo evalúa la pérdida crediticia esperada asociada con sus instrumentos financieros contabilizados a costo amortizado e instrumentos financieros 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.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

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.

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.

3.8 - Repuestos y materiales e Inventarios

- Repuestos y materiales

Los repuestos y materiales mantenidos para ser usados en el yacimiento 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 los críticos, que se deprecian y se encuentran contabilizados junto con la CT ADC, en el rubro Propiedad, planta y equipo (Nota 3.6.III).

Incluye los anticipos que han sido valuados en función de la suma de dinero entregada.

- Inventarios (Existencias)

Las existencias de petróleo, propano, butano y gasolina se valúan a su costo de producción o a su valor neto de realización, el menor de los dos. El costo se determina por el método del precio promedio ponderado ("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. Al 30 de abril de 2020 se reconoció una desvalorización de 708.498 en los inventarios de crudo, como consecuencia de la caída en el precio del petróleo a esa fecha (ver Nota 31).

3.9 - 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.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

3.10 - 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.

3.11 - Cuentas del patrimonio

La contabilización de los movimientos del mencionado rubro se efectúa de acuerdo con las decisiones de asambleas, normas legales o reglamentarias.

Capital

- Acciones en circulación

Las acciones en circulación representan el capital emitido, 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 prima de emisión

La diferencia entre el capital social y prima de emisión expresados en moneda homogénea y el capital 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.

- 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 inversiones a valor razonable

La Reserva por inversiones a valor razonable surge de la aplicación de la NIIF 9 (ver Nota 19).

- 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 19).

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

- 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:

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 en el período en el cual los dividendos son aprobados por la asamblea de accionistas (ver Nota 20)

- Participación no controlada

La participación no controlada representa la participación de terceros ajenos a los propietarios de la Sociedad sobre el patrimonio.

3.12 - Cuentas por pagar comerciales, remuneraciones y cargas sociales 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 otras deudas representan las obligaciones en concepto de regalías y aportes irrevocables a pagar.

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.

3.13 - 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.

3.14 - Impuesto a las ganancias e impuesto diferido

El cargo por impuestos 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, respectivamente

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

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.iii).

El impuesto diferido se reconoce de acuerdo con el método de pasivo, 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.

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.

3.15 - 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 que 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.

3.16 Arrendamientos

En los arrendamientos en los que la Sociedad es arrendataria (Nota 11), 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.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

Los pagos por arrendamiento se descuentan utilizando la tasa de endeudamiento incremental de la Sociedad. La tasa utilizada fue del 6,9% 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 período.

Los activos por derecho de uso se miden al costo que comprende:

- Importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento.
- Cualquier pago de arrendamiento realizado antes o a partir de la fecha de inicio, menos cualquier incentivo de arrendamiento recibido.
- Cualquier costo directo inicial, y
- Una estimación de los costos a incurrir 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.

La Sociedad reconoce los pagos por arrendamientos asociados con arrendamientos a corto plazo (con un plazo de hasta 12 meses) y arrendamientos en los que el activo subyacente es de bajo valor (equipos informáticos y artículos de oficina), como un gasto de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

Soluciones prácticas utilizadas

En la aplicación por primera vez de la NIIF 16, la Sociedad ha aplicado las siguientes soluciones prácticas permitidas por la norma:

- Aplicación de una sola tasa de descuento para una cartera de arrendamientos con similares características.
- Contabilizar los arrendamientos operativos con un período remanente menor a 12 meses al 1 de mayo de 2019 como arrendamientos de corto plazo.
- Excluir los costos directos iniciales para la medición del activo por derecho de uso a la fecha de aplicación inicial.
- Utilizar toda la información disponible a la fecha de evaluación para determinar el plazo del arrendamiento cuando el contrato contiene opciones de extensión o de terminación.

Los arrendamientos en los cuales la Sociedad actúa como arrendador no realizó ningún cambio a la contabilización de los activos registrados por arrendamientos operativos como consecuencia de la adopción de la NIIF 16.

3.17 - 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 procedentes de las ventas de bienes y/o servicios se registran en el momento en que los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad han sido transferidos o que la prestación se haya efectuado. Las ventas no facturadas al cierre del ejercicio se reconocen en base a estimaciones realizadas por la gerencia, tomando como base los resultados históricos, considerando el tipo de cliente, el tipo de transacción y las circunstancias específicas de cada acuerdo.

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.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

Los ingresos provenientes de las ventas de crudo, gas natural, butano, propano 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.

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 ingresos, costos y resultados que son eliminados en el proceso de consolidación.

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.

- NIC 20 – Contabilización de las subvenciones del Gobierno e información a revelar sobre ayudas gubernamentales

Los incentivos a la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales, dictadas por el Ministerio de Energía y Minería mediante la Resolución 419E/2017 y el Plan de Promoción de Gas Natural Argentino mediante el Decreto 892/2020 (ver Notas 2.c y 27), se encuadran dentro del alcance de la NIC 20 “Contabilización de las subvenciones del Gobierno e información a revelar sobre ayudas gubernamentales” debido a que consisten en compensaciones económicas relacionadas con los ingresos, para las empresas comprometidas a realizar inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales. Dicho incentivo ha sido incluido en el rubro “Ventas” del Estado de Resultados Integrales (Nota 27).

El mencionado incentivo es reconocido en el resultado del periodo sobre una base sistemática a lo largo del periodo donde las condiciones necesarias para su reconocimiento se encuentren materializadas. El reconocimiento de dicho ingreso es efectuado a su valor razonable cuando exista una seguridad razonable de que se recibirá el incentivo y se cumplan las condiciones establecidas.

3.18 - 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.

3.19- 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 35).

Se han incluido como partes relacionadas a las personas y sociedades comprendidas en el Decreto 677/01 y reglamentaciones de la CNV.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 4 - ADMINISTRACION 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 descritos 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.

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 aproximadamente el 90,0% de sus pasivos financieros y el 70,8% de sus activos financieros denominados en dólares estadounidenses, con lo cual la divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense.

El vencimiento del 86,6 % del capital de la deuda en dólares se producirá en mayo de 2024, por lo cual, más allá de estar expuestos sus resultados económicos a la variación del tipo de cambio incluyendo el capital del pasivo, desde el punto de vista financiero, el riesgo de tipo de cambio en el corto plazo está acotado al monto de intereses a pagar, el cual se encuentra parcialmente mitigado por los activos financieros expuestos en la misma moneda.

Al 30 de abril de 2021 y 2020, el Grupo no posee instrumentos financieros derivados a modo de cobertura contra las fluctuaciones del tipo de cambio. Sin embargo, es importante considerar que el precio de los hidrocarburos (petróleo y gas) están denominados en dólares estadounidenses los que representaron aproximadamente un 74% y un 77% de los ingresos del Grupo durante los ejercicios económicos finalizados el 30 de abril del 2021 y 2020, respectivamente. En el caso de la energía eléctrica generada por la CT ADC, con la sanción de la Res. 19 E/2017 (modificada por Res 1/19) con vigencia desde el 1 de febrero de 2017 y hasta el 31 de enero de 2020, la remuneración estaba fijada en dólares. A partir de febrero 2020 y con la sanción de la Res 31/2020 y la Res 440/2021 los precios de la energía se fijan en pesos. Los ingresos por energía eléctrica representaron aproximadamente un 25% y 22% de los ingresos de la Sociedad durante los ejercicios económicos finalizados 30 de abril de 2021 y 2020. Respecto del precio del propano y butano, su valor está establecido en pesos pero relacionado a una paridad de exportación en dólares estadounidenses, y sus ingresos representaron aproximadamente un 1%, de las ventas totales del Grupo al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente. Asimismo, los precios de la energía eléctrica generada por los parques eólicos operados por las subsidiarias de la Sociedad también se encuentran denominados en dólares estadounidenses.

La siguiente tabla presenta la exposición del Grupo al riesgo de tipo de cambio por los activos y pasivos financieros denominados en una moneda distinta a la moneda funcional del Grupo:

	al 30/04/2021	al 30/04/2020
Posición neta Activo / (Pasivo) en US\$	(169.122)	(189.575)
Dólar estadounidense	93,36 (comprador) y 93,56 (vendedor)	66,64 (comprador) y 66,84 (vendedor)
Posición neta Activo / (Pasivo) en \$	(15.847.951)	(18.588.470)

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 4 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

La sensibilidad del resultado integral y del patrimonio al 30 de abril de 2021 y 2020, como consecuencia de un posible aumento o disminución del 10% del tipo de cambio sobre los activos y pasivos financieros denominados en dólares estadounidenses hubiera supuesto una disminución o aumento en el resultado integral y en el patrimonio de \$ 1.109.357 y \$ 1.301.193, respectivamente.

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 a la Sociedad al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo, debido a la posible volatilidad que las mismas pueden llegar a evidenciar. El endeudamiento a tasas fijas expone a la Sociedad al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos, dado que 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. Este riesgo se encuentra mitigado, ya que la Sociedad posee el 77,9% de sus pasivos financieros a tasa fija nominal anual del 6,875% con vencimiento en mayo de 2024.

4.1.c. Riesgo de precio

Los precios internacionales del petróleo crudo 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.

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, también sigue una política gubernamental, fijando distintos valores máximos para cada uno de los segmentos de mercado, priorizando el desarrollo de la industria y las posibilidades de pago de cada segmento, incluso generando diversos planes de estímulo a la producción (ver Nota 2).

Por su parte, el precio de GLP se basa en 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 programas de subsidios al consumo que podrían afectar a algunos productores.

Respecto de la generación de energía eléctrica, la remuneración que reciben los generadores no está relacionada con la demanda de la misma. La remuneración es fijada por la Autoridad de Aplicación que depende del Gobierno Nacional, la cual se encuentra fijada en pesos desde febrero de 2020 y con actualizaciones periódicas que intentan recuperar la pérdida de valor por la inflación. Para más información sobre precios, ver Nota 2.

Al 30 de abril de 2021 y 2020, la Sociedad no posee productos derivados o coberturas sobre los precios de hidrocarburos.

Al 30 de abril de 2021 y 2020, 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 \$ 1.059.136 y \$ 1.368.324, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 4 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

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 para el Grupo. El riesgo de crédito en el Grupo se mide y controla por cliente o tercero individual.

Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los siguientes criterios:

- La antigüedad de los créditos.
- La existencia de situaciones concursales.
- El análisis de la capacidad del cliente para devolver el crédito concedido.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a los créditos comerciales por operaciones de venta de energía, petróleo y GLP; de todos modos el Grupo no ha tenido que registrar provisiones por incobrabilidad en los últimos años.

Particularmente, y respecto de los créditos relacionados con la venta de energía y el gas utilizado para la generación, si bien el plazo previsto de pago de las liquidaciones de CAMMESA es de 45 días, existen ciertas demoras extendiendo el mismo aproximadamente a 80 días. Los generadores de energía que venden en el mercado spot tienen poca capacidad de gestión para asegurar las cobranzas de sus créditos.

Respecto de los créditos provenientes del Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales, Res 419/ E/2017, si bien existen ciertos retrasos para su cobro, el Gobierno Nacional en el último año ha procurado agilizar los mismos.

El entorno económico actual ha sido considerado al revisar y actualizar las estimaciones de las provisiones por pérdidas esperadas.

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, la Sociedad tiene estructurado el 78,1% de sus pasivos financieros sobre la base de la emisión en mayo 2017 de Obligaciones Negociables Clase 2 a un plazo de 7 años con vencimiento de su capital en una cuota en mayo de 2024. Los covenants que rigen esta deuda son de incurrencia y no de mantenimiento. Esto significa que los acreedores no pueden solicitar el prepago si la Sociedad no alcanza uno o algunos de los covenants financieros, sino que la misma tiene que cumplir con ciertas restricciones financieras pre-establecidas (ver Nota 22).

Por otro lado, la Sociedad ha estructurado su cartera de inversiones en función de los vencimientos de estos pasivos y las necesidades financieras para hacer frente a las inversiones requeridas por la incorporación y/o extensión de las nuevas áreas hidrocarburíferas (Loma Negra, La Yesera, Pampa del Castillo, Bella Vista Oeste Bloque I, Parva Negra Oeste y Puesto Zúñiga), el desarrollo del PED II y las necesidades de capital de trabajo, invirtiendo a su vez los excedentes de efectivo en cuentas que generen resultados, escogiendo instrumentos de bajo riesgo y adecuada calidad crediticia.

En el contexto actual, la Sociedad ha revisado sus flujos financieros adecuándose a la coyuntura y condición actual de mercado, manteniendo una posición de liquidez adecuada.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 4 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

El cuadro a continuación analiza las erogaciones por los pasivos comerciales y financieros agrupados sobre la base de los plazos pendientes contractuales y sin descontar, contados a la fecha de los estados financieros, hasta la fecha de su vencimiento y considerando los tipos de cambio vigentes al 30 de abril de 2021 y 2020.

Al 30 de abril de 2021	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	-	1.144.537	1.186.008	1.640.391	26.320.819	-
Cuentas por pagar comerciales	418.373	4.594.860	136.680	134.726	142.835	211.134

Al 30 de abril de 2020	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	-	1.894.502	1.648.595	2.910.549	34.373.551	-
Cuentas por pagar comerciales	458.426	4.487.441	12.447	1.890.358	66.385	23.829

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 entre el capital de la deuda financiera neta sobre el EBITDA generado por el Grupo medido en dólares estadounidenses. Este ratio se calcula dividiendo el capital de la deuda financiera neta por el EBITDA. El capital de la deuda financiera neta se calcula como el total del capital adeudado menos el capital de las inversiones financieras y el efectivo y equivalentes de efectivo.

Los ratios arrojan los siguientes valores:

- a) Al 30 de abril de 2021: 1,294 y
- b) Al 30 de abril de 2020: 0,881.

4.5 Estimación del valor razonable

El Grupo clasifica las mediciones a valor razonable de los instrumentos financieros utilizando una jerarquía de valor razonable, la cual refleja la relevancia de las variables utilizadas para llevar a cabo dichas mediciones. La jerarquía de valor razonable tiene los siguientes niveles:

- Nivel 1: precios de cotización (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: datos distintos a precios de cotización incluidos en el nivel 1 que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, que se deriven de precios).
- Nivel 3: datos sobre el activo o el pasivo que no están basados en datos observables en el mercado (es decir, información no observable).

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 4 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

Los siguientes cuadros presentan los activos y pasivos financieros del Grupo medidos a valor razonable al 30 de abril de 2021 y 2020.

	30.04.2021				30.04.2020			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos								
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados								
Fondos comunes de inversión	2.096.799	-	-	2.096.799	1.986.761	-	-	1.986.761
Activos financieros a valor razonable con cambios en otros resultados integrales								
Títulos públicos	-	-	-	-	13.316.548	-	-	13.316.548
Propiedad Planta y equipo	-	1.696.223	14.416.048	16.112.271	-	1.412.256	17.000.871	18.413.127

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 17).

El valor razonable de los instrumentos financieros que no se negocian en mercados activos se determina usando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación maximizan el uso de información observable 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 instrumento financiero son observables, el instrumento se incluye en el nivel 2 (Nota 7).

Si una o más variables utilizadas para establecer el valor razonable no son observables en el mercado, el instrumento financiero se incluye en el nivel 3 (Nota 7).

No existieron transferencias entre el nivel 1, 2 y 3 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2021 y 2020.

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 son:

- (i) Las reservas de petróleo y gas;
- (ii) provisión por abandono de pozo,
- (iii) Provisiones por litigios y otras contingencias,
- (iv) Impuesto a las ganancias e impuesto diferido,
- (v) El test de desvalorización del valor de los activos,
- (vi) El valor razonable de los activos revaluados, y
- (vii) El valor razonable de las adquisiciones de negocios.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 5 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

(i) Reservas de petróleo y gas

Por reservas 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 crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones del Grupo. El volumen de las reservas de crudo y gas se 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 Notas 3.6).

Las estimaciones de reservas fueron preparadas por personal técnico del Grupo, y se basan en las condiciones tecnológicas y económicas vigentes al 31 de diciembre de 2020, 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 auditadas por un auditor independiente.

Existen numerosos factores que generan incertidumbre con respecto a la estimación de las reservas probadas, a la estimación de perfiles de producción futura, costos de desarrollo y precios, incluyendo diversos factores que escapan al control del productor. El procedimiento de cálculo de las reservas es un proceso subjetivo de estimación de petróleo crudo y gas natural a ser recuperado del subsuelo, que involucra cierto grado de incertidumbre. La estimación de reservas se prepara en función de la calidad de la información de geología e ingeniería disponible a esa fecha y de su interpretación.

Ver detalle de reservas en la Nota 38.

(ii) Provisión por abandono de pozo

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 26).

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 5 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

(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 8).

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. Los activos por quebrantos impositivos se mantienen activados en la medida que sean recuperables antes del plazo de prescripción.

(v) Test de desvalorización del valor de Propiedad, planta y equipo

El Grupo evalúa periódicamente la recuperabilidad de la Propiedad, planta y equipo, 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 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 neto de realización, es inferior a su valor en libros. Este análisis se efectúa al nivel más bajo por los cuales existen flujos de efectivo identificables (UGEs).

El Grupo ha identificado las siguientes UGEs:

- Activos de exploración y explotación de hidrocarburos:
 - Agua el Cajón
 - Loma Negra y La Yesera
 - Pampa del Castillo
 - Bella Vista Oeste
 - Parva Negra Oeste (activos de exploración)
 - Puesto Zúniga (activos de exploración)

- Otros activos tangibles:
 - CT ADC
 - Planta GLP
 - PED I
 - PED II
 - 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 externas e internas, 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 y 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.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 5 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

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.

Metodología para la estimación del valor recuperable:

Criterio general del Grupo: la metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de la Propiedad, planta y equipo 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 usos de las reservas de las UGEs empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Entre los aspectos más sensibles que se incluyen en las proyecciones utilizadas en todas las UGEs, se destacan los precios de energía e hidrocarburos, la regulación vigente, producciones, estimación de costos y las reservas de petróleo y gas.

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, entre otras cuestiones, en niveles de producción, 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 2021 del negocio de petróleo y gas, 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

En el primer escenario, respecto del gas se tomaron, en los primeros cuatro años, la cantidad y el precio de gas ofertado por Capex y adjudicado en el marco del Plan Gas 2020-2024; para las cantidades adicionales a las ofertadas por la Sociedad se consideró el precio de referencia promedio del Plan, teniendo en cuenta la totalidad de los precios adjudicados. Para el largo plazo, a partir del 4to año, se utilizaron proyecciones internacionales del precio del gas, respetando la relación histórica del precio local con el precio internacional y que permitan obtener un abastecimiento interno suficiente.

Para el segundo escenario se utilizaron las mismas premisas que en el primer escenario respecto de la cantidad y precio de gas ofertado por Capex y adjudicado en el marco del Plan Gas 2020-2024, sensibilizando el precio en un 12% para las cantidades adicionales a las ofertadas en el Plan. Respecto del largo plazo, a partir del 4to año se sensibilizaron los precios de gas en un 15% promedio para los primeros 14 años.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 5 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

Para el petróleo en ambos escenarios se partió de los precios actuales, consensos de mercado y curvas de futuros. En el primer escenario se alcanza el precio tope de US\$ 70/ bbl para Brent en el tercer año, mientras que en el segundo escenario ese valor se alcanza en el quinto año.

En ambos escenarios se utilizó una tasa nominal anual de descuento en dólares que varía para cada año de la proyección; las tasas utilizadas van desde el 14,57% al 13,36% 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 2021, la Sociedad reconoció una pérdida por desvalorización, adicional a la registrada al 30 de abril de 2020, de \$ 2.466.786 con relación a los activos de explotación para la UGE Agua del Cajón. El cargo por desvalorización se registró en el rubro Otros egresos operativos netos, del Estado de Resultados Integrales (Nota 31).

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 \$ 279.904 y \$ 311.733, al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente. Se han efectuado recuperos de la mencionada desvalorización como consecuencia del comienzo de la amortización, a partir de mayo de 2010, de los activos relacionados con la planta de hidrógeno y oxígeno.

(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) y PED II (propiedad de EG WIND) la Sociedad realiza estimaciones respecto del valor razonable de los mismos.

Para la estimación de los ingresos futuros del segmento de energía eléctrica al 30 de abril de 2020, la Sociedad se basó en la construcción de un flujo de ingresos utilizando también dos escenarios alternativos ponderados en base a probabilidades de ocurrencia de diferentes expectativas.

En el primer escenario se asume que el esquema de remuneración de la energía eléctrica prevista por la regulación se mantiene vigente, atendiendo las pautas mencionadas de corto plazo, mientras que las pautas del segundo escenario impactan en la actividad de generación eléctrica en general a la baja en 10% y la remuneración se ve afectada en el tiempo respecto del primer escenario por una menor consideración en el ajuste tarifario.

En base a la ponderación del 70% para el primer escenario y del 30% para el segundo escenario al 30 de abril de 2021, para el caso de la CT ADC fue necesario la aplicación de un coeficiente 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 a una tasa nominal anual de descuento en dólares que varía para cada año de la proyección; las tasas utilizadas van desde el 13,03% al 11,15% durante el período de evaluación. Ver Nota 3.6.III.

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 2021, 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, 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 que varía para cada año de la proyección; las tasas utilizadas van desde el 12,76% al 9,86% durante el período de evaluación. Para el caso del PED I los flujos de fondos futuros exceden el valor razonable calculado en base al método de costo de reposición depreciado. En el caso del PED II fue necesario la aplicación de un coeficiente 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.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
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 2021, la Sociedad se basó para la construcción de los flujos de fondos en los escenarios de precios del gas, según lo descrito 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 que varía para cada año de la proyección; las tasas utilizadas van desde el 11,92% al 9,91% 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 – INFORMACION 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 de la Sociedad 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 ADC"),
- 3) El procesamiento y separación de gases líquidos derivados del gas ("GLP"),
- 4) La generación de energía eléctrica eólica ("Energía PED"),
- 5) La generación de energía eléctrica con hidrógeno ("Energía HIDRÓGENO") y
- 6) La producción y venta de oxígeno ("Oxígeno").

Dentro de esta apertura por segmentos, los ingresos recibidos de CAMMESA al 30 de abril de 2021, los cuales ascienden a \$ 6.343,5 millones, se distribuyen en:

- 1) Ingresos de gas por \$ 2.726,8 millones: corresponde a los pagos recibidos de CAMMESA en concepto de Reconocimiento Combustibles Propios, cuya remuneración está fijada en dólares, asociada a la evolución del precio de gas para centrales de generación y a partir de enero de 2021 al precio fijado por el "Plan Gas 2020-2024" por el volumen adjudicado, y
- 2) Ingresos de energía térmica por \$ 3.616,7: corresponde a la remuneración específica por generación.

Cabe destacar, que al 30 de abril de 2021, el resultado operativo del segmento de Petróleo y Gas se ve afectado por una desvalorización de los activos de la UGE Agua del Cajón por \$ 2.466.786 (ver Nota 5 (iv)). Adicionalmente, el resultado operativo del segmento de Energía ADC se vio afectado por la menor generación (ver Nota 1) y por la disminución en la remuneración de energía y potencia.

A continuación, se expone la información por segmentos al 30 de abril de 2021 y 2020:

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 6 – INFORMACION POR SEGMENTOS (Cont.)

	30.04.2021						Total
	Petróleo y gas	Energía ADC	GLP	Energía PED	Energía HIDRÓGENO	Oxígeno	
Ingresos	10.169.795	6.343.567	639.281	758.338	30.386	10.906	17.952.273
Reclasificación entre segmentos	2.605.527	(2.726.809)	121.282	-	-	-	-
Ingresos por segmento	12.775.322	3.616.758	760.563	758.338	30.386	10.906	17.952.273
Participación por segmento sobre Ingresos	71,16%	20,15%	4,24%	4,22%	0,17%	0,06%	100,00%
Costos de ingresos	(8.066.926)	(1.661.145)	(221.353)	(290.979)	(66.318)	(22.525)	(10.329.246)
Resultado bruto	4.708.396	1.955.613	539.210	467.359	(35.932)	(11.619)	7.623.027
Participación por segmento sobre Resultado bruto	61,77%	25,65%	7,07%	6,13%	(0,47%)	(0,15%)	100,00%
Gastos preoperativos	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de comercialización	(2.461.992)	(265.582)	(127.243)	(6.614)	(2.441)	(828)	(2.864.700)
Gastos de administración	(673.988)	(314.879)	(65.947)	(14.179)	(5.234)	(1.777)	(1.076.004)
Otros (egresos) / ingresos operativos netos	(2.918.604)	1.600	(10)	24.337	4.429	1.503	(2.886.745)
Resultado operativo	(1.346.188)	1.376.752	346.010	470.903	(39.178)	(12.721)	795.578
Ingresos financieros							5.953.060
Costos financieros							(12.519.013)
Otros resultados financieros							31.829
Otros resultados financieros RECPAM							5.685.567
Resultado antes de impuesto a las ganancias							(52.979)
Impuesto a las ganancias							(562.635)
Resultado neto del ejercicio							(615.614)
Conceptos que se reclasificarán posteriormente a resultados							
Otros resultados integrales por inversiones a valor razonable							(123.493)
Conceptos que no se reclasificarán posteriormente a resultados							
Otros resultados integrales por revaluación de activos							(907.992)
Resultado integral del ejercicio							(1.647.099)
Depreciaciones							
En Costo de ingresos	(3.622.368)	(922.578)	(87.572)	(228.649)	(23.032)	(7.823)	(4.892.022)
En Gastos de administración	(68.175)	(42.524)	(4.287)	-	-	-	(114.986)
Total	(3.690.543)	(965.102)	(91.859)	(228.649)	(23.032)	(7.823)	(5.007.008)
Desvalorizaciones							
En Propiedad, planta y equipo	(2.466.786)	-	-	-	31.829	-	(2.434.957)
En Inventarios	-	-	-	-	-	-	-
Total	(2.466.786)	-	-	-	31.829	-	(2.434.957)

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 6 – INFORMACION POR SEGMENTOS (Cont.)

	30.04.2020						
	Petróleo y gas	Energía ADC	GLP	Energía PED	Energía HIDRÓGENO	Oxígeno	Total
Ingresos	13.244.404	11.068.830	799.132	558.493	36.137	10.231	25.717.227
Reclasificación entre segmentos	5.893.105	(6.004.973)	111.868	-	-	-	-
Ingresos por segmento	19.137.509	5.063.857	911.000	558.493	36.137	10.231	25.717.227
Participación por segmento sobre Ingresos	74,42%	19,69%	3,54%	2,17%	0,14%	0,04%	100,00%
Costos de ingresos	(11.038.258)	(2.117.709)	(277.682)	(235.824)	(59.966)	(15.707)	(13.745.146)
Resultado bruto	8.099.251	2.946.148	633.318	322.669	(23.829)	(5.476)	11.972.081
Participación por segmento sobre Resultado bruto	67,65%	24,61%	5,29%	2,70%	(0,20%)	(0,05%)	100,00%
Gastos preoperativos	-	-	-	(6.185)	-	-	(6.185)
Gastos de comercialización	(3.191.643)	(556.900)	(22.984)	(6.982)	(3.212)	(842)	(3.782.563)
Gastos de administración	(865.360)	(385.881)	(40.822)	(18.346)	(7.081)	(1.855)	(1.319.345)
Otros (egresos) / ingresos operativos netos	(3.297.502)	6.189	284	114	(44)	(12)	(3.290.971)
Resultado operativo	744.746	2.009.556	569.796	291.270	(34.166)	(8.185)	3.573.017
Ingresos financieros							8.737.393
Costos financieros							(16.503.107)
Otros resultados financieros							31.845
Otros resultados financieros RECPAM							4.086.583
Resultado antes de impuesto a las ganancias							(74.269)
Impuesto a las ganancias							1.447.723
Resultado neto del ejercicio							1.373.454
Conceptos que se reclasificarán posteriormente a resultados							
Otros resultados integrales por inversiones a valor razonable							123.493
Conceptos que no se reclasificarán posteriormente a resultados							
Otros resultados integrales por revaluación de activos							(4.114.152)
Resultado integral del ejercicio							(2.617.205)
Depreciaciones							
En Costo de ingresos	(4.003.674)	(1.258.030)	(92.407)	(162.826)	(23.187)	(6.074)	(5.546.198)
En Gastos de administración	(52.039)	(43.650)	(3.149)	-	-	-	(98.838)
Total	(4.055.713)	(1.301.680)	(95.556)	(162.826)	(23.187)	(6.074)	(5.645.036)
Desvalorizaciones							
En Propiedad, planta y equipo	(2.652.498)	-	-	-	31.120	-	(2.621.378)
En Inventarios	(708.498)	-	-	-	-	-	(708.498)
Total	(3.360.996)	-	-	-	31.120	-	(3.329.876)

La Sociedad realizó ventas a clientes del exterior en el período finalizado el 30 de abril de 2021 y 2020 (Nota 27). El Grupo no es titular de activos que no sean instrumentos financieros fuera del país al 30 de abril de 2021 y 2020.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 7 - PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

Concepto	Valores de origen					
	Al inicio del ejercicio	Altas	Obras en curso finalizadas	Provisiones/Transferencias	Revalúo técnico	Al cierre del ejercicio
Activos de exploración O&G ⁽¹⁾	554.409	391.627	-	-	-	946.036
Activos de explotación O&G						
Agua del Cajón	40.390.400	(19.180)	671.465	-	-	41.042.685
Desvalorizaciones ADC	-	-	-	-	-	-
Bella Vista Oeste	930.396	828	595.801	(15.622)	-	1.511.403
Loma Negra y La Yesera	2.802.371	357.072	324.366	-	-	3.483.809
Pampa del Castillo	7.589.597	(116.081)	1.484.251	-	-	8.957.767
Obras en Curso O&G						
Agua del Cajón	512.615	486.627	(671.465)	-	-	327.777
Bella Vista Oeste	155.665	458.612	(595.801)	-	-	18.476
Loma Negra y La Yesera	175.915	329.874	(324.366)	-	-	181.423
Pampa del Castillo	735.126	1.674.689	(1.484.251)	-	-	925.564
CT ADC	35.739.027	130.835	-	-	(1.544.874)	34.324.988
Energía Eólica	17.307	3.215	-	-	-	20.522
Terrenos, edificios y otros	1.779.047	32.279	-	15.622	287.702	2.114.650
Planta de GLP – Agua del Cajón	3.891.338	5.842	-	-	49.200	3.946.380
Parque Eólico Diadema (PED)	1.393.381	15.020	-	-	(2.684)	1.405.717
Parque Eólico Diadema (PED II)	3.192.724	635	-	-	-	3.193.359
Planta de Hidrógeno y Oxígeno	571.449	(972)	-	-	-	570.477
Desvalorización Planta de Hidrógeno y Oxígeno	-	-	-	-	-	-
Total al 30 de abril de 2021	100.430.767	3.750.922	-	-	(1.210.656)	102.971.033
Total al 30 de abril de 2020	96.691.683	9.189.584	-	31.119	(5.481.619)	100.430.767

Concepto	Depreciaciones				Neto resultante al 30.04.2021	Neto resultante al 30.04.2020
	Al inicio del ejercicio	Del ejercicio	Desvalorizaciones	Acumuladas al cierre del ejercicio		
Activos de exploración O&G ⁽¹⁾	-	-	-	-	946.036	554.409
Activos de explotación O&G						
Agua del Cajón	21.785.554	1.970.633	-	23.756.187	17.286.498	18.604.846
Desvalorización ADC	2.652.498	-	2.466.786	5.119.284	(5.119.284)	(2.652.498)
Bella Vista Oeste	35.659	113.267	-	148.926	1.362.477	894.737
Loma Negra y La Yesera	904.382	300.751	-	1.205.133	2.278.676	1.897.989
Pampa del Castillo	1.518.967	1.203.850	-	2.722.817	6.234.950	6.070.630
Obras en Curso O&G						
Agua del Cajón	-	-	-	-	327.777	512.615
Bella Vista Oeste	-	-	-	-	18.476	155.665
Loma Negra y La Yesera	-	-	-	-	181.423	175.915
Pampa del Castillo	-	-	-	-	925.564	735.126
CT ADC	23.338.203	922.577	-	24.260.780	10.064.208	12.400.824
Energía Eólica	-	-	-	-	20.522	17.307
Terrenos, edificios y otros	302.325	24.931	-	327.256	1.787.394	1.476.722
Planta de GLP – Agua del Cajón	3.169.277	87.573	-	3.256.850	689.530	722.061
Parque Eólico Diadema (PED)	608.416	68.968	-	677.384	728.333	784.965
Parque Eólico Diadema (PED II)	99.703	159.679	-	259.382	2.933.977	3.093.021
Planta de Hidrógeno y Oxígeno	259.716	30.857	-	290.573	279.904	311.733
Desvalorización Planta de Hidrógeno y Oxígeno	311.733	-	(31.829)	279.904	(279.904)	(311.733)
Total al 30 de abril de 2021	54.986.433	4.883.086	2.434.957	62.304.476	40.666.557	
Total al 30 de abril de 2020	46.809.045	5.556.010	2.621.378	54.986.433		45.444.334

- (1) Corresponde a inversiones en exploración en las áreas de Parva Negra Oeste y Puesto Zúñiga. Incluye \$ 286.448 relacionado con la adquisición del permiso de exploración de ésta última, la cual aún no posee reservas ni genera flujos de efectivo, motivo por el cual se consideró a la operación como una adquisición de activo.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 7 - PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO (Cont.)

Del cargo por depreciaciones al 30 de abril de 2021 y 2020, \$ 4.858.154 y \$ 5.524.712 respectivamente, se imputaron a Costo de ventas y \$ 24.932 y \$ 31.298, respectivamente, a Gastos de administración.

El incremento de la Desvalorización ADC por \$ 2.466.786 se imputó Otros egresos operativos netos (ver Nota 31) y el recupero de la Desvalorización Planta de Hidrógeno y Oxígeno por \$ 31.829 se imputó a Otros resultados financieros.

A continuación, se detalla el revalúo por grupo de bienes:

	Neto resultante a valor de costo al 30.04.2020	Altas / Bajas / del ejercicio – neto	Desvalorización	Depreciación del período a valor de costo	Valor residual a valor de costo al 30.04.2021
CT ADC ⁽¹⁾	7.607.090	130.835	-	(672.884)	7.065.041
Edificio y terreno Neuquén ⁽¹⁾	568.756	-	-	(3.257)	565.499
Planta de GLP ⁽¹⁾	466.185	5.842	-	(55.589)	416.438
PED I ⁽¹⁾	499.775	15.020	-	(44.169)	470.626
PED II ⁽¹⁾	3.093.021	635	-	(159.679)	2.933.977
Resto de los bienes	27.031.207	3.598.590	(2.434.957)	(3.640.554)	24.554.286
Total	39.266.034	3.750.922	(2.434.957)	(4.576.132)	36.005.867

	Valor residual de revalúo al 30.04.2020	Disminución del ejercicio – revalúo	Depreciación del ejercicio -revalúo	Valor residual de revalúo al 30.04.2021	Neto resultante al 30.04.2021
CT ADC ⁽¹⁾	4.793.735	(1.544.874)	(249.694)	2.999.167	10.064.208
Edificio y terreno Neuquén ⁽¹⁾	843.499	287.702	(477)	1.130.724	1.696.223
Planta de GLP ⁽¹⁾	255.876	49.200	(31.984)	273.092	689.530
PED I ⁽¹⁾	285.190	(2.684)	(24.799)	257.707	728.333
PED II ⁽¹⁾	-	-	-	-	2.933.977
Resto de los bienes	-	-	-	-	24.554.286
Total	6.178.300	(1.210.656)	(306.954)	4.660.690	40.666.557

⁽¹⁾ Ver Nota 4.5

Al 30 de abril de 2021 el Grupo 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).

NOTA 8 – ACTIVO Y PASIVO POR IMPUESTO DIFERIDO

La posición neta del impuesto diferido es la siguiente:

	30.04.2021	30.04.2020
Activos por impuesto diferido		
Activo por impuesto diferido que se recuperará después de 12 meses	1.364.142	1.144.315
Activo por impuesto diferido que se recuperará dentro de 12 meses	20.205	252.680
Pasivos por impuesto diferido:		
Pasivo por impuesto diferido que se recuperará después de 12 meses	(2.443.507)	(1.732.224)
Pasivo por impuesto diferido que se recuperará dentro de 12 meses	(105.077)	(1.411.284)
Pasivo neto por impuesto diferido ⁽¹⁾	(1.164.237)	(1.746.513)

(1) Este importe se expone en los estados financieros consolidados, de la siguiente forma: en el activo neto por impuesto diferido \$ 105.401 y \$ 189.920, al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente y en el pasivo neto por impuesto diferido \$ 1.269.638 y \$ 1.936.433, al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente.

El movimiento de los activos y pasivos por impuesto diferido, sin considerar la compensación de saldos, es el siguiente:

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 8 – ACTIVO Y PASIVO POR IMPUESTO DIFERIDO (Cont.)

- Activos diferidos:

	Quebrantos	Cuentas por pagar comerciales	Provisiones y otros	Total
Saldo al 30 de abril de 2020	1.308.066	86.593	2.336	1.396.995
Cargo a resultados	192.145	10.006	10.199	212.350
Cambio de alícuota de impuesto a las ganancias	(224.998)	-	-	(224.998)
Saldo al 30 de abril de 2021	1.275.213	96.599	12.535	1.384.347

- Pasivos diferidos:

	Inversiones financieras	Propiedad, planta y equipo	Otras cuentas por cobrar	Inventario y repuestos y materiales	Deudas financieras	Total
Saldo al 30 de abril de 2020	(9.277)	(2.657.568)	(441.375)	331	(35.619)	(3.143.508)
Cargo a resultados	3.786	273.504	326.128	(315.459)	4.301	292.260
Cargo a Otros Resultados Integrales	-	302.664	-	-	-	302.664
Saldo al 30 de abril de 2021	(5.491)	(2.081.400)	(115.247)	(315.128)	(31.318)	(2.548.584)

Los quebrantos impositivos vigentes al 30 de abril de 2021 son los siguientes:

Año generación	Empresa	Monto	Tasa (*)	Monto computable	Año de Prescripción
Quebranto impositivo generado al 30 de abril de 2019	E G Wind	124.742	25%	31.185	2029
Quebranto impositivo generado al 30 de abril de 2020	E G Wind	476.154	25%	119.039	2030
Quebranto impositivo generado al 30 de abril de 2020	Capex	2.468.769	25%	617.192	2025
Quebranto impositivo generado al 30 de abril de 2021	Capex	2.031.185	25%	507.797	2026
Total quebranto impositivo al 30 de abril de 2021		5.100.850		1.275.213	

(*) ver punto "Nuevas alícuotas aplicables"

A los fines de determinar el resultado neto imponible al cierre del presente ejercicio, se incorporó al resultado impositivo, el ajuste por inflación determinado de acuerdo con los artículos N° 95 a N° 98 de la ley del impuesto a las ganancias. La variación del IPC es superior al 15% en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021. Asimismo, la ley de impuesto a las ganancias establece el diferimiento del cargo generado por el ajuste por inflación impositivo en tres períodos fiscales relacionado con el ejercicio al 30 de abril de 2019 y seis períodos fiscales relacionado con los ejercicios al 30 de abril de 2021 y 2020. Dicho ajuste generó una pérdida en el resultado del ejercicio por \$ 1.135,9 millones, exponiendo el pasivo en la línea de cargas fiscales (ver Nota 24).

Los quebrantos impositivos vigentes al 30 de abril de 2021 de Capex por \$ 1.124.989 podrá ser utilizado para el pago del pasivo generado por el ajuste por inflación impositivo Art 95 mencionado, expuesto en el rubro Cargas Fiscales no corrientes (ver Nota 24).

Los quebrantos impositivos vigentes al 30 de abril de 2021 de E G Wind por \$ 150.224 podrán ser aplicados contra futuros ingresos gravados originados dentro de los diez años desde su generación; los mismos empiezan a prescribir a partir del ejercicio a cerrar el 30 de abril de 2029.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 8 – ACTIVO Y PASIVO POR IMPUESTO DIFERIDO (Cont.)

La apertura del impuesto a las ganancias imputado a resultados es la siguiente:

	30.04.2021	30.04.2020
Ajuste por inflación impositivo Art 95 e impuesto a las ganancias anterior	(842.247)	(1.178.882)
Cargo por impuesto diferido ⁽¹⁾	279.612	2.626.605
Total impuesto cargado a resultados	(562.635)	1.447.723

⁽¹⁾ Neto del cargo de la Reserva por inversiones financieras por \$ 45.675 (pérdida) al 30 de abril de 2020 y de la Reserva Revaluó Técnico por \$ 302.664 y \$ 1.367.467 al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente.

La conciliación entre el impuesto a las ganancias imputado a resultados y el que resulta de aplicar la tasa del impuesto aplicable a cada jurisdicción sobre el resultado contable, respectivo, antes de impuestos, es la siguiente:

	30.04.2021	30.04.2020
	\$	\$
Resultado antes del impuesto a las ganancias de los propietarios del Grupo	(52.979)	(74.269)
Tasa del impuesto vigente	30%	30%
Resultado del ejercicio a la tasa del impuesto	15.894	22.281
- Devengamiento de intereses de créditos y deudas	44.295	(13.742)
- RECPAM	1.705.670	1.177.681
- Diferencia de cambio títulos del exterior	519.759	1.362.234
- Ajuste por inflación impositivo	(2.836.981)	(1.089.024)
- Diversos	(11.272)	(11.707)
Total impuesto cargado a resultados	(562.635)	1.447.723

Por medio de la Ley 27430 y la Ley 27541, se introdujeron varios cambios en el tratamiento del impuesto a las ganancias entre los cuales se encuentran:

Alícuota de Impuesto a las ganancias: La alícuota del Impuesto a las Ganancias para las sociedades argentinas se redujo gradualmente desde el 35% al 30% para los ejercicios fiscales que comenzaron a partir del 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019 y al 25% para los ejercicios fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020, inclusive.

Sin embargo, por medio de la Ley N° 27.541, promulgada el 23 de diciembre de 2019, se suspende la reducción de la tasa prevista hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021 inclusive, estableciendo que para el período de la suspensión la alícuota del impuesto se mantendrá en el 30%.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 8 – ACTIVO Y PASIVO POR IMPUESTO DIFERIDO (Cont.)

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 95 a 98 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 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 (aplicable al 30 de abril de 2019).

La Ley N° 27.541 dispone que el ajuste por inflación positivo o negativo que se determine como consecuencia de la aplicación del ajuste dispuesto en el Título VI de la Ley del Impuesto a las Ganancias, correspondiente al primer y segundo ejercicio iniciado a partir del 1 de enero de 2019, deberá imputarse un sexto (1/6) en ese período fiscal y los cinco sextos (5/6) restantes, en partes iguales, en los cinco períodos fiscales inmediatos siguientes. 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.

La variación del IPC para los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2020 y 2019 fue del 45,6% y 55,8%, respectivamente, por lo cual la Sociedad para determinar la ganancia imponible correspondiente a dichos ejercicios, incluyó dichos ajustes.

Impuesto a los dividendos: impuesto sobre los dividendos o utilidades distribuidas, entre otros, por sociedades argentinas o establecimientos permanentes a: personas humanas, sucesiones indivisas o beneficiarios del exterior, con las siguientes consideraciones: (i) los dividendos derivados de las utilidades generadas durante los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019 están sujetos a una retención del 7%; y (ii) los dividendos originados por las ganancias obtenidas por ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2020 en adelante estarán sujetos a una retención del 13%.

En virtud de la suspensión de la alícuota del Impuesto a las Ganancias prevista en la Ley N° 27.541, se mantiene la retención del 7% hasta los ejercicios fiscales que se inicien hasta el 1 de enero de 2021 inclusive.

Los dividendos originados por beneficios obtenidos hasta el ejercicio anterior al iniciado a partir del 1 de enero de 2018 seguirán sujetos, para todos los beneficiarios de los mismos, a la retención del 35% sobre el monto que exceda las ganancias acumuladas distribuibles libres de impuestos (período de transición del impuesto de igualación).

Revalúo impositivo opcional: La normativa establece en el Título X, Capítulo I que, a opción de las sociedades, se podrá realizar un revalúo impositivo de los bienes situados en el país y que se encuentran 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 la AFIP. En el caso de optar por el revalúo impositivo, se deberá tributar un impuesto especial, el cual resultará 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 deberá aplicarse a todos los bienes que integren la misma categoría. La ganancia generada por el importe del revalúo está exenta del impuesto a las ganancias y no computará a los efectos de la retención del primer artículo agregado a continuación del artículo 69 (Impuesto de Igualación) y el impuesto especial sobre el importe del revalúo no será deducible del impuesto a las ganancias. Asimismo, el importe del revalúo neto de las amortizaciones acumuladas no formará parte de la base imponible de los bienes para el cálculo del impuesto a la ganancia mínima presunta.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 8 – PASIVO POR IMPUESTO DIFERIDO (Cont.)

El 31 de mayo de 2019 la Sociedad e Hychico ha ejercido la opción de realizar el revalúo fiscal de sus bienes, ascendiendo el impuesto especial determinado a un total de \$ 276.847 y \$ 12.123 (expresado en moneda histórica), el cual se expuso en la línea Impuesto a las Ganancias del Estado de Resultados Integrales al 30 de abril de 2019. En ambos casos se optó por abonar el impuesto especial mediante un pago a cuenta del 20% y el monto restante mediante un plan de pagos de cuatro cuotas mensuales con una tasa de interés del 1,5% mensual.

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 la AFIP:

- 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 la AFIP.

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 27.260, 27.346 y 27.430.

Nuevas alícuotas aplicables

El 16 de junio de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Ley 27630 que modifica la alícuota del impuesto a las ganancias y es aplicable para los ejercicios que se inicien a partir del 1 de enero de 2021, para las sociedades del Grupo aplica a partir del 1 de mayo de 2021. Para el cálculo del impuesto se aplicarán alícuotas escalonadas siguiendo el siguiente esquema:

Ganancia neta imponible acumulada		Pagarán	Más el	Sobre el excedente de
Más de	A			
\$ 0	\$ 5.000.000	\$ 0	25%	\$ 0
\$ 5.000.000	\$ 50.000.000	\$ 1.250.000	30%	\$ 5.000.000
\$ 50.000.000	En adelante	\$ 14.750.000	35%	\$ 50.000.000

Estos montos se ajustarán anualmente, a partir del 1 de enero de 2022, considerando la variación anual del IPC correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste, respecto del mismo mes del año anterior. Los montos determinados resultarán de aplicación para los ejercicios fiscales que se inicien con posterioridad a cada actualización.

Asimismo, se deja sin efecto la aplicación de la retención sobre la distribución de dividendos del 13%, quedando únicamente vigente la alícuota del 7% para todos los casos.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 9 – ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA

	30.04.2021	30.04.2020
ACTIVOS		
Activos financieros a costo amortizado		
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	3.502.823	3.925.469
Inversiones financieras a costo amortizado	9.916.129	8.647
Caja y bancos	321.852	3.298.896
Total	13.740.804	7.233.012
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados		
Inversiones financieras a valor razonable con cambios en resultados	2.096.799	1.986.761
Total	2.096.799	1.986.761
Activos financieros a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		
Inversiones financieras a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	-	13.316.548
Total	-	13.316.548
PASIVOS		
Pasivos financieros a costo amortizado	30.564.635	39.734.106
Total	30.564.635	39.734.106

NOTA 10 – 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:

	30.04.2021	30.04.2020
<i>Calidad crediticia "Mínima Aa-bf.ar (Moody's o sus equivalentes)</i>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.059.521	4.814.850
<i>Calidad crediticia "Mínima Investment Grade"</i>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	622.730	-
Inversiones a costo amortizado	9.652.529	479.454
Inversiones a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	-	13.316.548
Total	12.334.780	18.610.852

La calidad crediticia de las Cuentas a cobrar comerciales es la siguiente:

	30.04.2021	30.04.2020
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	953.123	977.742
De 6 a 9 meses	1.892	-
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	1.911.406	1.344.142
Total	2.866.421	2.321.884

Adicionalmente, en lo que respecta a los créditos con CAMMESA ver Nota 4.2.

La calidad crediticia de las Otras cuentas por cobrar es la siguiente:

	30.04.2021	30.04.2020
Sin plazo	719.557	1.651.598
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	-	837
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	848.671	1.506.798
De 3 a 6 meses	102.993	63.332
De 6 a 9 meses	86.843	63.136
De 9 a 12 meses	77.178	48.104
Más de 1 año	338.100	110.851
Total	2.173.342	3.444.656

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 11 – 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 de la Sociedad en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2021 es la siguiente:

	Edificios	Maquinarias y equipos	Total
Valor de origen	321.193	46.473	367.666
Depreciación acumulada	(90.054)	(33.868)	(123.922)
Saldo al 30 de abril de 2020	231.139	12.605	243.744

La depreciación de los ejercicios al 30 de abril de 2021 y 2020 de Edificios por \$ 90.054 y \$ 67.540, respectivamente, está incluida en Gastos de Administración y la de Maquinarias y equipos por \$ 33.868 y \$ 21.487 dentro de Costo de producción, al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente.

(ii) Medición de los pasivos por arrendamiento

Al 30 de abril de 2021 el valor de la deuda por arrendamiento asciende a \$ 290.491 y se encuentra expuesta en el rubro “Cuentas por Pagar Comerciales (Nota 21), expuesto en el pasivo corriente y no corriente por \$ 133.062 y \$ 157.429, respectivamente. Dichos pasivos se encuentran descontados y la evolución de los mismos es la siguiente:

	30.04.2021	30.04.2020
Saldo al inicio por aplicación de NIIF 16	348.750	456.694
Pagos realizados	(152.777)	(116.067)
Actualización financiera	102.056	(54.427)
Diferencias de cambio, netas	(7.538)	62.550
Saldo al cierre	290.491	348.750

Según el plazo estimado de pago y el flujo de efectivo contractual sin descontar, los pasivos por arrendamiento de la Sociedad se agrupan de la siguiente manera:

	30.04.2021	30.04.2020
6 meses o menos	66.531	73.522
6-12 meses	66.531	73.522
Más de 2 años	157.429	201.706
Total	290.491	348.750

NOTA 12 – REPUESTOS Y MATERIALES

	30.04.2021	30.04.2020
No corriente		
Repuestos y materiales de consumo	1.606.849	1.520.503
Anticipos varios	15.327	58.648
Total	1.622.176	1.579.151
Corriente		
Repuestos y materiales de consumo	492.911	440.281
Anticipos varios	3.832	14.662
Total	496.743	454.943

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 13 – INVENTARIOS

	<u>30.04.2021</u>	<u>30.04.2020</u>
Petróleo ⁽¹⁾	1.028.819	472.567
Propano y butano	9.432	4.346
Total	<u>1.038.251</u>	<u>476.913</u>

⁽¹⁾ Al 30 de abril de 2020 incluye una desvalorización de 708.498 (ver Nota 31).

NOTA 14 – OTRAS CUENTAS POR COBRAR

	<u>30.04.2021</u>	<u>30.04.2020</u>
No corriente		
En moneda nacional		
Impuesto a los ingresos brutos	-	2.315
Impuesto a la ganancia mínima presunta	24.922	18.188
Impuesto al valor agregado	-	40.298
En moneda extranjera (Nota 37)		
Acreencias con CAMMESA	313.178	50.050
Total	<u>338.100</u>	<u>110.851</u>
Corriente		
En moneda nacional		
Anticipos varios	29.969	29.699
Impuesto a los ingresos brutos	37.539	47.554
Impuesto al valor agregado	229.894	472.255
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	477.407	488.781
Otros créditos impositivos	74.914	165.876
Seguros a devengar	137.812	125.181
Gastos a devengar	28.153	5.605
Cesión de derechos CAMMESA	-	2.223
Créditos con partes relacionadas (Nota 35.b)	9.902	7.687
Acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes a cobrar	30.661	54.181
Fondo fiduciario de gas a recuperar	29.857	30.679
Programa estímulo gas no convencional	605.742	1.549.404
Diversos	43.001	5.615
En moneda extranjera (Nota 37)		
Anticipos varios	68.081	66.717
Créditos con partes relacionadas (Nota 35.b)	3.833	-
Acreencias con CAMMESA	7.081	7.393
Recuperos	2.451	257.997
Diversos	18.945	16.960
Total	<u>1.835.242</u>	<u>3.333.807</u>

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:

	<u>30.04.2021</u>	<u>30.04.2020</u>
Sin plazo (expuesto en el activo corriente)	719.557	1.651.598
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	-	837
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	848.671	1.506.800
De 3 a 6 meses	102.993	63.332
De 6 a 9 meses	86.843	63.136
De 9 a 12 meses	77.178	48.104
Más de 1 año	338.100	110.851
	<u>2.173.342</u>	<u>3.444.658</u>

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 15 - CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

	<u>30.04.2021</u>	<u>30.04.2020</u>
No corriente		
En moneda nacional		
Deudores incobrables	2.627	3.843
Menos: Provisión por pérdidas esperadas	(2.627)	(3.843)
Total	<u>-</u>	<u>-</u>
Corriente		
En moneda nacional		
Por venta de petróleo y otros	151.962	185.007
Por venta de energía y otros	1.820.288	1.651.373
Créditos con partes relacionadas (Nota 35.b))	49.761	55.170
En moneda extranjera (Nota 37)		
Por venta de petróleo y otros	754.139	416.590
Por venta de energía	75.889	127
Créditos con partes relacionadas (Nota 35.b))	14.382	13.617
Total	<u>2.866.421</u>	<u>2.321.884</u>

Al 30 de abril de 2021 y 2020, el monto de cuentas por cobrar comerciales por \$ 2.866.421 y \$ 2.321.884, 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:

	<u>30.04.2021</u>	<u>30.04.2020</u>
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	953.123	977.742
De 6 a 9 meses	1.892	-
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	1.911.406	1.344.142
Total	<u>2.866.421</u>	<u>2.321.884</u>

Al 30 de abril de 2021 y 2020 el monto de la provisión para cuentas por cobrar comerciales asciende a \$ 2.627 y \$ 3.843, respectivamente.

Los movimientos de la provisión por pérdidas esperadas son los siguientes:

	<u>30.04.2021</u>	<u>30.04.2020</u>
Saldo al inicio del ejercicio	(3.843)	(5.594)
Efecto RECPAM	1.216	1.751
Saldo al cierre del ejercicio	<u>(2.627)</u>	<u>(3.843)</u>

Las cuentas por cobrar provisionadas corresponden a ciertos clientes que están atravesando una situación económica específica. Los importes que se cargan a la cuenta de provisión se suelen dar de baja contablemente cuando no hay ninguna expectativa de recibir efectivo adicional.

NOTA 16 – INVERSIONES FINANCIERAS

a) Inversiones financieras a costo amortizado

	<u>30.04.2021</u>	<u>30.04.2020</u>
No corriente		
En moneda extranjera (Nota 37)		
Plazos fijos	6.259.687	-
Total	<u>6.259.687</u>	<u>-</u>
Corriente		
En moneda extranjera (Nota 37)		
Plazos fijos	3.392.842	-
Total	<u>3.392.842</u>	<u>-</u>

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 16 – INVERSIONES FINANCIERAS (Cont.)

b) Inversiones financieras a valor razonable con cambios en Otros Resultados Integrales

	30.04.2021	30.04.2020
No Corriente		
En moneda extranjera (Nota 37)		
Títulos públicos	-	13.316.548
Total	-	13.316.548

Según el plazo estimado de cobro, los mismos se agrupan como sigue:

	30.04.2021	30.04.2020
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	2.428.646	-
De 6 a 9 meses	964.196	-
Más de 1 año	6.259.687	13.316.548
Total	9.652.529	13.316.548

NOTA 17 - EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	30.04.2021	30.04.2020
Corriente		
En moneda nacional		
Caja	105	159
Bancos	220.756	446.191
Fondos comunes de inversión	1.474.068	1.317.221
Plazo Fijo	263.600	-
En moneda extranjera (Nota 37)		
Caja	831	831
Bancos	100.160	2.851.715
Cuenta Remunerada	-	8.647
Fondos comunes de inversión	622.731	669.540
Total	2.682.251	5.294.304

A efectos del estado de flujos de efectivo se incluyen el efectivo y equivalentes de efectivo:

	30.04.2021	30.04.2020
Caja y bancos	321.852	3.298.896
Inversiones financieras a valor razonable (Nota 4.5)	2.096.799	1.986.761
Inversiones financieras a costo amortizado	263.600	8.647
Total	2.682.251	5.294.304

NOTA 18 - CAPITAL SOCIAL Y PRIMA DE EMISION

	Cantidad de acciones	Valor nominal por acción	Capital suscripto	Ajuste de capital	Prima de emisión	Ajuste de prima de emisión
		\$	\$	\$	\$	\$
Saldos al 30 de abril de 2020	179.802.282	1	179.802	5.948.665	79.686	2.636.377
Saldos al 30 de abril de 2021	179.802.282	1	179.802	5.948.665	79.686	2.636.377

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 del Capital y el Ajuste de la 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 3.11.

Todas las acciones emitidas han sido suscriptas e integradas.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 19 - RESERVAS

a) Evolución de reservas

	Reserva legal	Reserva facultativa ⁽¹⁾	Reserva por revaluación de activos (ver punto b)	Reserva por inversiones a valor razonable
Saldos al 30 de abril de 2019	141.387	4.355.142	2.827.590	-
Asamblea General Ordinaria del 21 de agosto de 2019	370.210	7.033.991	5.894.628	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	(4.116.073)	123.493
Desafectación de Reserva por revaluación de activos	-	-	(430.394)	-
Saldos al 30 de abril de 2020	511.597	11.389.133	4.175.751	123.493
Asamblea General Ordinaria del 28 de agosto de 2020	89.831	1.706.798	-	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	(909.539)	(123.493)
Desafectación de Reserva por revaluación de activos	-	-	(211.179)	-
Saldos al 30 de abril de 2021	601.428	13.095.931	3.055.033	-

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

b) Composición y evolución de la reserva por revaluación de activos y de los otros resultados integrales

La evolución y composición de la Reserva por revaluación de activos / Otros resultados integrales:

	CT ADC	Planta GLP	PED	Edificio y Terreno Neuquén	Total	Atribuible a la Sociedad	Atribuible a la Participación minoritaria
Saldo al 30 de abril de 2019	2.059.862	246.494	205.862	358.613	2.870.831	2.827.590	43.241
Distribución Asamblea General Ordinaria del 21 de agosto de 2019	5.329.442	2.019	-	563.268	5.894.729	5.894.628	101
(Disminución) / incremento por revaluación	(5.311.435)	(38.659)	32.660	(164.185)	(5.481.619)	(5.484.519)	2.900
Impuesto diferido	1.327.860	7.825	(9.267)	41.049	1.367.467	1.368.446	(979)
Total Otros resultados integrales	(3.983.575)	(30.834)	23.393	(123.136)	(4.114.152)	(4.116.073)	1.921
Desafectación por depreciación del ejercicio ⁽¹⁾	(561.165)	(36.818)	(21.959)	-	(619.942)	(614.849)	(5.093)
Desafectación por impuesto diferido ⁽¹⁾	168.349	11.046	6.591	-	185.986	184.455	1.531
Subtotal desafectación de Reservas por revaluación de activos⁽¹⁾	(392.816)	(25.772)	(15.368)	-	(433.956)	(430.394)	(3.562)
Saldo al 30 de abril de 2020	3.012.913	191.907	213.887	798.745	4.217.452	4.175.751	41.701
(Disminución) / incremento por revaluación	(1.544.874)	49.200	(2.684)	287.702	(1.210.656)	(1.212.720)	2.064
Impuesto diferido	386.218	(12.300)	671	(71.925)	302.664	303.181	(517)
Total Otros resultados integrales	(1.158.656)	36.900	(2.013)	215.777	(907.992)	(909.539)	1.547
Desafectación por depreciación del ejercicio ⁽¹⁾	(249.694)	(31.984)	(24.799)	(477)	(306.954)	(301.684)	(5.270)
Desafectación por impuesto diferido ⁽¹⁾	74.907	9.596	7.440	144	92.087	90.505	1.582
Subtotal desafectación de Reserva por revaluación de activos⁽¹⁾	(174.787)	(22.388)	(17.359)	(333)	(214.867)	(211.179)	(3.688)
Saldo al 30 de abril de 2021	1.679.470	206.419	194.515	1.014.189	3.094.593	3.055.033	39.560

⁽¹⁾ Se imputa en "Resultados no asignados".

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 20 - RESULTADOS NO ASIGNADOS

	<u>30.04.2021</u>	<u>30.04.2020</u>
Saldo al 30 de abril de 2019		13.298.829
Asamblea General Ordinaria del 21 de agosto de 2019		(13.298.829)
Resultado integral del ejercicio		1.366.235
Desafectación de Reserva por revaluación de activos (Nota 19)		430.394
Saldo al 30 de abril de 2020	1.796.629	1.796.629
Asamblea General Ordinaria del 28 de agosto de 2020	(1.796.629)	
Resultado integral del ejercicio	(634.116)	
Desafectación de Reserva por revaluación de activos (Nota 19)	211.179	
Saldo al 30 de abril de 2021	(422.937)	

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 revalúo técnico, 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 con la Clase 2 del Programa Global para la emisión de Obligaciones Negociables (Nota 22 a), la Sociedad y sus subsidiarias SEB y E G WIND podrán declarar o pagar:
- Dividendos o distribuciones en acciones con derecho a voto;
 - Dividendos o distribuciones cobrados por la Sociedad y/o sus Subsidiarias Restringidas (SEB y E G WIND);
 - Dividendos pagados en forma proporcional a la Sociedad y sus Subsidiarias Restringidas (SEB y E G WIND), por una parte, y a los tenedores minoritarios de una Subsidiaria Restringida, por otra.

Lo mencionado anteriormente podrá realizarse, en la medida en que al momento del pago e inmediatamente después de dar efecto al mismo: (a) no se hubiera producido y subsistiera un incumplimiento o un supuesto de incumplimiento (falta de pago a su vencimiento del capital o intereses, la omisión por parte de la Sociedad de cumplir con un compromiso o acuerdo incluido en el programa o la Sociedad fuera declarada en concurso preventivo o quiebra) y (b) la Sociedad pudiera contraer al menos US\$ 1 de deuda financiera adicional, si al momento de incurrirla el Ratio de Cobertura de Intereses Consolidado no fuera inferior a 2,0:1,0 y el Ratio de Deuda Financiera Neta sobre EBITDA ajustado no fuera superior a 3,5:1,0.

- c) De acuerdo con lo establecido por el Texto Ordenado de la CNV, al cierre del ejercicio el saldo positivo de la "Reserva de revaluación de activos" y la "Reserva por Inversiones a Valor Razonable" no podrán ser distribuidos, capitalizados ni destinados a absorber pérdidas acumuladas, pero deberán ser computados 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
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 21 - CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

	30.04.2021	30.04.2020
No corriente		
En moneda nacional		
Provisiones varias	1.241.496	1.216.318
En moneda extranjera (Nota 37)		
Proveedores	-	573.661
Deudas por arrendamiento (Nota 11)	157.429	201.706
Provisiones varias	210.389	1.626.615
Total	1.609.314	3.618.300
Corriente		
En moneda nacional		
Proveedores	2.151.870	2.137.182
Proveedores con partes relacionadas (Nota 35.b)	25	9
Provisiones varias	487.191	295.166
En moneda extranjera (Nota 37)		
Proveedores	2.000.216	2.320.044
Proveedores con partes relacionadas (Nota 35.b)	207	-
Deudas por arrendamiento (Nota 11)	133.062	147.044
Provisiones varias	286.816	97.488
Total	5.059.387	4.996.933

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:

	30.04.2021	30.04.2020
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	647.240	62.125
De 3 a 6 meses	82	65.828
De 6 a 9 meses	233	873
De 9 a 12 meses	91	2.556
De 1 a 2 años	-	176
Sin plazo (expuesto en el pasivo corriente)	418.373	437.215
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	3.785.645	4.386.844
De 3 a 6 meses	83.241	13.772
De 6 a 9 meses	62.241	13.772
De 9 a 12 meses	62.241	13.772
De 1 a 2 años	146.398	55.088
Más de 2 años	1.462.916	3.563.212
	6.668.701	8.615.233

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 22 - DEUDAS FINANCIERAS

	30.04.2021	30.04.2020
No corriente		
En moneda nacional		
Comisiones y gastos a devengar Bancarias	(72.751)	(111.091)
En moneda extranjera (Nota 37)		
Bancarias	-	780.203
Obligaciones Negociables	-	76.952
Total	23.860.233	29.332.096
Corriente		
En moneda nacional		
Comisiones y gastos a devengar Bancarias	(35.595)	(33.154)
En moneda extranjera (Nota 37)		
Bancarias	551.713	421.803
Obligaciones Negociables	75.006	959.728
Total	758.823	929.868
Total	1.349.947	2.278.245

La evolución de los préstamos es la siguiente:

	30.04.2021	30.04.2020
Saldo al inicio	32.356.405	29.279.615
RECPAM	(11.345.439)	(11.644.611)
Préstamos obtenidos	-	3.847.177
Devengamientos:		
Interés devengado	2.874.056	2.387.276
Comisiones y gastos devengados	49.388	28.798
Diferencia de cambio generada por deudas en moneda extranjera	9.310.312	12.504.146
Pagos:		
Intereses	(2.485.239)	(2.074.912)
Capital	(1.143.971)	(1.971.084)
Recompra Obligaciones negociables	(4.478.083)	-
Saldo al cierre	25.137.429	32.356.405

Según el plazo estimado de pago los mismos se agrupan de la siguiente manera:

	30.04.2021	30.04.2020
6 meses o menos	1.330.242	2.255.792
6-12 meses	19.705	22.453
1- 2 años	-	76.762
Más de 2 años	23.787.482	30.001.398
Total	25.137.429	32.356.405

Los importes en libros de los recursos ajenos de la Sociedad están denominados en las siguientes monedas:

	30.04.2021	30.04.2020
Dólar Estadounidense	24.694.062	31.298.644
Pesos	443.367	1.057.761
Total	25.137.429	32.356.405

Las deudas en dólares devengan un interés promedio anual del 6,875% y 6,815%, al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente. Las deudas en pesos devengan un interés promedio anual de tasa BADLAR corregida más 9,25% nominal anual, al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente.

Desde el mes de agosto de 2020 y hasta la fecha de emisión de los presentes estados financieros separados, la Sociedad procedió a la recompra de sus Obligaciones Negociables Clase II por un monto total de valor nominal de US\$ 44.974.000 a un precio promedio, sin considerar intereses corridos, de US\$ 88,72 por cada US\$ 100 de valor nominal. Esto generó un resultado positivo de \$ 478.176 (ver Nota 32).

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 22 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

El valor razonable de las obligaciones negociables al 30 de abril de 2021 y 2020 asciende a \$ 21.561 y \$ 19.537 millones, valuados según método de valuación nivel 1 (ver Nota 4.5).

El importe en libros del resto de las deudas financieras corrientes y no corrientes se aproxima a su valor razonable.

a) Obligaciones Negociables Senior Notes Clase 2

Con fecha 15 de marzo de 2017 la Asamblea General Ordinaria y con fecha 20 de marzo de 2017 el Directorio de la Sociedad aprobaron los términos y condiciones del Programa Global de Obligaciones Negociables, la solicitud de autorización de oferta pública y cotización por hasta un valor nominal en circulación en cualquier momento que no podrá exceder US\$ 600.000.000 o su equivalente.

El 10 de mayo de 2017 la Sociedad emitió la Clase 2 de Obligaciones Negociables por un monto de US\$ 300 millones bajo el Programa Global de Obligaciones Negociables.

Al momento de la emisión la Clase 2 de las Obligaciones Negociables ha sido calificada internacionalmente por las calificadoras de riesgo Fitch en "B+/RR3" y Standard & Poor's en "B" y localmente por Fitch en "A" y Standard & Poor's en "raA+". A la fecha de emisión de los presentes estados financieros tienen una calificación internacional de "CCC+/RR4" y "CCC+" por parte de Fitch y Standard & Poor's, respectivamente y una calificación local de "A+" y "raBBB-", por parte de Fitch y Standard & Poor's, respectivamente.

Los colocadores internacionales fueron Deutsche Bank Securities Inc, J.P. Morgan Securities LLC, BBVA Securities Inc. e Itaú BBA USA Securities, Inc y los colocadores locales fueron BACS Banco de Crédito y Securitización S.A., Banco Hipotecario S.A. y Banco CMF S.A.

Las principales características son:

Monto de la Emisión: US\$ 300.000.000

Fecha de Emisión: 15 de mayo de 2017

Fecha de Vencimiento: 15 de mayo de 2024

Precio de Emisión: 100%

Tasa de interés: 6,875% nominal anual.

Rendimiento Aplicable: 6,875% 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 serán el 15 de mayo y 15 de noviembre de cada año hasta la fecha de vencimiento, comenzando el 15 de noviembre de 2017.

Amortización: el capital se amortizará en una única cuota el 15 de mayo de 2024.

Monto de capital adjudicado a los Colocadores Internacionales:

Deutsche Bank Securities Inc.....	US\$ 138.889.000
J.P. Morgan Securities LLC.....	US\$ 138.889.000
BBVA Securities Inc.....	US\$ 11.111.000
Itaú BBA USA Securities, Inc....	US\$ 11.111.000

Rescate Opcional sin Prima: en cualquier momento a partir del 15 de mayo de 2021, la Sociedad podrá rescatar las Obligaciones Negociables, de acuerdo con el siguiente esquema y de conformidad con lo establecido en el Suplemento de Precio:

	Precio de Rescate
2021	103,438%
2022	101,719%
2023	100,000%

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 22 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

Precio de Rescate en caso de recompra de acciones: 106,875% respecto del monto de capital de las Obligaciones Negociables, de conformidad con y en los términos de lo dispuesto en el Suplemento de Precio respecto de “Rescate Opcional con el Producido de las Ofertas de Acciones”.

Destino de los fondos: cancelación de pasivos de largo plazo y de corto plazo, realizar inversiones en activos fijos en el país, integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas y capital de trabajo.

Garantías: sin garantías

Principales compromisos de la Sociedad y sus subsidiarias restringidas:

A la fecha de emisión de los estados financieros al 30 de abril de 2021 SEB y E G WIND califican como subsidiarias restringidas para el cumplimiento de determinados compromisos, no así Hychico.

- Cambio de control: ante la ocurrencia de un cambio de control los tenedores podrán requerir que la Sociedad compre toda o parte de sus obligaciones negociables.
- Limitación a incurrir en deuda financiera adicional: la Sociedad y sus subsidiarias restringidas podrán incurrir en deuda financiera adicional si, en el momento de, e inmediatamente luego de, dar efecto *pro-forma* para incurrir en el nuevo Endeudamiento, (i) no ha incurrido ningún Incumplimiento o Supuesto de Incumplimiento y (ii) el Ratio de Cobertura de Intereses Consolidado fuese no menos de 2,0:1,0 y el Ratio de Deuda Financiera Neta Consolidada sobre EBITDA Consolidado fuese no mayor a 3,5:1,0. Alcanzados el valor mínimo y el máximo para el caso del Ratio de Cobertura de Intereses Consolidado y de Deuda Financiera neta consolidada sobre EBITDA Consolidado ajustado respectivamente, la Sociedad y sus subsidiarias restringidas, tomadas en conjunto, podrán incurrir en deuda financiera adicional por un monto que sea el mayor entre US\$ 60 millones y el 10% del valor de los Activos Consolidados (*).
- Limitación al pago de dividendos: La Sociedad y sus subsidiarias restringidas podrán pagar dividendos si no ha ocurrido un evento de incumplimiento y la Sociedad pudiera contraer al menos US\$ 1 de deuda financiera adicional y si al momento de incurrirla el Ratio de Cobertura de Intereses Consolidado no fuera inferior a 2,0:1,0 y el Ratio de Deuda Financiera Neta Consolidada sobre EBITDA Consolidado ajustado no fuera superior a 3,5:1,0 (*).
- Limitación a las ventas de activos: La Sociedad y sus subsidiarias deberán aplicar el producido de las ventas de sus activos (distinto del giro normal de los negocios) a: (1) el repago de Deuda Financiera, (2) la compra de activos en similar línea de negocios (en el caso de la compra de Acciones de una Sociedad, la misma deberá a partir de ese momento pasar a ser una subsidiaria restringida), (3) realizar un aporte de capital en cualquier Subsidiaria Restringida; siempre que dicha Subsidiaria Restringida utilice los fondos de dicho aporte de conformidad con (1) o (2). Cualquier monto no aplicado a uno o algunos de estos conceptos en un plazo de 365 días deberá aplicarse a realizar una oferta de compra de las obligaciones negociables (*).
- Limitación a los gravámenes sobre cualquiera de sus bienes o activos (con las excepciones de práctica)
- Limitación a las operaciones de sale & leaseback (con las excepciones de práctica) (*)
- Limitación a fusiones, absorciones y ventas de activos (con las excepciones de práctica) (*)
- Limitación a las transacciones con sociedades relacionadas (con las excepciones de práctica) (*)
- No realizarán ninguna actividad diferente de los negocios permitidos
- Mantener en plena vigencia y efecto su existencia societaria
- Mantenimiento de bienes y seguros
- Mantenimiento de las calificaciones: la Sociedad realizará cuanto comercialmente se encuentre a su alcance para mantener la calificación de las Obligaciones Negociables con al menos dos calificadoras de riesgo.

Si en cualquier fecha posterior a la emisión, las Obligaciones Negociables contaran con al menos dos Calificaciones de Grado de Inversión otorgadas por Agentes de Calificación (BBB- en el caso de S&P y Fitch o el equivalente de ese rating por otros agentes de calificación), y no hubiera ocurrido ni subsistiera ningún incumplimiento, la Sociedad y sus Subsidiarias Restringidas no estarán sujetas a los compromisos indicados con (*).

Para mayor información ver el Prospecto y el Suplemento de Precio de la emisión de la Clase 2 correspondientes al Programa Global de Obligaciones Negociables por US\$ 600.000.000 de la Sociedad.

El saldo al 30 de abril de 2021 asciende a \$ 24.619.056, de las cuales \$ 758.823 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 2021 asciende a \$ 108.346, de las cuales \$ 35.595 son corrientes.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 22 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

A la fecha de emisión de los estados financieros al 30 de abril de 2021, la Sociedad y sus Sociedades Restringidas cumplen con todos los compromisos asumidos.

b) Banco Macro S.A.

Con fecha 3 de abril de 2020 la Sociedad celebró un préstamo con el Banco Macro para la financiación del capital de trabajo, con las siguientes características:

Monto: \$ 800.000.000.

Vencimiento: 4 de octubre de 2021.

Amortización: tres cuotas trimestrales a partir del 2 de abril de 2021.

Tasa de interés: tasa BADLAR corregida más 9,25% nominal anual, pagaderos trimestralmente, habiendo vencido la primera cuota el 3 de julio de 2020.

El saldo al 30 de abril de 2021 asciende a \$ 551.713 siendo en su totalidad corriente. Con fecha 2 de julio de 2021 se canceló el saldo adeudado.

c) BBVA Francés

Con fecha 8 de abril de 2020 la Sociedad celebró un préstamo con el BBVA Francés para la prefinanciación de exportaciones con las siguientes características:

Monto: US\$ 9.000.000.

Vencimiento: 1 de junio de 2020.

Amortización: una cuota al vencimiento.

Tasa de interés: 4,80% nominal anual.

El préstamo se canceló a su vencimiento.

d) Corporación Interamericana de Inversiones - US\$ 14.000.000

En marzo de 2012 Hychico firmó un contrato de préstamo con la Corporación Interamericana de Inversiones, el cual fue aplicado a la refinanciación a largo plazo de los pasivos contraídos para la construcción y operación del PED (préstamo con el Deutsche Bank AG London (ver punto h)). A continuación se detallan sus características:

Organizador: Corporación Interamericana de Inversiones (CII)

Administrador: Corporación Interamericana de Inversiones

Monto: se divide en un Préstamo A de hasta US\$ 8.000.000 y un Préstamo B de hasta US\$ 6.000.000.

Fecha de desembolso: 24 de abril de 2012

Plazo de vencimiento: 10 años a partir de la fecha del primer desembolso.

Amortización de capital: amortiza en 20 cuotas semestrales, consecutivas e iguales con vencimiento a contar a partir de la fecha del primer desembolso.

Intereses: devenga un interés (calculado sobre la base de seis meses) pagadero semestralmente a partir del desembolso a una tasa anual equivalente a la suma de LIBO más una tasa del 8,75 %. Asimismo se prevé un interés moratorio del 2 % anual sobre los montos que pudieran adeudarse en caso de incumplimiento de pago.

Comisiones: devenga: i) Comisión de Compromiso: 0,5% anual sobre el saldo no desembolsado del préstamo, la cual comenzará a devengarse a partir de la fecha de vigencia y hasta que el préstamo haya sido desembolsado en su totalidad o se haya declarado el cese de los desembolsos, ii) Comisión de Apertura: 1,25 % sobre el monto del capital del préstamo pagadera en la fecha del primer desembolso, iii) Comisión de Sindicación: 1,25% del monto del Préstamo B pagadero al desembolso de cada solicitud de fondos, iv) Comisión de Supervisión: US\$ 8.000 pagadera en la primera fecha de pago de intereses de cada año y hasta la amortización total del Préstamo A y v) Comisión de Administración: US\$ 2.000 pagadera en la primera fecha de pago de intereses de cada año y hasta la amortización total del Préstamo B.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 22 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

Pago anticipado: el préstamo podrá ser pagado en forma voluntaria anticipadamente, ya sea total o parcial. El pago anticipado estará sujeto a un recargo igual: (i) al 2% del monto que se pague anticipadamente si el mismo ocurre antes del quinto aniversario del Préstamo; o (ii) al 1,5% si el pago anticipado ocurre entre el quinto aniversario del préstamo y la fecha de vencimiento. El monto del pago anticipado no podrá ser inferior a US\$2.000.000. Todos los pagos anticipados se aplicarán a las cuotas del saldo del capital del préstamo en el orden inverso al de sus fechas de vencimiento.

Destino de los fondos: serán destinados a la refinanciación de pasivos contraídos para la construcción y operación del PED.

Garantías: el préstamo está garantizado por lo siguiente:

- Prenda en primer grado de preferencia sobre los equipos y todos los activos del PED;
- El aval por parte de la Sociedad en su carácter de fiador, liso y llano principal pagador de todas las obligaciones asumidas por Hychico en el contrato de préstamo, en los pagarés y en los demás documentos principales ⁽¹⁾;
- Cesión condicional de los derechos incluidos en el Contrato de Compraventa de Energía;
- Cesión condicional de los derechos resultantes de los permisos y contratos principales, incluyendo contratos de servidumbre, de conexión y de cualquier otro documento y contrato relacionado con el PED;
- Cesión de garantía de los derechos emergentes del contrato de comodato suscripto con CAPSA sobre el terreno donde se ubica el PED; y
- Prenda en primer grado de preferencia del 100% de las acciones de Hychico.

⁽¹⁾ Capex se obliga, hasta la amortización total del préstamo, a mantener la propiedad y el control, en forma directa o indirecta a través de su subsidiaria SEB, de la mayoría del capital social con derecho a voto.

El préstamo genera la obligación por parte de Hychico y de la Sociedad, su Garante, del cumplimiento de ciertas obligaciones estipuladas en el contrato; a continuación se mencionan las más importantes:

Obligaciones de hacer

- Cumplir con el ratio Coeficiente de Cobertura del Servicio de Deuda Financiera;

Obligaciones de no hacer

- Incurrir y mantener deuda financiera alguna, salvo el presente préstamo, y los pasivos derivados de préstamos del Garante, que estarán subordinados en pago y en plazo al Préstamo; excepto por un monto máximo de US\$500.000;
- Declarar, aprobar y/o distribuir dividendos o cualquier tipo de remuneración a los accionistas, provisionales y definitivos, directa o indirectamente, excepto que se cumplan cada una de las siguientes condiciones:
 - Que el resultado neto del ejercicio fiscal sea positivo y que los mismos se declaren contra las ganancias del ejercicio fiscal;
 - Que el Coeficiente de Cobertura de Servicio de Deuda Financiera sea mayor que 1,1 veces, medido post pago de dividendos; y
 - Que Hychico se encuentre al día en el cumplimiento de sus obligaciones bajo el presente Contrato y los Documentos Principales.
- Invertir en activos ajenos al giro normal del negocio;
- Garantizar y constituirse como fiador y/o avalista respecto de deudas financieras de terceros;
- Constituir y/o permitir que exista gravamen alguno sobre los bienes de propiedad de Hychico, a excepción de los citados en el Contrato de Préstamo;
- Enajenar, vender o arrendar más del diez por ciento (10%) de sus activos del PED o emprender un proceso de fusión, división, consolidación, transferencia de más de un diez por ciento (10%) de sus activos del PED, escisión, transformación, cambio de la razón social u otra modificación significativa de su estructura legal, a menos que el producido de los mismos sea aplicado a la adquisición de bienes de reposición;
- Reducir su capital social ⁽¹⁾;
- Permitir o emprender cualquier acción que permita que el Préstamo tenga un rango de privilegio inferior (incluyendo la Garantía) que las demás deudas preferentes contraídas.

⁽¹⁾ Mediante nota de septiembre de 2013, la CII ha dispensado a Hychico de manera permanente de la prohibición de reducir su capital social siempre y cuando sea de carácter obligatorio de acuerdo con la Ley de Sociedades Comerciales N° 19550.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 22 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

Las mismas han sido cumplidas, no generando eventos de “default” al 30 de abril de 2021.

Con fecha 16 de abril de 2018, Hychico prepagó la totalidad de los montos adeudados bajo el tramo B del préstamo de referencia por US\$ 2.400.000, eliminándose las comisiones de administración por dicho tramo. En el mismo momento acordó una modificación al contrato de Préstamo de fecha 29 de marzo de 2012, el cual a partir del 15 de abril de 2018 devenga intereses a una tasa LIBO más 4,5 %.

Al 30 de abril de 2021 y 2020 el saldo asciende a \$ 75.006 (corrientes) y \$ 154.055 (de los cuales \$ 77.103 son corrientes), respectivamente. Se han deducido del préstamo las comisiones y garantías pagadas, las cuales se devengarán en el plazo de la deuda.

e) Resumen al 30 de abril de 2021

Préstamo	Corriente	No corriente	Total
Obligaciones Negociables Senior Notes (punto a)	758.823	23.860.233	24.619.056
Comisiones y gastos a devengar Oblig.Negoc. (punto a)	(35.595)	(72.751)	(108.346)
Banco Macro S.A. (punto b)	551.713	-	551.713
Corporación Interamericana de Inversiones (punto d)	75.006	-	75.006
Total	1.349.947	23.787.482	25.137.429

NOTA 23 - REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES

	30.04.2021	30.04.2020
En moneda nacional		
Remuneraciones y deudas sociales	143.155	131.248
Provisiones varias	368.844	383.420
Total	511.999	514.668

NOTA 24 - CARGAS FISCALES

	30.04.2021	30.04.2020
No Corriente		
En moneda nacional		
Impuesto a las ganancias a pagar ajuste por inflación impositivo	1.725.560	2.050.022
Total	1.725.560	2.050.022
Corriente		
En moneda nacional		
Impuesto a las ganancias a pagar ajuste por inflación impositivo	541.565	96.415
Retenciones y percepciones impositivas	47.250	104.494
Provisión por impuesto a los Ingresos Brutos	24.314	12.704
Impuesto a los Ingresos Brutos	357	774
Otros	-	165.751
Total	613.486	380.138

NOTA 25 - OTRAS DEUDAS

	30.04.2021	30.04.2020
Corriente		
En moneda nacional		
Regalías de petróleo y gas	218.321	-
Total	218.321	-

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 26 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS

1. Provisiones

	30.04.2021	30.04.2020
En moneda nacional		
Para juicios y multas	15.586	3.628
Total	15.586	3.628

La provisión para juicios se constituyó en base al análisis de las posibles indemnizaciones que el Grupo estima deberá soportar, de acuerdo con la opinión de sus asesores legales. Su evolución es la que se detalla a continuación:

Saldo al 30 de abril de 2019	5.281
Efecto RECPAM	(1.653)
Saldo al 30 de abril de 2020	3.628
Efecto RECPAM	(1.147)
Incremento	13.105
Saldo al 30 de abril de 2021	15.586

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.

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 al 30 de abril de 2021 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.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 26 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

a.2) Resoluciones ENARGAS por cargo por Gas Importado

La Sociedad considera que el cargo tarifario previsto por las Resoluciones 1982, 1988 y 1991 mencionado en la Nota 2 d) resulta inconstitucional ya que el mismo tiene una clara naturaleza tributaria y no ha sido creado por una Ley del Congreso Nacional. La naturaleza tributaria del cargo en cuestión se configura por las siguientes razones: (i) el mismo no está destinado a ampliar o mejorar el servicio público de distribución o transporte de gas sino a un fondo fiduciario creado y administrado por el estado nacional para atender las importaciones de gas natural, (ii) las plantas de tratamiento de gas sino fuera de medición regulada, tal el caso de la Sociedad, no utilizan servicios públicos de transporte o distribución de gas sino que reciben dicho fluido en forma directa de los productores, (iii) el cargo ha sido excluido de la base imponible de otros impuestos (a excepción del IVA), (iv) sin perjuicio de su denominación, el cargo es un requerimiento del Estado en ejercicio de su poder de imperio para que los particulares le entreguen prestaciones en dinero con el objeto de solventar gastos destinados a cubrir sus fines, en este caso la importación de gas para abastecer al mercado interno.

En base a los fundamentos expuestos, y dado que el impacto económico de dicho cargo es significativo para la unidad de negocio GLP, con fecha 29 de diciembre de 2011 la Sociedad interpuso ante el Juzgado Federal de Neuquén una acción declarativa de inconstitucionalidad contra las normas referidas en el párrafo anterior y abonó bajo protesto el cargo del mes de diciembre de 2011, el cual ascendió a \$ 3.499 más IVA (expresado en moneda histórica).

Posteriormente, con fecha 5 de marzo de 2012, la Sociedad solicitó ante el mismo Juzgado Federal donde tramita la acción de inconstitucionalidad, una medida cautelar para que se suspendieran los efectos de las normas referidas. Como consecuencia de ello, el 14 de marzo de 2012, el Juzgado Federal interviniente concedió a la Sociedad una medida cautelar que suspende el efecto de las normas citadas y la consecuente obligación de pago del cargo derivado de las mismas previa constitución de un seguro de caución por \$ 25.400 (expresado en moneda histórica) en carácter de contra cautela. El 30 de marzo de 2012 la Sociedad notificó la medida cautelar a la SEN y al ENARGAS. Cabe destacar que otras empresas productoras de GLP también solicitaron y obtuvieron medidas cautelares similares.

Con fecha 2 de agosto de 2012, la Sociedad fue notificada de una resolución del Juzgado Federal de Neuquén en virtud de la cual dicho juzgado se declara competente para entender en la cuestión, pero considera que no se encuentra habilitada la instancia judicial para formular el reclamo y, por ello, levanta la medida cautelar decretada. La resolución mencionada fue apelada con fecha 10 de agosto de 2012, por lo que la medida cautelar mantendrá sus efectos hasta que la misma quede firme. La Sociedad considera que tiene sólidos fundamentos para revertir la resolución apelada. A su vez, en agosto de 2012, la Sociedad también interpuso un recurso administrativo impropio contra el Decreto 2067/08 y las resoluciones dictadas en su consecuencia.

El 5 de noviembre de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Ley 26.784 que, entre otras cuestiones, modificó la Ley 26.095 de obras de infraestructura energética, estableciendo que las importaciones de gas son objetivo prioritario del estado nacional y que el cargo y fondo fiduciario creados por el Decreto 2067/08 y los actos dictados en su consecuencia se regirán por lo establecido en dicha ley.

En agosto de 2013 la Cámara Federal de General Roca hizo lugar al recurso de apelación interpuesto por la Sociedad en agosto de 2012, y revocó parcialmente la sentencia de primera instancia, declarando habilitada la instancia judicial para que Capex formulara su reclamo, imponiendo costas en el orden causado y manteniendo la vigencia de la medida cautelar decretada.

Este fallo de Segunda Instancia despejó el estado de incertidumbre de la Sociedad con respecto a la viabilidad de su reclamo original.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 26 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

A su vez, los asesores legales de la Sociedad completaron su análisis de la Ley 26.784, concluyendo que dicha norma no sana la inconstitucionalidad del Decreto 2067/08 y las resoluciones del ENARGAS dictadas en su consecuencia, principalmente porque la Corte Suprema de Justicia de la Nación (CSJN) en el precedente “Franco”, estableció que la Constitución Nacional impide al Poder Ejecutivo ejercer funciones legislativas sin base legal previa y suficiente y que “...sólo en el excepcionalísimo supuesto de los decretos de necesidad y urgencia la ratificación ulterior podría tener la virtualidad convalidatoria que, impropia se pretende extender al caso...”. Es decir que, según la jurisprudencia citada, nunca el Congreso Nacional podría sanear una norma inconstitucional emitida por el PEN excediendo claramente sus facultades reglamentarias. Por ello, al no existir dudas de que el Decreto 2067/08 no es un Decreto de Necesidad y Urgencia, la ratificación del mismo por Ley del Congreso no es suficiente para sanear su inconstitucionalidad.

Por lo dicho con respecto a la Ley 26.784 y habiéndose pronunciado la Cámara de Apelaciones a favor de la habilitación de instancia y el mantenimiento de la medida cautelar, con fecha 29 de octubre de 2013 la Sociedad presentó una ampliación de su demanda original en el Juzgado Federal de Neuquén solicitando que, adicionalmente a su requerimiento original, se declarara también la inconstitucionalidad del artículo 54 de dicha ley. El Juez interviniente tuvo por ampliada la demanda y dispuso el traslado de la acción interpuesta al Estado Nacional y al Enargas.

El 22 de mayo de 2014, la Sociedad realizó una presentación espontánea solicitando que se rechazara una solicitud del ENARGAS fundada en la Ley 26.854 de Medidas Cautelares contra el Estado Nacional y en la Ley 26.784, contra la cual la Sociedad argumentó, entre otras cosas, que: (a) la medida cautelar obtenida por la Sociedad fue obtenida y dictada con anterioridad a la LMC y ésta no tiene efecto retroactivo, (b) las disposiciones de la Ley de Medidas Cautelares contra el Estado Nacional resultan inconstitucionales según ha sido declarado en numerosos fallos jurisprudenciales y (c) la Ley de Presupuesto 2013 no ratifica el Decreto 2067/08 ni las normas del ENARGAS derivadas del mismo, y tampoco sana la inconstitucionalidad de estas normas ya que no cumple con los requisitos exigidos por el principio de legalidad tributaria de raigambre constitucional.

El 5 de noviembre de 2014 la Sociedad se notificó de la decisión del Juzgado Federal de Neuquén que hizo lugar al pedido de levantamiento de la medida cautelar efectuado por ENARGAS, por considerar que la verosimilitud del derecho originalmente considerada al dictar la medida cautelar habría desaparecido con el dictado de la Ley 26.784. En la misma fecha, la Sociedad interpuso recurso de apelación contra dicha decisión, el cual fue concedido con efecto suspensivo el día 6 de noviembre de 2014.

Con fecha 16 de septiembre de 2015 la Cámara Federal de Apelaciones de General Roca admitió el recurso interpuesto por la Sociedad y revocó el pedido de levantamiento de la medida cautelar formulado por ENARGAS. Dicho ente interpuso un recurso extraordinario que fue rechazado con fecha 10 de febrero de 2016.

Por otra parte, además del mantenimiento de la medida cautelar, el 27 de octubre de 2015 la Corte Suprema de Justicia de la Nación dictó el fallo “Compañía Mega S.A c/EN” en virtud del cual, en un caso similar al de la Sociedad en el que el gas consumido por la actora no ingresa al sistema de transporte y no puede ser confundido con el gas importado, se estableció que el cargo creado por el Decreto N° 2067/08 resulta inconstitucional. Los asesores legales de la Sociedad consideran que este fallo es un precedente de importancia para avalar la posición de la Sociedad.

Por otra parte, la Resolución 28/16 del 28/3/16 del Ministerio dejó sin efecto los actos del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios vinculados a la determinación de los cargos tarifarios en el marco del Decreto 2067/08.

La Gerencia de la Sociedad, basada en la opinión de sus asesores legales internos y externos, continúa considerando que tiene sólidos fundamentos para obtener la declaración de inconstitucionalidad del cargo creado por el Decreto 2067/08, las Resoluciones de Enargas dictadas en consecuencia y el artículo 54 de la Ley 26.784 y para rechazar su exigibilidad, como así también para mantener la medida cautelar, por lo cual no resulta necesario provisionar suma alguna por este concepto.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 26 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

a.3) 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 Carta Magna, 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.

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 al 30 de abril de 2021 no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos.

b) Diferencias en la liquidación de las contribuciones patronales

En agosto de 2010 la AFIP notificó a la Sociedad 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 \$ 3.470 (expresado en moneda histórica) por los períodos comprendidos entre agosto de 2001 y marzo de 2008.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 26 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

La AFIP 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 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 como una actividad industrial.

En junio de 2011, la Sociedad fue notificada de la Res 69/11 de la AFIP mediante la cual no se hace lugar a la impugnación presentada y se suspende la aplicación de sanciones por ciertos períodos, hasta la eventual existencia de una sentencia penal firme.

La Sociedad interpuso un recurso de revisión contra la resolución mencionada, el cual fue rechazado por la AFIP, según fuera notificado en agosto de 2011.

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).

En julio de 2011, la AFIP notificó a la Sociedad: (i) 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), y (ii) la aplicación de multas por un monto total de \$ 491 (expresado en moneda histórica) por la supuesta falsa declaración para invocar un beneficio de reducción de aportes por los períodos agosto de 2001 hasta abril de 2005. Tanto la determinación de deuda como la aplicación de multas, fueron impugnadas oportunamente por la Sociedad. La AFIP 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 misma.

El 17 de marzo de 2015 la Sala I de la Cámara Nacional de la Seguridad Social dispuso dejar sin efecto la resolución de la AFIP que condenaba a la Sociedad a abonar las diferencias en las contribuciones patronales de la seguridad social, por considerar arbitraria la desestimación por parte de la AFIP 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 Capex. Durante el mes de febrero de 2018 la AFIP dispuso la apertura a prueba de la primera determinación de deuda y del expediente correspondiente a la multa, etapa que ya se clausuró en ambos expedientes y se presentaron los correspondientes alegatos. 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 recientemente 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 de la AFIP, en respuesta a la opinión recabada por la AFIP 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 814/2001.

El día 19 de septiembre de 2018 la Sociedad recibió la notificación de las Resoluciones Administrativas N° 323/18 DV TJGE (DI RSGE) y 324/18 DV TJGE (DI RSGE) a través de las cuales se rechazaron las impugnaciones que fueron oportunamente presentadas por la Sociedad respecto de los dos períodos reclamados y de las multas. Estas Resoluciones fueron impugnadas administrativamente por la Sociedad.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 26 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

El 12 de marzo de 2019 la Sociedad recibió un requerimiento de la AFIP para (i) rectificar las DDJJ de aportes y contribuciones del período 05/2009 al 04/2018 por incorrecto encuadramiento de las contribuciones de la seguridad social en el Decreto 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 29 de marzo de 2019 rechazando el requerimiento bajo los mismos fundamentos ya oportunamente presentados ante la AFIP.

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 de la AFIP, por lo cual los estados financieros al 30 de abril de 2021 no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos.

c) Recurso Administrativo - Cambio de criterio sobre aplicación de la Resolución 46/17 del Ex Ministerio de Energía y Minería - "Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales"

El 14 de enero de 2019, la Sociedad interpuso un recurso de reconsideración con jerárquico en subsidio contra las Resoluciones de pago N° 346, 349 y 351 dictadas por la Secretaría de Gobierno de Energía (las "Notas"), todas de fecha 27 de diciembre de 2018, en virtud de las cuales dicha Secretaría modificó su criterio interpretativo sobre el volumen de producción de gas no convencional alcanzado por las compensaciones dispuestas por el régimen establecido por la Resolución N° 46/17, modificada por la Resolución N° 419/2017, ambas del Ex Ministerio de Energía y Minería, que establecen el "Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales" (en adelante el "Programa"). La adhesión de Capex al Programa para el Área Agua del Cajón fue aprobada por Disposición N° 116 del 4 de junio de 2018, dictada por la Ex Subsecretaría de Recursos Hidrocarbúricos.

El cambio de criterio que resulta de las Notas implica que la compensación por la producción de gas no convencional de la Sociedad bajo el Programa no alcanzaría la totalidad producida de dicho gas bajo el Programa, sino sólo como máximo la proyección mensual de Producción Incluida informada por la Sociedad en su solicitud de adhesión, a la cual, a partir de las Notas, la Secretaría de Gobierno de Energía denomina "Curva Original".

De prosperar a favor de la Sociedad dicho recurso implicaría el reconocimiento de ingresos adicionales por \$ 96 millones (expresado en moneda homogénea del 30 de abril de 2021 millones de \$ 248,7). La impugnación aún no fue resuelta por la Secretaría y la Sociedad ha hecho extensiva la impugnación a las Resoluciones 179, 185, 186, 246, 249 y 260.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 27 - INGRESOS

	30.04.2021	30.04.2020
Mercado local		
Petróleo	3.208.409	2.964.405
Programa estímulo de gas (Nota 2.c)	1.396.245	2.028.436
Gas	10.382	424.738
Energía eléctrica ADC ⁽¹⁾	6.343.567	11.068.830
GLP	395.526	633.332
Energía eléctrica eólica	758.338	558.493
Energía eléctrica generada con hidrógeno	30.386	36.137
Oxígeno	10.906	10.231
Servicios	135.579	140.394
Otros ⁽²⁾	1.490	-
	<u>12.290.828</u>	<u>17.864.996</u>
Mercado externo		
Petróleo	5.419.180	7.686.431
GLP	242.265	165.800
	<u>5.661.445</u>	<u>7.852.231</u>
Total	<u>17.952.273</u>	<u>25.717.227</u>

⁽¹⁾ Incluye los ingresos generados por el gas producido por el yacimiento ADC, consumido en la CT ADC y pagado por CAMMESA bajo el concepto Reconocimiento Combustibles Propios por \$ 2.726.809 y \$ 6.004.973 al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente (ver Nota 6). A partir de enero de 2021 los pagos recibidos de CAMMESA en concepto de Reconocimiento Combustibles Propios incluyen las remuneraciones por el "Plan Gas 2020-2024"

⁽²⁾ Corresponde a ingresos provenientes de los programas Propano Sur al 30 de abril de 2021 (ver Nota 2.d).

NOTA 28 – COSTO DE INGRESOS

	30.04.2021	30.04.2020
Honorarios y otras retribuciones	71.468	94.431
Sueldos y cargas sociales	1.765.256	1.882.111
Materiales, repuestos y otros	764.902	894.955
Operación, mantenimiento y reparaciones	1.785.738	2.331.101
Combustibles, lubricantes y fluidos	862.747	1.000.047
Transporte, fletes y estudios	160.916	207.086
Depreciación propiedad, planta y equipo	4.858.154	5.524.712
Depreciación derechos de uso	33.868	21.486
Gastos de oficina, movilidad y representación	80.067	66.868
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	317.426	336.310
Gastos de transporte de gas	83.480	109.463
Adquisición gas de terceros	-	2.217.127
Adquisición de crudo	248.924	338.082
Adquisición energía a CAMMESA	496	830
Costo de producción de existencias	(704.196)	(1.279.463)
Total	<u>10.329.246</u>	<u>13.745.146</u>

NOTA 29 – GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN

	30.04.2021	30.04.2020
Regalías	2.032.588	2.252.900
Gastos de almacén, transporte y despacho de petróleo y energía	297.377	268.717
Derechos de exportaciones	150.995	616.960
Impuesto sobre los ingresos brutos	377.183	635.210
Comisiones y otros	6.557	8.776
Total	<u>2.864.700</u>	<u>3.782.563</u>

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 30 – GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

	30.04.2021	30.04.2020
Honorarios y otras retribuciones	102.452	120.179
Sueldos y cargas sociales	496.881	533.105
Operación, mantenimiento y reparaciones	98.923	104.870
Transporte, fletes y estudios	3.712	7.333
Depreciación propiedad, planta y equipo	24.932	31.298
Depreciación derechos de uso	90.054	67.540
Gastos de oficina, movilidad y representación	8.378	39.022
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	26.973	72.371
Gastos bancarios	223.699	343.627
Total	1.076.004	1.319.345

NOTA 31 – OTROS EGRESOS OPERATIVOS NETOS

	30.04.2021	30.04.2020
Desvalorización de Propiedad, planta y equipo (Nota 5)	(2.466.786)	(2.652.498)
Desvalorización de inventarios (petróleo) (Nota 3.8)	-	(708.498)
Cobro de reclamos judiciales	48.819	-
Resultados pasivos a riesgo	110.426	-
Costos directos asociados al COVID-19 (Nota 1)	(660.867)	-
Ingresos por servicios administrativos indirectos Consorcios / UT (neto)	47.239	55.531
Diversos	34.424	14.494
Total	(2.886.745)	(3.290.971)

NOTA 32 - RESULTADOS FINANCIEROS

	30.04.2021	30.04.2020
<u>Ingresos financieros</u>		
Intereses	498.162	671.664
Otros resultados financieros	298.014	430.936
Diferencia de cambio	5.212.442	7.653.091
Devengamiento de intereses de créditos	(55.558)	(18.298)
	5.953.060	8.737.393
<u>Costos financieros</u>		
Intereses	(2.697.050)	(2.388.093)
Otros resultados financieros	(58.301)	(41.927)
Resultado neto por recompra Obligaciones Negociables (ver Nota 22)	478.176	-
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	203.207	(27.507)
Diferencia de cambio	(10.445.045)	(14.045.580)
	(12.519.013)	(16.503.107)

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 33 - RESULTADO POR ACCIÓN

La ganancia básica 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.

La ganancia diluida por acción es igual a la ganancia básica por acción debido a que la Sociedad no posee acciones ordinarias potenciales dilusivas.

	30.04.2021	30.04.2020
Resultado neto atribuible a los accionistas de la Sociedad	(634.116)	1.366.235
Nº medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	179.802	179.802
Resultado por acción básico y diluido	(3,5267)	7,5986

	30.04.2021	30.04.2020
Resultado integral atribuible a los accionistas de la Sociedad	(1.667.148)	(2.626.345)
Nº medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	179.802	179.802
Resultado por acción básico y diluido	(9,2721)	(14,6069)

NOTA 34 – COMPROMISOS

- En Nota 1 se detalla el compromiso de inversión de Capex con la provincia del Neuquén en relación con el contrato para la exploración, desarrollo y producción del área Parva Negra Oeste.
- En Nota 1 se detalla el compromiso de inversión de Capex con la provincia del Chubut en relación con la Concesión de explotación hidrocarburífera Pampa del Castillo – La Guitarra.
- En Nota 2.b.2.1. se menciona el compromiso con CAMMESA como consecuencia de la Res SRRyME 1/19.
- En Nota 2.c se mencionan los compromisos asumidos con el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales y el Plan de Promoción de producción de Gas Natural Argentino
- La Sociedad ha firmado un acuerdo con San Antonio International para la prestación de servicios de fractura a riesgo, estando el precio por la prestación de los mismos sujeto a la condición de que exista producción comercial en los pozos fracturados.
- En relación con el suministro de GLP, la Sociedad cuenta con distintos compromisos asumidos para el ejercicio 2021/2022. En relación al butano comercial por aproximadamente la totalidad de la producción en el mercado local. En lo que respecta al gas propano comercial sus compromisos locales alcanzan aproximadamente el 19% de su producción. Al igual que lo viene haciendo, se prevé exportar de propano durante todo el ejercicio en función del otorgamiento de los correspondientes permisos de exportación.
- En Nota 22 a) se describen los principales compromisos originados por la emisión de la ON Senior Notes Clase 2.
- En Nota 41 a) se detalla el compromiso de inversión de Capex con la provincia de Río Negro en relación con el permiso de exploración sobre el área Puesto Zúñiga.
- En Nota 41 b) se detalla el compromiso de inversión de Capex con la provincia de Río Negro en relación con la Concesiones de explotación hidrocarburífera de Loma Negra y de La Yesera.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 34 – COMPROMISOS (Cont.)

- En relación con la venta de energía eólica de Hychico, de acuerdo con el contrato firmado con CAMMESA, esta última se compromete a adquirir hasta un máximo de 361.755 MWh, durante el plazo de vigencia del contrato (15 años a partir del primer día del mes siguiente a la firma – marzo/12) (ver Nota 39).
- En relación con el contrato suscripto entre E G WIND S.A. y CAMMESA, esta última se compromete a adquirir la energía generada por una potencia máxima de 27,6 MW durante el plazo de vigencia del contrato de 20 años a contar desde la fecha de habilitación comercial y E G WIND a la construcción y operación del Parque Eólico Diadema II (ver Nota 40).
- No existen erogaciones de capital comprometidas pero no incurridas a la fecha de cierre de los estados financieros al 30 de abril de 2021.

NOTA 35 - 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 75,4% 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:

	30.04.2021	30.04.2020
Venta de energía eléctrica	30.386	36.137
Gastos correspondientes a Hychico	-	-
Gastos correspondientes a C.A.P.S.A.	18.472	26.212
Gastos correspondientes a Capex S.A.	4.106	(1.109)
Gastos correspondientes a E G WIND	-	-

a.ii) Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante

Las operaciones con Interenergy Argentina S.A. fueron:

	30.04.2021	30.04.2020
Alquileres de oficinas y cocheras	10.318	(10.721)
Servicios prestados	-	4.867
Aportes irrevocables	-	-
Gastos correspondientes a Capex S.A.	(3.545)	(7)
Gastos correspondientes a Interenergy	-	777

a.iii) Con las sociedades controlantes de la controlante

Las operaciones con Plenium Energy S.A. fueron:

	30.04.2021	30.04.2020
Gastos correspondientes a Plenium Energy S.A.	-	4

Las operaciones con Wild S.A. fueron:

	30.04.2021	30.04.2020
Gastos correspondientes a Wild	-	4

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 35 - PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD (Cont.)

a.iv) Con las sociedades controladas por las sociedades controlantes de la controlante:

Las operaciones con Interflow S.A. fueron:

	30.04.2021	30.04.2020
Gastos correspondientes a Interflow	1.808	1.788

a.v) Con las sociedades vinculadas

Las operaciones con Alparamis S.A. fueron:

	30.04.2021	30.04.2020
Alquileres de oficinas y cocheras	(114.893)	(99.784)

a.vi) Con los consorcios

Las operaciones con Loma Negra fueron:

	30.04.2021	30.04.2020
Servicios dirección, operación	233.352	238.508
Gastos prorrateables	42.668	42.177
Cargos por servicios administrativos indirectos	40.208	41.176
Reintegro de gastos	53.070	31.455
Aportes realizados	626.728	1.291.320
Distribuciones a los socios	(139.254)	(202.257)

Las operaciones con Lote IV La Yesera fueron:

	30.04.2021	30.04.2020
Servicios dirección, operación	60.505	70.801
Gastos prorrateables	10.667	10.851
Cargos por servicios administrativos indirectos	13.648	29.709
Reintegro de gastos	73	355
Aportes realizados	99.979	216.338
Distribuciones a los socios	(28.934)	(56.586)

a.vii) Con la UT

Las operaciones con Pampa del Castillo fueron:

	30.04.2021	30.04.2020
Servicios dirección, operación	463.810	565.324
Cargos por servicios administrativos indirectos	173.030	237.488
Reintegro de gastos	5.803	8.224
Aportes realizados	5.977.376	9.072.683
Distribuciones a los socios	(1.110.343)	(1.645.284)

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 35 - PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD (Cont.)

b) Saldos al cierre con partes relacionadas

	30.04.2021		
	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.	8.558	4.724	-
Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante:			
- Interenergy Argentina S.A.	125	-	25
Consortios / UT:			
- Área Río Negro Norte	1.154	31.594	-
- Lote IV La Yesera	-	10.209	-
- Pampa del Castillo	-	3.234	-
Con las sociedades controladas por las sociedades controlantes de la controlante			
Interflow S.A.	65	-	-
Total en moneda nacional	9.902	49.761	25
En moneda extranjera			
Con la sociedad controlante:			
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	-	3.479	207
Consortios / UT:			
- Área Río Negro Norte	3.833	6.250	-
- Lote IV La Yesera	-	3.182	-
- Pampa del Castillo	-	1.471	-
Total en moneda extranjera	3.833	14.382	207

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 35 - PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD (Cont.)

	30.04.2020		
	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.	5.892	4.852	1
Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante:			
- Interenergy Argentina S.A.	7	649	8
Consortios / UT:			
- Área Río Negro Norte	-	32.435	-
- Lote IV La Yesera	-	11.506	-
- Pampa del Castillo	-	5.728	-
Con las sociedades controladas por las sociedades controlantes de la controlante:			
- Interflow S.A.	1.788	-	-
Total en moneda nacional	7.687	55.170	9
En moneda extranjera			
Con la sociedad controlante:			
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	-	2.743	-
Consortios / UT:			
- Área Río Negro Norte	-	6.464	-
- Lote IV La Yesera	-	1.338	-
- Pampa del Castillo	-	3.072	-
Total en moneda extranjera	-	13.617	-

c) *Remuneración del personal clave de la dirección*

La retribución devengada a los miembros de la alta dirección en concepto de servicios laborales prestados (salarios y otras prestaciones) devengadas en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 y 2020, asciende a \$ 264.363 y \$ 282.155, respectivamente.

Adicionalmente, al 30 de abril de 2021 y 2020 se devengaron \$ 21.000 y \$ 21.210 en concepto de honorarios a los directores titulares.

NOTA 36 - GARANTIAS Y BIENES DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA

- Con fecha 29 de marzo de 2012, Hychico firmó un contrato de préstamo con Corporación Interamericana de Inversiones de hasta US\$ 14.000.000. Como garantía de dicho préstamo, la Sociedad otorgó un aval en su carácter de fiador, liso y llano y principal pagador de todas las obligaciones asumidas por Hychico en el contrato de préstamo, en los pagarés y en los demás documentos principales. Adicionalmente, la Sociedad y SEB otorgaron en garantía una prenda con registro en primer grado de preferencia sobre el 100% de las acciones de Hychico vigentes a cada momento.

Como contraprestación por el otorgamiento de la garantía descrita, la Sociedad recibe de Hychico un canon anual calculado sobre el saldo de deuda del préstamo.

- La Sociedad, con fecha 29 de junio de 2018, otorgó ciertas garantías corporativas por un total de US\$ 18.620.694 a favor de Enercon GmbH y Enercon Argentina S.R.L., en relación con las obligaciones de pago asumidas por su sociedad controlada E G WIND S.A. ante dichas empresas, por la provisión e instalación de los equipos, como así también la puesta en marcha del Parque Eólico Diadema II (ver Nota 40).

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli



Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 36 - GARANTIAS Y BIENES DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA (Cont.)

Con fecha 18 de noviembre de 2020 EG WIND canceló anticipadamente la deuda con Enercon GmbH por US\$ 13.771.741, con un descuento de US\$ 3.471.741, quedando liberada la garantía otorgada por Capex, y el 29 de junio de 2021 canceló la deuda con Enercon Argentina S.A. por US\$ 4.4848.953 liberando también la garantía otorgada por Capex.

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 2021 según el BNA.

Rubros	30.04.2021				30.04.2020
	Clase	Monto en miles de US\$	Cambio vigente \$	Monto en \$	Monto en \$
ACTIVO					
ACTIVO NO CORRIENTE					
Otras cuentas por cobrar					
Créditos a recuperar	US\$	3.355	93,36	313.178	50.050
Inversiones financieras a valor razonable con cambios en otros resultados integrales					
Plazos Fijos	US\$	67.049	93,36	6.259.687	-
Inversiones financieras a valor razonable con cambios en otros resultados integrales					
Títulos públicos	US\$	-	-	-	13.316.548
Total del activo no corriente				6.572.865	13.366.598
ACTIVO CORRIENTE					
Otras cuentas por cobrar					
Anticipos varios	US\$	729	93,36	68.081	66.717
Créditos con partes relacionadas	US\$	41	93,36	3.833	-
Cesión de derechos CAMMESA	US\$	76	93,36	7.081	7.393
Créditos a recuperar	US\$	26	93,36	2.451	257.997
Diversos ME	US\$	203	93,36	18.945	16.960
Cuentas por cobrar comerciales					
Créditos con partes relacionadas	US\$	154	93,36	14.382	13.617
Por venta de petróleo y otros	US\$	8.078	93,36	754.139	416.590
Por venta de energía	US\$	813	93,36	75.889	127
Inversiones financieras a valor razonable					
Inversiones financieras a valor razonable	US\$	6.670	93,36	622.731	669.540
Efectivo y equivalentes de efectivo					
Caja	US\$	5	93,36	432	451
Caja	EURO	4	112,14	399	380
Bancos	US\$	1.073	93,36	100.160	2.851.715
Inversiones financieras a valor razonable	US\$	-	-	-	8.647
Inversiones financieras a costo amortizado	US\$	36.341	93,36	3.392.842	-
Total del activo corriente				5.061.365	4.310.134
Total del activo				11.634.230	17.676.732

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 37 – ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO (Cont.)

Rubros	30.04.2021				30.04.2020
	Clase	Monto en miles de US\$	Cambio vigente \$	Monto en \$	Monto en \$
PASIVO					
PASIVO NO CORRIENTE					
Cuentas por pagar comerciales					
Proveedores	US\$	-	-	-	573.661
Provisiones varias	US\$	2.249	93,56	210.389	1.626.615
Deudas por arrendamiento	US\$	1.683	93,56	157.429	201.706
Deudas financieras					
Deudas bancarias	US\$	-	-	-	76.952
Obligaciones Negociables	US\$	255.026	93,56	23.860.233	29.332.096
Total del pasivo no corriente				24.228.051	31.811.030
PASIVO CORRIENTE					
Cuentas por pagar comerciales					
Proveedores	US\$	21.379	93,56	2.000.216	2.320.044
Pasivos con partes relacionadas	US\$	2	93,56	207	-
Provisiones varias	US\$	3.066	93,56	286.816	97.488
Provisiones varias partes relacionadas	US\$	-	-	-	-
Deudas por arrendamiento	US\$	1.422	93,56	133.062	147.044
Instrumentos financieros derivados					
Deudas financieras					
Deudas bancarias	US\$	802	93,56	75.006	959.728
Obligaciones Negociables	US\$	8.111	93,56	758.823	929.868
Total del pasivo corriente				3.254.130	4.454.172
Total del pasivo				27.482.181	36.265.202

NOTA 38 - RESERVAS DE GAS Y PETROLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE AUDITORIA EMITIDO POR LOS AUDITORES INDEPENDIENTES)

- Agua del Cajón

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 31 de diciembre de 2020 fue certificada por el auditor independiente, Ingeniero José C. Estrada, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. MINEM 69E/2016 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión enero de 2052, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	3.197	1.586	4.783	728	867	16.355
Petróleo	Mbbl	1.359	1.434	2.793	4.183	6.466	28.895
	Mm ³	216	228	444	665	1.028	4.594

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 38 - RESERVAS DE GAS Y PETROLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE AUDITORIA EMITIDO POR LOS AUDITORES INDEPENDIENTES) (Cont.)

- Bella Vista Oeste

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Bella Vista Oeste, al 31 de diciembre de 2020 fue certificada por el auditor independiente, Licenciado Héctor A. López, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. MINEM 69E/2016 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión febrero de 2045, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Petróleo	Mbbl	2.711	4.504	7.215	264	-	-
	Mm ³	431	716	1.147	42	-	-

- Loma Negra

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Loma Negra, al 31 de diciembre de 2020 fue certificada por el auditor independiente, Licenciado Héctor A. López, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. 69E/2016 del MINEM y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión febrero de 2034 (ver Nota 41), con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	1.329	836	2.165	6	-	3
Petróleo	Mbbl	2.352	1.214	3.566	170	-	359
	Mm ³	374	193	567	27	-	57

¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³.

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

- La Yesera

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área La Yesera al 31 de diciembre de 2020 fue certificada por el auditor independiente, Licenciado Héctor A. López, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. 69E/2016 del MINEM y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión agosto de 2037 (ver Nota 41), con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	167	46	213	-	-	364
Petróleo	Mbbl	1.522	579	2.101	-	-	4.692
	Mm ³	242	92	334	-	-	746

¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³.

La Sociedad posee el 18,75 % de dichas reservas (ver Nota 1 y 41.c)).

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 38 - RESERVAS DE GAS Y PETROLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE AUDITORIA EMITIDO POR LOS AUDITORES INDEPENDIENTES) (Cont.)

- Pampa del Castillo

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Pampa del Castillo al 31 de diciembre de 2020 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana María Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. 69E/2016 del MINEM y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión el mes de octubre de 2026, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	31	14	45	5	1	-
Petróleo	Mbbl	7.485	3.742	11.227	1.302	245	-
	Mm ³	1.190	595	1.785	207	39	-

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

La Sociedad posee el 95 % de participación en la concesión que posee dichas reservas.

Las reservas comprobadas desarrolladas al 30 de abril de 2021, calculadas en función de las reservas auditadas al 31 de diciembre de 2020 hasta el final de cada concesión, corregidas por la producción del período enero a abril de 2021 y teniendo en cuenta la participación de la Sociedad en cada una de las áreas, ascienden a:

		Agua del Cajón	Bella Vista Oeste	Loma Negra (37,5%)	La Yesera (18,75%)	Pampa del Castillo (95%)	Total
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	3.088		471	30		3.589
Petróleo	Mbbl	1.308	2.606	834	274	6.612	11.634
	Mm ³	208	414	133	44	1.051	1.850

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³

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 ha sido 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 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.

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.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 39 - NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS (Cont.)

El Parque Eólico Diadema (PED) 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 en el mismo fue de aproximadamente US\$ 17 millones.

Los trabajos efectuados se han orientado a: 1- realización de diversos estudios de factibilidad de esta actividad en nuestro país y su impacto ambiental, 2- análisis del mercado eléctrico nacional, 3- contratación de un asesor internacional para el desarrollo de parques eólicos, compra, instalación y puesta en marcha del equipamiento necesario para llevar a cabo las mediciones de vientos en los lugares citados precedentemente, 4- licitación en el ámbito internacional para la adquisición, montaje y puesta en marcha de los aerogeneradores del parque eólico, 5- suscripción del contrato de compra de los aerogeneradores y del contrato de operación y mantenimiento de los mismos (Nota 16), 6- estudios eléctricos para conectar el parque eólico al Sistema Argentino de Interconexión, 7- montaje de los aerogeneradores, 8- construcción de líneas de media tensión y obras electromecánicas y 9- pruebas y puesta en marcha de los aerogeneradores e instalaciones electromecánicas.

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

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

Hychico fue autorizada como agente generador del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para su PED, mediante Resolución de la Secretaría de Energía de la Nación (SE) N° 424/10. En diciembre de 2011 comenzó la operación comercial del PED. La energía generada está siendo vendida al MEM, de acuerdo con las regulaciones vigentes.

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, en el marco de la Resolución SE N° 108/11.

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 cuenta con dos electrolizadores con una capacidad total de 120 Nm³/h de hidrógeno y 60 Nm³/h de oxígeno. El hidrógeno de alta pureza (99,998 %) es mezclado con gas natural para alimentar un moto-generador de 1,4 MW, que posee un motor de combustión interna adaptado especialmente para operar con gas rico y/o pobre mezclado con hidrógeno.

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

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
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 fásón 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 la Sociedad firmó un contrato con Air Liquide Argentina S.A. para el suministro de oxígeno, el cual ha comenzado 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 con la depreciación de los bienes de uso y activos intangibles relacionados con el proyecto.

Con fecha 17 de noviembre de 2017 Hychico firmó un contrato con la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica por el cual obtuvo una subvención no reintegrable bajo la modalidad “Pago directo al Proveedor” de aproximadamente \$2,3 millones, para ser aplicada a la ejecución del Proyecto “Actualización tecnológica e innovación en electrolizadores para producción de hidrógeno mediante energía eólica”. En el mes de marzo de 2018 el Banco Mundial aprobó la auditoría realizada. La obra contempla un plazo para su realización de seis meses a partir del primer pago al proveedor. Posteriormente se presentaron las garantías referidas al proveedor y al beneficiario. Los equipos ya fueron adquiridos y pagados por Hychico (ante la falta de partidas presupuestarias para cubrir el subsidio) y se encuentran en la planta de Hidrógeno. Hychico se encuentra trabajando en la ejecución del proyecto y luego de haber presentado toda la documentación requerida por el Fondo Tecnológico Argentino (FONTAR) ha recibido el reintegro mencionado.

Esta primera etapa posiciona a Hychico como un participante destacado en la producción de hidrógeno, como vector de energía y de las energías renovables, cuya incidencia en la matriz energética de las naciones es creciente. La planta productora de hidrógeno y oxígeno le permite a la Sociedad desarrollar experiencia en operaciones y procesos con equipos de última generación, atraer socios estratégicos con experiencia tecnológica, asegurando la concreción de proyectos aún más ambiciosos que le permitan alcanzar una ventaja competitiva para la República Argentina y para Hychico, en un mercado mundial ávido de energía.

Al 30 de abril de 2021 y 2020 los bienes de uso y activos intangibles relacionados con la planta de hidrógeno y oxígeno se encuentran totalmente provisionados en función de las condiciones económicas actuales.

La producción de hidrógeno y oxígeno y la generación de energía eléctrica han sido despachadas y facturadas, imputándose las mismas en el Estado de Resultados bajo el rubro “Ingresos” (ver Nota 27).

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 hace 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 incluye una cláusula en la cual, ante la indisponibilidad operacional de los aerogeneradores, Wobben debe compensar a Hychico por tal pérdida. En diciembre de 2011 comenzó a operar este contrato. En noviembre de 2013 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.

c) Contrato de abastecimiento de oxígeno

En noviembre de 2008 Hychico formalizó un 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 será 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, estando vigente en la actualidad el correspondiente al período junio 2015- mayo 2018.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.
(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 39 - NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS (Cont.)

En el contrato vigente se fijan tres precios diferenciales para el oxígeno en función de la metodología de envasado que utiliza ALASA: i) oxígeno de envasado industrial, ii) oxígeno envasado tipo LASAL, y iii) oxígeno envasado en la modalidad de alta pureza; 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 31 de mayo de 2018 se realizó la extensión del acuerdo comercial con ALASA por un período de 3 años.

d) Contrato de abastecimiento del mercado mayorista eléctrico a partir de fuentes renovables

La energía generada en el PED, 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 SEN instruyó mediante Nota N° 1205/2012 la firma del Contrato de Abastecimiento al MEM a partir de Fuentes Renovables entre CAMESA y Hychico, en el marco de la Res SEN 108/11, para la comercialización de la energía generada por el PED.

La potencia contratada es de 6,3 MW y CAMESA se compromete 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 serán comercializados en el mercado SPOT o a través de contratos con agentes del MEM y no serán contabilizados a los efectos del cálculo de la energía contratada.

El precio de la energía suministrada se fija en US\$/MWh 115,896, constante durante la vigencia del contrato y se remunera 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 remunera. Se reintegrará una fracción de los costos fijos por la operación de las máquinas comprometidas en el MEM, los cuales serán determinados en base a la información publicada en el Documento de Transacción Económica (DTE) del mes correspondiente, que emita CAMESA.

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

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 Hychico, 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 Hychico, 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. La actividad operativa se inició en mayo de 2009 (ver punto a).

Hasta el 30 de abril de 2011 el precio del servicio de fasón era de US\$/Mwh 30. A partir del 1 de mayo de 2011 el mismo ascendió a US\$/Mwh 34.

A partir de diciembre de 2014 se acordó un nuevo precio, el cual asciende a US\$/Mwh 40 y se estableció un procedimiento de ajuste mensual, pudiendo renegociarse el mismo al vencimiento de cada año calendario.

f) Estado de capital

Con fecha 16 de julio de 2018, por acta de Asamblea Extraordinaria de Accionistas, Hychico resolvió realizar un aumento del capital social por \$ 1.900.000 emitiendo 1.900.000 acciones nominativas no endosables de un peso argentino valor nominal cada una y un voto por acción, aceptando los aportes efectuados por Interenergy Argentina S.A. por \$ 249, por Servicios Buproneu S.A. por \$ 729 y por Capex S.A. por \$ 922, quedando de esta manera el capital social en \$ 108.951.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 39 - NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS (Cont.)

Con fecha 8 de octubre de 2018, por acta de Asamblea Extraordinaria de Accionistas, Hychico resolvió realizar un aumento del capital social por \$ 4.000 emitiendo 4.000.000 acciones nominativas no endosables de un peso argentino valor nominal cada una y un voto por acción, aceptando los aportes efectuados por Interenergy Argentina S.A. por \$ 524, por Servicios Buproneu S.A. por \$ 1.534 y por Capex S.A. por \$ 1.942, quedando de esta manera el capital social en \$ 112.951.

g) PED I y PED II- Incendio Estación Transformadora Diadema

Como consecuencia de un incendio ocurrido en el mes de marzo de 2020 en la Estación Transformadora Diadema que conecta al PED I y PED II, con el SADI, ambos parques quedaron desconectados del mismo. Luego de las tareas de reparación llevadas a cabo, el 22 de mayo de 2020 ambos parques restablecieron su conexión con el SADI y a despachar energía eléctrica al sistema normalmente. A la fecha de los presentes estados financieros Hychico y EG WIND han cobrado de las compañías aseguradas las indemnizaciones correspondientes.

NOTA 40 – PARQUE EOLICO DIADEMA II

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

El 19 de octubre de 2017 la Sociedad presentó el proyecto Parque Eólico Diadema II en el Programa RenovAr Ronda 2.0; el mismo sería llevado a cabo por E G WIND S.A. en su carácter de sociedad de propósito específico. Si bien la oferta fue aprobada técnicamente a través de la Resolución E-450/2017, el 1° de diciembre de 2017 el Ministerio de Energía informó a través de la Resolución E-473/2017 que el Proyecto no había resultado adjudicado y se invitó al ofertante a ofertar nuevamente bajo determinadas condiciones prefijadas:

- El precio por megavatio hora para los contratos a celebrar por quienes aceptaran la invitación sería de US\$ 40,27MWh (el Proyecto del Parque Eólico Diadema II se había ofertado con un precio de US\$ 42 MWh);
- En los casos de proyectos respecto de los cuales existía una restricción en el sistema de transporte eléctrico, el oferente debía aceptar, a su exclusivo costo, la ejecución de las obras que resultaren necesarias para resolver la restricción que le informara CAMMESA. El Parque Eólico Diadema II no requiere ampliación de capacidad adicional a la que será ejecutada por el Estado Nacional.
- El Parque Eólico Diadema II quedó primero en el orden de preadjudicación elaborado por CAMMESA de acuerdo con la regulación vigente.

La Sociedad participó en la nueva convocatoria y el Proyecto resultó adjudicado el 19 de diciembre de 2017 mediante la Res 488/2017 del Ministerio de Energía y Minería. 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 27,6 MW 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 incluía la obligación de E G WIND de construir el Parque Eólico Diadema II. Con motivo de dicha adjudicación, E G WIND obtuvo beneficios fiscales nacionales, previstos en el programa RenovAr Ronda 2 en el marco de la Ley 26.190 y 27.191, a saber: a) se extiende a 10 años el período para la compensación de los quebrantos del impuesto a las ganancias, b) devolución anticipada del impuesto al valor agregado que podrá ser solicitado luego de transcurrido un período fiscal a partir de las inversiones realizadas en el citado proyecto hasta la conclusión del mismo y c) amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, el cual podrá ser solicitado a partir del período fiscal de habilitación del bien, y los beneficios fiscales provinciales de la provincia del Chubut en el marco del Régimen de Promoción de Fuentes de Energías Renovables, Ley XVII – N°95 y Decreto 1114/11, a saber: a) Impuesto de sellos: eximición del pago para las etapas de estudio y desarrollo y de construcción y b) Impuesto a los ingresos brutos: eximición del 100 % generado por el desarrollo de las actividades durante los primeros 5 años a contar desde el inicio de la operación comercial, y del 50% a partir del sexto año hasta el décimo año inclusive

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 40 – PARQUE EOLICO 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. Debido a las limitaciones de transporte eléctrico del corredor patagónico y la línea 132 kV Comodoro Rivadavia - Pico Truncado en particular, el parque debe operar con restricciones de potencia, las cuales son administradas por CAMMESA. Hasta tanto no se realicen las obras de ampliación a cargo del Estado Nacional, existirán estas restricciones las cuales serán mayores en la medida que se sumen nuevos parques eólicos en la zona. Como mecanismo de compensación a dichas restricciones, el contrato establece en su punto 10.3 la “Obligación de tomar o pagar” que entrará en vigencia el 19 de junio de 2020 al cumplirse los 30 meses de la adjudicación del contrato.

Ver Nota 39 g).

NOTA 41 –ADQUISICION DE NEGOCIOS Y CONCESIONES

a) Concurso Público Nacional e Internacional N° 1/19 – pre adjudicación de derechos exclusivos para la exploración de hidrocarburos y eventual concesión de explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos sobre el área Puesto Zúñiga

Durante 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 Puesto Zúñiga, en la Provincia de Río Negro. 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 aprobó la calificación de Capex y pre adjudicó el área. Con fecha 16 de octubre de 2020 la Sociedad resultó adjudicataria de un permiso de exploración sobre el área Puesto Zúñiga en la Provincia de Río Negro.

b) Extensión del plazo de concesión de las áreas Loma Negra y La Yesera

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.

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

- Prorrogar ambas Concesiones de Explotación por un plazo de 10 años, es decir hasta el 24 de febrero de 2034 para Loma Negra y hasta el 4 de agosto de 2037 para La Yesera;
- 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 abonará un aporte complementario del 3% mensual sobre la producción incremental de petróleo y gas. La producción incremental será 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.

Con fecha 6 de mayo de 2021 se abonaron el bono de prórroga y el aporte al desarrollo social y fortalecimiento institucional de ambas áreas.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Notas a los Estados Financieros Consolidados

NOTA 41 –ADQUISICION DE NEGOCIOS Y CONCESIONES (Cont.)

c) Adquisición de la participación del 18.75 % en el área La Yesera

Al 30 de junio de 2021 la Sociedad adquirió a San Jorge Energy S.A. la participación del 18,75% en el Consorcio La Yesera (ver Nota 1.1).

NOTA 42 – PARTICIPACION 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 2021 y 2020 de las operaciones conjuntas en los que participa la Sociedad se detallan a continuación:

Consortios Participación	Loma Negra 37,50%		La Yesera 18,75%		Pampa del Castillo 95%	
	30.04.2021	30.04.2020	30.04.2021	30.04.2020	30.04.2021	30.04.2020
Activo no corriente (1)	18.885.679	17.758.632	1.572.412	1.351.603	7.890.792	6.336.568
Activo corriente	576.254	627.821	128.317	291.549	589.339	823.322
Total activo	19.461.933	18.386.453	1.700.729	1.643.152	8.480.131	7.159.890
Pasivo corriente	1.282.854	465.908	272.228	296.596	1.687.085	2.161.384
Total pasivo	1.282.854	465.908	272.228	296.596	1.687.085	2.161.384
Costos de producción (1)	(1.018.925)	(921.121)	(265.618)	(338.337)	(3.600.058)	(4.198.649)

(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 la UT y los Consortios.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

RESEÑA INFORMATIVA
REFERIDA A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
DE CAPEX S.A. AL 30 DE ABRIL DE 2021

(cifras expresadas en miles de pesos)

a) Consideraciones acerca de los resultados integrales y la situación financiera consolidada al 30 de abril de 2021 (información no cubierta por el informe de auditoría emitido por los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)

Estados de resultados integrales consolidados

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Ingresos	17.952.273	25.717.227	(7.764.954)	-30,2%
Costo de ingresos	(10.329.246)	(13.745.146)	3.415.900	-24,9%
Resultado bruto	7.623.027	11.972.081	(4.349.054)	-36,3%
Gastos preoperativos	-	(6.185)	6.185	-100,0%
Gastos de comercialización	(2.864.700)	(3.782.563)	917.863	-24,3%
Gastos de administración	(1.076.004)	(1.319.345)	243.341	-18,4%
Otros egresos operativos netos	(2.886.745)	(3.290.971)	404.226	-12,3%
Resultado operativo	795.578	3.573.017	(2.777.439)	-77,7%
Ingresos financieros	5.953.060	8.737.393	(2.784.333)	-31,9%
Costos financieros	(12.519.013)	(16.503.107)	3.984.094	-24,1%
Otros resultados financieros	31.829	31.845	(16)	-0,1%
Otros resultados financieros RECPAM	5.685.567	4.086.583	1.598.984	39,1%
Resultados financieros, neto	(848.557)	(3.647.286)	2.798.729	-76,7%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	(52.979)	(74.269)	21.290	-28,7%
Impuesto a las ganancias	(562.635)	1.447.723	(2.010.358)	-138,9%
Resultado neto del ejercicio	(615.614)	1.373.454	(1.989.068)	-144,8%
Con imputación futura a resultados				
Otros resultados integrales	(123.493)	123.493	(246.986)	-200,0%
Sin imputación futura a resultados				
Otros resultados integrales	(907.992)	(4.114.152)	3.206.160	-77,9%
Resultado integral del ejercicio	(1.647.099)	(2.617.205)	970.106	-37,1%

A los efectos de analizar las variaciones, deberá tenerse en cuenta que los saldos al 30 de abril de 2020 que se exponen a continuación surgen de reexpresar los importes de los saldos a dicha fecha en moneda homogénea del 30 de abril de 2021, siguiendo los lineamientos detallados en la Nota 3 de los estados financieros consolidados al 30 de abril de 2021.

La evolución comparativa de los resultados al 30 de abril de 2021 con respecto al 30 de abril de 2020, fue la siguiente:

- El Resultado Bruto ascendió a \$ 7.623.027 (ganancia), representando un 42,5% de los ingresos, en comparación con los 11.972.081 (ganancia) o 46,6% de los ingresos al 30 de abril de 2020. El resultado bruto disminuyó en un 36,3%.
- El Resultado Operativo ascendió a \$ 795.578 (ganancia) en comparación con \$ 3.573.017 (ganancia) del ejercicio anterior. El segmento petróleo y gas se vio afectado por: (i) la disminución de los precios del gas, como consecuencia de la aplicación de precios máximos establecidos, las subastas realizadas por CAMMESA para la adquisición de gas natural para la generación de electricidad, las declaraciones de costos de gas efectuadas por Capex y al precio adjudicado a Capex con relación al "Plan Gas 2020-2024", (ii) disminución de los precios del petróleo en el mercado

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

local e internacional como consecuencia del impacto del COVID-19 que generó una fuerte retracción de la demanda de petróleo en los primeros meses del ejercicio (iii) las desvalorizaciones de los activos del segmento petróleo y gas por \$ 2.466.786 y \$ 2.652.498 al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente, atribuibles al yacimiento Agua del Cajón, como consecuencia principalmente de la disminución del precio del gas y (iv) los costos generados como consecuencia del COVID-19 que no han formado parte de la operación productiva. El segmento de energía eléctrica se vio afectado por una menor generación, producto de la rotura de un transformador de la turbina de vapor 7 que obligó, desde el mes de enero y hasta el 31 de julio de 2020, a operar a ciclo abierto con la consiguiente disminución de la generación de energía, y una disminución de la remuneración de la energía generada y la potencia, producto de la aplicación de la Res 31/20 desde febrero de 2020 que pesificó la tarifa de energía. Cabe destacar que en el mes de mayo de 2021, la Secretaría de Energía, mediante la Res 440/2021, eliminó la actualización de los valores remunerativos con el IPC y el IPIM y estableció un incremento de los valores remunerados por la potencia y energía de un 29% aproximadamente. Dicho incremento se hizo retroactivo para las entregas de energía desde febrero 2021 y no tuvo impacto en los resultados al 30 de abril de 2021.

- El Resultado Neto ascendió a \$ 615.614 (pérdida) en comparación con los \$ 1.373.454 (ganancia) del ejercicio anterior. Adicionalmente a lo mencionado, el resultado neto también se vio afectado como consecuencia de los costos financieros, debido al incremento de la cotización del dólar estadounidense, moneda en la cual el Grupo posee el 90,0% de sus pasivos financieros y por el impuesto a las ganancias, producto del efecto del ajuste por inflación impositivo, compensado con un resultado fiscal pérdida. Adicionalmente, en el ejercicio la Sociedad ha efectuado la recompra de sus Obligaciones Negociables Clase II por un valor nominal de US\$ 44.974.000 generando una ganancia neta de \$ 478.176 y E G WIND canceló anticipadamente el pasivo comercial que mantenía con Enercon GmbH generando una ganancia de \$ 342.565.
- Los Otros Resultados Integrales con imputación futura a resultados, lo cuales impactan en la Reserva por inversiones a valor razonable, ascendieron a \$ 123.493 (pérdida) al 30 de abril de 2021 como consecuencia de la venta de los títulos públicos (Bonos del Tesoro Americano) valuados a valor razonable. Adicionalmente se registraron en Otros Resultados Integrales sin imputación futura a resultados, los cuales impactan en la Reserva por revaluación de activos y estando expresada en valores reales, \$ 907.992 (pérdida) en comparación con \$ 4.114.152 (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 sobre los cuales se aplica la política de valores razonables.
- El resultado integral ascendió a \$ 1.647.099 (pérdida) en comparación con \$ 2.617.205 (pérdida) del ejercicio anterior.

Ingresos

Producto	30/04/21	30/04/20	Variación	
Energía				
Energía CT ADC ⁽¹⁾	6.343.567	11.068.830	(4.725.263)	-42,7%
Energía eólica	758.338	558.493	199.845	35,8%
Servicio de fasón de energía eléctrica	30.386	36.137	(5.751)	-15,9%
Gas	10.382	424.738	(414.356)	-97,6%
Gas Programa estímulo	1.396.245	2.028.436	(632.191)	-31,2%
Petróleo	8.627.589	10.650.836	(2.023.247)	-19,0%
Propano	470.747	631.730	(160.983)	-25,5%
Butano	168.534	167.402	1.132	0,7%
Oxígeno	10.906	10.231	675	6,6%
Servicios	135.579	140.394	(4.815)	-3,4%
Total	17.952.273	25.717.227	(7.764.954)	-30,2%

⁽¹⁾ Al 30 de abril de 2021 y 2020 se incluyen los ingresos generados por el gas producido por las áreas ADC, Loma Negra y La Yesera, consumido en la CT ADC y pagado por CAMMESA bajo el concepto Reconocimiento Combustible Propio. A partir de enero 2021, también se incluye el volumen adjudicado a través del "Plan Gas 2020-2024". Asimismo,

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 se incluye en este rubro el gas adquirido a terceros y consumido en la CT ADC hasta diciembre de 2019.

Los ingresos al 30 de abril de 2021 disminuyeron un 30,2% con respecto al ejercicio anterior. El comportamiento de cada uno de los productos fue el siguiente:

a) Energía:

Los ingresos generados por las operaciones de la CT ADC medidos en pesos disminuyeron en \$ 4.725.263, representando una disminución del 42,7%, pasando de \$ 11.068.830 al 30 de abril de 2020 a \$ 6.343.567 al 30 de abril de 2021. Estos ingresos están asociados a la remuneración por la generación de energía y a la remuneración reconocida por CAMMESA en concepto de gas consumido en la CTADC.

Los ingresos asociados a la remuneración por la generación de energía disminuyeron en un 27,7%. Esta variación se debió principalmente a: a) una disminución de la generación en un 9,6% debido a la imposibilidad de operar a ciclo combinado, producto de la rotura del transformador de la TV7 a fines de enero y hasta el 31 de julio de 2020, y b) a una disminución del 20,0% del precio de venta promedio registrado sobre los GW vendidos, pasando de \$/GWh 1.456,4 promedio durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 a \$/GWh 1.164,8 promedio en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021. Cabe destacar que con fecha 19 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía, mediante la Res 440/2021, eliminó la actualización de los valores remunerativos con el IPC y el IPIM previstos por la Res 31/20 y estableció un incremento de los valores remunerados por la potencia y energía de un 29% aproximadamente para la energía entregada desde febrero 2021. Este incremento no tuvo impacto al 30 de abril de 2021.

En enero de 2020 el transformador de la Turbina Vapor 7 de la CT ADC tuvo una falla en la terminal de salida de una fase de alta tensión. La reparación se inició en el mes de abril de 2020, luego de lograr las autorizaciones de ingreso de personal y equipos de movimiento de cargas al sitio debido a las restricciones de aislamiento y movilidad vigentes a ese momento. En los últimos días de julio de 2020 se concluyeron las tareas de reparación, retomando la CT ADC su operación a ciclo combinado desde el 31 de julio de 2020. Como se mencionó anteriormente, durante los meses comprendidos entre enero y julio 2020, la CT ADC operó a ciclo abierto con la consiguiente disminución de la generación de energía.

Los ingresos asociados a la remuneración reconocida por CAMMESA a Capex en concepto de gas consumido en la CT ADC producido por las áreas ADC, Loma Negra y La Yesera disminuyeron un 55,3%, debido a: i) la disminución del precio del gas por millón de btu, el cual disminuyó de un valor promedio de US\$ 2,15 para el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 a un valor promedio de US\$ 1,90 para el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021, como consecuencia de la aplicación de precios máximos establecidos, las subastas realizadas por CAMMESA para la adquisición de gas natural para la generación de electricidad, las declaraciones de costos de gas efectuadas por Capex y al precio adjudicado en el "Plan Gas 2020-2024", este último a partir del 1 de enero de 2021; y ii) el menor volumen de gas remunerado (45,8%) debido a la menor generación explicada anteriormente y a que en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2020, también se remuneró el gas de terceros adquirido en el mercado para la generación hasta diciembre 2019.

El ingreso por la remuneración del gas se incluye en el segmento de Petróleo y Gas (Nota 6 a los Estados Financieros Consolidados). El gas de producción propia consumido por la CT ADC disminuyó un 13,6%.

Los ingresos de energía eólica medidos en pesos aumentaron en \$ 199.845, representando un incremento del 35,8%, pasando de \$ 558.493 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 a \$ 758.338 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021. Este incremento se debió a la puesta en marcha del Parque Eólico Diadema II (PED II), propiedad de E G WIND, el cual fue habilitado comercialmente en septiembre de 2019. Las ventas del PED I y PED II medidas en GWh fueron de 126,6 y 80,3 al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente. El precio promedio de ventas fue de \$ 5.990,3 y \$ 6.955,1 por MWh al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente. La variación de los precios promedios de ventas se debe a que los precios por MWh acordados en los contratos con CAMMESA para el PED I y el PED II son de US\$ 115,896 y US\$ 40,27, respectivamente.

En el mes de marzo de 2020 se produjo un incendio en la Estación Transformadora Diadema que conecta los parques eólicos con el SADI y ambos parques quedaron desconectados del mismo. Luego de las tareas de reparación llevadas a cabo, el 22 de mayo de 2020 ambos parques volvieron a despachar energía eléctrica al sistema.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

b) Servicio de fásón de energía eléctrica:

Los servicios de fásón para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno medidas en pesos disminuyeron en \$ 5.751, representando una baja del 15,9%, pasando de \$ 36.137 al 30 de abril de 2020 a \$ 30.386 al 30 de abril de 2021. Esta disminución se produce por un menor volumen vendido en un 15,7% en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021, como consecuencia del mantenimiento de la planta realizado durante la primera semana de junio de 2020.

c) Gas:

La producción de gas de las áreas en la cuenca neuquina disminuyó un 18,0%, pasando de 569.284 miles de m³ al 30 de abril de 2020 a 466.692 miles de m³ al 30 de abril de 2021. Si bien Capex viene sosteniendo el nivel de producción de gas mediante las inversiones efectuadas incentivadas principalmente por los programas estímulos, la menor demanda de gas de la CTADC reguló la producción de gas del yacimiento ADC, disminuyendo un 21,1%. Por su parte, la producción de gas proveniente de su participación en los Consorcios con concesiones en las áreas Loma Negra y La Yesera en la Provincia de Río Negro disminuyó en un 2,8%, pasando de un promedio de 261 mil m³/día al 30 de abril de 2020 a un promedio de 254 mil m³/día al 30 de abril de 2021.

Al 30 de abril de 2021 Capex ha utilizado el 100% de la producción de gas proveniente del área Agua del Cajón, para la generación de energía eléctrica en la CT ADC y la operación de la Planta de GLP. Asimismo, también incorpora en la generación de energía eléctrica gran parte del gas producido en los yacimientos de Loma Negra y La Yesera. En el marco del Programa de estímulo a las inversiones en desarrollo de producción de gas proveniente de reservorios no convencionales, la Sociedad ha presentado las declaraciones juradas del área Agua del Cajón correspondientes a los períodos enero 2018 – marzo 2021 y las pólizas de caución, a fin de solicitar el pago del programa. El Ministerio de Energía autorizó el total de las compensaciones económicas definitivas solicitadas por el período enero 2018 – marzo 2021 por un monto aproximado de \$ 2.954,9 millones. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, se han cobrado en efectivo \$ 2.535,4 millones. La Sociedad ha registrado en el rubro Ingresos el total del incentivo que cumple con las condiciones establecidas en la Resolución 419 E/2017 por \$ 1.396,2 millones y \$ 2.028,4 millones al 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente.

En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 Capex vendió \$ 10.382 correspondiente a la entrega de 2.238 miles de m³ proveniente de las áreas Loma Negra y La Yesera, a un precio promedio de US\$/ m³ 0,0472 (o US\$ 1,3 millón de btu). En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020, las ventas ascendieron a \$ 424.738 correspondiente a la venta de 49.251 miles de m³ a un precio de US\$/ m³ 0,0891 (o US\$ 2,4 millón de btu).

d) Petróleo:

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Mercado local	3.208.409	2.964.405	244.004	8,2%
Mercado externo	5.419.180	7.686.431	(2.267.251)	-29,5%
Total	8.627.589	10.650.836	(2.023.247)	-19,0%

Los ingresos de petróleo al 30 de abril de 2021 disminuyeron en \$ 2.023.247 respecto del ejercicio anterior, representando una disminución del 19,0%. Esta disminución corresponde a la menor venta expresada en \$ en el mercado externo de un 29,5%, compensado por un incremento en el mercado local de un 8,2%. El volumen total vendido aumentó un 20,2%. Dicho incremento en el volumen vendido se debió a que durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 se vendió el stock acumulado al 30 de abril de 2020. Dicho stock se había acumulado debido a la baja de la demanda, en aquel momento, como consecuencia de la pandemia y a la incorporación del crudo proveniente del área Bella Vista Oeste. En cuanto al precio promedio del petróleo en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2021, el mismo se vio afectado por efecto de la pandemia generando una disminución del 32,6%. En el segundo semestre del ejercicio fue recuperando valor.

La disminución de los ingresos en el mercado externo de \$ 2.267.251 se debe a las menores exportaciones de crudo de las áreas Pampa del Castillo – La Guitarra y Bella Vista Oeste (incorporada a partir de febrero 2020), ambas en la Provincia del Chubut, a pesar de un aumento del 17,0% en el volumen exportado, pasando de 210.287 m³ (1.322.665 bbl) al 30 de abril de 2020 a 246.098 m³ (1.547.912 bbl) al 30 de abril de 2021. Con respecto a los precios internacionales,

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

sufrieron una disminución en pesos de aproximadamente un 40,7 % entre ambos ejercicios. Esta disminución fue como consecuencia del impacto del COVID-19 en la economía mundial, la cual produjo una retracción de la demanda, un excedente de producción, problemas de almacenamiento y su consecuente caída en el precio. Sin embargo, en los últimos meses los precios internacionales recuperaron los valores promedios históricos.

Las ventas locales aumentaron de \$ 2.964.405 al 30 de abril de 2020 a \$ 3.208.409 al 30 de abril de 2021, producto fundamentalmente del aumento del 27,1% en el volumen vendido, pasando de 95.527 m³ al 30 de abril de 2020 a 121.415 m³ al 30 de abril de 2021. Adicionalmente, el precio promedio en pesos disminuyó un 14,8%, como consecuencia de la disminución del precio promedio en dólares acordado entre las partes producto del impacto del COVID-19. En los últimos meses del ejercicio el precio acordado entre las partes comenzó a incrementar recuperando los valores promedios históricos.

La producción de petróleo aumentó un 2,8%, pasando de 332.937 m³ al 30 de abril de 2020 a 342.289 m³ al 30 de abril de 2021, debido a la incorporación del área Bella Vista Oeste, la cual aportó el 3,5% de la producción del ejercicio.

e) Propano, butano y gasolina:

- Las ventas de propano disminuyeron en \$ 160.983 ó 25,5%, pasando de \$ 631.730 al 30 de abril de 2020 a \$ 470.747 al 30 de abril de 2021.

La disminución de las ventas es consecuencia de la disminución del volumen vendido y del menor precio de venta. El volumen vendido disminuyó en 3.176,3 tn, es decir un 16,4% como consecuencia de la menor cantidad de gas procesado. La disminución del precio de venta en términos reales fue de un 10,8% pasando de \$promedio/tn 32.647,5 al 30 de abril de 2020 a \$promedio/tn 29.105,7 al 30 de abril de 2021.

Las ventas en el mercado local disminuyeron un 51,0%, como consecuencia de una disminución del 34,8% en el volumen vendido y una disminución del 24,8% en el precio. Esto último se debe a la entrega del 22,5% del volumen vendido para cumplir con el Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido.

Las ventas en el mercado externo, aumentaron un 46,1% tanto por un incremento en el volumen vendido como en el precio de venta. Los precios de venta de propano en el mercado externo, aumentaron un 21,8%, pasando de \$promedio/tn 25.543,1 al 30 de abril de 2020 a \$promedio/tn 31.114,5 debido a los mayores precios internacionales y a la evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación. El volumen exportado se incrementó en un 20,0% con relación al ejercicio anterior.

- Las ventas de butano aumentaron en \$ 1.132 ó 0,7%, pasando de \$ 167.402 al 30 de abril de 2020 a \$ 168.534 al 30 de abril de 2021. Dicho incremento se debió a un aumento del precio de un 22,5%, pasando de \$promedio/tn 13.060,9 al 30 de abril de 2020 a \$promedio/tn 16.003,6 al 30 de abril de 2021, compensado con una disminución del volumen vendido en 2.286,0 tn es decir un 17,8% como consecuencia de la menor cantidad de gas procesado.
- No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2021 y 2020 debido a que la producción de 20.240 m³ y 24.849 m³, respectivamente, fueron vendidas con el petróleo por razones de mercado.

f) Oxígeno:

Hychico vendió 126.030 m³ y 107.211 m³ de oxígeno por un total de \$ 10.906 y \$ 10.231 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2021 y 2020, respectivamente. Este incremento en las ventas se debe al mayor despacho de oxígeno como consecuencia de una mayor demanda del mismo.

g) Servicios:

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

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Costo de ingresos

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	71.468	94.431	(22.963)	-24,3%
Sueldos y cargas sociales	1.765.256	1.882.111	(116.855)	-6,2%
Materiales, repuestos y otros	764.902	894.955	(130.053)	-14,5%
Operación, mantenimiento y reparaciones	1.785.738	2.331.101	(545.363)	-23,4%
Combustibles, lubricantes y fluidos	862.747	1.000.047	(137.300)	-13,7%
Transporte, fletes y estudios	160.916	207.086	(46.170)	-22,3%
Depreciación propiedad, planta y equipo	4.858.154	5.524.712	(666.558)	-12,1%
Depreciación derechos de uso	33.868	21.486	12.382	57,6%
Gastos de oficina, movilidad y representación	80.067	66.868	13.199	19,7%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	317.426	336.310	(18.884)	-5,6%
Gastos de transporte de gas	83.480	109.463	(25.983)	-23,7%
Adquisición gas de terceros	-	2.217.127	(2.217.127)	-100,0%
Adquisición de crudo	248.924	338.082	(89.158)	-26,4%
Adquisición energía a CAMMESA	496	830	(334)	-40,2%
Costo de producción de existencias	(704.196)	(1.279.463)	575.267	-45,0%
Costo de ingresos	10.329.246	13.745.146	(3.415.900)	-24,9%

El costo de ingresos al 30 de abril de 2021 ascendió a \$ 10.329.246 (57,5% sobre los ingresos), mientras que al 30 de abril de 2020 ascendió a \$ 13.745.146 (53,4% sobre los ingresos).

La disminución del 24,9% en el costo de ingresos fue generado principalmente por:

- una disminución en la adquisición de gas para la CT ADC por \$ 2.217.127, como consecuencia de un cambio de metodología aplicado por CAMMESA; a partir de enero 2020 se dejaron de realizar compras de gas a terceros por parte de los generadores para el consumo de centrales termoeléctricas. Asimismo, debido a la menor generación de la CT ADC, por operar a ciclo abierto (dada la rotura de un transformador de la Turbina a Vapor) disminuyó la demanda de gas del mercado y por lo tanto, se produjo también una disminución en los costos de transporte del mismo por \$ 25.983;
- una disminución en las depreciaciones de los activos de Propiedad, planta y equipo por \$ 666.558 debido a la menor producción de petróleo y gas en el yacimiento Agua del Cajón y a la incorporación de reservas en las áreas de Bella Vista Oeste, Pampa del Castillo, Loma Negra y La Yesera; y.
- las menores erogaciones en operación, mantenimiento y reparaciones y en el resto de los costos, en general como consecuencia de realizar tareas de mantenimiento de las operaciones esenciales para conservar operativo el yacimiento durante los primeros meses del ejercicio. Aquellos costos asociados como consecuencia del COVID-19 y que no han formado parte de la operación productiva fueron imputados en "Otros egresos operativos netos".

Esta disminución fue compensada parcialmente por la variación del costo de producción de existencias, donde este fue menor al 30 de abril de 2021 comparado con el del 30 de abril de 2020, debido a los diferentes volúmenes en stock y costo de producción entre ambos ejercicios.

Gastos de comercialización

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Regalías	2.032.588	2.252.900	(220.312)	-9,8%
Gastos de almacenamiento, transporte y despacho de petróleo y energía	297.377	268.717	28.660	10,7%
Derechos de exportaciones	150.995	616.960	(465.965)	-75,5%
Impuesto sobre los ingresos brutos	377.183	635.210	(258.027)	-40,6%
Comisiones y otros	6.557	8.776	(2.219)	-25,3%
Gastos de comercialización	2.864.700	3.782.563	(917.863)	-24,3%

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Los gastos de comercialización fueron de \$ 2.864.700 al 30 de abril de 2021 mientras que al 30 de abril de 2020 ascendieron a \$ 3.782.563, representando en ambos un 16,0% y 14,7% sobre los ingresos, respectivamente.

La variación del 24,3% se debió principalmente a:

- la disminución de las regalías asociadas con el gas por: i) la disminución de la producción y ii) la disminución del precio y a una menor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la inflación. Por su parte, las regalías asociadas con el petróleo tuvieron un comportamiento opuesto, incrementándose como consecuencia del aumento de la producción debido a la incorporación del área de Bella Vista Oeste;
- los menores derechos de exportación abonados como consecuencia de las menores exportaciones y las diferentes regulaciones aplicables a lo largo del ejercicio; y
- la disminución del impuesto sobre los ingresos brutos como consecuencia de la menor facturación.

Gastos de administración

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Honorarios y otras retribuciones	102.452	120.179	(17.727)	-14,8%
Sueldos y cargas sociales	496.881	533.105	(36.224)	-6,8%
Operación, mantenimiento y reparaciones	98.923	104.870	(5.947)	-5,7%
Transporte, fletes y estudios	3.712	7.333	(3.621)	-49,4%
Depreciación propiedad, planta y equipo	24.932	31.298	(6.366)	-20,3%
Depreciación derechos de uso	90.054	67.540	22.514	33,3%
Gastos de oficina, movilidad y representación	8.378	39.022	(30.644)	-78,5%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	26.973	72.371	(45.398)	-62,7%
Gastos bancarios	223.699	343.627	(119.928)	-34,9%
Gastos de administración	1.076.004	1.319.345	(243.341)	-18,4%

Los gastos de administración fueron de \$ 1.076.004 al 30 de abril de 2021, representando un 6,0% sobre los ingresos, mientras que al 30 de abril de 2020 fueron de \$ 1.319.345, representando un 5,1%. La disminución fue de \$ 243.341, representando un 18,4%. Esta disminución es consecuencia principalmente de: i) los menores gastos bancarios como consecuencia del menor impuesto al débito y crédito bancario, dadas las menores erogaciones realizadas en el rubro Propiedad, planta y equipo, y ii) la disminución de los sueldos y cargas sociales y del resto de los gastos en general como consecuencia de una menor evolución de los gastos comparado con la variación de la inflación.

Esta disminución se compensó parcialmente con el incremento en la depreciación de derechos de uso de aquellos activos relacionados con contratos de arrendamiento de acuerdo a NIIF 16.

Otros egresos operativos netos

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Desvalorización de Propiedad, planta y equipo	(2.466.786)	(2.652.498)	185.712	-7,0%
Desvalorización de Inventarios	-	(708.498)	708.498	-100,0%
Resultado pasivos a riesgo	110.426	-	110.426	100,0%
Cobro de reclamos judiciales	48.819	-	48.819	100,0%
Costos directos asociados al COVID-19	(660.867)	-	(660.867)	100,0%
Ingresos por servicios administrativos indirectos	47.239	55.531	(8.292)	-14,9%
Consortios / UTE (neto)	34.424	14.494	19.930	137,5%
Otros egresos operativos netos	(2.886.745)	(3.290.971)	404.226	-12,3%

Los otros egresos operativos netos al 30 de abril de 2021 fueron por \$ 2.886.745, en tanto que al 30 de abril de 2020 arrojaron un saldo de \$ 3.290.971.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Se incluyeron en este rubro (i) al 30 de abril de 2021 la desvalorización del rubro Propiedad, planta y equipo por \$ 2.466.786 correspondiente al reconocimiento de un menor valor de los activos de explotación en el segmento de petróleo y gas del área Agua del Cajón, adicional al reconocido al 30 de abril de 2020 por \$ 2.652.498. Ver Nota 3.6 de los estados financieros consolidados; (ii) al 30 de abril de 2020 la desvalorización de los inventarios de petróleo por \$ 708.498 como consecuencia de la caída de los precios debido a la baja de la demanda por la pandemia y (iii) al 30 de abril de 2021 los costos generados como consecuencia del COVID-19 y que no han formado parte de la operación productiva, manteniendo, por ejemplo, los servicios acordados entre la Sociedad y aquellos proveedores que no han podido realizar los trabajos.

Resultados financieros

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Ingresos financieros	5.953.060	8.737.393	(2.784.333)	-31,9%
Costos financieros	(12.519.013)	(16.503.107)	3.984.094	-24,1%
Otros resultados financieros	31.829	31.845	(16)	-0,1%
Otros resultados financieros RECPAM	5.685.567	4.086.583	1.598.984	39,1%
Resultados financieros	(848.557)	(3.647.286)	2.798.729	-76,7%

a) Ingresos financieros

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Diferencia de cambio	5.212.442	7.653.091	(2.440.649)	-31,9%
Intereses	498.162	671.664	(173.502)	-25,8%
Otros resultados financieros	298.014	430.936	(132.922)	-30,8%
Devengamiento de intereses de créditos	(55.558)	(18.298)	(37.260)	203,6%
Ingresos financieros	5.953.060	8.737.393	(2.784.333)	-31,9%

Los ingresos financieros al 30 de abril de 2021 arrojaron un saldo de \$ 5.953.060, mientras que al 30 de abril de 2020 fueron de \$ 8.737.393, representando una disminución del 31,9%. Las principales causas de esta disminución de \$ 2.784.333 fueron las menores ganancias por diferencia de cambio generada por los activos financieros en dólares, debido a la variación, a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso, el cual entre mayo 2020 y abril 2021 se incrementó en un 40,1% mientras que, entre mayo 2019 y abril 2020 tuvo un aumento del 51,6%. El Grupo posee al 30 de abril de 2021 el 70,8% de sus activos financieros en dólares estadounidenses.

Adicionalmente, hubo una disminución en el stock de inversiones financieras producto de la recompra de ON efectuada por la Sociedad, lo que produjo una disminución en los ingresos por intereses y otros resultados financieros en comparación con el ejercicio anterior. Al 30 de abril de 2021 las inversiones están formadas por fondos comunes de inversión y plazos fijos. Asimismo, se incluyen ingresos por los intereses por mora por el retraso de los pagos por parte de CAMMESA.

b) Costos financieros

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Diferencia de cambio	(10.445.045)	(14.045.580)	3.600.535	-25,6%
Intereses	(2.697.050)	(2.388.093)	(308.957)	12,9%
Otros resultados financieros	(58.301)	(41.927)	(16.374)	39,1%
Resultado neto por recompra obligaciones negociables	478.176	-	478.176	100,0%
Devengamiento de intereses de deudas	203.207	(27.507)	230.714	-838,7%
Costos financieros	(12.519.013)	(16.503.107)	3.984.094	-24,1%

Los costos financieros al 30 de abril de 2021 arrojaron un saldo de \$ 12.519.013, mientras que al 30 de abril de 2020 fueron por \$ 16.503.107, representando una disminución del 24,1%. Las principales causas de la variación de \$ 3.984.094 fueron:

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

- las menores pérdidas por diferencia de cambio como consecuencia de la variación, a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso, el cual entre mayo 2020 y abril 2021 se incrementó en un 40,1% mientras que, entre mayo 2019 y abril 2020 tuvo un aumento del 51,6%. El Grupo posee el 90,0% de sus pasivos financieros en dólares estadounidenses, con lo cual la variación de la cotización de dicha moneda genera un impacto significativo en los resultados económicos y en el patrimonio.

La deuda financiera a la cual hacemos referencia se detalla a continuación:

- Obligaciones Negociables Clase 2 por US\$ 300 millones con vencimiento mayo 2024, a una tasa fija del 6,875%, pagaderos semestralmente. Al 30 de abril de 2021 el capital adeudado asciende a US\$ 255 millones por efecto de la recompra de ON efectuada por la Sociedad.
 - Préstamo garantizado de US\$ 14 millones con el CII, destinado a la construcción del PED de Hychico, devenga un interés a una tasa variable equivalente a LIBO más 4,5% nominal anual (a partir de abril de 2018) pagadero semestralmente. Al 30 de abril de 2021 el capital adeudado asciende a US\$ 0,8 millones.
- los intereses que corresponden, principalmente, al devengamiento de los intereses por las Obligaciones Negociables, por el préstamo con el CII y el préstamo en pesos con el Banco Macro. El incremento se debe al devengamiento del préstamo con el Banco Macro contraído en abril 2020.

Todo ello compensado por:

- la ganancia neta de \$ 478.176 registrada por la recompra de Obligaciones Negociables Clase II. Desde el mes de agosto de 2020 y hasta la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, la Sociedad procedió a la compra de sus Obligaciones Negociables por un valor nominal de US\$ 44.974.000. El precio promedio abonado, sin considerar intereses corridos, fue de US\$ 88,72 por cada US\$ 100 de valor nominal; y
- la ganancia por devengamiento de intereses de deudas generada principalmente por el descuento obtenido en la cancelación anticipada por parte de EG WIND del saldo adeudado a Enercon GmbH por US\$ 10,3 millones, generando un resultado positivo de \$ 342.565. Adicionalmente, se incluye en este rubro el resultado generado por las actualizaciones de los valores de las provisiones por abandono de pozos y los pasivos por contratos de arrendamiento.

Otros resultados financieros RECPAM

	30/04/21	30/04/20	30/04/21	
Otros resultados financieros RECPAM	5.685.567	4.086.583	1.598.984	39,1%

En este rubro se expone el resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda.

Impuesto a las ganancias

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Impuesto a las ganancias	(562.635)	1.447.723	(2.010.358)	-138,9%

El resultado por el impuesto a las ganancias al 30 de abril de 2021 disminuyó \$ 2.010.358 pasando de un saldo positivo de \$ 1.447.723 a un saldo negativo de \$ 562.635, como consecuencia del resultado fiscal pérdida compensado por el impuesto generado por el ajuste por inflación impositivo Art.95 y de la variación del cargo por el impuesto diferido.

Otros resultados integrales

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Otros resultados integrales con imputación futura a resultados	(123.493)	123.493	(246.986)	-200,0%
Otros resultados integrales sin imputación futura a resultados	(907.992)	(4.114.152)	3.206.160	-77,9%

Los otros resultados integrales con imputación futura a resultados se generan debido a que el modelo de negocio de Capex sobre las inversiones en títulos públicos al 30 de abril de 2020 tenía como objetivo tanto la obtención de los flujos

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

de efectivo contractuales, así como la venta de dichos activos financieros, motivo por el cual, al venderse dichos activos financieros al 30 de abril de 2021, se registró un recupero de la reserva por la diferencia entre el costo amortizado y el valor razonable de dichas inversiones, netos del impuesto a las ganancias, imputando dicha reserva al resultado del ejercicio. Al 30 de abril de 2021 con la venta de los títulos públicos, se registró un recupero de la reserva con imputación futura a resultados.

Los otros resultados integrales sin imputación futura a resultados surgen como consecuencia de que Capex aplica el modelo de revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo. Al 30 de abril de 2021 se generó un resultado negativo de \$ 907.992 debido a la evolución de la reserva por revaluación de activos determinada a valores reales.

Estados de situación financiera consolidados

	30/04/21	30/04/20	Variación	
Propiedad, planta y equipo	40.666.557	45.444.334	(4.777.777)	-10,5%
Inversiones financieras a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	-	13.316.548	(13.316.548)	-100,0%
Inversiones financieras a costo amortizado	9.652.529	-	9.652.529	100,0%
Repuestos y materiales	2.118.919	2.034.094	84.825	4,2%
Activo neto por impuesto diferido	105.401	189.920	(84.519)	-44,5%
Derecho de uso	243.744	367.666	(123.922)	-33,7%
Otras cuentas por cobrar	2.173.342	3.444.658	(1.271.316)	-36,9%
Cuentas por cobrar comerciales	2.866.421	2.321.884	544.537	23,5%
Inventarios	1.038.251	476.913	561.338	117,7%
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.682.251	5.294.304	(2.612.053)	-49,3%
Total del activo	61.547.415	72.890.321	(11.342.906)	-15,6%
Patrimonio atribuible a los propietarios	25.173.985	26.841.133	(1.667.148)	-6,2%
Participación no controlada	212.710	192.661	20.049	10,4%
Total del patrimonio	25.386.695	27.033.794	(1.647.099)	-6,1%
Cuentas por pagar comerciales	6.668.701	8.615.233	(1.946.532)	-22,6%
Deudas financieras	25.137.429	32.356.405	(7.218.976)	-22,3%
Pasivo por impuesto diferido	1.269.638	1.936.433	(666.795)	-34,4%
Cargas fiscales	2.339.046	2.430.160	(91.114)	-3,7%
Provisiones y otros cargos	15.586	3.628	11.958	329,6%
Remuneraciones y cargas sociales	511.999	514.668	(2.669)	-0,5%
Otras deudas	218.321	-	218.321	100,0%
Total del pasivo	36.160.720	45.856.527	(9.695.807)	-21,1%
Total del patrimonio y pasivo	61.547.415	72.890.321	(11.342.906)	-15,6%

Al 30 de abril de 2021 el activo disminuyó en \$ 11.342.906, lo que representa una disminución del 15,6% en comparación con el 30 de abril de 2020.

Las causas principales de esta variación son:

- (i) Propiedad, planta y equipo: disminución por \$ 4.777.777, fundamentalmente debido al reconocimiento de una desvalorización de los activos de explotación del área Agua del Cajón al 30 de abril de 2021 y las depreciaciones del ejercicio. Asimismo, el valor razonable de la CT ADC tuvo una evolución inferior a la inflación lo que implicó una disminución en la reserva por revaluación de dicho activo. Esta disminución fue compensada parcialmente por las inversiones realizadas en las áreas, la adquisición del área Puesto Zúñiga, los pagos comprometidos por la extensión del plazo de concesión de las áreas de Loma Negra y La Yesera y el incremento de los valores razonables de la Planta de GLP, el PED I y los Terrenos y Edificios de Neuquén,
- (ii) Derecho de uso: disminución de \$ 123.922 generado por la depreciación del ejercicio.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

- (iii) Otras cuentas por cobrar: disminución por \$ 1.271.316, principalmente por la disminución del crédito fiscal del impuesto al valor agregado, del monto pendiente de cobro por el Programa estímulo de gas no convencional por los montos cobrados y de los cobros registrados del acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes. Estas disminuciones fueron compensadas parcialmente por el aumento del crédito a recuperar por la operación del área Pampa del Castillo. Cabe destacar que durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 se efectuaron cobranzas del Programa estímulo de gas no convencional por \$ 1.755,9 millones aproximadamente.
- (iv) Cuentas por cobrar comerciales: incremento por \$ 544.537, debido los mayores saldos pendientes de cobro de las ventas de crudo y de energía. El incremento en el saldo pendiente de las ventas de energía se debió a los mayores GW vendidos debido a la reparación del transformador de la Turbina Vapor 7 y a un incremento del valor del gas remunerado por CAMMESA correspondiente al mes abril de 2021 en comparación con el percibido por el mes de abril de 2020.
- (v) Efectivo y equivalente de efectivo e Inversiones financieras a costo amortizado y a valor razonable con cambios en otros resultados integrales: la disminución neta se debe a la erogación por la recompra de Obligaciones Negociables Clase II por un monto total de valor nominal de US\$ 44.974.000 y a la cancelación anticipada del pasivo que EG WIND mantenía con Enercon GmbH por US\$ 10.300.000. El Grupo ha estructurado su cartera de inversiones en función de los vencimientos de sus pasivos y las necesidades financieras para hacer frente a las inversiones requeridas.

Al 30 de abril de 2021 el pasivo disminuyó en \$ 9.695.807, lo que representa una disminución del 21,1% en comparación con el 30 de abril de 2020.

Las causas principales de esta variación son:

- (i) Deudas financieras: disminución por \$ 7.218.976, generado por la recompra de US\$ 44.974.000 de valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase II, a los pagos de capital del préstamo con el CII por parte de Hychico y la cancelación del financiamiento con bancos locales.
- (ii) Cuentas por pagar comerciales: la disminución por \$ 1.946.532 se debe fundamentalmente a la disminución en las inversiones en Propiedad, planta y equipo realizadas durante el presente ejercicio y a la cancelación anticipada del pasivo que EG WIND mantenía con Enercon GmbH.
- (iii) Pasivo por impuesto diferido: disminución de \$ 666.795 como consecuencia de los quebrantos impositivos generados en Capex, desvalorización de ciertos activos fijos y la evolución de la reserva por revalúo técnico.
- (iv) Otras deudas: incremento de \$ 218.321 generado por el devengamiento de las regalías de petróleo y gas del mes de abril 2021. Al 30 de abril de 2020 el pasivo devengado por las regalías del mes de abril se compensó con el saldo a favor generado por los pagos anticipados realizados por los meses de febrero y marzo 2020. El saldo a favor se generó por liquidaciones y pagos preliminares efectuadas con precios provisorios mayores a los reales, por la caída del precio del petróleo hacia fines del ejercicio.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Reservas y recursos de petróleo y gas (información no cubierta por el informe de auditoría emitido por los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)

- Agua del Cajón

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 31 de diciembre de 2020 fue certificada por el auditor independiente, Ingeniero José C. Estrada, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. MINEM 69E/2016 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión enero de 2052, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	3.197	1.586	4.783	728	867	16.355
Petróleo	Mbbl	1.359	1.434	2.793	4.183	6.466	28.895
	Mm ³	216	228	444	665	1.028	4.594

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³.

- Bella Vista Oeste

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Bella Vista Oeste, al 31 de diciembre de 2020 fue certificada por el auditor independiente, Licenciado Héctor A. López, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. MINEM 69E/2016 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión febrero de 2045, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Petróleo	Mbbl	2.711	4.504	7.215	264	-	-
	Mm ³	431	716	1.147	42	-	-

- Loma Negra

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Loma Negra, al 31 de diciembre de 2020 fue certificada por el auditor independiente, Licenciado Héctor A. López, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. 69E/2016 del MINEM y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión febrero de 2034 (ver Nota 41 b los estados financieros consolidados), con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	1.329	836	2.165	6	-	3
Petróleo	Mbbl	2.352	1.214	3.566	170	-	359
	Mm ³	374	193	567	27	-	57

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³.

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

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

- La Yesera

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área La Yesera al 31 de diciembre de 2020 fue certificada por el auditor independiente, Licenciado Héctor A. López, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. 69E/2016 del MINEM y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión agosto de 2037 (ver Nota 41 a los estados financieros consolidados), con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	167	46	213	-	-	364
Petróleo	Mbbl	1.522	579	2.101	-	-	4.692
	Mm ³	242	92	334	-	-	746

¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³.

La Sociedad posee el 18,75 % de dichas reservas. Al 30 de junio de 2021 la Sociedad adquirió a San Jorge Energy S.A. el 18.75% adicional.

- Pampa del Castillo

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Pampa del Castillo al 31 de diciembre de 2020 fue certificada por la auditora independiente, Licenciada Ana María Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. 69E/2016 del MINEM y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión el mes de octubre de 2026, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm ³ ⁽¹⁾	31	14	45	5	1	-
Petróleo	Mbbl	7.485	3.742	11.227	1.302	245	-
	Mm ³	1.190	595	1.785	207	39	-

⁽¹⁾ expresado en 9.300 Kcal por m³.

La Sociedad tiene el 95 % de participación en la concesión que posee dichas reservas.

b) Estructura patrimonial

	30/04/21	30/04/20	30/04/19	30/04/18
	(a)			
Activo corriente	12.311.750	11.881.851	24.787.037	18.821.131
Activo no corriente	49.235.665	61.008.470	51.431.122	38.897.805
Total activo	61.547.415	72.890.321	76.218.159	57.718.936
Pasivo corriente	7.753.140	8.169.984	9.037.021	4.486.930
Pasivo no corriente	28.407.580	37.686.543	37.530.139	28.261.862
Total pasivo	36.160.720	45.856.527	46.567.160	32.748.792
Patrimonio controlante	25.173.985	26.841.133	29.467.479	24.837.248
Patrimonio no controlante	212.710	192.661	183.520	132.896
Patrimonio total	25.386.695	27.033.794	29.650.999	24.970.144
Total Patrimonio y pasivo	61.547.415	72.890.321	76.218.159	57.718.936

(a) Información consolidada con SEB, Hychico y EG WIND, según información financiera al 30 de abril de 2021, 2020, 2019 y 2018.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

c) Estructura de resultados

	30/04/21	30/04/20	30/04/19	30/04/18
	(a)			
Resultado operativo	795.578	3.573.017	11.311.473	6.585.282
Ingresos financieros	5.953.060	8.737.393	12.285.728	4.660.630
Costos financieros	(12.519.013)	(16.503.107)	(24.159.926)	(8.176.585)
Otros resultados financieros	31.829	31.845	794	20.479
Otros resultados financieros RECPAM	5.685.567	4.086.583	4.224.850	1.379.172
Resultado antes de impuesto a las ganancias	(52.979)	(74.269)	3.662.919	4.468.978
Impuesto a las ganancias	(562.635)	1.447.723	(694.658)	(187.835)
Resultado neto del ejercicio	(615.614)	1.373.454	2.968.261	4.281.143
Con imputación futura a resultados				
Otros resultados integrales	(123.493)	123.493	-	-
Sin imputación futura a resultados				
Otros resultados integrales	(907.992)	(4.114.152)	1.712.594	1.210.971
Resultado integral del ejercicio	(1.647.099)	(2.617.205)	4.680.855	5.492.114

(a) Información consolidada con SEB, Hychico y EG WIND, según información financiera al 30 de abril de 2021, 2020, 2019 y 2018.

d) Estructura del flujo de efectivo

	30/04/21	30/04/20	30/04/19	30/04/18
	(a)			
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	5.258.289	5.081.965	10.162.740	7.235.919
Flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión	(141.349)	(18.038.545)	(6.953.115)	(4.785.969)
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación	(8.260.070)	(314.886)	(2.227.364)	5.277.405
(Disminución) / aumento neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios	(3.143.130)	(13.271.466)	982.261	7.727.355

(a) Información consolidada con SEB, Hychico y EG WIND, según información financiera al 30 de abril de 2021, 2020, 2019 y 2018.

e) Datos estadísticos

(Información no cubierta por el informe de auditoría emitido por los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)

PETROLEO					
	30/04/2021	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018	30/04/2017
	Información consolidada				
Producción en bbl	2.152.931	2.094.112	1.406.936	385.528	298.093
Producción en m ³ (4)	342.289	332.937	223.685	61.294	47.393
Ventas en el mercado local bbl	763.680	600.849	598.325	616.420	477.218
Ventas en el mercado extranjero bbl	1.547.912	1.322.665	979.516	-	-
Ventas en el mercado local m ³ (1)	121.415	95.527	95.126	98.003	75.872
Ventas en el mercado exterior m ³	246.098	210.287	155.731	-	-

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

GAS (Miles m³)					
	30/04/2021	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018	30/04/2017
Información consolidada					
Producción	466.692	569.284	581.587	557.353	566.840
Adquisición y redireccionamiento por CMMESA –Res SEN 95/13	429.116	472.149	659.148	574.893	527.689
Ventas en el mercado local	2.238	49.251	-	32.814	4.186
ENERGIA AGUA DEL CAJON (Miles MWh)					
	30/04/2021	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018	30/04/2017
Información consolidada					
Producción	3.387	3.589	4.784	4.326	4.344
Ventas	3.142	3.477	4.652	4.192	4.164
ENERGIA RENOVABLE (Miles MWh)					
	30/04/2021	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018	30/04/2017
Información consolidada					
Producción	126,6	80,3	27,9	31,8	23
Ventas	126,6	80,3	27,9	31,8	23
ENERGIA PLANTA DIADEMA (Miles MWh)					
	30/04/2021	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018	30/04/2017
Información consolidada					
Producción	10,6	11,4	8,5	9,6	9,9
Ventas	8,8	10,4	7,5	8,4	7,3
PROPANO (tn)					
	30/04/2021	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018	30/04/2017
Información consolidada					
Producción	16.248	19.352	20.536	21.460	21.174
Ventas en el mercado local	8.387	12.859	20.615	21.396	21.092
Ventas en el mercado exterior	7.786	6.491	-	-	-
BUTANO (tn)					
	30/04/2021	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018	30/04/2017
Información consolidada					
Producción	10.619	12.766	13.616	14.190	14.042
Ventas en el mercado local	10.531	12.817	13.642	14.135	14.061
GASOLINA (m³)					
	30/04/2021	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018	30/04/2017
Información consolidada					
Producción ⁽²⁾	20.240	24.849	27.333	28.102	27.830

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

OXIGENO (Nm ³)					
	30/04/2021	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018	30/04/2017
Información consolidada					
Producción	27.329	21.597	29.421	49.894	41.418
Ventas en el mercado local ⁽³⁾	126.030	107.211	126.175	127.113	112.379

⁽¹⁾ Incluye 20.072 m³, 24.882 m³, 27.336 m³, 28.092 m³ y 27.855 m³ de gasolina al 30 de abril de 2021, 2020, 2019, 2018 y 2017, respectivamente vendidos como petróleo.

⁽²⁾ La gasolina al 30 de abril de 2021, 2020, 2019, 2018 y 2017, se ha vendido como petróleo.

⁽³⁾ Las ventas de oxígeno al 30 de abril de 2021, 2020, 2019, 2018 y 2017 incluyen cláusula take or pay.

⁽⁴⁾ Al 30 de abril de 2021, 2020 y 2019 comprende 29.336 m³, 37.516 m³ y 43.686 m³, respectivamente del área Agua del Cajón, 29.340 m³, 30.938 m³ y 22.605 m³, respectivamente de las áreas de Loma Negra y La Yesera, 237.809 m³, 254.327 m³ y 157.394 m³, respectivamente del área Pampa del Castillo – La Guitarra, y 45.804 m³ y 10.156 m³ del área Bella Vista Oeste adquirida a partir del 1 de febrero de 2020. Al 30 de abril de 2018 comprende 53.627 m³ del área Agua del Cajón, 7.667 m³ de las áreas de Loma Negra y La Yesera. La producción del 30 de abril de 2017 corresponde al área Agua del Cajón.

f) Indices

	30/04/21	30/04/20	30/04/19	30/04/18
			(a)	
Liquidez (1)	1,59	1,45	2,74	4,19
Solvencia (2)	0,70	0,59	0,64	0,76
Inmovilización del capital (3)	0,80	0,84	0,67	0,67
Rentabilidad (4)	-0,06	-0,09	0,17	0,25

^(a) Información consolidada con SEB, Hychico y EG WIND, según información financiera al 30 de abril de 2021, 2020, 2019 y 2018.

(1) $\frac{\text{Activo corriente}}{\text{Pasivo corriente}}$

(2) $\frac{\text{Patrimonio}}{\text{Pasivo Total}}$

(3) $\frac{\text{Activo no corriente}}{\text{Total del Activo}}$

(4) $\frac{\text{Resultado integral del ejercicio}}{\text{Patrimonio promedio}}$

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

g) Perspectivas (información no cubierta por el informe auditoría emitido por los auditores independientes sobre los estados financieros consolidados)

Hidrocarburos

Durante el primer semestre del ejercicio finalizado al 30 de abril de 2021, la Sociedad suspendió los trabajos de campo, manteniendo sus yacimientos operativos. En el segundo semestre del ejercicio comenzó las tareas de perforación e intervención de pozos, así como también continuó con el plan de obras, siempre orientado a preservar la seguridad y salud de su personal y contratistas. Los lineamientos del plan de inversión para el próximo ejercicio son los siguientes:

- en el **área Agua del Cajón** continuar con el plan de desarrollo “convencional” que contempla desarrollo de gas convencional, de “tight gas sand”, un plan de reparaciones y optimizaciones de pozos de gas y petróleo. La Sociedad continuará focalizando los recursos al desarrollo de nuevas reservas convencionales y no convencionales. En lo referente al desarrollo de recursos shale (roca madre) se continuará trabajando en su viabilidad técnico-económica previo a encarar la etapa de desarrollo.

- en el **área Loma Negra** continuar con el desarrollo de los prospectos de petróleo y gas.

- en el **área La Yesera** realizar la perforación de un pozo de desarrollo. El Consorcio se focalizará en el desarrollo de reservas principalmente de petróleo en objetivos profundos.

- en el **área Pampa del Castillo – La Guitarra** realizar la perforación de pozos de avanzada y pozos productores de primaria/secundaria de desarrollo, continuar con la campaña de reparaciones de pozos productores de petróleo y la adecuación de instalaciones de recuperación secundaria en baterías y plantas. Adicionalmente, avanzar con la implementación de proyectos de recuperación terciaria a través de la inyección de polímeros en las zonas más maduras y marginales.

- en el **área Bella Vista Oeste – Bloque I** realizar la perforación de pozos de avanzada y pozos productores de primaria/secundaria de desarrollo, así como también llevar adelante la reparación de pozos productores de petróleo y adecuación de pozos inyectoros.

-en el **área Parva Negra Oeste** perforar dos pozos no convencionales como objetivo la Formación Vaca Muerta y en base a las productividades esperadas, analizar cómo continuar con el desarrollo.

-en el **área Puesto Zuñiga** realizar el ensayo de terminación del primer pozo perforado. Luego del mismo, se efectuará un análisis de los futuros pasos a seguir en este bloque de exploración.

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

Energía Eléctrica

Respecto de la remuneración de la tarifa eléctrica, mediante la Res 31/2020 la Secretaría de Energía pesificó los valores remunerados a partir del 1 de febrero de 2020, y si bien dispuso, en la misma resolución, que los valores expresados en pesos se actualizarían en forma mensual por un factor asociado a la inflación (IPC e IPIM), dicha actualización fue eliminada en mayo 2021 por la Res 440/2021 estipulando un aumento de aproximadamente un 29% retroactivo a febrero 2021 y que en cumplimiento de las normas contables aplicables fue registrado en el ejercicio iniciado el 1 de mayo de 2021.

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

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Renovables

E G WIND continuará operando el Parque Eólico Diadema II mientras que Hychico operará, además del Parque Eólico Diadema I, la Planta de Hidrógeno y Oxígeno.

Como parte de su estrategia, es intención de Hychico contar con una plataforma de proyectos de generación de energía renovable local que permitan incrementar su capacidad instalada en este segmento de negocio. A tal fin, Hychico ha identificado diferentes locaciones viables para el desarrollo de proyectos de generación de energía eólica y solar en la Argentina y a tal fin ha ejecutado los contratos necesarios con los superficiarios de dichas locaciones a fin de poder desarrollar estos proyectos en un futuro próximo. Asimismo, en la medida que se generen las condiciones propicias en la Argentina, se continuará evaluando la factibilidad técnico-económica de producción de hidrógeno a partir de electrólisis del agua en la Patagonia con miras a su exportación a los mercados internacionales que ya hoy muestran sus necesidades futuras.

Financieras

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 estructurado la mayor parte de sus deudas financieras sobre la base de la emisión en mayo 2017 de Obligaciones Negociables Clase 2 a un plazo de 7 años con vencimiento de su capital (US\$ 300 millones) en una cuota en mayo de 2024.

Adicionalmente, desde el mes de agosto de 2020 y hasta la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Sociedad procedió a la recompra de sus Obligaciones Negociables Clase 2 por un monto total de valor nominal de US\$ 44.974.000 a un precio promedio, sin considerar intereses corridos, de US\$ 88,72 por cada US\$ 100 de valor nominal.

Por otro lado, el Grupo ha estructurado su cartera de inversiones en función de los vencimientos de sus pasivos y las necesidades financieras para hacer frente a las inversiones requeridas por la incorporación de las nuevas áreas hidrocarburíferas (Loma Negra, La Yesera, Pampa del Castillo, Bella Vista Oeste Bloque I, Parva Negra Oeste y Puesto Zuñiga), el desarrollo del PED II y las necesidades de capital de trabajo, invirtiendo a su vez los excedentes de efectivo en cuentas que generen resultados, escogiendo instrumentos de bajo riesgo y adecuada calidad crediticia.

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 – F° 141

Véase nuestro informe de fecha
12 de julio de 2021

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



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 5to 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 2021, los estados consolidados del resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio finalizado en esa fecha, y las notas a los estados financieros consolidados, las cuales incluyen un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera consolidada del Grupo al 30 de abril de 2021, así como su resultado integral consolidado y los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestro examen de conformidad con Normas Internacionales de Auditoría (NIAs). Dichas normas fueron adoptadas como normas de auditoría en Argentina mediante la Resolución Técnica N° 32 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE), tal y como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento (IAASB por su sigla en inglés). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección “Responsabilidades de los auditores en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados” del presente informe.

Consideramos que los elementos de juicio que hemos obtenido proporcionan una base suficiente y adecuada para fundamentar nuestra opinión de auditoría.

Independencia

Somos independientes del Grupo de conformidad con el Código Internacional de Ética para Profesionales de la Contabilidad (incluidas las Normas Internacionales de Independencia) emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código del IESBA) junto con los requerimientos que son aplicables a nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en Argentina, y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos y con el Código del IESBA.

Price Waterhouse & Co. S.R.L., Bouchard 557, piso 8°, C1106ABG - Ciudad de Buenos Aires
T: +(54.11) 4850.0000, F: +(54.11) 4850.1800, www.pwc.com/ar



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
<p>Recuperabilidad del valor en libros de Propiedad, Planta y Equipo del segmento petróleo y gas</p> <p>Los estados financieros consolidados presentan al 30 de abril de 2021 las siguientes cuentas vinculadas al segmento de petróleo y gas:</p> <ul style="list-style-type: none">● Propiedad, planta y equipos del segmento (Nota 7): \$ 24.442.593 miles;● Gastos por depreciación del segmento (Nota 7): \$ 3.588.501 miles;● Desvalorización de Propiedad, Planta y Equipo del segmento (Nota 7): \$ 2.466.786 miles. <p>Tal como se menciona en la Nota 5.v) de los estados financieros consolidados, el Grupo evalúa la recuperabilidad de Propiedad, Planta y Equipo del segmento de petróleo y gas, a partir de la identificación de potenciales indicadores de desvalorización.</p> <p>El valor recuperable de cada Unidad Generadora de Efectivo (UGE), considerando como UGE a cada área en la que el Grupo participa, es estimado como el mayor entre el valor razonable de los activos menos los gastos directos de venta y el valor de uso de los activos. La Gerencia utiliza el valor de uso para determinar el valor recuperable y es calculado sobre la base de los flujos de fondos descontados de cada una de las UGEs. Al evaluar si existe algún indicio de un evento o circunstancia por el que una UGE podría verse afectada, el Grupo analiza fuentes externas e internas de información. La determinación del valor de uso considera hechos y circunstancias tales como la tasa de descuento utilizada en las proyecciones de flujos de fondos de las UGEs, la condición del negocio en términos de factores de mercado y económicos, tales como niveles de producción, precios de "commodities", costo de producción, las inversiones futuras en capital proyectadas, la evolución de la demanda y oferta del mercado, condiciones contractuales y otros factores.</p>	<p>Los procedimientos de auditoría realizados en relación a esta cuestión clave incluyeron entre otros:</p> <ul style="list-style-type: none">● Evaluar el proceso utilizado por la gerencia para el cálculo del valor recuperable y la supervisión realizada sobre dicho proceso.● Evaluar la razonabilidad de la evaluación de la Gerencia sobre la existencia de indicios de deterioro.● Evaluar la razonabilidad de las estimaciones de reservas de 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, así como sus métodos y supuestos.● Probar los datos utilizados por los expertos del Grupo y efectuar una evaluación de sus hallazgos.● Evaluar los métodos y supuestos importantes utilizados por la Gerencia para desarrollar las estimaciones, incluidos los perfiles de producción futuros, los costos de operación y desarrollo y los precios futuros de los hidrocarburos.● Probar la adecuada definición de las UGEs identificadas, así como la razonable asignación de los valores de libros a cada una de ellas.



Cuestiones clave de la auditoría	Respuesta de auditoría
<p>El Grupo estima que cualquier análisis de sensibilidad que considere modificaciones relevantes en los factores mencionados podría conducir a cambios significativos. Una de las hipótesis clave en la determinación del valor recuperable es la referida a la estimación y medición de reservas de petróleo y gas.</p>	<ul style="list-style-type: none">● Probar que las estimaciones de reservas de petróleo y gas se incluyeron adecuadamente en la evaluación de deterioro de Propiedad, Planta y Equipo relacionados con el segmento de petróleo y gas.
<p>Existen numerosos factores que generan incertidumbre con respecto a la estimación de reservas, tales como la estimación de perfiles de producción futura, costos de desarrollo y precios, incluyendo varios factores que escapan al control del productor. El procedimiento de cálculo de las reservas es un proceso subjetivo de estimación de petróleo crudo y gas natural a ser recuperado del subsuelo, que involucra cierto grado de incertidumbre. La estimación de reservas se realiza en función a la calidad de la información de geología e ingeniería disponible a la fecha de cálculo y de su interpretación.</p>	<ul style="list-style-type: none">● Probar la integridad, precisión y relevancia 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 valoración implicó evaluar si los supuestos utilizados eran razonables considerando:<ul style="list-style-type: none">✓ el desempeño actual y pasado de las UGEs;✓ la consistencia con los datos externos del mercado y la industria, y✓ si estos supuestos eran consistentes con la evidencia obtenida en otras áreas de la auditoría.
<p>Las estimaciones de reservas de petróleo y gas y los flujos futuros de efectivo netos relacionados pueden ser revisados y ajustados periódicamente como resultado de cambios en una serie de factores, entre los cuales se incluyen el rendimiento del área, nuevas perforaciones, precios del petróleo y el gas, costos, avances tecnológicos, nuevos datos geológicos o geofísicos y otros factores económicos. 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.</p>	<ul style="list-style-type: none">● 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.
<p>Como consecuencia de los análisis antes mencionados, el Grupo ha concluido que el valor recuperable de los activos de las UGEs analizadas es superior al valor neto contable registrado en los estados financieros consolidados, excepto en el caso de la UGE Agua del Cajón sobre la cual se ha registrado en el ejercicio 2021 un deterioro de \$2.466.786 miles.</p>	<ul style="list-style-type: none">● Evaluar la integridad de las revelaciones en los estados financieros consolidados respecto al impacto de las estimaciones de reservas de petróleo y gas y otros factores en Propiedad, Planta y Equipo del segmento petróleo y gas.
<p>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 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.</p>	<p>Adicionalmente, 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.</p>

Valor razonable de ciertos activos revaluados en Propiedad, Planta y Equipo

Como se describe en la Nota 7 de los estados financieros consolidados al 30 de abril de 2021, el valor residual de la Propiedad, Planta y Equipo relacionado a los activos valuados a valor razonable asciende a \$ 16.112.271 miles.

Tal como se menciona en la Nota 3.6.III, el Grupo ha optado por valorar la Central Térmica Agua del Cajón, Edificios y Terrenos, la Planta GLP y los Parques Eólicos Diadema I y II a su valor razonable menos la depreciación y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro del valor, si existieran.

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, el Grupo ha utilizado el valor tasado de venta en dicho mercado.

Para la determinación del valor razonable de la Central Térmica Agua del Cajón, la Planta de GLP, los Parques Eólicos Diadema I y II, 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.

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 del Grupo.

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.

En el caso de la Central Térmica Agua del Cajón, a los valores determinados en base al método de costo de reposición depreciado fue necesario aplicar una

Los procedimientos de auditoría realizados en relación con esta cuestión clave incluyeron entre otros:

- Verificar la aprobación del Directorio del Grupo 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 el proceso de preparación y supervisión llevado adelante por la Gerencia para los cálculos del valor razonable y la identificación de los activos sujetos a revaluación del rubro Propiedad, Planta y Equipo.
- Evaluar la competencia, capacidad y objetividad de los valuadores externos contratados por el Grupo, así como sus métodos y supuestos.
- Examinar los datos y premisas claves utilizados para determinar el valor razonable de los activos revaluados del rubro Propiedades, Planta y Equipo, en particular:
 - ✓ validar con fuentes externas las premisas sobre tendencias datos macroeconómicos (inflación y tipos de cambio);
 - ✓ para los supuestos operativos y regulatorios utilizados para preparar los flujos de ingresos futuros, evaluar la consistencia de las condiciones operativas de cada activo sujeto a revaluación y su desempeño en función de datos históricos, así como las regulaciones aplicables hasta la fecha;
 - ✓ examinar el método de determinación de la tasa de descuento y la coherencia con los supuestos del mercado subyacente, comprobando que el valor se encuentra dentro de un rango razonable en base a los comparables del sector y el riesgo particular del Grupo.

Cuestiones clave de la auditoría	Respuesta de auditoría
<p>depreciación por obsolescencia económica basado en que han existido factores externos, como ser el incremento de costos directos e indirectos y una disminución de los precios de venta, que causaron una pérdida de valor de los activos (ver Nota 5.vi).</p> <p>En cuanto al Parque Eólico Diadema II, a los valores determinados en base al método de costo de reposición depreciado fue necesario aplicar una depreciación por obsolescencia económica basado en que han existido factores externos, que causaron una pérdida de valor de los activos (ver Nota 5.vi).</p> <p>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.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 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. ● Evaluar la razonabilidad de los escenarios estimados por la Gerencia y la ponderación dada a cada uno. ● Evaluar la suficiencia de la información revelada en los estados financieros consolidados respecto a la determinación de valor razonable de los activos revaluados. <p>Adicionalmente, 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</p>

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 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 NIA siempre detecte una incorrección significativa cuando exista. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran significativas si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las NIA, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de incorrección significativa en los estados financieros consolidados, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos elementos de juicio suficientes y apropiados para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección significativa debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección significativa debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionalmente erróneas, o la elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno del Grupo.
- Evaluamos si las políticas contables aplicadas son apropiadas, así como la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por el Directorio de la Sociedad.
- Concluimos sobre lo apropiado de la utilización por el Directorio de la Sociedad, del principio contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en los elementos de juicio obtenidos, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre importante relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre importante, debemos enfatizar en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros consolidados, o si dichas revelaciones no son apropiadas, se requiere que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en los elementos de juicio obtenidos hasta la fecha de emisión de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que el Grupo deje de ser una empresa en funcionamiento.
- Evaluamos la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logre una presentación razonable.
- Obtenemos elementos de juicio suficientes y apropiados en relación con la información financiera de las entidades o actividades empresariales dentro del Grupo para expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría del Grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.



Nos comunicamos con el Comité de Auditoría de la Sociedad en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificada 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, que mantienen las condiciones de seguridad e integridad en base las cuales fueron autorizados por la Comisión Nacional de Valores;
- c) al 30 de abril de 2021 la deuda devengada a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino de Capex S.A. que surge de sus registros contables ascendía a \$ 31.316.233, no siendo exigible a dicha fecha;
- d) de acuerdo con lo requerido por el artículo 21°, inciso b), Capítulo III, Sección VI, Título II de la normativa de la Comisión Nacional de Valores, informamos que el total de honorarios en concepto de servicios de auditoría y relacionados facturados a Capex S.A. en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021 representan:
 - d.1) el 68 % sobre el total de honorarios por servicios facturados a Capex S.A. por todo concepto en dicho ejercicio;
 - d.2) el 46% sobre el total de honorarios por servicios de auditoría y relacionados facturados a Capex S.A., su sociedad controlante, controladas y vinculadas en dicho ejercicio;
 - d.3) el 35% sobre el total de honorarios por servicios facturados a Capex S.A., su sociedad controlante, controladas y vinculadas por todo concepto en dicho ejercicio;



- e) hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo para Capex S.A. previstos en las correspondientes normas profesionales emitidas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 12 de julio de 2021.

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Nicolás A. Carusoni
Contador Público (UM)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 252 F° 141

INFORME DE LA COMISIÒN FISCALIZADORA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Señores Accionistas de
Capex S.A.
Domicilio legal: Avenida Córdoba 948/950 Piso 5 C
CUIT: 30-62982706-0

En nuestro carácter de miembros de la Comisión Fiscalizadora de Capex S.A., hemos examinado los estados financieros consolidados detallados en el párrafo siguiente.

Documentos examinados

- a) Estado de situación financiera consolidado al 30 de abril de 2021.
- b) Estado de resultados integrales consolidado por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021.
- c) Estado de cambios en el patrimonio consolidado por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021.
- d) Estado de flujos de efectivo consolidado por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021.
- e) Notas 1 a 42.
- f) Memoria por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2021. .

Los saldos y otra información correspondientes al ejercicio económico terminado el 30 de abril de 2020 son parte integrante de los estados financieros mencionados precedentemente y por lo tanto deberán ser considerados en relación con esos estados financieros.

Responsabilidad de la Dirección en relación con los estados contables

El Directorio de la Sociedad es responsable de: a) la preparación y presentación de estos estados financieros consolidados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE) como normas contables profesionales argentinas e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores (CNV) a su normativa, tal y como fueran aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés), y b) la existencia del control interno que considere necesario para permitir la preparación de estados financieros libres de incorrecciones significativas originadas en errores o en irregularidades. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados, en base a la auditoría que efectuamos con el alcance detallado en el párrafo siguiente.

Responsabilidad del síndico

Nuestro examen fue realizado de acuerdo con las normas de sindicatura vigentes establecidas en la Res. Técnica F.A.C.P.C.E. 15 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas. Dichas normas requieren que los exámenes de los estados contables se efectúen de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría (NIAs), las que fueron adoptadas como normas de auditoría en Argentina por la FACPCE mediante la Resolución Técnica Nro.32 y sus respectivas Circulares de Adopción, 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.

Para realizar nuestra tarea profesional sobre los documentos detallados en los incisos a) a e), hemos efectuado una revisión del trabajo efectuado por los auditores externos de Capex S.A., Price Waterhouse & Co. S.R.L., quienes emitieron su informe de auditoría en el día de la fecha, sin salvedades. Dicha revisión incluyó la verificación de la planificación del trabajo, de la naturaleza, alcance y oportunidad de los procedimientos aplicados y de los resultados del examen de auditoría efectuado por dichos profesionales.

Una auditoría conlleva la aplicación de procedimientos para obtener elementos de juicio sobre las cifras y otra información presentada en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la valoración del riesgo de incorrecciones significativas en los estados financieros consolidados debidas a fraude o error. Al efectuar dicha valoración del riesgo, el auditor debe tener en consideración el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable por parte de la Sociedad de los estados financieros consolidados, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados, en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Sociedad. Una auditoría también comprende una evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas, de la razonabilidad de las estimaciones significativas realizadas por la dirección de la Sociedad y de la presentación de los estados financieros consolidados en su conjunto.

Dado que no es responsabilidad del síndico efectuar un control de gestión, el examen no se extendió a los criterios y decisiones empresarias de las diversas áreas de la Sociedad, cuestiones que son de responsabilidad exclusiva del Directorio y de la Asamblea.

Asimismo, en relación con la Memoria del Directorio correspondiente al ejercicio terminado el 30 de abril de 2021, hemos verificado que contiene la información requerida por el artículo 66 de la Ley de Sociedades Comerciales y, en lo que es materia de nuestra competencia, que sus datos numéricos concuerdan con los registros contables de la Sociedad y otra documentación pertinente.

Opinión

Basados en el trabajo realizado, con el alcance descrito en los puntos anteriores, informamos que:

- a) En nuestra opinión, los estados financieros consolidados examinados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera consolidada de Capex S.A. y sus sociedades controladas al 30 de abril de 2021, su resultado integral consolidado y los flujos de efectivo consolidados por el ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.
- b) No tenemos observaciones que formular, en lo que es materia de nuestra competencia, en relación con la Memoria del Directorio, siendo las afirmaciones sobre hechos futuros responsabilidad exclusiva del directorio.
- c) 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 Nro. 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, excepto por su falta de transcripción al Libro Inventario y Balances, 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.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

En cumplimiento de disposiciones vigentes informamos que:

- a) Los estados financieros consolidados adjuntos surgen de registros contables llevados, en sus aspectos formales, de conformidad con las disposiciones legales vigentes, excepto por su falta de transcripción al libro Inventario y Balances.
- b) Hemos leído la reseña informativa, sobre la cual, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos ninguna observación que formular

- c) Se ha dado cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 294 de la Ley de Sociedades Comerciales y al artículo 76 de la Resolución General 7/2015 de la Inspección General de Justicia.
- d) Hemos verificado que los auditores externos, en su informe de auditoría, indican bajo el inciso e) del acápite “Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios” que han dado cumplimiento a la norma profesional emitida por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires sobre prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 12 de julio de 2021

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