



**CAPEX S.A.**

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**  
**Al 30 de abril de 2020 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
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
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 A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN OTROS RESULTADOS INTEGRALES
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 - OTROS EGRESOS OPERATIVOS NETOS
- 29 - RESULTADOS FINANCIEROS
- 30 - IMPUESTO A LAS GANANCIAS
- 31 - RESULTADO POR ACCIÓN
- 32 - COMPROMISOS
- 33 - PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD
- 34 - GARANTIAS Y BIENES DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA
- 35 - GUARDA DE DOCUMENTACION
- 36 - RESERVAS DE GAS Y PETROLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES)
- 37 - NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS
- 38 - PARQUE EOLICO DIADEMA II
- 39 - ADQUISICION DE NEGOCIOS Y CONCESIONES
- 40 - PARTICIPACION EN OPERACIONES CONJUNTAS – RESUMEN DE LA SITUACION FINANCIERA

ANEXO A – PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

ANEXO D – OTRAS INVERSIONES

ANEXO E – PROVISIONES

ANEXO F – COSTO DE INGRESOS

ANEXO G – ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

ANEXO H – INFORMACION REQUERIDA POR EL ART. 64, INC. B) DE LA LEY N° 19550

RESEÑA INFORMATIVA

INFORME DE 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
FACPCCE	Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas
GWh	Gigawats por hora
IASB	Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad
km	Kilómetro
km <sup>2</sup>	Kilómetro cuadrado
KW	Kilowat
LVFVD	Liquidación de venta con fecha de vencimiento a definir
m <sup>3</sup>	Metro cúbico
MMBTU	Millones de british thermal unit
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
Mm <sup>3</sup>	Miles de metros cúbicos
MMm <sup>3</sup>	Millones de metros cúbicos
MMMm <sup>3</sup>	Miles de millones de metros cúbicos
MW	Megawat
NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
NIF	Normas Internacionales de Información Financiera
Nm <sup>3</sup>	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 2019 - 2020**

### **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 2020:

### **Adquisición de Áreas de Hidrocarburos:**

Durante el presente ejercicio se adquirieron dos áreas hidrocarburíferas mencionadas a continuación:

**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 millones US\$ 5,5. 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.

**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 millones de US\$ 4,5 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.

Respecto del 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. A la fecha la Comisión de Pre adjudicación del Concurso se encuentra preparando un dictamen para la Provincia con la evaluación de la oferta y la conveniencia de la adjudicación del permiso de exploración.

### **Evolución de la producción y las reservas de hidrocarburos:**

En el ejercicio 2019/2020 la producción promedio de petróleo de las áreas operadas por Capex fue de 1.129 m3/día comparado con 787 m3/día del período 2018/19, representando un incremento del 44%. Para los mismos periodos, tomando las participaciones de Capex en las áreas operadas la producción de petróleo fue de 907 m3/día y 612 m3/día respectivamente, representando un incremento de 48%.

Con respecto a la producción de gas, en el ejercicio 2019/2020 la producción promedio de las áreas operadas por Capex fue de 2,03 millones m3/día comparado con 1,88 millones m3/día del período 2018/19, representando un incremento del 8%. Para los mismos periodos, tomando las participaciones de la Sociedad en las áreas operadas la producción fue de 1,56 millones m3/día y 1,60 millones m3/día respectivamente, representando una disminución del 3%.



Con respecto a la evolución de las reservas de petróleo y gas, tomando en cuenta la participación en las áreas operadas por Capex, se destacan los siguientes valores al 31 de diciembre de 2019: en petróleo, las reservas comprobadas de 3,44 millones de m<sup>3</sup>, muestran un incremento de 20,6% con respecto al año anterior, como consecuencia principalmente de la incorporación del área Bella Vista Oeste; en cuanto al gas, las reservas comprobadas de 5.588 millones de m<sup>3</sup>, muestran una disminución del 3,7% con respecto al año anterior. Cabe destacar la importancia que tiene el incremento en los recursos de gas debido a la incorporación del área Parva Negra Oeste aportando 139.000 millones de m<sup>3</sup>. Esta área se encuentra ubicada en la provincia del Neuquén, en una posición muy favorable para el eventual desarrollo de la formación no convencional Vaca Muerta.

Con respecto a los planes del futuro inmediatos, la Sociedad se encuentra evaluando los mismos teniendo en cuenta las condiciones coyunturales ocasionadas por la pandemia de Covid19 mencionada a continuación.

#### **Inicio de operaciones del Parque Eólico Diadema II:**

El día 18 de septiembre de 2019, el Parque Eólico Diadema II obtuvo su habilitación comercial por parte de CAMMESA, cumpliendo con los plazos estipulados en la licitación. 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.

#### **PED I y 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 propiedad de las subsidiarias Hychico S.A. y E G WIND S.A., respectivamente, 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 se encuentran en proceso los trámites para el cobro de las sumas aseguradas.

#### **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. 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. Desde el mes de enero de 2020 la CT ADC opera a ciclo abierto con la consiguiente disminución de la generación de energía. Se estima concluir con la reparación y comenzar a operar a ciclo combinado a inicios del mes de agosto de 2020. Lo mencionado afectó el resultado operativo del segmento de energía eléctrica. A la fecha de los presentes estados financieros se encuentran en proceso los trámites para el cobro de las sumas aseguradas.

#### **Res 31/2020 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, la misma resolución dispuso que los valores expresados en pesos se actualizarán 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. Esta actualización comenzaba a aplicar a partir de la transacción correspondiente al segundo mes de vigencia de la resolución. Actualmente la mencionada actualización se encuentra suspendida conforme lo establecido en la Nota Administrativa NO-2020-24910606-PN-SE#MDP, emitida por la Secretaría de Energía, que facultó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión la aplicación del factor de actualización.

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

El brote del COVID-19 está teniendo un impacto adverso en la economía mundial y en particular en el precio del petróleo, que ha registrado una baja de más del 50%. 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 de petróleo. El alcance total y duración de tales medidas de contención y su impacto en la economía mundial aún son inciertas.

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 solo a aquellas personas vinculadas a la prestación de actividades esenciales. Dicho aislamiento fue prorrogado en sucesivas ocasiones y podría ser prorrogado por el tiempo que se considere necesario en atención a la situación epidemiológica.

La Sociedad ha disminuido las actividades en sus operaciones preservando la salud y seguridad de sus empleados y lo que continuó en operación lo ejecutó con estrictos y precisos protocolos que hasta la fecha han dado muy buenos resultados, evitando el contagio y la propagación de la enfermedad en las dotaciones mínimas que continuaron operando. En lo que se refiere a personal administrativo y de gestión, se continuó trabajando desde los domicilios. 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 e impuesta luego por la pandemia. Aún con un mercado muy retraído y una demanda energética baja, la Sociedad ha logrado vender en el mercado local e internacional su producción y la central térmica ha continuado operando de manera que a la fecha no nos hemos visto forzados a parar yacimientos.

### **Resumen resultados del ejercicio:**

Durante el ejercicio económico iniciado el 1º de mayo de 2019 y finalizado el 30 de abril de 2020, 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 \$ 1.789,2 (del cual una pérdida de millones de \$ 1.795,4 corresponde a los propietarios de la Sociedad), que comparado con el ejercicio anterior cuyo resultado integral fue una ganancia de millones de \$ 3.199,9 (del cual millones de \$ 3.165,3 correspondía a los propietarios de la Sociedad), arroja una disminución del 155,9%.

El resultado integral del presente ejercicio está compuesto por un resultado neto ganancia de millones de \$ 938,9 y otros resultados integrales pérdida de millones de \$ 2.728,1 mientras que en el ejercicio anterior el resultado integral estaba compuesto por un resultado neto ganancia de millones de \$ 2.029,2 millones y otros resultados integrales ganancia de millones de \$ 1.170,8.

El resultado operativo del presente ejercicio arrojó una ganancia de millones de \$ 2.442,6, que comparado con el ejercicio anterior presenta una disminución del 68,4%.

En el segmento de petróleo y gas, durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 la Sociedad ha sostenido el nivel de producción de gas mediante las inversiones efectuadas, incentivadas principalmente por los programas de estímulo al gas no convencional y el desarrollo de reservas con mayor productividad en las áreas Loma Negra y La Yesera. Adicionalmente, en cuanto a petróleo, desde febrero de 2020 se ha sumado la producción del área Bella Vista Oeste.

Sin embargo, la disminución del valor del gas de referencia por millón de btu para centrales térmicas de la cuenca neuquina, como consecuencia de la aplicación de precios máximos establecidos y las subastas realizadas por CAMMESA para la adquisición de gas natural para la generación de electricidad, generaron un fuerte impacto en los resultados operativos.

Adicionalmente, en el ejercicio la Sociedad ha reconocido una desvalorización de los activos de la unidad generadora de efectivo (UGE) Agua del Cajón por millones de \$ 1.813,3 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.

Respecto del petróleo, al 30 de abril de 2020 se efectuó una desvalorización de inventarios de millones de \$ 484,3 como consecuencia de la caída del precio en el mercado, dada la retracción de la demanda (Covid-19), y por ende el valor neto de realización del stock fue inferior a su costo de producción.

Lo puntos mencionados generaron en la Sociedad una disminución del 81,1% 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 53,5%. Si bien los programas de mantenimiento de la Central Térmica Agua del Cajón (“CT ADC”) que llevó a cabo la Sociedad desde el año 2014 le permitieron mantener buenos niveles de disponibilidad y generación, la pesificación de las tarifas a partir de febrero de 2020 a través de la Res 31/2020 y la suspensión del ajuste dispuesto para las mismas afectaron negativamente los resultados del segmento. Adicionalmente, desde el mes de enero de 2020, la CT ADC opera a ciclo abierto por la rotura del transformador de la Turbina Vapor 7, con la consiguiente disminución de la generación de energía. Se estima concluir con la reparación y comenzar a operar a ciclo combinado a inicios del mes de agosto de 2020.

En cuanto al segmento de generación de energía eólica, se ha incorporado la operación del Parque Eólico Diadema II (“PED II”) a partir del mes de septiembre de 2020 y junto con el Parque Eólico Diadema I (“PED I”) han operado con una alta eficiencia hasta el mes de marzo de 2020, momento en el que se produce la desconexión al SADI producto del incendio en la Estación Transformadora Diadema. Los factores de carga promedios del ejercicio del PED I (46,5 %) y PED II (37,8%) se vieron afectados por la falta de operación de los días de marzo y de todo el mes de abril de 2020. Durante el mes de mayo de 2020 ambos parques restablecieron su conexión con el SADI y a despachar energía eléctrica al sistema normalmente. La incorporación del PED II y una tarifa fijada en dólares estadounidenses le ha permitido obtener un incremento en su resultado operativo en este segmento del 41,4%.

Respecto de los resultados financieros, al 30 de abril de 2020 la cotización del dólar estadounidense alcanzó \$ 66,84, un incremento con respecto al cierre del ejercicio anterior del 51,4%. 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 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 45,6% en comparación con el ejercicio anterior del 55,8%. Este reconocimiento por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda mencionado se expone en el rubro Otros Resultados Financieros RECPAM.

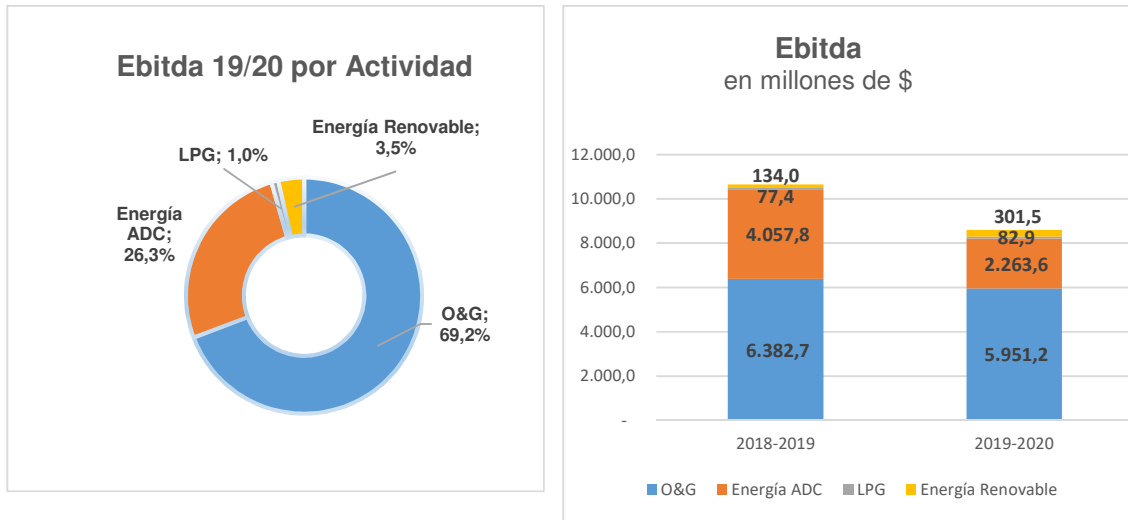
Los otros resultados integrales sin imputación futura a resultados del ejercicio asociados finalizado el 30 de abril de 2020 ascendieron a una pérdida de millones de \$ 2.812,5, mientras que en el ejercicio anterior fueron una ganancia de millones de \$ 1.170,8, debido a que la Sociedad aplica, desde el 31 de julio de 2014, el modelo de revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, Planta y Equipo y durante el ejercicio se han actualizado los valores razonables de dichos bienes, neto del efecto de la aplicación del ajuste por inflación y del efecto impositivo. Adicionalmente los otros resultados integrales con imputación futura a resultados ascendieron a millones \$ 84.4 (ganancia) al 30 de abril de 2020.

En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020, el segmento con mayor aporte al EBITDA de la Sociedad (69,2%) fue el de petróleo y gas, donde sumamos la producción del área Bella Vista Oeste. El segmento de energía ADC tuvo una disminución del 44,2%, mientras que las energías renovables aumentaron en 125% producto fundamentalmente de la puesta en marcha del PED II.

En miles de pesos	30/04/2019	30/04/2020	Var 20 vs 19
	\$	\$	%
<b>EBITDA Ajustado(*)</b>	<b>10.651.871</b>	<b>8.599.286</b>	<b>-19,3%</b>

Tipo de cambio promedio diario del ejercicio al 30/4/2019:	34,597 \$/U\$S
Tipo de cambio promedio diario del ejercicio al 30/4/2020:	55,526 \$/U\$S
Tipo de cambio al cierre del ejercicio 30/4/19:	44,150 \$/U\$S
Tipo de cambio al cierre del ejercicio 30/4/20:	66,840 \$/U\$S

\* Resultado Operativo más: i) depreciaciones de Propiedad, Planta y Equipo, ii) depreciación Derechos de uso, iii) desvalorización de Propiedad, Planta y Equipo y iv) desvalorización de Inventarios



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 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.

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

## 1.1 Hidrocarburos

### 1.1.1 Situación actual

#### Área Agua del Cajón

Respecto del plan de inversión desarrollado en este ejercicio, la Sociedad llevó adelante un programa de perforación de pozos de desarrollo de gas y petróleo y la realización de ciertas reparaciones y optimizaciones de pozos productores de gas.

Los principales objetivos de las inversiones realizadas fueron: i) mantener la producción de gas y petróleo; ii) investigar extensiones de áreas productivas, y iii) continuar investigando la productividad de la formación Shale Los Molles Orgánico para gas, con la finalidad de ajustar los tratamientos de estimulación y comenzar a diseñar el potencial desarrollo futuro.

La producción de gas promedio a 9300 Kcal/m<sup>3</sup> en el ejercicio fue de 1,3 millones m<sup>3</sup>/día, en tanto la producción de petróleo promedio fue de 103 m<sup>3</sup>/día, siendo menores estos niveles de producción en aproximadamente 10% en gas y 14% en petróleo, respecto del ejercicio anterior. En cuanto a las producciones promedio de propano, butano y gasolina del ejercicio fueron de 53 tn/día, 35 tn/día y 68 m<sup>3</sup>/día, respectivamente, disminuyendo levemente el nivel de producción respecto del ejercicio anterior. Los valores totales producidos en el ejercicio de gas y petróleo fueron de 474,0 MMm<sup>3</sup> y 37,5 Mm<sup>3</sup>, respectivamente, mientras que las producciones totales de propano, butano y gasolina fueron de 19,3 Mtn, 12,8 Mtn y 24,8 Mm<sup>3</sup>, respectivamente. La cantidad de pozos en producción al 30 de abril de 2020 era de 32 productivos de petróleo y 242 de gas.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 31 de diciembre de 2019 fue certificada por el auditor independiente, Licenciada Ana Maria Nardone, 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	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	Mm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	3.687	1.558	5.245	660	746	16.181
Petróleo	Mbbl	1.535	1.535	3.070	4.906	7.126	25.858
	Mm <sup>3</sup>	244	244	488	780	1.133	4.111

<sup>(1)</sup> expresado en 9.300 Kcal por m<sup>3</sup>

Cabe destacar que durante este ejercicio las reservas comprobadas totales de petróleo y gas se mantuvieron similares al ejercicio pasado.

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 m<sup>3</sup>/día, durante 12 meses consecutivos, antes del 31 de diciembre de 2019 y ha registrado en el rubro Ventas en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2020 en concepto de incentivos correspondientes al Programa \$ 1.386,7 millones, cuya cobranza en el presente ejercicio se ha efectivizado parcialmente, con retrasos importantes en 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 2020 la Sociedad ha destinado casi la totalidad de su producción de gas a la generación de energía eléctrica a través de la CT ADC.

## Áreas Loma Negra y La Yesera

### Loma Negra

Capex opera la Concesión Área Río Negro Norte 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 2024. 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%

El área cuenta con un total de 134 pozos perforados, de los cuales hoy en día sólo 34 están activos (29 productores y 5 inyectoras) 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 2020 fue de 180 m<sup>3</sup>/día de petróleo y 684 Mm<sup>3</sup>/día de gas, mientras que en el mes de abril de 2019 fue de 183 m<sup>3</sup>/día de petróleo y 655 Mm<sup>3</sup>/día de gas.



Respecto del plan de inversión desarrollado en este ejercicio, el Consorcio llevó adelante un programa de perforación de 4 pozos (1 pozo de avanzada, 1 pozo de tight gas y 2 pozos convencionales de petróleo) 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 2019 fue certificada por el auditor independiente, Licenciada Ana Maria Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. 69E/2016 del MINEM.

a) Hasta el Final de la Concesión

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	705	-	705	-	-	1.400
Petróleo	Mbbl	1.277	-	1.277	-	-	969
	Mm <sup>3</sup>	203	-	203	-	-	154

<sup>(1)</sup> expresado en 9.300 Kcal por m<sup>3</sup>

b) Hasta el Final de la Vida Útil

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	1.378	-	1.378	-	-	1.400
Petróleo	Mbbl	2.742	-	2.742	-	-	969
	Mm <sup>3</sup>	436	-	436	-	-	154

<sup>(1)</sup> expresado en 9.300 Kcal por m<sup>3</sup>

Durante el presente ejercicio las reservas comprobadas totales de petróleo y gas disminuyeron aproximadamente un 33% y 18%, respectivamente. Esta disminución se debe principalmente a la proximidad de la fecha del fin de la concesión. Respecto de las reservas comprobadas no desarrolladas, las mismas fueron re-categorizadas como recursos contingentes C1, debido al bajo precio de gas y proximidad de la fecha del fin de la concesión.

Es intención del Consorcio Loma Negra solicitar a la Provincia de Río Negro una extensión de la concesión para continuar desarrollando el área.

**La Yesera**

Capex es operadora de la Concesión Lote IV 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 2027.

Las participaciones son 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%



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 2020 fue de 86 m<sup>3</sup>/día de petróleo y 72 Mm<sup>3</sup>/día de gas. Durante el presente ejercicio se llevó a cabo la construcción de la batería de La Yesera.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área La Yesera al 31 de diciembre de 2019 fue certificada por el auditor independiente, Licenciada Ana María Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. 69E/2016 del MINEM.

a) Hasta el Final de la Concesión

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	139	27	166	-	-	364
Petróleo	Mbbl	1.044	352	1.396	-	-	4.692
	Mm <sup>3</sup>	166	56	222	-	-	746

<sup>(1)</sup> expresado en 9.300 Kcal por m<sup>3</sup>

b) Hasta el Final de la Vida Útil

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	212	34	246	-	-	364
Petróleo	Mbbl	1.591	447	2.038	-	-	4.692
	Mm <sup>3</sup>	253	71	324	-	-	746

<sup>(1)</sup> expresado en 9.300 Kcal por m<sup>3</sup>

Durante este ejercicio las reservas comprobadas de petróleo disminuyeron un 8 % respecto del año anterior, mientras que las de gas disminuyeron un 36% dado una estabilización del GOR (relación gas-petróleo), llegando a un valor menor al del pozo en producción continua.

Es intención del Consorcio La Yesera solicitar a la Provincia de Río Negro una extensión de la concesión para continuar desarrollando el área.

### 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 km<sup>2</sup>. 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.

Las participaciones en la Unión Transitoria son las siguientes:



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

En total hay 572 pozos perforados, de los cuales se encuentran activos 330 pozos (221 productores y 109 inyectores). La producción promedio en el mes de abril de 2020 fue de petróleo 772 m<sup>3</sup>/día y 14 Mm<sup>3</sup>/día de gas que compara con la producción a abril del 2019 con 667 m<sup>3</sup>/día de petróleo y 15 Mm<sup>3</sup>/día de gas, destacándose un aumento del 15,8% en la producción de petróleo. A la fecha de toma de la operación la producción de petróleo ascendía a 557 m<sup>3</sup>/día (julio 2018), representando un incremento de 38,5% con respecto a abril del 2020.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Pampa del Castillo-La Guitarra al 31 de diciembre de 2019 fue certificada por el auditor independiente, Licenciado Hector Alberto Lopez, según los requerimientos establecidos en la Res. SEE 324/2006 y Res. 69E/2016 del MINEM.

a) Hasta el Final de la Concesión

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	30	20	50	1	4	-
Petróleo	Mbbl	7.806	5.585	13.391	176	208	-
	Mm <sup>3</sup>	1.241	888	2.129	28	33	-

<sup>(1)</sup> expresado en 9.300 Kcal por m<sup>3</sup>

b) Hasta el Final de la Vida Útil

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	57	53	110	2	2	0
Petróleo	Mbbl	15.769	10.209	25.978	428	428	0
	Mm <sup>3</sup>	2.507	1.623	4.130	68	68	0

<sup>(1)</sup> expresado en 9.300 Kcal por m<sup>3</sup>

Las reservas comprobadas de petróleo al 31 de diciembre de 2019 se redujeron un 9,6% respecto del informe presentado al 31 de diciembre de 2018, por la proximidad a la fecha de fin de 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. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, Capex se encuentra a la espera de la aprobación de dicho pedido.

### 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 km<sup>2</sup>. Está localizado a unos 18 km al oeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia.

Geológicamente, se encuentra ubicado en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, cerca 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 108 pozos perforados, de los cuales 32 pozos están activos (21 productores y 11 inyectores). La producción de petróleo al 30 de abril del 2020 fue de 126 m<sup>3</sup>/día, que comparando con el valor al momento de la toma del área de 87 m<sup>3</sup>/día, representa un incremento del 44,4%.

La estimación de reservas de hidrocarburos del área Bella Vista Oeste Bloque I al 31 de diciembre de 2019 fue certificada por la auditora independiente, Lic. Ana María Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEE 324/06 y Res 69E/2016 del MINEM. La fecha de finalización de la concesión es el febrero de 2045.

a) Hasta el Final de la Concesión

Productos		Reservas				Recursos	
		Comprobadas			Probables		Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Petróleo	Mbbl	1.415	3.661	5.076	182	-	
	Mm <sup>3</sup>	225	582	807	29	-	

(<sup>1</sup>) expresado en 9.300 Kcal por m<sup>3</sup>

b) Hasta el Final de la Vida Útil

Productos		Reservas				Recursos	
		Comprobadas			Probables		Posibles
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Petróleo	Mbbl	1.415	3.661	5.076	182	-	
	Mm <sup>3</sup>	225	582	807	29	-	

(<sup>1</sup>) expresado en 9.300 Kcal por m<sup>3</sup>

No es posible calcular la evolución de las reservas dado que no se cuenta con informes anteriores.

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. A la fecha de presentación de los presentes estados financieros, Capex se encuentra a la espera de la aprobación de dicho pedido.

### 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 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 km<sup>2</sup> de extensión.

Desde el punto de vista geológico el subsuelo del área comprende parte del faldeo nor-oriental conocido como "Dorso de los Chihuídos" 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\$.

Al 30 de abril del 2020, el auditor internacional DeGolyer and MacNaughton efectuó un análisis de los recursos contingentes del área enfocados en el desarrollo de dos niveles de la formación Vaca Muerta, dando como resultado una cantidad de 138.977 MM de m<sup>3</sup> a 9300 Kcal/m<sup>3</sup> de recursos contingentes de gas de categoría 3C.

#### Consolidación de Reservas Comprobadas

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 2019 y 2018. 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 31.12.19	Total 31.12.18
Agua del Cajón (100%)	Gas	MMm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	5.245	5.334
	Petróleo	Mbbl	3.070	2.868
		Mm <sup>3</sup>	488	456
Bella Vista Oeste – Bloque I (100%)	Petróleo	Mbbl	5.076	-
		Mm <sup>3</sup>	807	-
Loma Negra (37,5%)	Gas	MMm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	264	367
	Petróleo	Mbbl	479	717
		Mm <sup>3</sup>	76	114
La Yesera (18,75%)	Gas	MMm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	31	49
	Petróleo	Mbbl	262	283
		Mm <sup>3</sup>	42	45
Pampa del Castillo – La Guitarra (95%)	Gas	MMm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	48	51
	Petróleo	Mbbl	12.721	14.066
		Mm <sup>3</sup>	2.023	2.236
Total	Gas	MMm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	5.588	5.801
	Petróleo	Mbbl	21.608	17.934
		Mm <sup>3</sup>	3.436	2.851

<sup>(1)</sup> expresado en 9.300 Kcal por m<sup>3</sup>

Con respecto a reservas comprobadas de las áreas operadas, teniendo en cuenta la participación en las mismas, se observa un incremento del 20,5 % en las reservas comprobadas de petróleo como consecuencia fundamentalmente de la adquisición del área Bella Vista Oeste – Bloque I y una disminución del 3,7% en las reservas comprobadas de gas.

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

En el corto plazo, la Sociedad ha establecido como principales objetivos preservar la seguridad y salud de su personal y mantener sus yacimientos operativos. Una vez superada la pandemia por el COVID 19, es intención de la Sociedad continuar con su plan de inversiones basado en los siguientes lineamientos:





- en el **área Agua del Cajón** continuar con el plan de desarrollo “convencional” que contempla un plan de perforación de pozos de avanzada y de desarrollo de gas convencional y de “tight gas sand” y 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. La reposición de reservas en el corto plazo se basará en la exploración y el desarrollo de reservas convencionales y proyectos de tight sand. 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 de este bloque.

- en el **área La Yesera** realizar la perforación de 1 pozo de desarrollo (Side-Track al pozo LY-1). El Consorcio se focalizará en el desarrollo de reservas principalmente de petróleo en objetivos profundos.

- en el **área Pampa del Castillo – La Guitarra** continuar con la perforación de pozos de avanzada y pozos productores de primaria/secundaria de desarrollo, una campaña de reparaciones de pozos productores de petróleo y la adecuación de instalaciones de recuperación secundaria en baterías y plantas. Adicionalmente se prevé la implementación de un proyecto piloto de recuperación terciaria a través de la inyección de polímeros en las zonas más maduras y marginales produciendo hoy bajo recuperación secundaria.

- en el **área Bella Vista Oeste – Bloque I** continuar con la adecuación de las instalaciones y la perforación de pozos de avanzada y pozos productores de primaria/secundaria de desarrollo, así como llevar adelante una campaña de reparaciones de pozos productores de petróleo.

-en el **área Parva Negra Oeste** reprocessar la información sísmica y comenzar la perforación de pozos para investigar la productividad de este prospecto no convencional ubicado en una zona central de Vaca Muerta.

Adicionalmente, es de destacar que en el mes de noviembre de 2019, la Secretaría de Energía del Gobierno de Río Negro lanzó el llamado a Concurso Público Nacional e Internacional N° 1/19 con el objeto de adjudicar derechos exclusivos para la exploración de hidrocarburos y eventual concesión de explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos sobre el **área 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 le pre adjudicó el Área Puesto Zúñiga. A la fecha la Comisión de Pre adjudicación del Concurso se encuentra preparando un dictamen para la Provincia con la evaluación de la oferta y la conveniencia de la adjudicación del permiso de exploración.

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

## 1.2 Energía Eléctrica

### 1.2.1 Situación actual

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).

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 3.589 GWh, reduciendo el nivel de generación en aproximadamente un 25% respecto del ejercicio anterior debido principalmente a la falla del transformador de la Turbina a Vapor 7 ocurrida en enero del 2020, que obligó a producir desde esa fecha a ciclo abierto; se estima concluir con la reparación y comenzar a operar a ciclo combinado a inicios del mes de agosto de 2020.

### 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 que los valores expresados en pesos se actualicen en forma mensual por un factor asociado a la inflación; dicha actualización por el momento se encuentra suspendida. La Sociedad estima que dicha actualización se aplicará en el corto plazo.

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. Asimismo explorará posibilidades de crecimiento en la región.

## 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 promedio con los que ha operado el PED I en los últimos siete ejercicios económicos se ubican entre los más altos estándares de la industria.

Ejercicio	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018	2018/2019	2019/2020
Energía [MWh]	28.849,2	28.083,7	25.506,6	22.969,1	29.060,5	27.939,65	25.656,7
FC	52,3%	50,9%	46,1%	41,6%	57,5%	50,6%	46,5%

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

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

En materia impositiva, en el mes de octubre de 2015, la Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables de la Provincia del Chubut resolvió otorgar a Hychico para su PED, la eximición del 100% en el pago del Impuesto sobre los Ingresos Brutos durante los primeros 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, 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.

#### 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. 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 la siguiente tabla:



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%

Es importante destacar que ambos parques se vieron afectados por un incendio ocurrido el 25 de marzo de 2020 en la Estación Transformadora Diadema, que conecta el parque con el SADI (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. La reconexión de ambos parques fue el 22 de mayo de 2020.

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, trabajando con socios estratégicos líderes a nivel mundial y en proyectos tales como:

Almacenamiento de Energía Renovable mediante Hidrógeno: Existen diversas tecnologías para el almacenamiento de energía. Según el instituto Fraunhofer de Alemania, para altos niveles de potencia, energía y tiempos de acumulación, las opciones que cubren un mayor espectro son las de hidrógeno y metano sintético. Los proyectos de Hychico involucran ambos tipos de tecnologías.

Dada la cercanía de la planta de hidrógeno con algunos reservorios “depletados” de petróleo y gas, en 2010 Hychico inició una serie de estudios geológicos y relevamientos de instalaciones con el fin de analizar la factibilidad del almacenamiento subterráneo de hidrógeno en uno de aquellos reservorios. El objetivo del proyecto piloto es probar la capacidad, estanqueidad y comportamiento del reservorio para ganar experiencia en el almacenamiento de hidrógeno a gran escala. Una posible aplicación es la utilización de mezclas de hidrógeno con gas natural como combustible para alimentar un equipo de entre 10 y 30 MW y suministrar energía eléctrica al MEM en los momentos de demanda pico.

Para este proyecto piloto, Hychico presentó el Estudio de Impacto Ambiental correspondiente y realizó una audiencia pública coordinada por el Ministerio de Ambiente y Control de Desarrollo Sustentable de la Provincia del Chubut, logrando así su aprobación en mayo de 2014. De este modo, en 2015, se construyó un ducto de 2,3 km vinculando la planta de hidrógeno con el pozo F-160 donde se realiza el proyecto piloto. El desarrollo de las pruebas se lleva a cabo en distintas etapas que involucran ciclos de inyección y producción de gas natural e hidrógeno a distintos niveles de presión y concentración.

En relación con este proyecto, Hychico participó del programa de la Unión Europea HyUnder –[www.hyunder.eu](http://www.hyunder.eu)– destinado a evaluar el potencial, los actores y el mercado del almacenamiento subterráneo de hidrógeno a gran escala. Asimismo, forma parte de otros proyectos como H2Store y HyInteger, con empresas y centros de investigación de prestigio internacional en temas vinculados a microbiología, geociencias y materiales.

Hacia la producción de “Metano verde”: una posible aplicación del hidrógeno almacenado en forma subterránea es el aprovechamiento de la acción microbiana presente en los reservorios que podrían combinar el hidrógeno con el dióxido de carbono contenido o inyectado en la formación para finalmente obtener metano. Las ventajas de este proceso serían los grandes volúmenes involucrados a la vez de aprovechar la energía geotérmica natural. El metano, principal componente del gas natural, podría utilizarse directamente en aplicaciones como combustible para turbinas, GNC, calefacción etc., empleando la infraestructura actualmente disponible del gas natural.

A través de un acuerdo de colaboración científico-tecnológica, se seleccionó al reconocido Instituto de Investigaciones Geológicas y de Minería de Francia, BRGM –[www.brgm.fr](http://www.brgm.fr)–, para brindar asesoramiento a Hychico en el plan bajo análisis.

Este proyecto incluye la caracterización biológica del sitio, la identificación y la optimización de parámetros. Su objetivo es modelar el comportamiento del reservorio para disponer un estudio de factibilidad de producción de “metano verde” para mediados de 2019.

Los resultados obtenidos hasta el presente en los proyectos de Almacenamiento Subterráneo de Hidrógeno y “Metano Verde” han sido seleccionados para exponerse en las últimas dos Conferencias Mundiales de Energía del Hidrógeno (World Hydrogen Energy Conference 2016 y 2018 –[www.whec2018.com](http://www.whec2018.com)–) que se desarrollaron en España y Brasil, respectivamente.



Los ensayos preliminares en los laboratorios de BRGM demuestran que el tipo de microorganismos existentes en el reservorio y las condiciones físico-químicas del mismo permiten realizar en forma natural los procesos de metanogénesis, transformando mezclas de hidrógeno y dióxido de carbono en metano. Las pruebas en campo se iniciaron a comienzos de 2019 y los resultados definitivos previstos para principios de 2020 se vieron afectados por la situación mundial de Pandemia del Novel Coronavirus (COVID-19) que afecta a Argentina y al mundo entero. Se estima disponer de la presentación a mediados de 2020.

En un contexto nacional donde el incremento significativo de producción de gas genera una reducción de su precio a valores menores a 3 US\$/MMBTU, la probabilidad de un mercado de metano “verde” en el corto plazo se reduce drásticamente. Esto provoca que las acciones y desarrollos futuros vinculados a este tipo de proyectos queden supeditados a un contexto más favorable.

### **1.3.2 Perspectivas para el futuro**

E G WIND continuará operando su Parque Eólico Diadema II mientras que Hychico operará, además de su Parque Eólico Diadema, su Planta de Hidrógeno y Oxígeno. A nivel internacional diversos países anuncian una “Hoja de Ruta” con la incorporación de energías renovables e hidrógeno “verde” a sus matrices energéticas. Tal es el caso de Japón, Países Bajos, Alemania, Dinamarca, Noruega y a nivel regional Chile como ejemplos salientes. En este contexto, Hychico se propone alcanzar una mayor inserción en proyectos regionales e internacionales y para esto desde 2018 es miembro del comité de Hidrógeno de la Agencia Internacional de Energía (IEA). Actualmente lleva a cabo un estudio con el reconocido instituto de energía TNO de los Países Bajos. Este estudio evalúa el futuro mercado de hidrógeno renovable en el mencionado país y Europa e incluye un análisis de la competitividad que tendría producir hidrógeno “verde” mediante energía eólica en Argentina. En función de los resultados estimados para mediados de 2020, y en caso de ser favorables las estimaciones para Argentina, se iniciaría una segunda fase para seleccionar una lista de proyectos y empresas líderes con las cuales sería estratégico formar alianzas tecnológicas y comerciales.

## **2. Reseña histórica**

Capex fue creada en el año 1988 con el objeto de llevar a cabo tareas de exploración de petróleo y gas en la Argentina. Esta actividad fue desarrollada mediante la adquisición / exploración de varias áreas (ADC, Senillosa, Villa Regina, Lago Pellegrini, Cerro Chato, Loma Kauffman, Loma Negra, La Yesera, Pampa del Castillo y recientemente Bella Vista Oeste y Parva Negra Oeste). Posteriormente, Capex expandió sus operaciones hacia el negocio de Generación Eléctrica para convertirse en una compañía energética integrada. Como consecuencia, durante los años 1993 a 2000 Capex desarrolló una Central Térmica de Ciclo Combinado de 672MW y una Planta de GLP sobre el yacimiento ADC que le permitió integrar verticalmente sus operaciones. Adicionalmente, a través de sus subsidiarias Hychico y E G WIND, Capex participa del negocio de energías renovables incluyendo la generación de energía eólica y la producción de Hidrógeno y Oxígeno.

### **2.1 Hidrocarburos**

Capex fue creada en el año 1988 con el objeto de llevar a cabo tareas de exploración de petróleo y gas en la Argentina. Como primer paso, en 1989 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.

### **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 m<sup>3</sup>/día y la



producción de petróleo era de 35 m<sup>3</sup>/día. Desde la toma de posesión del área hasta la fecha, las producciones alcanzaron picos de 3 millones de m<sup>3</sup>/día de gas y 200 m<sup>3</sup>/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 20,6 mil millones de m<sup>3</sup> y 2,9 millones m<sup>3</sup>, respectivamente, al 30 de abril de 2020.

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 2020 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				
	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016
Producción petróleo en bbl	235.971	274.775	337.305	298.093	262.556
Producción petróleo en m3	37.516	43.686	53.627	47.393	41.743
Producción gas (Miles de m3)	473.979	527.704	540.848	566.840	558.002

### 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.

### 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.

### 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)			
	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018
Producción petróleo en bbl	415.164	268.616	72.768
Producción petróleo en m3	66.006	42.707	11.569
Producción gas (Miles de m3)	240.613	133.114	40.010

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

Al 30 de abril de 2018, corresponde a la producción del período noviembre 2017 a abril 2018.

### 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 km<sup>2</sup>.

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)		
	30/04/2020	30/04/2019
Producción petróleo en bbl	1.683.861	1.042.083
Producción petróleo en m3	267.713	165.678

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

## 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.

	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018	30/04/2017	30/04/2016
Potencia generada MWh	3.589.000	4.784.000	4.325.000	4.344.000	3.683.000
Potencia nominal MWh	5.886.720	5.886.720	5.886.720	5.886.720	5.886.720
<b>Factor de Carga</b>	<b>61,0%</b>	<b>81,3%</b>	<b>73,5%</b>	<b>73,8%</b>	<b>62,6%</b>

### 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 Nm<sup>3</sup>/h (normal metro cúbico por hora) y de oxígeno de 30 Nm<sup>3</sup>/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 m<sup>2</sup>, sectorizada en áreas de control, procesos y sistemas auxiliares.

### **3. Contexto macroeconómico**

Durante el 2019, la economía argentina continuó condicionada por la crisis financiera y la recesión iniciada durante el 2018, con altos índices de inflación y retracción de la actividad y del consumo. A estos elementos se le adicionó el proceso electoral, confirmando un nuevo Gobierno a partir del 10 de diciembre de 2019.

Actualmente la Pandemia del COVID-19 (mencionada más adelante) es la principal variable que explica el comportamiento de la economía local e internacional de los últimos meses. La economía argentina atraviesa un período de retracción a raíz de la pandemia y circunstancias locales que ya eran negativas conforme lo mencionado en el párrafo anterior. En razón del deterioro de la economía argentina como consecuencia de la Pandemia, el Gobierno Nacional aplicó medidas



expansivas del gasto público a fin de mitigar los efectos negativos que el aislamiento preventivo generó en la actividad económica.

El Índice de Costo de Vida Nacional publicado por el INDEC mostró una variación en el año 2019 del 53,8%. Las mayores variaciones se registraron en los rubros de salud (+72,1%), comunicaciones (+63,9%) y equipamiento y mantenimiento del hogar (+63,7%). Los rubros afectados en menor medida fueron vivienda, agua, electricidad y otros combustibles (+39,4%), educación (+47,1%) y recreación y cultura (48,5%). Asimismo, los salarios medidos por el registro de Remuneración Imponible Promedio de los Trabajadores Estables (RIPE) tuvieron un incremento interanual del 44,4% a diciembre de 2019, respecto del mismo mes del 2018. La inflación registrada en el período mayo 2019 – abril 2020 ascendió a 45,6%.

El resultado fiscal del Sector Público No Financiero acumuló a diciembre de 2019 un déficit primario y total de 0,5% y 4,0% en relación al PBI, respectivamente. La variación anual del total de los recursos tributarios, medidos en \$ según cifras publicadas por la AFIP, cerró en 2019 con un incremento del 47,4% respecto de 2018. Asimismo, los gastos primarios registrados en el 2019 por el Tesoro Nacional mostraron una variación interanual del 37,2%.

En relación con la situación financiera, la cotización del US\$ mayorista BCRA Res. A3500 cerró al 31 de diciembre de 2019 en \$ 59,90 / US\$, acumulando un aumento del 58,4% respecto del cierre de 2018. Al 30 de abril de 2020 la cotización del US\$ alcanzó los \$ 66,84 / US\$, representando una variación interanual del 51%.

En cuanto al esquema cambiario y monetario, en septiembre de 2019 el BCRA estableció medidas 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. Durante el mes de mayo de 2020 el BCRA impuso nuevas medidas que restringen el acceso al mercado de cambios a los residentes con activos líquidos en el exterior.

Durante el mes de marzo de 2020 el Gobierno Nacional inició formalmente un proceso de reestructuración de la deuda externa que incluyó sucesivas ofertas dentro del proceso de rondas de negociación con los acreedores externos.

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

El 11 de marzo de 2020 la Organización Mundial de la Salud declaró al coronavirus (“COVID-19”) pandemia a nivel global. El brote del COVID-19 está teniendo un impacto adverso en la economía mundial y en particular en el precio del petróleo que ha registrado una baja de más del 50%. 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 de petróleo que se vio exacerbada por la falta de acuerdo entre los miembros de la OPEP y Rusia respecto de los volúmenes de producción y consecuente ajuste de la oferta. Actualmente, algunos países han relajado las medidas de confinamiento y aislamiento pero en algunos casos se han registrado rebotes del virus implicando esto el volver atrás con la relajación de las medidas. El alcance total y duración de tales medidas de contención y su impacto en la economía mundial aún son inciertas.

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 y solo autorizar a aquellas personas vinculadas a la prestación de actividades esenciales. Dicho aislamiento fue prorrogado en sucesivas ocasiones y podría ser prorrogado por el tiempo que se considere necesario en atención a la situación epidemiológica.

El DNU establece 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.

Las situaciones mencionadas han afectado significativamente la industria de hidrocarburos en el país, como se detalla a continuación:

- La demanda de hidrocarburos, en especial la de petróleo si bien ha disminuido significativamente, a la fecha de presentación de los presentes estados financieros los volúmenes demandados muestran una tendencia incremental.
- La capacidad de almacenaje del petróleo crudo se vio significativamente afectada producto de la baja de consumo de las refinerías.
- Los precios locales de petróleo, que utilizan como referencia los valores internacionales, han registrado una fuerte caída, pero las proyecciones muestran una recuperabilidad (ver “barril criollo”).



- La demanda de gas se ha visto afectada principalmente debido a que CAMMESA ha disminuido el despacho eléctrico y, por ende, hay un menor consumo de gas para la generación térmica.

El cierre de toda actividad industrial no esencial y la estacionalidad de consumo han contribuido a la baja de la demanda. Por otro lado, el Gobierno Nacional ha emitido el Decreto 488/20 con vigencia a partir del 19 de mayo de 2020 mediante el cual establece 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.

Respecto del precio gas, el Gobierno Nacional se encuentra evaluando la implementación de un plan gas con precios sostenidos para la industria.

En cuanto a las tarifas de energía eléctrica, con fecha 8 de abril de 2020 la Secretaría de Energía facultó a CAMMESA, a posponer hasta nueva decisión la aplicación del factor de actualización previsto en la Res. 31/20. Dicha resolución prevé la pesificación y posterior actualización por un factor de ajuste atado a la inflación, de las tarifas de generación de energía eléctrica.

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 antes mencionada y de la rotura de uno de los transformadores de la Central Térmica ocurrida durante el mes de enero de 2020, cuya reparación se encuentra en curso y se estima poner en marcha en el mes de agosto de 2020.

La Gerencia de la Sociedad monitorea constantemente 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 incluye la implementación de las siguientes medidas: i) un esquema de trabajo remoto para las posiciones que así lo permitan, ii) protocolos preventivos en las operaciones que requieran 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.

En virtud de las medidas adoptadas conforme lo explicado precedentemente, la Sociedad continúa explotando todos sus yacimientos y el resto de las actividades, aunque adaptando sus operaciones al contexto actual.

En relación con los estados financieros al 30 de abril de 2020, se resumen a continuación los principales impactos causados por las circunstancias descritas:

- Evaluación del valor recuperable de Propiedad, Planta y Equipo: la caída actual y prevista en los precios de los hidrocarburos y las variables macroeconómicas, principales premisas utilizadas para la estimación del valor recuperable de los activos arrojaron como resultado el reconocimiento de una desvalorización en el segmento de petróleo y gas atribuibles al yacimiento Agua del Cajón por miles de \$ 1.813.300.
- Desvalorización de los inventarios de petróleo: la caída en el precio del petróleo ha generado la registración por parte de la Sociedad de una desvalorización de los inventarios de crudo por miles de \$ 484.343. Dicha desvalorización es consecuencia de que el valor neto realizable al 30 de abril de 2020 fue inferior al costo de producción.

El alcance final del brote del COVID-19 y su impacto en la economía del país es desconocido e imposible de predecir razonablemente. Sin embargo, y si bien ha producido efectos significativos a corto plazo, 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.

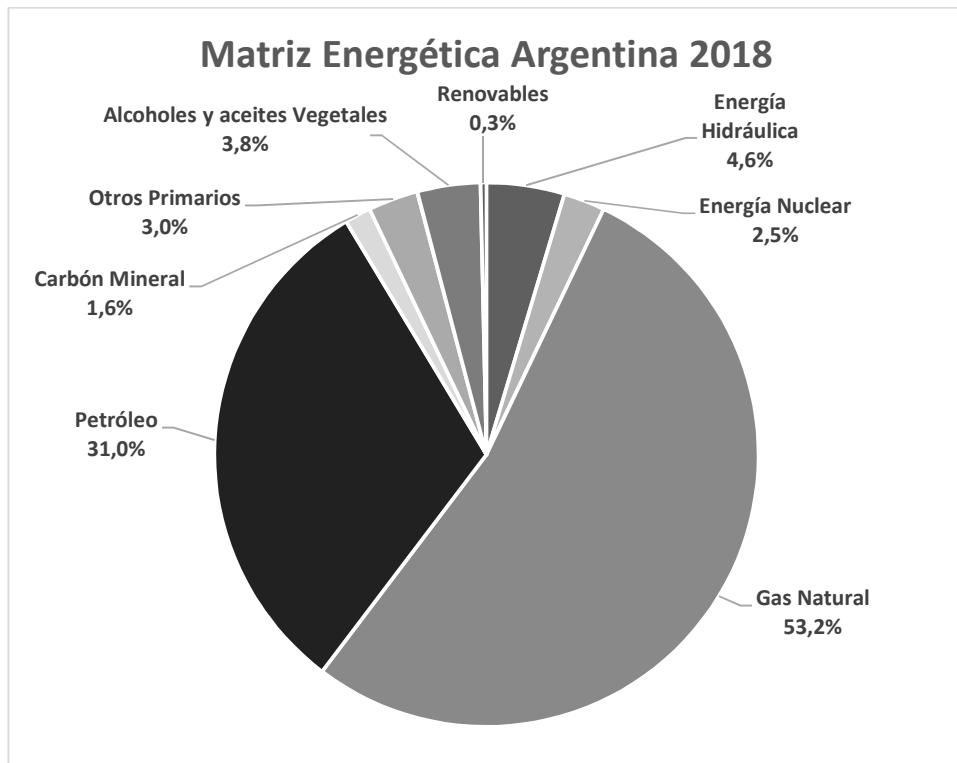
El Directorio se encuentra monitoreando de cerca la situación y tomando las medidas necesarias para preservar la vida humana y los negocios de la Sociedad.

#### 4. Mercado energético argentino

##### Matriz energética argentina

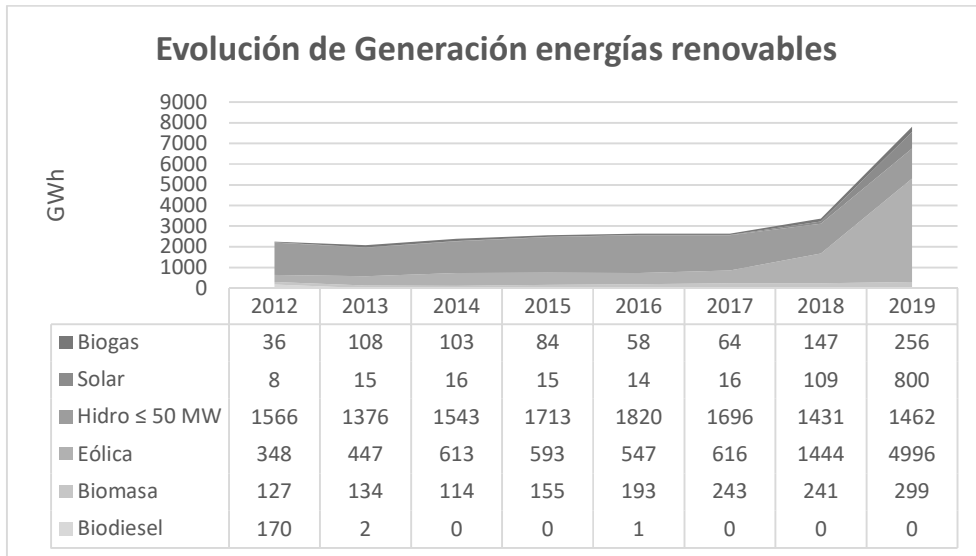
El gas natural y el petróleo constituyen los recursos energéticos de mayor participación en la matriz energética nacional.

El siguiente gráfico muestra las participaciones al 31 de diciembre de 2018, ya que no hay datos oficiales disponibles al 31 de diciembre de 2019:

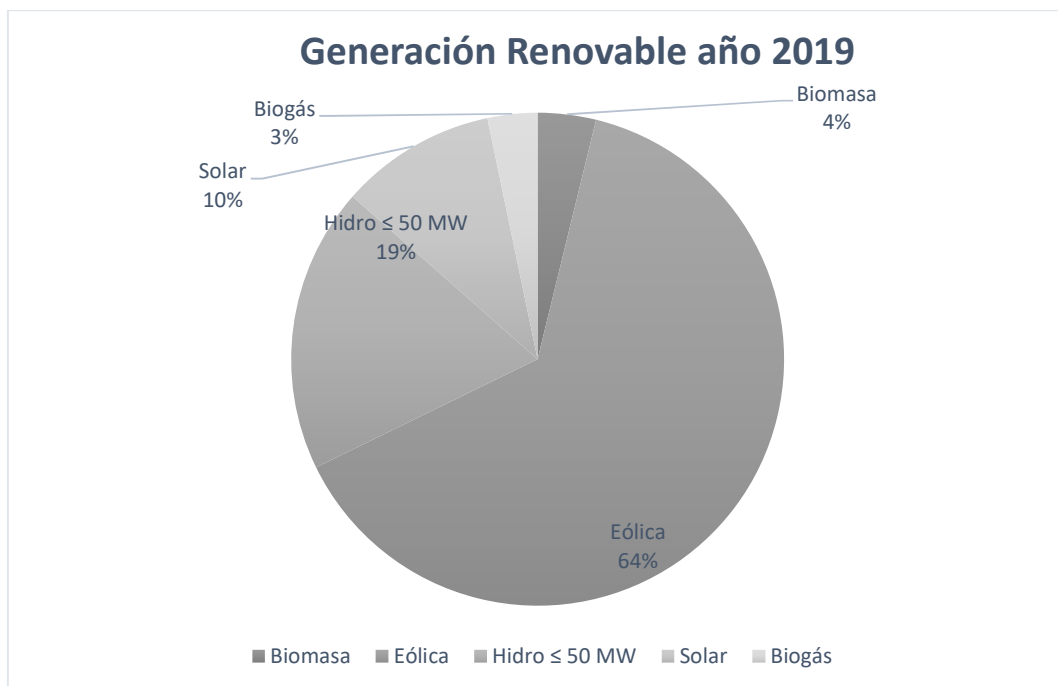


Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía (SGE)

En el año 2019, el 6,0 % 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 2019:



Fuente: SGE



Fuente: SGE

#### 4.1 Mercado eléctrico

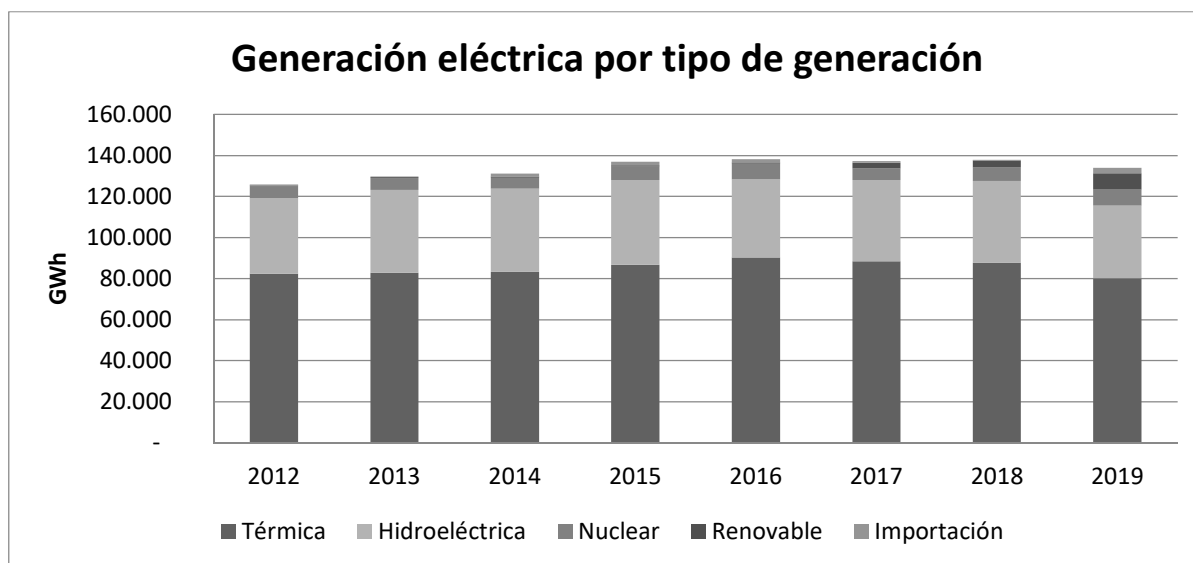
Durante el año 2019 se registró una disminución del 4,5% en la energía generada en el país, alcanzando un volumen de energía eléctrica generada de 131.246 GWh respecto de 137.481 GWh generados en el año 2018 debido fundamentalmente a la caída de la actividad económica.



La generación térmica continuó siendo el principal recurso para abastecer la demanda, aportando un volumen de energía de 80.137 GWh (61,1%), seguido por la generación hidroeléctrica que aportó 35.370 GWh (26,9%), la nuclear con 7.927 GWh (6,0%) y la generación fotovoltaica y eólica con 7.816 GWh (6,0%).

La generación térmica y la hidroeléctrica en el año 2019 fueron un 9% y 11%, respectivamente, menor a la registrada en el año 2018, mientras que la nuclear registró un aumento del 23% dado por el reingreso de la Central Nuclear Embalse luego de su mantenimiento. Asimismo, se registraron importaciones por 2.746 GWh (698% superiores al 2018).

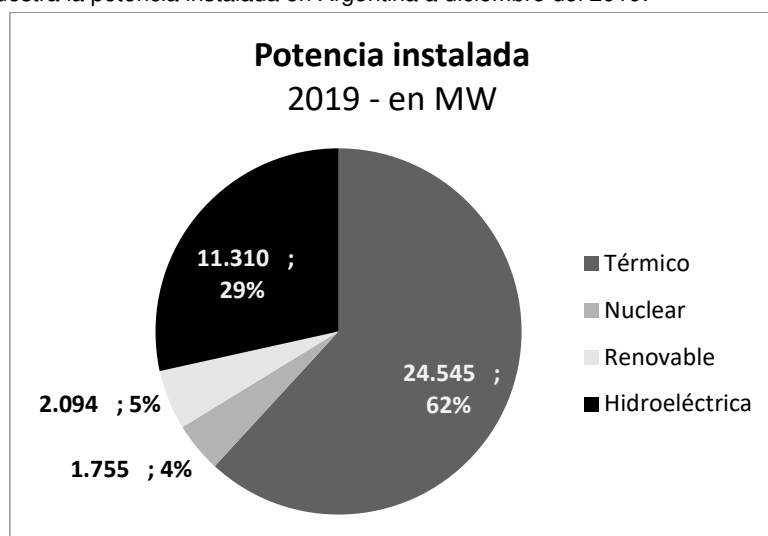
El siguiente cuadro muestra la evolución de la generación eléctrica por tipo de generación:



Fuente: CAMMESA

Cabe destacar que durante el año 2019 el parque de generación registró un aumento de su capacidad instalada respecto del año anterior, alcanzando un total de 39.704 MW.

El siguiente cuadro muestra la potencia instalada en Argentina a diciembre del 2019:

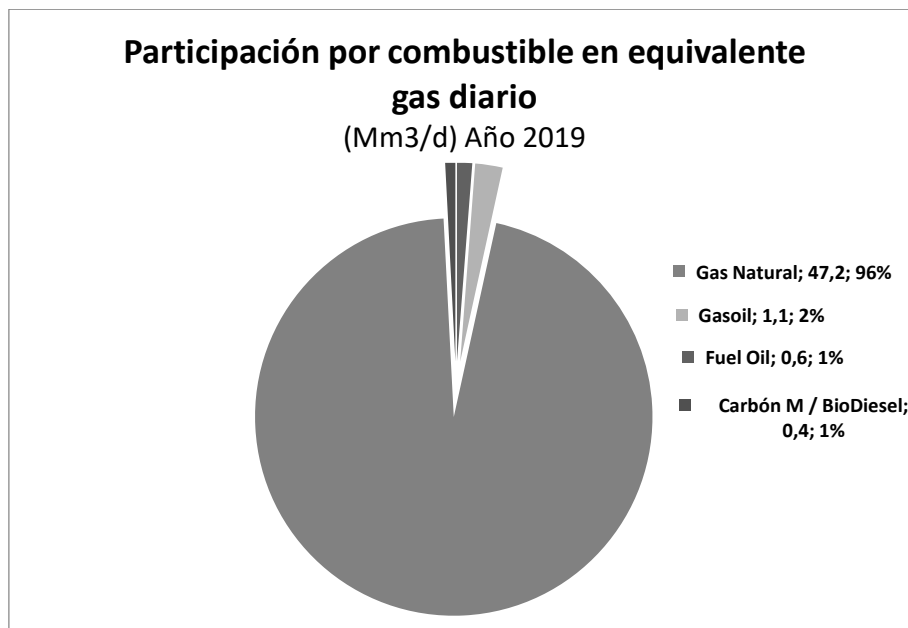


Fuente: CAMMESA



Respecto del abastecimiento de combustibles para el sector eléctrico, durante el año 2019 rigió la Res SEN 70/2018 que facultó a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica. Los costos de generación con combustible propio se valorizan de acuerdo con el mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables de Producción reconocidos por CAMMESA. El Organismo Encargado del Despacho (OED) continuó 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. A partir del 30 de diciembre de 2019, el suministro de combustible nuevamente quedó centralizado en CAMMESA.

Durante el año 2019 el consumo de gas natural para generación de energía eléctrica fue inferior respecto del año anterior en 4,5%, debido a una menor demanda de energía registrada en el período y a un aumento de la generación de energía de fuentes renovables. El consumo de fuel oil y gas oil fueron inferiores al año 2018 en 66,7% y 54,2%, respectivamente. Adicionalmente, el consumo de carbón mineral disminuyó en 66,7% respecto del año anterior.



Fuente: CAMMESA

### **Marco Regulatorio – Principales tópicos**

#### **Esquema de remuneración vigente para el Mercado de Generación Eléctrica**

##### **Res 31/2020 de la Secretaría de Energía – aplicable a partir del 1 de febrero de 2020**

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 (ver a continuación) 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 actualizarán 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. Esta actualización comenzaba 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. En virtud de ello a la fecha de presentación de los presentes estados financieros, CAMMESA no ha aplicado el factor de actualización previsto en Resolución SE N° 31/2020. La Dirección de la Sociedad estima que el factor de actualización será aplicado en el corto plazo.



Los nuevos valores fijados 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	[\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	100.650

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	[\$/MW – mes]
Dic – Ene – Feb – Jun – Jul - Ago	360.000
Mar – Abr – May – Sep – Oct - Nov	270.000

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.

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	Gas Natural [\$/MWh]
CC grande P > 150 MW	240

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 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.





ii) 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 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).

- 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

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, 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 30 de abril 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 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 CAMESA 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 Yacuyretá 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 suscrito 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.

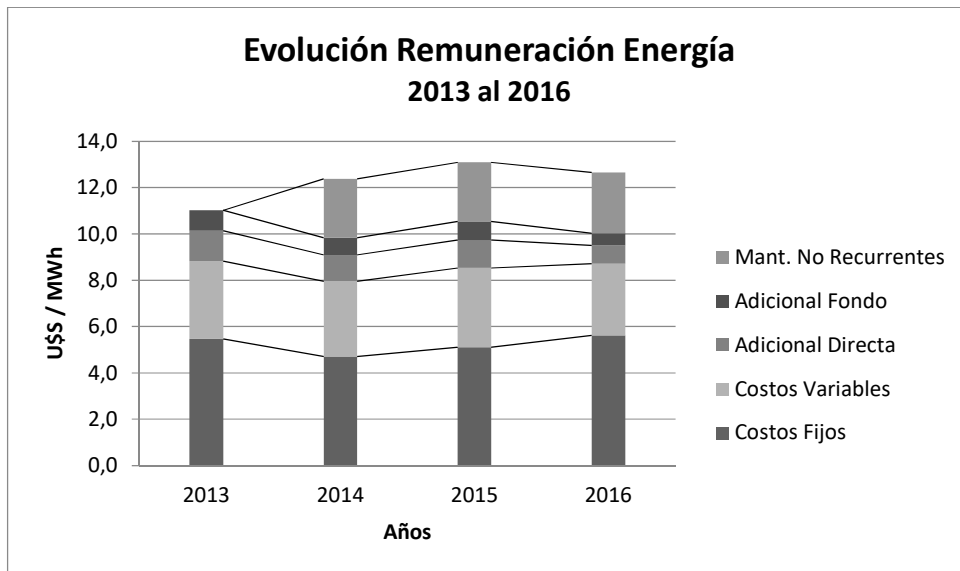
Por último, se facultaba a la Subsecretaría de Mercado Eléctrico a dictar normas complementarias o aclaratorias que se requieran para la instrumentación de la presente resolución.

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)
	U\$S /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
<b>Total</b>	<b>11,1</b>	<b>12,3</b>	<b>13,0</b>	<b>12,6</b>

(\*) 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.



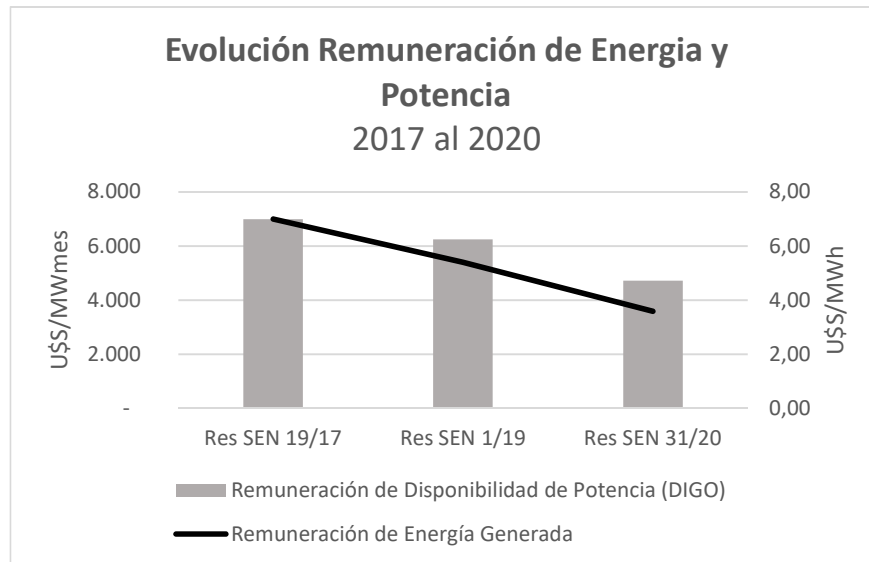
Fuente: CAMMESA en pesos, convertida a US\$ al tipo de cambio promedio anual para su comparación

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).

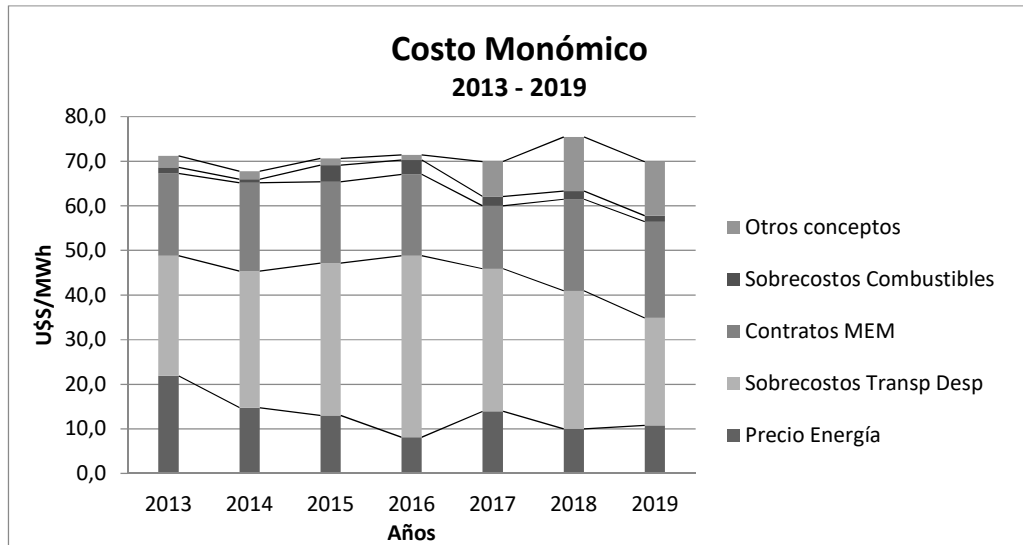


Concepto		Res SEN 19/17 (1)	Res SEN 1/19 (2)	Res SEN 31/20 (3)
Remuneración de Disponibilidad de Potencia (DIGO)	U\$/MWmes	7.000	6.250	4.713
Remuneración de Energía Generada	U\$/MWh	7,00	5,40	3,59

- (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 del 30 de abril de 2020 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 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:

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

### **Resolución 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.

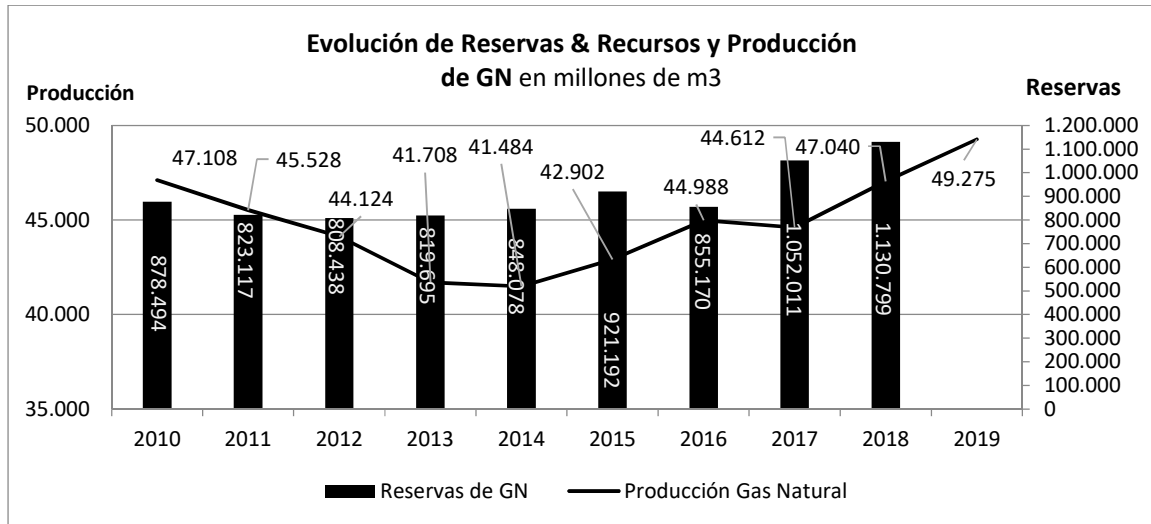
### **Resolución 230/2019 - Ministerio de Hacienda – Secretaría de Gobierno de Energía**

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.



## 4.2 Mercado de Gas, Petróleo y LPG

### Gas Natural



Fuente: SGE – No hay información disponible de las reservas para el año 2019

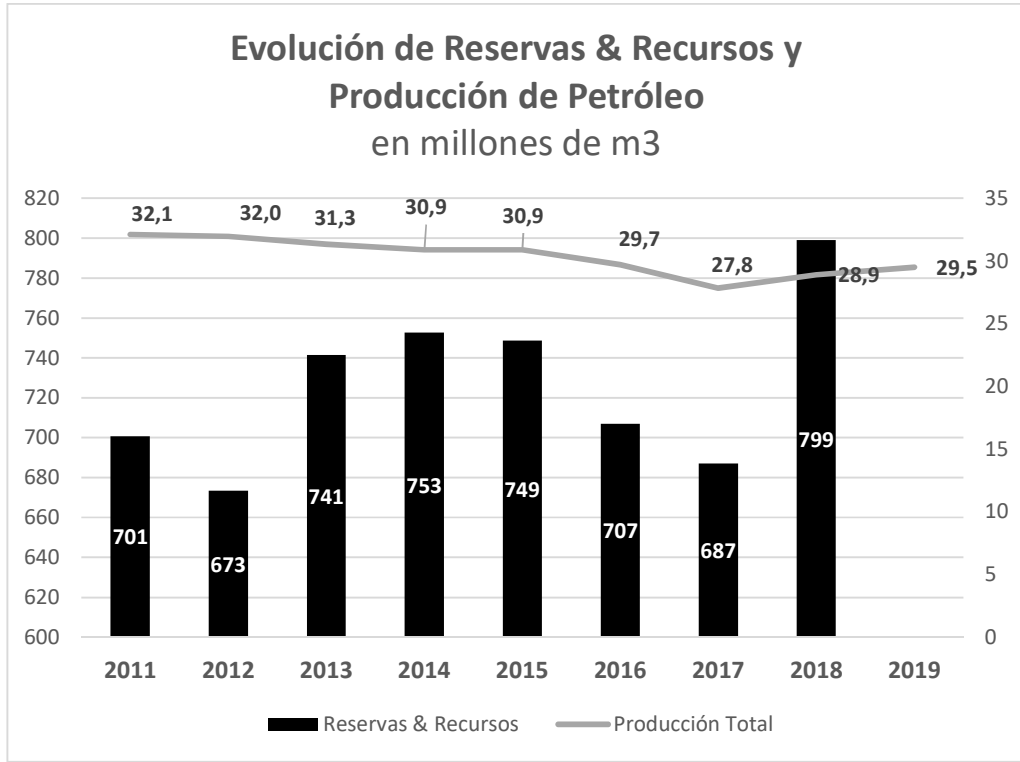
En el 2019 la producción total país de gas natural fue de 49.275 millones de m<sup>3</sup>, representando un aumento del 4,8% respecto de los volúmenes producidos en 2018, debido principalmente al crecimiento de la producción en la Cuenca Neuquina y en menor medida en la Cuenta Austral, compensado principalmente por una disminución de producción en las cuencas del Golfo San Jorge y Noroeste.

En el mes de abril de 2020 la producción total país de gas natural fue de 116,7 millones de m<sup>3</sup>/día, representando una disminución del 11,3% respecto de los volúmenes producidos en el mes de abril 2019, debido principalmente al efecto provocado por la pandemia Covid-19. La producción de gas no convencional al 30 de abril de 2020 disminuyó un 8,0%, llegando a 49,4 millones de m<sup>3</sup>/día, mientras que se registraron 53,7 millones de m<sup>3</sup>/día en abril del 2019.

Las importaciones de gas disminuyeron 30,1%, 6,872 millones de m<sup>3</sup> importados durante el año 2020, mientras que en el año anterior se importaron 9.829 millones de m<sup>3</sup>, principalmente por la mayor oferta de gas local y la disminución de la demanda doméstica producto de la recesión económica.

De acuerdo con la última información anual publicada por la SGE, al 31 de diciembre de 2018 el total de las reservas y recursos de gas natural en el país ascendían a 1.130.799 millones de m<sup>3</sup>, de las cuales el 33% correspondían a reservas comprobadas. En comparación con el mismo dato al 31 de diciembre de 2017, las reservas y recursos totales experimentaron un aumento del 7,5%.

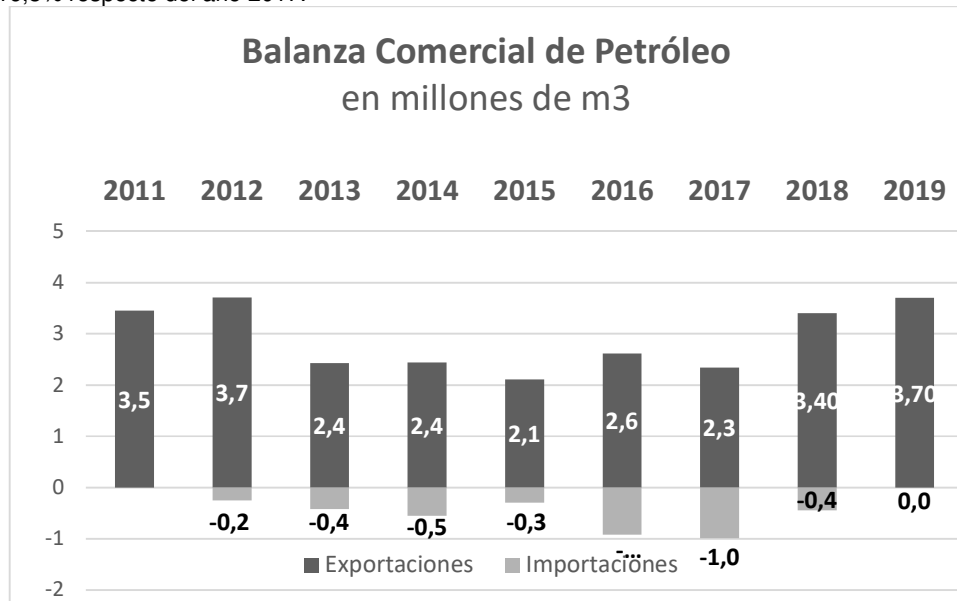
**Petróleo**



**Fuente: SGE - No hay información disponible de las reservas & recursos para el año 2018**

De acuerdo con los datos publicados por la SGE, la producción total de petróleo del país registrada en el año 2019 fue de 29,5 millones de m<sup>3</sup>, 2% superior a la registrada en el 2018 producto fundamentalmente de la mayor producción no convencional. La producción correspondiente a la Cuenca del Golfo San Jorge asciende al 45,15% de la producción total del país, mientras que la Cuenca Neuquina representa el 45,06%.

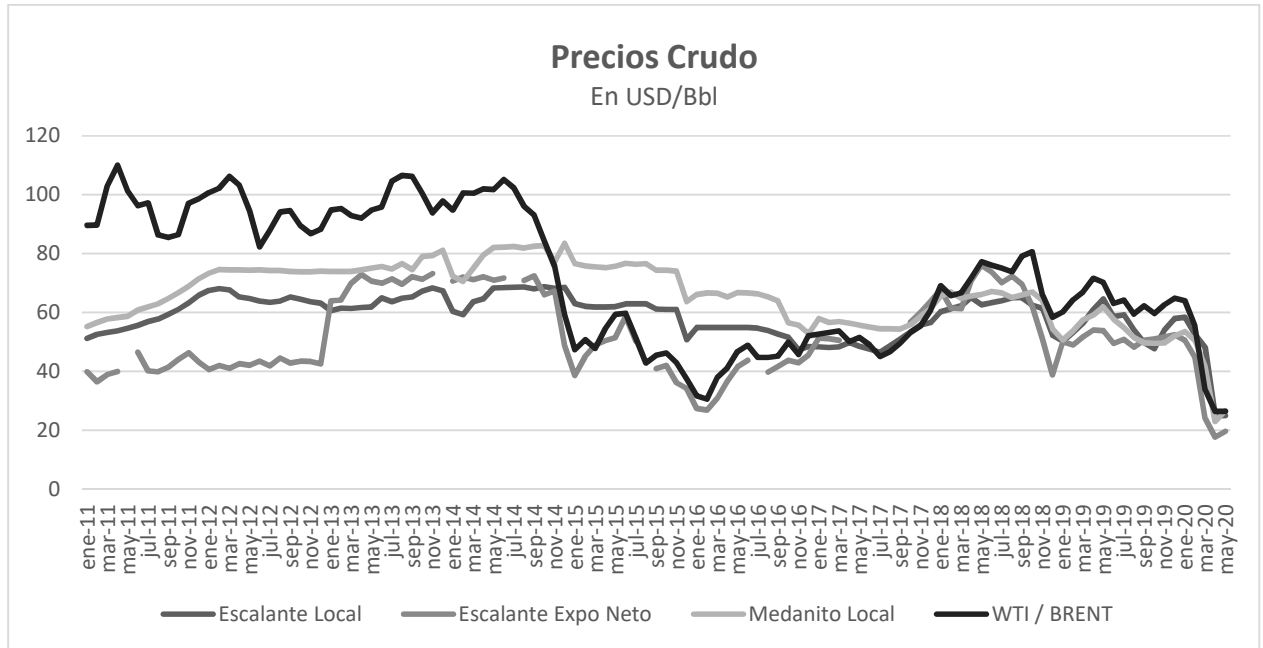
Las reservas y recursos totales del país al 31 de diciembre de 2018 ascendían a 799 millones de m<sup>3</sup>, registrando un aumento del 16,3% respecto del año 2017.



**Fuente: SGE**

Durante el año 2019 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 m<sup>3</sup>. Las exportaciones aumentaron un 8,8 % respecto del año 2018, habiéndose exportado 3,7 millones de m<sup>3</sup> de petróleo, lo cual representa un 12,5% de la producción total del país en el año.

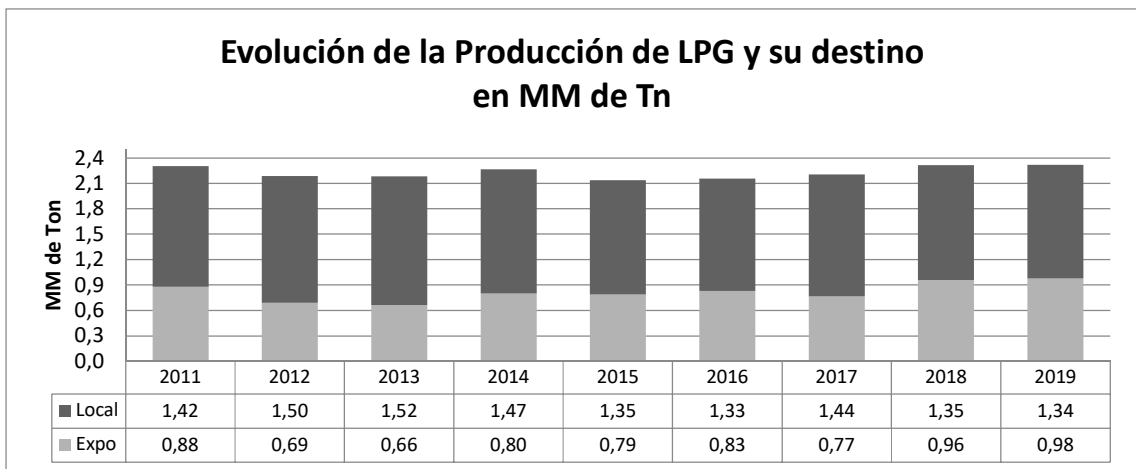
#### Evolución de los precios del petróleo en la Argentina



Fuente: SGE

Ver los efectos de la Pandemia COVID-19 sobre los precios de petróleo en capítulo 4.

#### LPG



Fuente: SGE



Respecto del año anterior la producción total país de propano y butano aumentó un 0,2% durante el año 2019, llegando a 2,32 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 25% entre el 2017 y 2018, registraron un leve incremento del 2% entre 2018 y 2019.

Las ventas en el mercado local representan el 58% del total de la producción del año 2019, mientras que el 42% restante fue exportado principalmente a Brasil, Chile, Senegal y Sudáfrica.

### ***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 sitúan 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 los mismos.

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



## **Precios en el mercado interno**

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

Mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 566/19 de fecha 15 de agosto de 2019 el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) estableció que durante 90 días corridos siguientes a la entrada en vigencia, o sea a partir de la publicación en el Boletín Oficial el 16 de agosto de 2019:

- 1) las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local durante los noventa días corridos siguientes a la entrada en vigencia de la medida debían ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de \$ 45,19/US\$ y un precio de referencia BRENT de US\$ 59/bbl.
- 2) el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, en todos los canales de venta, no podían ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019.
- 3) las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas debían cubrir, a los precios establecidos en dicho decreto, el total de la demanda nacional de combustibles líquidos, de conformidad con los volúmenes que les sean requeridos a partir de las prácticas usuales de mercado, proveyendo de manera habitual y continua a todas y cada una de las zonas que integran el territorio de la República Argentina.
- 4) las empresas productoras de hidrocarburos debían cubrir el total de la demanda de petróleo crudo que les sea requerido por las empresas refinadoras locales, proveyendo de manera habitual y continua a todas las refinerías ubicadas en el territorio de la República Argentina para la adecuada satisfacción de las necesidades internas.
- 5) la comercialización de los combustibles debían realizarse en un todo de acuerdo con las calidades, tipos y demás requisitos establecidos por la normativa vigente.

Mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 601/19 de fecha 30 de agosto de 2019 y con vigencia a partir del día de su publicación en el Boletín Oficial el 2 de septiembre de 2019, el PEN sustituyó lo establecido en el Decreto 566/19 mencionado en los artículos 1 y 2, estableciendo hasta el 13 de noviembre de 2019 un tipo de cambio de referencia de \$ 46,69/US\$. Además, el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio (estaciones de servicio) no podían ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019.

Posteriormente se emitió la Res SEN 557/19 (vigente a partir del 19 de septiembre de 2019) que elevó el tipo de cambio de referencia a \$ 49,30/US\$ y la Res SEN 688/19 (vigente a partir del 1 de noviembre de 2019) que eleva el tipo de cambio de referencia a \$ 51,77/US\$.

Por otro lado, con fecha 13 de septiembre de 2019 se publicó la Res N° 552/19 del Ministerio de Hacienda, fijando una transferencia de \$ 116,10 por barril de petróleo entregado en el mercado local durante el mes de septiembre de 2019, a ser abonado 88% a la empresa productora solicitante y 12% a la provincia en cuya jurisdicción se encuentre la concesión en la cual se haya producido el petróleo. La solicitud de transferencia debía estar acompañada de las renunciaciones de la empresa productora de petróleo y la provincia concedente a todo derecho, acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, relacionados con la aplicación de los Decretos N° 566/19 y 601/19. La Sociedad no ha efectuado solicitud alguna al respecto.

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, a la fecha de los presentes estados financieros 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.

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 \$ 5.255 millones y \$ 4.070 millones al 30 de abril de 2020 y 2019, 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 m<sup>3</sup>/d, la totalidad de la producción mensual de Gas No Convencional.
  - b. Para aquellas cuya Producción Inicial sea mayor o igual a 500.000 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>/día. De no alcanzar los 500.000 m<sup>3</sup>/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:
  - o Las empresas participantes del Plan Gas II (Res. 60/13) podrán recibir compensaciones a partir del mes siguiente al que realicen la presentación.
  - o 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:
  - o Se abonará el 88% a la empresa y el 12% a la Provincia correspondiente.
  - o Orden de pago en pesos, con tipo de cambio del último día hábil del mes al que corresponden los volúmenes.
- Pago provisorio Inicial:
  - o 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.
  - o 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:
  - o 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.
  - o 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 2020 y las pólizas de caución, a fin de solicitar el pago del programa de estímulo. El Ministerio de Energía autorizó el pago provisorio equivalente al 85% de las compensaciones económicas solicitadas por el período enero 2018 – septiembre 2019 por un monto aproximado de \$ 1.637,1 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, cuyo importe ascendió a \$ 1.386,7 millones correspondiente a la producción de los meses abril 2019 – marzo 2020.

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 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:

- 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.

El Gobierno Nacional se encuentra evaluando la implementación de un plan gas con precios sostén para la industria.



## **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 26.2 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 26.2 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 26.2 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 establecido por la Disposición 104/2019, de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles, y vigentes al 30 de abril de 2020 quedaron establecidos en \$/tn 9.895 para el butano y \$/tn 9.656 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.

#### **Mercado externo**

Con fecha 3 de septiembre de 2018, el PEN emitió el Decreto N° 793/18 el cual entre el 4 de septiembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2020 fija un derecho de exportación del 12% sobre el monto exportado de propano, butano y gasolina natural. Dicha retención posee un tope de \$4 por cada dólar de base imponible o del precio oficial FOB. Posteriormente, con motivo de la sanción de la Ley N° 27.541, se dispuso un tope del 8% para la alícuota aplicable a



los hidrocarburos a partir del 23 de diciembre de 2019. Sin embargo, a la fecha de los presentes estados financieros 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.

## 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).

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. Con fechas 22 y 23 de mayo de 2019 se recertificó la norma ISO 14001, dentro del alcance de la Planta Generadora de Energía Eléctrica.

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 (USIJI)"* 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.

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 y la gestión de los suelos empetrolados, con la que se tratan todos los suelos originados por eventuales derrames de petróleo. En la actualidad, no quedan volúmenes para tratar de estos tipos de residuos.

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 a través de consorcios y dado que se trata de operaciones recientes, 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 y La Yesera.

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 descripto hasta el momento haciendo mucho 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.

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 un 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.

Además, se realizaron importantes campañas de difusión y capacitación a todo el personal, se distribuyeron los EPP adecuados para este tipo de riesgo y se adecuaron las metodologías de trabajo en todas las áreas, tanto del punto de vista operativo como de logística.

Finalmente, y para asegurar que todas las medidas implementadas se mantengan en el tiempo, se realizan auditorias en forma permanente para 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.

En el transcurso del ejercicio se finalizó la implementación de Success Factors donde, además de permitir una herramienta de Gestión Integral para el área de RRHH, incluye la Digitalización de los recibos de sueldo y firma digital.

Para la incorporación de la operación del área Bella Vista Oeste se llevó a cabo la implementación de los sistemas corporativos a fin de cumplir con los requerimientos operativos, comerciales y administrativos. Se realizaron mejoras al proceso de mantenimiento de equipos para las áreas Loma Negra y La Yesera y la implementación de AFEs ("Authorization for Expenditures") electrónicos para tener una mejor gestión de los mismos.

Se desarrolló e implementó el nuevo sistema de Gestión de Plantas para todas las empresas del grupo, el cual reemplaza algunas funcionalidades existentes como Libro de Guardia y Partes Diarios de Producción y agrega otras tales como Permisos de Trabajo, Directivas y Puntos Forzados.

Se finalizó con la definición, la planificación de detalle y se dio inicio a la implementación de las soluciones identificadas para las mejoras de procesos de Compras y Cuentas a Pagar, las cuales serán puestas en producción durante el ejercicio 2020-2021 tal cual estaba previsto.

Se seleccionó Oracle EPM (Enterprise Performance Management) como la herramienta para implementar el nuevo modelo de Presupuesto y Control de Gestión, el cual nos permitirá sistematizar el proceso de elaboración y aprobación presupuestaria y nos brindará una base de datos única para la elaboración del Control de Gestión. Adicionalmente permitirá que las áreas operativas accedan a indicadores de gestión. Se estima finalizar con la primera fase de implementación del proyecto durante el tercer trimestre del próximo ejercicio.

Con la puesta en marcha del Parque Eólico Diadema II, se realizó una mejora en el Sistema de Control y Facturación de Potencia y Energía que se utiliza para la Central Térmica para incluir las funcionalidades necesarias para la gestión comercial de energías renovables. Adicionalmente se llevaron adelante las tareas de infraestructura y sistemas de soporte necesarios para la puesta en marcha de CUD (Centro Único de Despacho) ubicado en Neuquén.

Se continuó con la implementación del nuevo sistema de Registración de tareas de Perforación, Terminación y Mantenimiento de pozos para todas las empresas del grupo el cual se estima poner en producción para la operación de Pampa del Castillo durante el primer trimestre del ejercicio 2020-2021.



Adicionalmente, durante el ejercicio se llevó adelante un programa de concientización en CyberSeguridad de carácter mandatorio para todos los empleados, que incluyó actividades presenciales y 10 módulos de e-learning que abordaron distintas temáticas.

Se dio inicio a 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 el área. Su puesta en producción se está llevando a cabo durante el primer trimestre del ejercicio 2020-2021.

Por último, en el marco del COVID-19, se implementaron las acciones necesarias que nos permitieron habilitar el trabajo remoto a todos los usuarios requeridos para continuar con la operación de la compañía. Se pusieron a disposición las herramientas para el acceso a las aplicaciones de manera segura y se implementó la aplicación MS Teams a nivel corporativo para mantener la comunicación de todas las personas de la compañía en un entorno seguro.

## **7. Recursos Humanos**

Durante el ejercicio, la Sociedad se ha focalizado en el desarrollo de acciones vinculadas con los siguientes lineamientos estratégicos:

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

- Desarrollamos un Programa de Construcción de Equipo Directivo con el objetivo de desarrollar las principales habilidades de conducción requeridas para los nuevos escenarios de negocio. En conjunto con consultores especializados en Estrategia y Liderazgo, revisamos y re definimos las expectativas de cada directivo con relación al negocio y su rol de cara a sus equipos, y a la interacción entre todas las áreas de la compañía.
- Continuamos con la realización de Programas Focalizados, orientados a cubrir necesidades de desarrollo, identificadas en los niveles de mandos medios y gerenciales a partir de las herramientas de Gestión del Desempeño.
- Avanzamos con el desarrollo de Programas de Formación de Supervisores en los yacimientos y en la Central Térmica.
- Continuamos las acciones iniciadas durante el ejercicio anterior en el Programa de Coaching Ejecutivo para el equipo Gerencial.

### *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, a fin de tornarlo eficiente en todas sus dimensiones, avanzó con implementación final prevista para el ejercicio próximo.
- Identificamos otras iniciativas de mejora de los procesos actuales de negocio a través de herramientas de Business Intelligence que se implementarán de acuerdo con los planes de trabajo definidos.

### *Contar con una organización sustentable:*

- Continuamos trabajando en la estrategia de sucesión de puestos críticos definiendo acciones para el mediano / largo plazo, identificando puestos claves y mapas de sucesión que se implementarán con un cronograma definido.
- Se continuó con el desarrollo de los programas de Salud Ocupacional.
- Implementamos con éxito una plataforma de RRHH común para toda la compañía: identificamos Success Factors como herramienta fundamental de registro, seguimiento y comunicación de temas de RRHH, así como plataforma para el lanzamiento de las herramientas de e-learning requeridas para actualización profesional y normativa.

### *Atracción y retención del talento:*

- Impulsamos los procesos de selección teniendo en cuenta la incorporación de nuevos negocios y el potencial requerido para el crecimiento de la organización.
- Contamos con un estricto proceso de reclutamiento procurando integrar en la compañía los mejores perfiles que acompañen su cultura, generando también oportunidades al personal propio a través de la publicación de búsquedas internas.
- Respecto del proceso de Búsquedas Internas, a fin de garantizar la transparencia e igualdad de oportunidades a todos los empleados, se comunicaron a todo el personal las posiciones vacantes en el proceso de take over de los nuevos yacimientos.





- 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 competencias críticas.

*Afianzar las relaciones laborales dentro de un entorno productivo positivo:*

- Mantenemos 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 en un entorno cambiante y desafiante. 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.
- 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.

Nuestros profesionales participan de programas de actualización profesional y foros de la especialidad tanto nacionales como en el exterior.

Dentro del marco del COVID-19, y la definición del Gobierno Nacional del aislamiento obligatorio, la empresa definió medidas específicas que permitieron realizar una transición efectiva hacia modalidades remotas y alternativas de trabajo.

Se dispusieron, para todas las operaciones las siguientes modalidades de trabajo con el fin de preservar a las personas de posibles contagios y asegurar el funcionamiento pleno de la compañía: trabajo remoto, por guardias mínimas en el caso de requerir de trabajo presencial con el aseguramiento de diagramas de reemplazo.

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.

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.

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 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.

La Sociedad ha realizado los pagos y contribuciones al personal de acuerdo con su cronograma habitual.

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.

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

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

## **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 93,1% 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.

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), 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 2020 se encuentra estructurada de la siguiente forma:

**Cifras en \$miles**

<b>Deuda bancaria y financiera</b>	<b>Corriente</b>	<b>No corriente</b>	<b>Total</b>
Obligaciones Negociables Senior Notes (ON)	(635.676)	(20.052.000)	(20.687.676)
Corporación Interamericana de Inversiones (CII)	(52.709)	(52.606)	(105.315)
Banco Macro	(288.353)	(533.362)	(821.715)
BBVA Francés	(603.380)	-	(603.380)
Comisiones, gastos a devengar y garantías	22.665	75.944	98.609
<b>Total</b>	<b>(1.557.453)</b>	<b>(20.562.024)</b>	<b>(22.119.477)</b>

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

**Cifras en \$miles**

<b>Caja y bancos / Inversiones</b>	<b>Corriente</b>	<b>No corriente</b>	<b>Total</b>
Caja y bancos	2.255.191	-	2.255.191
Fondos comunes de inversión	1.358.189	-	1.358.189
Cuenta remunerada	5.911	-	5.911
Títulos privados	-	9.103.455	9.103.455
<b>Total</b>	<b>3.619.291</b>	<b>9.103.455</b>	<b>12.722.746</b>

**Cifras en \$miles**

<b>Posición neta</b>	<b>Corriente</b>	<b>No corriente</b>	<b>Total</b>
<b>Total</b>	<b>2.061,838</b>	<b>(11.458.569)</b>	<b>(9.396.731)</b>

Calificación de las Obligaciones Negociables Clase 2

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros tienen una calificación internacional de "CCC" y "CCC+" por parte de Fitch y Standard & Poor's, respectivamente y una calificación local de "CCC+/RR3" 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	30.04.2020	30.04.2019
<b>Solvencia</b> (Patrimonio neto / Pasivo)	<b>0,59</b>	<b>0,64</b>
<b>Endeudamiento</b> (Pasivo / Patrimonio Neto)	<b>1,70</b>	<b>1,57</b>
<b>Liquidez corriente</b> (Activo corriente / Pasivo corriente)	<b>1,45</b>	<b>2,74</b>
<b>Prueba ácida</b> (Activo corriente – Inventarios / Pasivo corriente)	<b>1,40</b>	<b>2,74</b>
<b>Razón del patrimonio al activo</b> (Patrimonio neto / Activo total)	<b>0,37</b>	<b>0,39</b>
<b>Razón de inmovilización de activos</b> (Activo no corriente / Activo total)	<b>0,84</b>	<b>0,67</b>
<b>Rentabilidad del activo o económica</b> (Utilidad bruta / Activo total)	<b>0,16</b>	<b>0,22</b>
<b>Rentabilidad del patrimonio o financiera</b> (Resultado integral / Patrimonio Neto promedio)	<b>(0,09)</b>	<b>0,17</b>
<b>Rentabilidad ordinaria de la inversión</b> (EBT / Patrimonio Neto menos Resultado integral del ejercicio)	<b>(0,003)</b>	<b>0,147</b>
<b>Apalancamiento financiero</b> (Rentabilidad del Patrimonio Neto / Rentabilidad del activo)	<b>(0,56)</b>	<b>0,77</b>
<b>Rotación de activos</b> (Ventas / Activo total)	<b>0,35</b>	<b>0,38</b>

#### Estados de resultados integrales consolidados

	30/04/2020	30/04/2019	Variación	
Ingresos	17.580.804	19.959.323	(2.378.519)	-11,9%
Costo de ingresos	(9.396.453)	(8.648.042)	(748.411)	8,7%
<b>Resultado bruto</b>	<b>8.184.351</b>	<b>11.311.281</b>	<b>(3.126.930)</b>	<b>-27,6%</b>
Gastos preoperativos	(4.229)	(15.923)	11.694	-73,4%
Gastos de comercialización	(2.585.835)	(2.764.358)	178.523	-6,5%
Gastos de administración	(901.930)	(791.905)	(110.025)	13,9%
Otros egresos operativos netos	(2.249.773)	(6.349)	(2.243.424)	35335,1%
<b>Resultado operativo</b>	<b>2.442.584</b>	<b>7.732.746</b>	<b>(5.290.162)</b>	<b>-68,4%</b>
Ingresos financieros	5.973.054	8.398.766	(2.425.712)	-28,9%
Costos financieros	(11.281.850)	(16.516.202)	5.234.352	-31,7%
Otros resultados financieros	21.770	543	21.227	3909,2%
Otros resultados financieros RECPAM	2.793.670	2.888.191	(94.521)	-3,3%
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>(50.772)</b>	<b>2.504.044</b>	<b>(2.554.816)</b>	<b>-102,0%</b>
Impuesto a las ganancias	989.693	(474.882)	1.464.575	-308,4%
<b>Resultado neto</b>	<b>938.921</b>	<b>2.029.162</b>	<b>(1.090.241)</b>	<b>-53,7%</b>
<b>Otros resultados integrales</b>				
Con imputación futura a resultados	84.422	-	84.422	100,0%
Sin imputación futura a resultados	(2.812.516)	1.170.763	(3.983.279)	-340,2%
<b>Resultado integral del ejercicio</b>	<b>(1.789.173)</b>	<b>3.199.925</b>	<b>(4.989.098)</b>	<b>-155,9%</b>

A los efectos de analizar las variaciones, deberá tenerse en cuenta que los saldos al 30 de abril de 2019 que se exponen a continuación surgen de reexpresar los importes de los saldos a dicha fecha en moneda homogénea del 30 de abril de 2020, siguiendo los lineamientos detallados en la Nota 3 de los estados financieros consolidados al 30 de abril de 2020.

La evolución comparativa de los resultados al 30 de abril de 2020 con respecto al 30 de abril de 2019, fue la siguiente:



- El resultado bruto ascendió a \$ 8.184.351 (ganancia) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020, representando un 46,6% de las ventas, en comparación con los \$ 11.311.281 (ganancia) o 56,7% de las ventas al 30 de abril de 2019. El resultado bruto disminuyó en un 27,6%.
- El resultado operativo en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 ascendió a \$ 2.442.584 (ganancia) en comparación con \$ 7.732.746 (ganancia) del ejercicio anterior, representando una disminución del 68,4%. El segmento de energía eléctrica se vio afectado por una menor generación, producto de los mantenimientos programados durante el ejercicio y la posterior rotura de un transformador de la turbina de vapor 7 que obligó, desde el mes de enero 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 SRRME 01/19 entre mayo 2019 y enero 2020 que disminuyó la tarifa en dólar y la Res 31/20 desde febrero de 2020 que pesificó la tarifa de energía. El resultado operativo también se vio afectado por 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 y las declaraciones de costos de gas efectuadas por Capex y, en el caso del petróleo, los precios en el mercado local se vieron afectados por los diferentes decretos que fijaron precios y tipos de cambio desde agosto de 2019. Adicionalmente, en el ejercicio la Sociedad ha registrado desvalorizaciones de los activos de Propiedad, planta y equipo relacionados con el segmento de petróleo y gas y del stock de petróleo debido a que su valor neto de realización fue inferior a su costo de producción al 30 de abril de 2020.
- El resultado neto ascendió a \$ 938.921 (ganancia) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 en comparación con los \$ 2.029.162 (ganancia) del ejercicio anterior. Esto surge como consecuencia del resultado fiscal pérdida del presente ejercicio en contraposición de un resultado fiscal ganancia del ejercicio anterior
- Los otros resultados integrales sin imputación futura a resultados, los cuales impactan en la reserva por revaluación de activos, estando expresada en valores reales, ascendieron a \$ 2.812.516 (pérdida), como consecuencia del efecto 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, compensado parcialmente por la revaluación efectuada de estos bienes al 30 de abril de 2020. Al 30 de abril de 2019 ascendieron a \$ 1.170.763 (ganancia) como consecuencia de la revaluación de ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo registrada en el ejercicio finalizado a dicha fecha. Adicionalmente se registraron en los otros resultados integrales con imputación futura a resultados, lo que impactan en la reserva por inversiones a valor razonable, \$ 84.422 (ganancia) al 30 de abril de 2020.
- El resultado integral ascendió a \$ 1.789.173 (pérdida) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 en comparación con \$ 3.199.925 (ganancia) del ejercicio anterior, representando una disminución del 155,9%.

### Ingresos

Producto	30/04/2020	30/04/2019	Variación	
<b>Energía</b>				
Energía CT ADC <sup>(1)</sup>	7.566.871	11.234.800	(3.667.929)	-32,6%
Energía eólica	381.797	209.554	172.243	82,2%
<b>Servicio de fásón de energía eléctrica</b>	24.704	17.367	7.337	42,2%
<b>Gas</b>	290.359	-	290.359	100,0%
<b>Gas Programa estímulo</b>	1.386.679	1.128.367	258.312	22,9%
<b>Petróleo</b>	7.281.122	6.395.763	885.359	13,8%
<b>Propano</b>	352.855	538.933	(186.078)	-34,5%
<b>Butano</b>	193.446	321.129	(127.683)	-39,8%
<b>Oxígeno</b>	6.995	7.839	(844)	-10,8%
<b>Servicios</b>	95.976	105.571	(9.595)	-9,1%
<b>Total</b>	<b>17.580.804</b>	<b>19.959.323</b>	<b>(2.378.519)</b>	<b>-11,9%</b>

<sup>(1)</sup> Al 30 de abril de 2020 y 2019 incluye 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. Asimismo, a partir de noviembre de 2018 se incluye en este rubro el gas adquirido a terceros y consumido en la CT ADC.

Los ingresos por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 disminuyeron un 11,9% con respecto del 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 \$ 3.667.929, representando una disminución del 32,6%, pasando de \$ 11.234.800 al 30 de abril de 2019 a \$ 7.566.871 al 30 de abril de 2020. Estos ingresos están asociados a la remuneración por la generación de energía y a la remuneración reconocida por CAMMESA en concepto de gas consumido.

Los ingresos asociados a la remuneración por la generación de energía disminuyeron en un 33,6%. Esta variación se debió principalmente a: i) una disminución de la generación en un 25,0% debido fundamentalmente a las tareas de mantenimientos programadas realizadas en una turbina de ciclo abierto y en la turbina de ciclo combinado en los meses de septiembre y noviembre de 2019, respectivamente, y a la imposibilidad de operar a ciclo combinado producto de la rotura del transformador de la TV7 a fines de enero de 2020, y ii) una disminución del 11,2% del precio de venta promedio registrado sobre los GW vendidos, pasando de \$/GWh 1.123,6 promedio durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2019 a \$/GWh 997,3 promedio en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020.

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. Desde el mes de enero de 2020 la CT ADC opera a ciclo abierto con la consiguiente disminución de la generación de energía; se estima concluir con la reparación y comenzar a operar a ciclo combinado a inicios del mes de agosto de 2020.

La Res SRRME 1/2019, vigente entre marzo 2019 y enero 2020, estableció menores valores de energía y potencia en dólares a los vigentes hasta febrero de 2019. La mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación no logró compensar este efecto. Adicionalmente, la Res SE 31/2020 vigente desde febrero de 2020 pesificó las tarifas de energía y potencia, estableciendo un mecanismo de ajuste por inflación que a la fecha se encuentra suspendido.

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, La Yesera y el adquirido a terceros disminuyeron un 31,7%, debido a la disminución del valor del gas reconocido a Capex por millón de btu, el cual disminuyó de un promedio anual de US\$ 3,72 al 30 de abril de 2019 a un promedio anual de US\$ 2,15 al 30 de abril de 2020, 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 y las declaraciones de costos de gas efectuadas por Capex. La mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación y el mayor volumen de gas remunerado (4,8%) producto del volumen adquirido a terceros a partir de noviembre de 2018, no lograron compensar el efecto en el precio.

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 12,1% debido a la menor extracción y a que parte del mismo fue destinado a su venta por razones de mercado.

Los ingresos de energía eólica medidos en pesos aumentaron en \$ 172.243, representando un incremento del 82,2%, pasando de \$ 209.554 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2019 a \$ 381.797 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020. Este incremento se debió a la puesta en marcha del parque eólico PED II, propiedad de E G WIND, el cual fue habilitado comercialmente en septiembre de 2019. Las ventas del PED I y PED II medidos en GWh fueron de 80,3 y 27,9 al 30 de abril de 2020 y 2019, respectivamente. El precio promedio de ventas fue de \$ 4.755,0 y \$ 7.510,9 al 30 de abril de 2020 y 2019, respectivamente, esto se debe a que los precios por MWh acordados en los contratos de venta 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 volvieron a despachar energía eléctrica al sistema.

b) Servicio de fason de energía eléctrica:

Los servicios de fason para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno medidos en pesos aumentaron en \$ 7.337, representando un incremento del 42,2%, pasando de \$ 17.367 al 30 de abril de 2019 a \$ 24.704 al 30 de abril de 2020. Este incremento se produce por el aumento del 38,7% en el volumen vendido durante el ejercicio finalizado el



30 de abril de 2020, debido a que en el ejercicio anterior se llevaron a cabo los trabajos de mantenimiento programados en la planta en los meses de julio, agosto y septiembre de 2018.

c) Gas:

La producción de gas disminuyó un 2,1%, pasando de 581.587 miles de m<sup>3</sup> al 30 de abril de 2019 a 569.284 miles de m<sup>3</sup> al 30 de abril de 2020. Capex viene sosteniendo el nivel de producción de gas mediante las inversiones efectuadas, incentivadas principalmente por los programas estímulos. 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, se incrementó en un 76,9%, pasando de un promedio de 147 mil m<sup>3</sup>/día al 30 de abril de 2019 a un promedio de 261 mil m<sup>3</sup>/día al 30 de abril de 2020.

Al 30 de abril de 2020 Capex ha utilizado el 97% 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, destinando el resto a su venta. 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 2020 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 – septiembre 2019 por un monto aproximado de \$ 1.637,1 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 \$ 1.386.679 y \$ 1.128.367 al 30 de abril de 2020 y 2019, respectivamente.

En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 Capex vendió \$ 290.359 correspondiente a la entrega de 49.251 miles de m<sup>3</sup> proveniente de las áreas Agua del Cajón y Loma Negra, a un precio promedio de US\$/ m<sup>3</sup> 0,10912 (o US\$ 3,0 millón de btu).

d) Petróleo:

Los ingresos de petróleo aumentaron en \$ 885.359, representando un aumento del 13,8%. Los ingresos en pesos en el mercado externo aumentaron un 29,1% en tanto que los ingresos locales en pesos disminuyeron un 12,9%.

El incremento de los ingresos en el mercado externo de \$ 1.184.945 proviene de las exportaciones de crudo proveniente de la producción del área Pampa del Castillo – La Guitarra en la Provincia de Chubut (incorporada a partir de agosto de 2018), con un aumento del 28,3% en el volumen exportado, pasando de 155.731 m<sup>3</sup> (979.516 bbl) al 30 de abril de 2019 a 199.773 m<sup>3</sup> (1.256.533 bbl) al 30 de abril de 2020. Con respecto a los precios internacionales, no hubo variación significativa en los promedios anuales en dólares de ambos ejercicios.

Las ventas locales disminuyeron un 12,9% pasando de \$ 2.326.112 al 30 de abril de 2019 a \$ 2.026.526 al 30 de abril de 2020 producto de una baja del 13,2% en el precio promedio en pesos, como consecuencia de la disminución del precio promedio en dólares acordado entre las partes y por aplicación del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 566/19 de fecha 15 de agosto de 2019 que fijó el precio de referencia del petróleo crudo BRENT en US\$/bbl 59. El decreto también estableció un tipo de cambio de referencia que afectó el precio promedio medido en pesos y tuvo una vigencia de 90 días contados a partir del 16 de agosto de 2019. Las unidades vendidas en el mercado local se mantuvieron constantes en 95 mil m<sup>3</sup>, aproximadamente.

La producción de petróleo aumentó un 48,8%, pasando de 223.685 m<sup>3</sup> al 30 de abril de 2019 a 332.937 m<sup>3</sup> al 30 de abril de 2020, debido a los resultados obtenidos en la estimulación de algunos pozos, al incremento del 36,9% de la producción proveniente de las concesiones en las áreas Loma Negra y La Yesera en la Provincia de Río Negro y en mayor medida, al incremento del 61,6% de la producción de petróleo proveniente de la concesión del área Pampa del Castillo – La Guitarra en la Provincia de Chubut, con un promedio aproximado de 695 m<sup>3</sup> día en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020. Cabe aclarar, que el área Pampa del Castillo inició sus operaciones el 1 de agosto de 2018. Adicionalmente, a partir del 1 de febrero de 2020 se incorpora la producción de Bella Vista Oeste en la Provincia de Chubut, con una producción de 113 m<sup>3</sup> día.

e) Propano, butano y gasolina:

- Las ventas de propano disminuyeron en \$ 186.078 ó 34,5%, pasando de \$ 538.933 al 30 de abril de 2019 a \$ 352.855 al 30 de abril de 2020, incluyendo los ingresos del "Programa Propano Sur".

La disminución de las ventas es consecuencia de la disminución en el precio promedio de venta y a la disminución en el volumen vendido. El precio de venta se redujo en términos reales un 30,2% pasando de \$promedio/tn 26.142,8 al





30 de abril de 2019 a \$promedio/tn 18.235,7 al 30 de abril de 2020, como consecuencia de los menores precios internacionales, compensado parcialmente con la mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación. El volumen vendido disminuyó en 1.265,3 tn, es decir un 6,1%.

- Las ventas de butano disminuyeron en \$ 127.683 ó 39,8%, pasando de \$ 321.129 al 30 de abril de 2019 a \$ 193.446 al 30 de abril de 2020. Dicha disminución se debió a una baja del precio promedio en pesos de venta en un 35,9%, pasando de \$promedio/tn 23.539,7 al 30 de abril de 2019 a \$promedio/tn 15.093,2 al 30 de abril de 2020, como consecuencia de la disminución de los precios internacionales compensado parcialmente con la mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación. El volumen vendido tuvo una disminución de 825 tn, es decir un 6%.
- No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2020 y 2019 debido a que la producción de 24.849 m<sup>3</sup> y 27.333 m<sup>3</sup>, respectivamente, fueron blendeadas y vendidas con el petróleo por razones de mercado.

f) Oxígeno:

Hychico vendió 107.211 m<sup>3</sup> y 126.175 m<sup>3</sup> de oxígeno por un total de \$ 6.995 y \$ 7.839 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2020 y 2019, respectivamente. Esta disminución en las ventas se debe fundamentalmente por una disminución del volumen vendido del 15,0% producto de las reparaciones efectuadas en la Planta de hidrógeno y oxígeno en los meses de agosto y septiembre de 2019.

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**

	<b>30/04/2020</b>	<b>30/04/2019</b>	<b>Variación</b>	
Honorarios y otras retribuciones	(64.555)	(94.606)	30.051	-31,8%
Sueldos y cargas sociales	(1.286.648)	(1.089.190)	(197.458)	18,1%
Materiales, repuestos y otros	(611.809)	(470.547)	(141.262)	30,0%
Operación, mantenimiento y reparaciones	(1.593.587)	(1.276.072)	(317.515)	24,9%
Combustibles, lubricantes y fluidos	(683.652)	(516.939)	(166.713)	32,3%
Transporte, fletes y estudios	(141.568)	(114.197)	(27.371)	24,0%
Depreciación propiedad, planta y equipo	(3.776.802)	(2.902.642)	(874.160)	30,1%
Depreciación derechos de uso	(14.688)	-	(14.688)	100,0%
Gastos de oficina, movilidad y representación	(45.712)	(25.129)	(20.583)	81,9%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	(229.908)	(141.762)	(88.146)	62,2%
Adquisición energía a CAMMESA	(569)	(170)	(399)	234,7%
Gastos de transporte de gas	(74.831)	(74.415)	(416)	0,6%
Adquisición de gas de terceros	(1.515.672)	(1.801.277)	285.605	-15,9%
Adquisición de petróleo	(231.119)	(228.394)	(2.725)	1,2%
Costo de producción de existencias	874.667	87.298	787.369	901,9%
<b>Costo de ingresos</b>	<b>(9.396.453)</b>	<b>(8.648.042)</b>	<b>(748.411)</b>	<b>8,7%</b>

El costo de ingresos al 30 de abril de 2020 ascendió a \$ 9.396.453 (53,4% sobre los ingresos), mientras que en al 30 de abril de 2019 ascendió a \$ 8.648.042 (43,3% sobre los ingresos).

El aumento del 8,7% en el costo de ingresos fue generado principalmente por:

- un incremento de los costos laborales por \$ 197.458, fundamentalmente como resultado de la incorporación de personal para llevar adelante la operación de las áreas Pampa del Castillo – La Guitarra a partir del 1 de agosto de 2018 y Bella Vista Oeste a partir del 1 de febrero de 2020.
- un incremento de costos de Materiales, repuestos y otros por \$ 141.262 y de los costos de operación, mantenimiento y reparaciones por \$ 317.515, como consecuencia del aumento en la actividad generado por la incorporación de las áreas Bella Vista Oeste y Pampa del Castillo – La Guitarra y el incremento de los componentes de las tarifas de los servicios en moneda extranjera a lo largo del ejercicio con respecto a la evolución de la inflación,
- un incremento de los costos de combustibles, lubricantes y fluidos por \$ 166.713, como consecuencia del aumento en la actividad en los yacimientos, el incremento en los precios y el incremento en la tarifa del fondo fiduciario



para consumos residenciales de gas relacionado con la producción de GLP, superiores a la evolución de la inflación,

- un incremento en la depreciación por \$ 874.160 de los bienes de Propiedad, planta y equipo, debido a las nuevas inversiones realizadas en las áreas y al efecto de las inversiones realizadas en la UTE Pampa del Castillo – La Guitarra y en el área Bella Vista Oeste desde su incorporación en el mes de agosto de 2018 y febrero 2020, respectivamente, y
- un incremento de los impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros por \$ 88.146, como consecuencia del aumento en el costo de cobertura de los seguros, al incremento en los costos relacionados con el área Pampa del Castillo – La Guitarra y a los costos relacionados con la incorporación de las áreas Bella Vista Oeste.

Todo ello se compensó parcialmente por una disminución en la adquisición de gas por \$ 285.605, debido a una menor cantidad de gas adicional de terceros adquirido para la generación de energía, como consecuencia de la menor generación de la CT ADC. Estas adquisiciones dejaron de realizarse a partir de enero de 2020.

El costo de producción de existencias corresponde a los costos de producción asignables a la existencia final que no fueron realizados durante el ejercicio. Cabe destacar que la Sociedad registró una desvalorización del stock de petróleo por \$ 484.343 debido a que al 30 de abril de 2020 el valor de realización fue inferior al costo de producción; dicha desvalorización se imputó en la línea Otros egresos operativos, netos, en virtud a lo mencionado en nota 1.2 de los estados financieros consolidados.

### **Gastos preoperativos**

Los gastos preoperativos corresponden a los honorarios profesionales, gastos, comisiones e impuestos bancarios, entre otros, relacionados con la construcción del Parque Eólico Diadema II.

### **Gastos de comercialización**

	<b>30/04/2020</b>	<b>30/04/2019</b>	<b>Variación</b>	
Regalías	(1.540.127)	(1.689.709)	149.582	-8,9%
Gastos de transporte y despacho de energía	(183.700)	(148.573)	(35.127)	23,6%
Derechos de exportaciones	(421.766)	(451.944)	30.178	-6,7%
Impuesto sobre los ingresos brutos	(434.242)	(459.877)	25.635	-5,6%
Comisiones y otros	(6.000)	(14.255)	8.255	-57,9%
<b>Gastos de comercialización</b>	<b>(2.585.835)</b>	<b>(2.764.358)</b>	<b>178.523</b>	<b>-6,5%</b>

Los gastos de comercialización fueron de \$ 2.585.835 al 30 de abril de 2020, representando un 14,7% sobre los ingresos, mientras que al 30 de abril de 2019 ascendieron a \$ 2.764.358, representando un 13,8% sobre los ingresos.

La disminución del 6,5% se debió principalmente a la disminución de:

- a) las regalías asociadas con el gas por: i) la disminución de la producción y ii) la disminución del precio, compensado con la mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación;
- b) la disminución del impuesto sobre los ingresos brutos como consecuencia de la menor facturación compensado por el pago de una diferencia de alícuota del impuesto correspondiente al año 2018; y
- c) los menores derechos de exportación abonados como consecuencia de las diferentes regulaciones aplicables durante el ejercicio.

Esta disminución se compensó con las mayores regalías asociadas con el petróleo originadas por el incremento en la producción debido a la incorporación de las áreas Pampa del Castillo – La Guitarra a partir del 1 de agosto de 2018 y Bella Vista Oeste a partir del 1 de febrero de 2020





### **Gastos de administración**

	<b>30/04/2020</b>	<b>30/04/2019</b>	<b>Variación</b>	
Honorarios y otras retribuciones	(82.157)	(49.151)	(33.006)	67,2%
Sueldos y cargas sociales	(364.441)	(341.603)	(22.838)	6,7%
Materiales, repuestos y otros	(132)	(52)	(80)	153,8%
Operación, mantenimiento y reparaciones	(71.559)	(75.091)	3.532	-4,7%
Transporte, fletes y estudios	(5.012)	(6.259)	1.247	-19,9%
Depreciación propiedad, planta y equipo	(21.397)	(16.483)	(4.914)	29,8%
Depreciación derechos de uso	(46.172)	-	(46.172)	100,0%
Gastos de oficina, movilidad y representación	(26.676)	(29.510)	2.834	-9,6%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	(49.474)	(71.829)	22.355	-31,1%
Gastos bancarios	(234.910)	(201.927)	(32.983)	16,3%
<b>Gastos de administración</b>	<b>(901.930)</b>	<b>(791.905)</b>	<b>(110.025)</b>	<b>13,9%</b>

Los gastos de administración fueron de \$ 901.930 al 30 de abril de 2020, representando un 5,1% sobre los ingresos, mientras que al 30 de abril de 2019 fueron de \$ 791.905, representando un 4,0%. El incremento fue de \$ 110.025, representando un 13,9%. Este incremento es consecuencia principalmente de: i) los gastos bancarios como consecuencia del mayor impuesto al débito y crédito bancario dadas las mayores erogaciones realizadas en el rubro Propiedad, planta y equipo; ii) el incremento de los costos laborales como resultado de la incorporación de personal, iii) incremento en la depreciación de derechos de uso de aquellos activos relacionados con contratos de arrendamiento de acuerdo a NIIF 16 y iv) la provisión de honorarios de los directores, compensados con una disminución en los alquileres contenidos en el rubro Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros. Los honorarios de los directores por \$ 14.500 se encuentran sujetos a la aprobación de la Asamblea de Accionistas que apruebe los presentes estados financieros.

### **Otros egresos operativos netos**

	<b>30/04/2020</b>	<b>30/04/2019</b>	<b>Variación</b>	
Desvalorización de Propiedad, planta y equipo	(1.813.300)	-	(1.813.300)	100,0%
Desvalorización de inventarios	(484.343)	-	(484.343)	100,0%
Ingresos por servicios de cargos administrativos indirectos – Consorcios y UTE	37.962	33.689	4.273	12,7%
Derecho de exclusividad	-	(32.133)	32.133	-100,0%
Gravámenes no computables	-	(2.745)	2.745	-100,0%
Diversos	9.908	(5.160)	15.068	292,0%
<b>Otros egresos operativos netos</b>	<b>(2.249.773)</b>	<b>(6.349)</b>	<b>(2.243.424)</b>	<b>35335,1%</b>

Los otros egresos operativos netos al 30 de abril de 2020 fueron por \$ 2.249.773, en tanto que al 30 de abril de 2019 arrojó un saldo de \$ 6.349.

La desvalorización del rubro Propiedad, planta y equipo por \$ 1.813.300 al 30 de abril de 2020 corresponde al reconocimiento de un menor valor de los activos de explotación en el segmento de petróleo y gas del área Agua del Cajón. Ver Notas 3.6 y 5 de los estados financieros consolidados

La desvalorización de inventarios por \$ 484.343 al 30 de abril de 2020 es consecuencia de que el valor neto realizable del stock de petróleo al 30 de abril de 2020 fue inferior al costo de producción. Ver Notas 3.6 y 5 de los estados financieros consolidados

### **Resultados financieros**

	<b>30/04/2020</b>	<b>30/04/2019</b>	<b>Variación</b>	
Ingresos financieros	5.973.054	8.398.766	(2.425.712)	-28,9%
Costos financieros	(11.281.850)	(16.516.202)	5.234.352	-31,7%
Otros resultados financieros	21.770	543	21.227	3909,1%
Otros resultados financieros RECPAM	2.793.670	2.888.191	(94.521)	-3,3%
<b>Resultados financieros</b>	<b>(2.493.356)</b>	<b>(5.228.702)</b>	<b>(2.735.346)</b>	<b>-52,3%</b>



#### a) Ingresos financieros

	30/04/2020	30/04/2019	Variación	
Diferencia de cambio	5.231.804	7.784.521	(2.552.717)	-32,8%
Intereses y otros	753.759	612.337	141.422	23,1%
Devengamiento de intereses de créditos	(12.509)	1.908	(14.417)	-755,6%
<b>Ingresos financieros</b>	<b>5.973.054</b>	<b>8.398.766</b>	<b>(2.425.712)</b>	<b>-28,9%</b>

Los ingresos financieros al 30 de abril de 2020 arrojaron un saldo de \$ 5.973.054, mientras que al 30 de abril de 2019 fueron de \$ 8.398.766, representando una disminución del 28,9%. Las principales causas de la disminución de \$ 2.425.712 fueron:

- Las menores ganancias por la diferencia de cambio debido a la variación, a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso, el cual entre mayo 2019 y abril 2020 tuvo un incremento del 51% mientras que, entre mayo 2018 y abril 2019 el incremento fue del 115%, a pesar de la mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación. El Grupo posee el 76,7% de sus activos financieros en dólares estadounidenses.
- La variación en el devengamiento de intereses de créditos corresponde, principalmente, al descuento de los créditos impositivos de E G WIND compensado por el resultado generado por la actualización del valor de los créditos a largo plazo de Hychico.

Todo ello se compensó parcialmente por la variación de los intereses y otros resultados devengados que corresponden principalmente al resultado generado por las inversiones en fondos comunes de inversión y la tenencia de títulos. Asimismo, se incluyen los intereses por mora por el retraso de los pagos por parte de CAMMESA.

#### b) Costos financieros

	30/04/2020	30/04/2019	Variación	
Diferencia de cambio	(9.601.837)	(14.794.468)	5.192.631	-35,1%
Intereses y otros	(1.661.209)	(1.678.505)	17.296	-1,0%
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	(18.804)	(43.229)	24.425	-56,5%
<b>Costos financieros</b>	<b>(11.281.850)</b>	<b>(16.516.202)</b>	<b>5.234.352</b>	<b>-31,7%</b>

Los costos financieros al 30 de abril de 2020 arrojaron un saldo negativo de \$ 11.281.850, mientras que al 30 de abril de 2019 fueron negativos por \$ 16.516.202, representando una disminución en los costos del 31,7%. Las principales causas de la variación de \$ 5.234.352 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 2019 y abril 2020 tuvo un incremento del 51% mientras que, entre mayo 2018 y abril 2019 el incremento fue del 115%, a pesar de la mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación. El Grupo posee el 96,7% de su deuda financiera 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.
  - 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 2020 el capital adeudado asciende a US\$ 1,6 millones.
  - Préstamo financiero por US\$ 9 millones con el BBVA con vencimiento 1 de junio de 2020 a una TNA del 4,8%.
- los intereses y otros resultados devengados corresponden, principalmente, al devengamiento de los intereses por las Obligaciones Negociables, por el préstamo con el CII y por el préstamo financiero con el BBVA. La disminución se debe al menor capital adeudado del préstamo con el CII y a la menor evolución de la cotización del dólar respecto del peso
  - una disminución en el devengamiento de intereses de créditos y deudas generado por la actualización del valor de la provisión por abandono de pozos y de la deuda comercial que E G WIND tiene con el proveedor ENERCON.



### **Otros resultados financieros RECPAM**

	<b>30/04/2020</b>	<b>30/04/2019</b>	<b>Variación</b>	
<b>Otros resultados financieros RECPAM</b>	2.793.670	2.888.191	(94.521)	-3,3%

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

### **Impuesto a las ganancias**

	<b>30/04/2020</b>	<b>30/04/2019</b>	<b>Variación</b>	
<b>Impuesto a las ganancias</b>	989.693	(474.882)	1.464.575	-308,4%

El resultado por el impuesto a las ganancias al 30 de abril de 2020 disminuyó \$ 1.464.575 pasando de un saldo negativo de \$ 474.882 a un saldo positivo de \$ 989.693, como consecuencia del resultado fiscal pérdida del presente ejercicio en contraposición a un resultado fiscal ganancia del ejercicio anterior, el cómputo de las mayores amortizaciones como consecuencia de la opción del Revalúo Fiscal realizada por Capex e Hychico en mayo de 2019, compesado por el impuesto generado por el ajuste por inflación impositivo Art.95 y ajuste de la declaración jurada.

### **Otros resultados integrales**

	<b>30/04/2020</b>	<b>30/04/2019</b>	<b>Variación</b>	
Con imputación futura a resultados	84.422	-	84.422	100,0%
Sin imputación futura a resultados	(2.812.516)	1.170.763	(3.983.279)	-340,2%
<b>Otros resultados integrales</b>	<b>(2.728.094)</b>	<b>1.170.763</b>	<b>(3.898.857)</b>	<b>-333,0%</b>

Los otros resultados integrales con imputación futura a resultados se genera debido a que el modelo de negocio de Capex sobre las inversiones en títulos públicos tiene como objetivo tanto la obtención de los flujos de efectivo contractuales, así como la venta de dichos activos financieros, motivo por el cual se registró una reserva por la diferencia entre el costo amortizado y el valor razonable de dichas inversiones, netos del impuesto a las ganancias.

Los otros resultados integrales sin imputación futura a resultados surgen como consecuencia de que el Grupo aplica el modelo de revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo. Al 30 de abril de 2020 se generó un resultado negativo de \$ 3.983.279 debido a la determinación de la reserva por revaluación de activos 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, Informe de los Auditores Independientes, Informe de la Comisión Fiscalizadora, Informe del Comité de Auditoría y los Estados Financieros separados y consolidados, correspondientes al ejercicio trigésimo segundo iniciado el 1º de mayo de 2019 y finalizado el 30 de abril de 2020.

El resultado integral del ejercicio arrojó una pérdida de \$ 1.795.421.854, constituido por i) el Resultado neto ganancia por \$ 933.984.812, ii) Otros resultados integrales netos pérdida por \$ 2.729.406.666 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 ganancia de \$ 1.228.212.363, compuesto por: i) Resultado neto ganancia por \$ 933.984.812 y ii) la desafectación de la Reserva por Revaluación de Activos por \$ 294.227.551.

El Directorio propone que los Resultados no asignados ganancia que ascienden a \$ 1.228.212.363 sean imputados de la siguiente forma: i) \$ 61.410.618 a la Reserva Legal, y ii) \$ 1.166.801.745 a la Reserva Facultativa para distribución de dividendos y/o inversiones y/o cancelación de deuda y/o absorción de pérdidas.



Adicionalmente, el Directorio propone a la Asamblea de Accionistas fijar su retribución por el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2020 en la suma de \$ 14.500.000 y distribuir dicho monto entre sus miembros titulares (monto incluido en el resultado del ejercicio).

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, 29 de julio de 2020

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 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 comenzado la implementación de 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.

**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, en 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.

**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 implementará y controlará la efectividad de 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 éstos 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. Asimismo, con la nominación de la Gerencia de Legales como Secretaría Corporativa comenzará a delegar en la misma la realización de las convocatorias y la distribución del material adicional cuando sea necesario.

**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 por que 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 confeccionará un programa anual de capacitaciones, conforme las necesidades que vayan surgiendo en la Sociedad, las cuales podrán ser encomendadas a asesores externos o internamente al personal de la Sociedad.

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

La Secretaría Corporativa será llevada a cabo por la Gerencia de Legales de Capex. La Secretaría Corporativa se encargará de: (i) realizar las convocatorias; (ii) preparar la documentación, el paquete de información para los accionistas, (iii) conformar las minutas de las reuniones, (iv) organizar las asambleas de accionistas; y (v) asegurar el registro de los accionistas.

**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.**

La Gerencia de Recursos Humanos establece una política de sucesión de la Dirección Ejecutiva la cual debe ser aprobada por el Directorio.

### **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 cuenta 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. Los directores independientes por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 son Lidia Argentina Guinzburg 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 ha creado un Comité de Nominaciones y Remuneraciones el cual estará compuesto por tres miembros y presidido 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.**

El Comité de Nominaciones y Remuneraciones asistirá al Directorio y/o la Asamblea en la: (i) designación de miembros del Directorio; (ii) elaboración, implementación y seguimiento de políticas y/o planes de nominación de los miembros de Directorio, garantizando un plan de sucesión efectivo; (iii) orientación a los nuevos directores.

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

El Directorio, a través de la Secretaría Corporativa, 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.**

El Comité está integrado por tres (3) miembros titulares designados por el Directorio de Capex entre sus miembros siendo en su totalidad independientes o no ejecutivos.

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

El Comité de Remuneraciones establece una política de remuneraciones para los miembros del Directorio. La Gerencia de Recursos Humanos establece la política de remuneración del Director Ejecutivo, la cual debe ser aprobada por el Directorio. La Gerencia de Recursos Humanos cuenta con un proceso de análisis de remuneraciones o compensaciones que se realiza de acuerdo con las prácticas de mercado en la materia.

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 aquéllos 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 las 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.

**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 reglamento del Comité de Auditoría de la Sociedad fue aprobado por el Directorio en el año 2003 y presentado oportunamente ante CNV. En concordancia con la normativa aplicable, el Comité está compuesto por tres o más miembros del Directorio elegidos por mayoría de votos, los cuales deben ser en su mayoría independientes y cuentan con una formación acorde los requisitos de la normativa aplicable.

**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 dispone de un Código de Conducta, el cual es de conocimiento tanto de los síndicos, 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, 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 ha comenzado a implementar 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.

**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.



El Directorio aprueba una política que define y regula las operaciones con partes relacionados 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” donde se encuentra disponible, para consulta pública, información financiera y no financiera como la composición del Directorio y su reglamento, el reglamento del Comité de Nominaciones y Remuneraciones, Reglamento del Comité de Auditoría y los Estados Contables de la Sociedad.

**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.

**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 aún 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 del aislamiento social obligatorio generado por 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 es aprobada por su Directorio. La misma no constituye la obligación de Capex de distribuir dividendos, sino que 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. Lidia Argentina Guinzburg

Sra. Marilina Manteiga

### **Directores Suplentes**

Sr. Ernesto Grandolini

Sr. René Balestra

Sr. Miguel Fernando 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 2020 presentados en forma comparativa

Ejercicio económico N° 32 iniciado el 1° de mayo de 2019

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: 75,4 %

**Composición del Capital (Ver Nota 18)**

<b>Clase de acciones</b>	<b>Suscripto, Integrado e Inscripto en el Registro Público de Comercio</b>
	<b>Miles de \$</b>
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  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



### Estados de Situación Financiera Consolidados

Al 30 de abril de 2020 y 2019

Expresado en miles de pesos

	Nota / Anexo	30.04.2020	30.04.2019
<b>ACTIVO</b>			
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>			
Propiedad, planta y equipo	<b>7 / A</b>	31.066.645	34.122.031
Repuestos y materiales	<b>12</b>	1.079.539	1.011.635
Activo por impuesto diferido	<b>8</b>	134.413	18.265
Activo por derecho de uso	<b>11</b>	251.344	-
Inversiones financieras a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	<b>16</b>	9.103.455	-
Otras cuentas por cobrar	<b>14</b>	63.345	7.399
<b>Total del activo no corriente</b>		<b>41.698.741</b>	<b>35.159.330</b>
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>			
Repuestos y materiales	<b>12</b>	311.008	295.212
Inventarios	<b>13</b>	326.027	14.580
Otras cuentas por cobrar	<b>14</b>	2.279.056	1.313.832
Cuentas por cobrar comerciales	<b>15</b>	1.587.286	2.602.943
Efectivo y equivalentes de efectivo	<b>17</b>	3.619.291	12.718.341
<b>Total del activo corriente</b>		<b>8.122.668</b>	<b>16.944.908</b>
<b>Total del activo</b>		<b>49.821.409</b>	<b>52.104.238</b>

Las notas 1 a 40 y Anexos A y C a H que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha 29 de julio de 2020	Véase nuestro informe de fecha 29 de julio de 2020
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 Situación Financiera Consolidados

Al 30 de abril de 2020 y 2019  
Expresado en miles de pesos

	Nota / Anexo	30.04.2020	30.04.2019
<b>PATRIMONIO Y PASIVO</b>			
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital social	18	179.802	179.802
Ajuste de capital	18	4.009.739	4.009.739
Prima de emisión	18	79.686	79.686
Ajuste prima de emisión	18	1.777.068	1.777.068
Reserva legal	19	349.738	96.655
Reserva facultativa	19	7.785.836	2.977.261
Reserva por inversiones a valor razonable	19	84.422	-
Reserva por revaluación de activos	19	2.854.626	1.932.997
Resultados no asignados	20	1.228.211	9.091.342
<b>Total del patrimonio atribuible a los propietarios</b>		<b>18.349.128</b>	<b>20.144.550</b>
Participación no controlada		131.707	125.458
<b>Total del patrimonio</b>		<b>18.480.835</b>	<b>20.270.008</b>
<b>PASIVO</b>			
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>			
Cuentas por pagar comerciales	21	2.473.541	1.786.590
Deudas financieras	22	20.562.024	19.282.104
Pasivo por impuesto diferido	8	1.323.784	3.906.846
Cargas fiscales	24	1.393.582	677.194
Provisiones y otros cargos	26 / E	2.480	3.610
<b>Total del pasivo no corriente</b>		<b>25.755.411</b>	<b>25.656.344</b>
<b>PASIVO CORRIENTE</b>			
Cuentas por pagar comerciales	21	3.416.002	3.927.902
Deudas financieras	22	1.557.453	734.019
Remuneraciones y cargas sociales	23	351.837	303.526
Cargas fiscales	24	259.871	960.737
Otras deudas	25	-	251.702
<b>Total del pasivo corriente</b>		<b>5.585.163</b>	<b>6.177.886</b>
<b>Total del pasivo</b>		<b>31.340.574</b>	<b>31.834.230</b>
<b>Total del patrimonio y del pasivo</b>		<b>49.821.409</b>	<b>52.104.238</b>

Las notas 1 a 40 y Anexos A y C a H que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha 29 de julio de 2020	Véase nuestro informe de fecha 29 de julio de 2020
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 2019 y 2018 y finalizados el 30 de abril de 2020 y 2019  
Expresado en miles de pesos

	Nota / Anexo	30.04.2020	30.04.2019
Ingresos	27	17.580.804	19.959.323
Costo de ingresos	F	(9.396.453)	(8.648.042)
<b>Resultado bruto</b>		<b>8.184.351</b>	<b>11.311.281</b>
Gastos preoperativos	H	(4.229)	(15.923)
Gastos de comercialización	H	(2.585.835)	(2.764.358)
Gastos de administración	H	(901.930)	(791.905)
Otros egresos operativos netos	28	(2.249.773)	(6.349)
<b>Resultado operativo</b>		<b>2.442.584</b>	<b>7.732.746</b>
Ingresos financieros	29	5.973.054	8.398.766
Costos financieros	29	(11.281.850)	(16.516.202)
Otros resultados financieros		21.770	543
Otros resultados financieros RECPAM		2.793.670	2.888.191
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>		<b>(50.772)</b>	<b>2.504.044</b>
Impuesto a las ganancias	30	989.693	(474.882)
<b>Resultado neto del ejercicio</b>		<b>938.921</b>	<b>2.029.162</b>
<b>Conceptos que se reclasificarán posteriormente a resultados</b>			
Otros resultados integrales		84.422	-
<b>Conceptos que no se reclasificarán posteriormente a resultados</b>			
Otros resultados integrales	19	(2.812.516)	1.170.763
<b>Resultado integral del ejercicio</b>		<b>(1.789.173)</b>	<b>3.199.925</b>
<b>Resultado neto del ejercicio atribuible a:</b>			
<b>Propietarios de la Sociedad</b>		<b>933.985</b>	<b>2.015.403</b>
<b>Participación no controlante</b>		<b>4.936</b>	<b>13.759</b>
<b>Resultado neto del ejercicio</b>		<b>938.921</b>	<b>2.029.162</b>
<b>Resultado integral del ejercicio atribuible a:</b>			
<b>Propietarios de la Sociedad</b>		<b>(1.795.422)</b>	<b>3.165.317</b>
<b>Participación no controlante</b>		<b>6.249</b>	<b>34.608</b>
<b>Resultado integral del ejercicio</b>		<b>(1.789.173)</b>	<b>3.199.925</b>
Resultado neto por acción básico y diluido atribuible a:			
- los propietarios de la Sociedad	31	5,1945	11,2090
Resultado integral por acción básico y diluido atribuible a:			
- los propietarios de la Sociedad	31	(9,9856)	17,6045

Las notas 1 a 40 y Anexos A y C a H que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha 29 de julio de 2020	Véase nuestro informe de fecha 29 de julio de 2020
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 2019 y 2018 y finalizados el 30 de abril de 2020 y 2019  
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 <sup>(3)</sup>	Reserva legal	Reserva facultativa <sup>(1)</sup>	Otros resultados integrales acumulados					Resultados no asignados
							Reserva por revaluación de activos	Reserva por inversiones a valor razonable				
<b>Saldos al 30 de abril de 2018</b>	<b>179.802</b>	<b>4.009.739</b>	<b>79.686</b>	<b>1.777.068</b>	<b>96.655</b>	<b>1.248.253</b>	<b>818.437</b>	-	<b>8.769.593</b>	<b>16.979.233</b>	<b>90.850</b>	<b>17.070.083</b>
Asamblea General Ordinaria del 28 de agosto de 2018	-	-	-	-	-	1.729.008	-	-	(1.729.008)	-	-	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	1.149.914	-	2.015.403	3.165.317	34.608	3.199.925
Desafectación de Reserva por revaluación de activos <sup>(2)</sup>	-	-	-	-	-	-	(35.354)	-	35.354	-	-	-
<b>Saldos al 30 de abril de 2019</b>	<b>179.802</b>	<b>4.009.739</b>	<b>79.686</b>	<b>1.777.068</b>	<b>96.655</b>	<b>2.977.261</b>	<b>1.932.997</b>	-	<b>9.091.342</b>	<b>20.144.550</b>	<b>125.458</b>	<b>20.270.008</b>
Asamblea General Ordinaria del 21 de agosto de 2019 <sup>(3)</sup>	-	-	-	-	253.083	4.808.575	4.029.684	-	(9.091.342)	-	-	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	(2.813.829)	84.422	933.985	(1.795.422)	6.249	(1.789.173)
Desafectación de Reserva por revaluación de activos <sup>(2)</sup>	-	-	-	-	-	-	(294.226)	-	294.226	-	-	-
<b>Saldos al 30 de abril de 2020</b>	<b>179.802</b>	<b>4.009.739</b>	<b>79.686</b>	<b>1.777.068</b>	<b>349.738</b>	<b>7.785.836</b>	<b>2.854.626</b>	<b>84.422</b>	<b>1.228.211</b>	<b>18.349.128</b>	<b>131.707</b>	<b>18.480.835</b>

(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 40 y Anexos A y C a H que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha 29 de julio de 2020	Véase nuestro informe de fecha 29 de julio de 2020
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 2019 y 2018 y finalizados el 30 de abril de 2020 y 2019  
Expresado en miles de pesos

	Nota / Anexo	30.04.2020	30.04.2019
<b>Flujo de efectivo de las actividades operativas:</b>			
Resultado integral del ejercicio		(1.789.173)	3.199.925
<b>Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo proveniente de las actividades operativas:</b>			
Resultados financieros generados por el efectivo y equivalentes de efectivo		(3.954.582)	(6.209.940)
Impuesto a las ganancias	30	(989.693)	474.882
Intereses sobre deudas financieras devengados y otros	22	1.651.676	1.742.592
Diferencia de cambio generada por deudas financieras y otros	22	8.548.081	13.793.501
Resultados financieros generados por colocaciones en inversiones financieras a costo amortizado no consideradas efectivo o equivalentes de efectivo		(1.205.303)	(1.144.433)
Diferencia de cambio por cesión de derechos RECPAM		(29.058)	(31.514)
RECPAM		(3.980.621)	(5.346.060)
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	29	31.313	41.321
Depreciación de Propiedad, planta y equipo	7 / A	3.798.198	2.919.125
Depreciación de derechos de uso	H	60.860	-
Provisión de Propiedad, planta y equipo	7 / A	(21.274)	543
Desvalorización de propiedad, planta y equipo	7 / A	1.813.300	8.662
Otros resultados integrales que se reclasificarán posteriormente a resultados		(84.422)	-
Otros resultados integrales que no se reclasificarán posteriormente a resultados	19	2.812.516	(1.170.763)
Desvalorización existencia final de inventario		484.343	-
<b>Cambios netos en activos y pasivos operativos:</b>			
Disminución / (Aumento) de cuentas por cobrar comerciales		1.015.657	(730.123)
Aumento de otras cuentas por cobrar		(1.004.620)	(820.056)
Aumento de inventarios		(795.790)	(4.758)
Aumento de repuestos y materiales		(83.700)	(351.655)
(Disminución) / Aumento de cuentas por pagar comerciales		(1.372.141)	1.444.989
Aumento de remuneraciones y cargas sociales		48.311	82.950
Disminución de cargas fiscales		(391.196)	(883.568)
(Disminución) / Aumento de otras deudas		(251.702)	106.487
Impuesto a las ganancias pagado		(367.973)	(174.657)
<b>Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas</b>		<b>3.943.007</b>	<b>6.947.450</b>
<b>Flujo de efectivo de las actividades de inversión</b>			
Pagos efectuados por adquisiciones de propiedad, planta y equipo	7 / A	(4.316.795)	(5.437.259)
Evolución de inversiones financieras no consideradas efectivo o equivalentes de efectivo		(7.813.729)	2.578.711
Pago por adquisiciones de nuevas áreas		(669.857)	(1.894.739)
<b>Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión</b>		<b>(12.800.381)</b>	<b>(4.753.287)</b>
<b>Flujo de efectivo de las actividades de financiación</b>			
Intereses pagados	22	(1.418.451)	(1.289.589)
Pago NIIF 16		(79.346)	-
Deudas financieras canceladas	22	(1.347.472)	(233.081)
Deudas financieras obtenidas	22	2.630.006	-
<b>Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de financiación</b>		<b>(215.263)</b>	<b>(1.522.670)</b>
<b>Aumento neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios</b>		<b>(9.072.637)</b>	<b>671.493</b>
RECPAM en efectivo y equivalente de efectivo		(3.980.995)	(3.256.713)
Resultados financieros generados por el efectivo y equivalentes de efectivo		3.954.582	6.209.940
Efectivo, equivalentes de efectivo y descubiertos bancarios al inicio del ejercicio	17	<b>12.718.341</b>	<b>9.093.621</b>
<b>Efectivo, equivalentes de efectivo y descubiertos bancarios al cierre del ejercicio</b>	17	<b>3.619.291</b>	<b>12.718.341</b>

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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 / Anexo	30.04.2020	30.04.2019
Provisión por taponamiento de pozos		(412.399)	(360.720)
Precio de compra diferido área Pampa del Castillo		-	(211.558)
Adquisiciones en Propiedad, planta y equipo no abonadas	7/A	(755.304)	(1.777.900)
Consideración contingente Bella Vista Oeste		(154.997)	-
Resultados financieros activados		26.397	-

Las notas 1 a 40 y Anexos A y C a H que se acompañan forman parte integrante de los presentes estados financieros consolidados.

Véase nuestro informe de fecha 29 de julio de 2020	Véase nuestro informe de fecha 29 de julio de 2020
<u>PRICE WATERHOUSE &amp; CO. S.R.L.</u>	<u>COMISION FISCALIZADORA</u>

(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**  
Correspondientes al ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 y 2019  
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 y expansión que incluyó la expansión de su negocio de exploración y producción de Hidrocarburos mediante la compra de participaciones en diferentes áreas hidrocarburíferas que incluyen Loma Negra y La Yesera, ambas ubicadas en la Provincia de Río Negro; Parva Negra Oeste ubicada en la Provincia de Neuquén; y Pampa del Castillo y Bella Vista Oeste ambas ubicadas en la Provincia de Chubut.

**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. 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 (ver Nota 39).

**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 diciembre de 2024 y el de La Yesera el 3 de junio de 2027. 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 de Chevron Argentina S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

#### 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 (ver Nota 39).

**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 (ver Nota 39).

#### **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 de Chubut. Como parte del proceso de producción de energía, 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 Nm<sup>3</sup>/h y de oxígeno de 30 Nm<sup>3</sup>/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.

#### **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 Central Térmica Agua del Cajón.

La Sociedad continúa evaluando: i) posibles adquisiciones de activos hidrocarburíferos 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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli





## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

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

El 11 de marzo de 2020 la Organización Mundial de la Salud declaró al coronavirus (“COVID-19”) pandemia a nivel global. El brote del COVID-19 está teniendo un impacto adverso en la economía mundial y en particular en el precio del petróleo que ha registrado una baja de más del 50%. 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 de petróleo que se vio exacerbada por la falta de acuerdo entre los miembros de la OPEP y Rusia respecto de los volúmenes de producción y consecuente ajuste de la oferta. Actualmente, algunos países han relajado las medidas de confinamiento y aislamiento pero en algunos casos se han registrado rebrotes del virus implicando esto el volver atrás con la relajación de las medidas. El alcance total y duración de tales medidas de contención y su impacto en la economía mundial aún son inciertas.

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 y solo autorizar a aquellas personas vinculadas a la prestación de actividades esenciales. Dicho aislamiento fue prorrogado en sucesivas ocasiones y podría ser prorrogado por el tiempo que se considere necesario en atención a la situación epidemiológica.

El DNU establece 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. Las situaciones mencionadas han afectado significativamente la industria de hidrocarburos en el país, como se detalla a continuación:

- La demanda de hidrocarburos, en especial la de petróleo si bien ha disminuido significativamente, a la fecha de presentación de los presentes estados financieros los volúmenes demandados muestran una tendencia incremental.
- La capacidad de almacenaje del petróleo crudo se vio significativamente afectada producto de la baja de consumo de las refinerías.
- Los precios locales de petróleo, que utilizan como referencia los valores internacionales, han registrado una fuerte caída, pero las proyecciones muestran una recuperabilidad (ver “barril criollo”).
- La demanda de gas se ha visto afectada principalmente debido a que CAMMESA ha disminuido el despacho eléctrico y, por ende, hay un menor consumo de gas para la generación térmica.

El cierre de toda actividad industrial no esencial y la estacionalidad de consumo han contribuido a la baja de la demanda. En consecuencia, los precios obtenidos por la Sociedad, en las recientes subastas realizadas por CAMMESA han mostrado una sostenida tendencia a la baja, respecto de los precios pre-aislamiento. Por otro lado, el Gobierno Nacional ha emitido el Decreto 488/20 con vigencia a partir del 19 de mayo de 2020 mediante el cual establece que las entregas de crudo que se efectúen en el mercado local entre dicha fecha y el 31 de diciembre de 2020 deben 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,

Respecto del precio gas, el Gobierno Nacional se encuentra evaluando la implementación de un plan gas con precios sostén para la industria.

En cuanto a las tarifas de energía eléctrica, con fecha 8 de abril de 2020 la Secretaría de Energía facultó a CAMMESA, a posponer hasta nueva decisión la aplicación del factor de actualización previsto en la Res. 31/20 Dicha resolución prevé la pesificación y posterior actualización por un factor de ajuste atada a la inflación, de las tarifas de generación de energía eléctrica.

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 antes mencionada y de la rotura de uno de los transformadores de la Central Térmica ocurrida durante el mes de enero de 2020, cuya reparación se encuentra en curso y se estima poner en marcha en el mes de agosto de 2020.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL (Cont.)

La Sociedad ha disminuido las actividades en sus operaciones preservando la salud y seguridad de sus empleados y lo que continuó en operación lo ejecutó con estrictos y precisos protocolos que hasta la fecha han dado muy buenos resultados, evitando el contagio y la propagación de la enfermedad en las dotaciones mínimas que continuaron operando. En lo que se refiere a personal administrativo y de gestión, se continuó trabajando desde los domicilios. 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 e impuesta luego por la pandemia. Aún con un mercado muy retraído y una demanda energética baja, la Sociedad ha logrado vender en el mercado local e internacional su producción y la central térmica ha continuado operando de manera que a la fecha no nos hemos visto forzados a parar yacimientos.

La Gerencia de la Sociedad monitorea constantemente 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 incluye la implementación de las siguientes medidas: i) un esquema de trabajo remoto para las posiciones que así lo permitan, 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.

En virtud de las medidas adoptadas conforme lo explicado precedentemente, la Sociedad continúa explotando todos sus yacimientos y el resto de las actividades, aunque adaptando sus operaciones al contexto actual.

En relación con los estados financieros al 30 de abril de 2020, se resumen a continuación los principales impactos causados por las circunstancias descriptas:

- Evaluación del valor recuperable de Propiedad, Planta y Equipo: la caída actual y prevista en los precios de los hidrocarburos y las variables macroeconómicas, principales premisas utilizadas para la estimación del valor recuperable de los activos, arrojaron como resultado el reconocimiento de una desvalorización en el segmento de petróleo y gas atribuibles al yacimiento Agua del Cajón por \$ 1.813.300 (ver Notas 3.6., 5, 7 y 28).
- Desvalorización de los inventarios de petróleo: la caída en el precio del petróleo ha generado la registración por parte de la Sociedad de una desvalorización de los inventarios de crudo por \$ 484.343. Dicha desvalorización es consecuencia de que el valor neto realizable al 30 de abril de 2020 fue inferior al costo de producción (ver Notas 3.8, 14 y 28).

El alcance final del brote del COVID-19 y su impacto en la economía del país es desconocido e imposible de predecir razonablemente. Sin embargo, si bien ha producido efectos significativos a corto plazo, 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.

Adicionalmente, el Gobierno está en proceso de renegociación de deuda externa ante los acreedores internacionales. El Directorio se encuentra monitoreando de cerca la situación y tomando las medidas necesarias para preservar la vida humana y los negocios de la Sociedad.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### 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 prórrogas sucesivas de las concesiones, tanto convencionales como no convencionales, por períodos de 10 años.

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

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

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

##### **Ley Nacional N° 26.741**

###### *Declaración de interés público*

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

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

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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.)

#### 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.

Mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 566/19 de fecha 15 de agosto de 2019 el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) estableció que durante 90 días corridos siguientes a la entrada en vigencia, o sea a partir de la publicación en el Boletín Oficial el 16 de agosto de 2019:

- 1) Las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local durante los noventa días corridos siguientes a la entrada en vigencia de la medida debían ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinerías al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de \$ 45,19/US\$ y un precio de referencia BRENT de US\$ 59/bbl.
- 2) El precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, en todos los canales de venta, no podía ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019.
- 3) Las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas debían cubrir, a los precios establecidos en dicho decreto, el total de la demanda nacional de combustibles líquidos, de conformidad con los volúmenes que les fueran requeridos a partir de las prácticas usuales de mercado, proveyendo de manera habitual y continua a todas y cada una de las zonas que integran el territorio de la República Argentina.
- 4) Las empresas productoras de hidrocarburos debían cubrir el total de la demanda de petróleo crudo que les fuera requerido por las empresas refinadoras locales, proveyendo de manera habitual y continua a todas las refinerías ubicadas en el territorio de la República Argentina para la adecuada satisfacción de las necesidades internas.
- 5) La comercialización de los combustibles debía realizarse en un todo de acuerdo con las calidades, tipos y demás requisitos establecidos por la normativa vigente.

Mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 601/19 de fecha 30 de agosto de 2019 y con vigencia a partir del día de su publicación en el Boletín Oficial el 2 de septiembre de 2019, el PEN sustituyó lo establecido en el Decreto 566/19 mencionado en los artículos 1 y 2, estableciendo hasta el 13 de noviembre de 2019 un tipo de cambio de referencia de \$ 46,69/US\$. Además, el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio (estaciones de servicio) no podía ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019.

Posteriormente se emitió la Res SEN 557/19 (vigente a partir del 19 de septiembre de 2019) que elevó el tipo de cambio de referencia a \$ 49,30/US\$ y la Res SEN 688/19 (vigente a partir del 1 de noviembre de 2019) que eleva el tipo de cambio de referencia a \$ 51,77/US\$.

Por otro lado, con fecha 13 de septiembre de 2019 se publicó la Res N° 552/19 del Ministerio de Hacienda, fijando una transferencia de \$ 116,10 por barril de petróleo entregado en el mercado local durante el mes de septiembre de 2019, a ser abonado 88% a la empresa productora solicitante y 12% a la provincia en cuya jurisdicción se encuentre la concesión en la cual se haya producido el petróleo. La solicitud de transferencia debía estar acompañada de las renunciaciones de la empresa productora de petróleo y la provincia concedente a todo derecho, acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, relacionados con la aplicación de los Decretos N° 566/19 y 601/19. La Sociedad no ha efectuado solicitud alguna al respecto.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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.)

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 Medanito 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) Sustener 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 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, a la fecha de los presentes estados financieros 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.

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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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.)

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 \$ 5.255 millones y \$ 4.070 millones al 30 de abril de 2020 y 2019, 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

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 actualizarán 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. Esta actualización comenzaba 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. En virtud de ello a la fecha de presentación de los presentes estados financieros, CAMMESA no ha aplicado el factor de actualización previsto en Resolución SE N°31/2020. La Dirección de la Sociedad estima que el factor de actualización será aplicado en el corto plazo.

Los nuevos valores fijados 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	[\$/MW-mes]
CC grande P > 150 MW	100.650

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

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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) Precio Base por la Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO)

Período	[\$/MW – mes]
dic – ene – feb – jun – jul - ago	360.000
mar – abr – may – sep – oct - nov	270.000

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	Gas Natural [\$/MWh]
CC grande P > 150 MW	240

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 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:

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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.)

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 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).

- 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

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, 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 proroga hasta el 30 de abril 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 punitivo del 1% por cada día de atraso, calculado sobre el monto de la deuda vencida e impaga, teniendo como tope los recargos previstos en los procedimientos de CAMMESA cuando realicen el pago con posterioridad a dicho plazo. Cabe destacar que el esquema anterior establecía intereses punitivos crecientes en función del tiempo transcurrido.
- iii. Compensaciones: se habilita la compensación, sin aplicación de intereses compensatorios, en caso de atrasos de hasta 5 días en un mes determinado, a través del adelantamiento en el pago de la factura siguiente 2 días por cada día de atraso ocurrido.

#### 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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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.)

- 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 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

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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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.)

#### 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 poseía 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.

#### **b.2.2) Res SE 19 E/2017 del Ministerio de Energía y Minería**

Con fecha 27 de enero de 2017, el Ministerio de Energía y Minería emitió la Resolución N° 19 – E/2017 (Res SE 19 E/17), la cual dispuso un mecanismo remuneratorio que valorizaba la disponibilidad de las unidades de generación. De esta manera, la autoridad buscó adoptar criterios de remuneración con condiciones económicamente razonables, previsibles y eficientes, mediante compromisos de potencia a mediano plazo, estableciendo la posibilidad de que fueran trasladados a la demanda. Su entrada en vigencia fue a partir del 1 de febrero de 2017.

Esta norma fue derogada el 1 de marzo de 2019 por la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico mediante la Resolución 1/2019.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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.)

La Res SE 19 E/17 establecía que un agente generador, cogenerador y autogenerador del MEM, titular de una central de generación térmica convencional podría declarar Ofertas de Disponibilidad Garantizada, para suscribir Compromisos de Disponibilidad Garantizada (CoDiG) por la potencia y energía de las unidades generadoras instaladas, juntamente con las declaraciones estacionales de verano. Las declaraciones de Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO) cubrirían lapsos de 3 años, pudiendo diferenciar los valores en distintos períodos estacionales semestrales. Para el año 2017, excepcionalmente, se habilitaron las DIGO para el semestre invernal. Quedaban excluidos de estas ofertas los Agentes Generadores del MEM estatales (incluso aquella parte argentina de entidades binacionales) y los Agentes Generadores que hubieran comprometido energía y/o potencia a través de acuerdos específicos.

El esquema de remuneración estaba denominado en Dólares Estadounidenses.

Asimismo, para aquellos generadores que poseían saldos por los financiamientos del “Programa de mantenimiento de las unidades de generación de energía eléctrica”, previa cancelación de los créditos ya devengados, la Resolución preveía el repago o devolución de los mismos, descontando de la liquidación mensual hasta 1 US\$/MWh por MW generado, hasta alcanzar la cancelación de la totalidad del financiamiento.

Por último, determinaba también un esquema remuneratorio específico para aquellas centrales que generaran energía hidroeléctrica y renovables, así como incentivos para aquellas térmicas que tuvieran un incremento de la eficiencia energética y mayores gastos de uso por despacho irregular.

La remuneración a los generadores térmicos habilitados se componía de:

- i) Una remuneración por potencia disponible mensual, la cual se subdividía en:
  - a) Un precio mínimo asociado a Potencia Disponible Real,
  - b) Un precio base según cumplimiento de una DIGO y,
  - c) Un precio adicional máximo relacionado con el cumplimiento de una Potencia Asignada, recibiendo esta última un adicional en el precio unitario para hacer frente a situaciones de máximo requerimiento.
- ii) Una remuneración por energía generada y operada, la cual era la suma de la Energía Generada y la Energía Operada, la que podría ser incrementada en función del cumplimiento de los objetivos de eficiencia térmica.

Los valores fijados por la Res SE 19 E /17 para tecnologías de características similares a la CT ADC (>150MW) eran los siguientes:

iii) Remuneración por potencia disponible mensual

- a) Precio mínimo de la Potencia

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

- b) Precio Base para remunerar la Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO)

Período	[US\$/MW – mes]
may 17 – oct 17	6.000
nov 17 en adelante	7.000

- c) Precio Adicional

Período	[US\$/MW – mes]
may 17 – oct 17	1.000
nov 17 en adelante	2.000

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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.)

#### iv) Remuneración por energía generada y operada

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

Tecnología/Escala	Gas Natural [US\$/MWh]
CC – Grande	5,0

- 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 2,0 US\$/MWh para cualquier tipo de combustible.

#### Remuneración de otras Tecnologías de Generación:

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

A partir de noviembre de 2017 entraron en vigencia las siguientes modificaciones a la Res SE 19/2017, mediante la Nota NO-2017-15482939-APN-SECEE#MEM:

- Efectuar la declaración de DIGO en cada Programación Estacional;
- Optar por el método de control de la DIGO, el cual podría ser mensual (con un 7.5% de tolerancia) o semestral;
- Se estableció que el tipo de cambio que debía tomar CAMMESA para el pago de las liquidaciones era el del día anterior a la fecha de vencimiento del documento comercial.

#### **b.2.3) Programa de mantenimiento de las unidades de generación de energía eléctrica**

En junio de 2011, la Sociedad gestionó ante la SEN y CAMMESA, el financiamiento de un plan de mantenimientos mayores y extraordinarios, a realizarse en todas las unidades de la CT ADC, con el objetivo de posibilitar la continuidad de la operación confiable de sus unidades generadoras.

En abril de 2013 se aprobó la ejecución de las obras propuestas por US\$ 30.891.000 y en noviembre de 2015 se amplió en US\$ 20.000.000, a partir de la cual el monto total del Programa ascendió a la suma de US\$ 50.891.000.

La cancelación de dicha financiación se realizó aplicando los diferentes conceptos establecidos por la Res 95/13, Res 529/14, Res SE 19 E/2017 y Res 1/2019 SRRyME.

#### **b.2.4) 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.

### **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  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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 (Nota 37).

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, entendiendo 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  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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 CAMESA, en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista – hasta su reasignación en cabeza de los agentes distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones del Programa. Hychico participó de la convocatoria con el proyecto Parque Eólico Diadema II (ver Nota 38).

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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.

#### 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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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 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 Secretaria de Recursos Hidrocarbúricos 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 Hidrocarbúrica, 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 m<sup>3</sup>/d, la totalidad de la producción mensual de Gas No Convencional.
  - b. Para aquellas cuya Producción Inicial sea mayor o igual a 500.000 m<sup>3</sup>/d, es la totalidad de la producción mensual de Gas No Convencional, descontando la Producción Inicial.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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.)

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:
  - o Las empresas participantes del Plan Gas II (Res. 60/13) podrán recibir compensaciones a partir del mes siguiente al que realicen la presentación.
  - o 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:
  - o Se abonará el 88% a la empresa y el 12% a la Provincia correspondiente.
  - o Orden de pago en pesos, con tipo de cambio del último día hábil del mes al que corresponden los volúmenes.
- Pago provisorio Inicial:
  - o 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.
  - o 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:
  - o 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.
  - o 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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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.)

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 2020 y las pólizas de caución, a fin de solicitar el pago del programa de estímulo. El Ministerio de Energía autorizó el pago provisorio equivalente al 85% de las compensaciones económicas solicitadas por el período enero 2018 – septiembre 2019 por un monto aproximado de \$ 1.637,1 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, cuyo importe ascendió a \$ 1.386,7 millones correspondiente a la producción de los meses abril 2019 – marzo 2020 (ver Notas 3.17 y 27).

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 26.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:

- 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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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 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.

El Gobierno Nacional se encuentra evaluando la implementación de un plan gas con precios sostén para la industria.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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.)

#### 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.

- **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 26.2 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 26.2 a.2).

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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 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 26.2 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 establecido por la Disposición 104/2019, de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles, y vigentes al 30 de abril de 2020 quedaron establecidos en \$/tn 9.895 para el butano y \$/tn 9.656 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).

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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.)

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.

#### • Mercado externo

Con fecha 3 de septiembre de 2018, el PEN emitió el Decreto N° 793/18 el cual entre el 4 de septiembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2020 fija un derecho de exportación del 12% sobre el monto exportado de propano, butano y gasolina natural. Dicha retención posee un tope de \$4 por cada dólar de base imponible o del precio oficial FOB. Posteriormente, con motivo de la sanción de la Ley N° 27.541, se dispuso un tope del 8% para la alícuota aplicable a los hidrocarburos a partir del 23 de diciembre de 2019. Sin embargo, a la fecha de los presentes estados financieros la Aduana se encontraba liquidando los derechos de exportación de hidrocarburos a una alícuota del 12%. Capex ha interpuesto las impugnaciones correspondientes y solicitado la repetición del derecho de exportación abonado en exceso.

#### e) Medidas en el mercado financiero y cambiario dictadas por el Gobierno Nacional

El 1 de septiembre de 2019 el PEN dictó el Decreto 609/19, y en concordancia con ello el Banco Central de la República Argentina (“BCRA”) emitió la Comunicación “A” 6770, estableciendo medidas para el acceso al mercado de cambios. Entre ellas establece:

- Plazos máximos para ingresar y liquidar operaciones de exportación en el mercado de cambios.
- El requisito de conformidad previa del BCRA para: i) el giro de utilidades y dividendos al exterior; ii) precancelación con más de 3 días hábiles anteriores al vencimiento de servicios de capital e intereses de deudas financieras con el exterior, salvo en el caso que la precancelación sea efectuada de manera simultánea con fondos liquidados de nuevos endeudamientos cuya vida promedio sea mayor que la de la deuda que se precancela, entre otros requisitos; iii) precancelación de deuda por importaciones de bienes y servicios; iv) el acceso al mercado de cambios para la constitución de activos externos para personas jurídicas y humanas (estas últimas cuando superen los US\$ 200 mensuales).
- Ingresar y liquidar en el mercado de cambios el producido de los nuevos endeudamientos financieros obtenidos en el exterior y demostrar el cumplimiento de este requisito para el acceso al mercado de cambios para el pago de los servicios de capital e intereses de las mismas.
- En caso de acceso al mercado de cambios local para el pago de deudas financieras o comerciales con el exterior deberá demostrarse, en caso de corresponder, que la operación en cuestión se encuentra declarada en la última presentación vencida de Relevamientos de Activos y Pasivos del BCRA.
- Prohíbe el acceso al mercado de cambios para: i) la cancelación de deudas entre residentes, que se celebren a partir del 01.09.2019; ii) para no residentes por montos superiores a US\$ 1.000 mensuales.

Asimismo, con fecha 28 de mayo de 2020, el BCRA emitió la Comunicaciones “A” 7030 y luego modificada por la Comunicación “A” 7042 y por la cual estableció que a fin de poder dar acceso al Mercado Único y Libre de Cambios las personas jurídicas deberán declarar bajo juramento que la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras y que no posee activos externos líquidos disponibles por un monto superior a US\$ 100.000.-, entendiéndose por activos líquidos externos, tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera (títulos públicos externos, fondos en cuentas de inversión, etc) entre otros.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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.)

Asimismo, a fin de poder dar acceso al mercado para cancelar pagos de importaciones de bienes se deberá demostrar que el monto total de los pagos asociados a sus importaciones de bienes cursados a través del mercado de cambios durante el año 2020, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no supera el monto por el cual el importador tendría acceso al mercado de cambios al computar las importaciones de bienes que constan a su nombre en el sistema de seguimiento de pagos de importaciones de bienes (SEPAIMPO) y que fueron oficializadas entre el 01.01.2020 y el día previo al acceso al mercado de cambios.

### 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.

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 29 de julio de 2020. Dicho Directorio se celebró a distancia durante la emergencia sanitaria en concordancia con la Res Gen N° 830/2020 emitida por la CNV.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

Adicionalmente, la Sociedad ha hecho uso de la ampliación de plazos para la presentación ante la CNV, tal cual se encuentra previsto en la Res Gen N° 842/2020. En función al 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.

#### Reexpresión de estados financieros

Los estados financieros han sido expresados en términos de la unidad de medida corriente al 30 de abril de 2020 de acuerdo con NIC 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias".

#### Información comparativa

Los saldos al 30 de abril de 2019 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 2020 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.

### 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 9 – Activos financieros a valor razonable con cambios en otros resultados integrales

Los activos financieros 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. 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. No obstante, los intereses calculados por el método del tipo de interés efectivo se reconocen en resultados.

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 resultados financieros de estas inversiones se reconocen en el resultado del ejercicio.

#### NIIF 16 - Arrendamientos

La Sociedad aplica a partir del ejercicio iniciado el 1 de mayo de 2019 la NIIF 16 de forma simplificada, en relación con los contratos de arrendamiento identificados como tales bajo NIC 17, incluyendo el efecto de la incorporación de esta nueva norma en los rubros Activos por derechos de uso y Cuentas por pagar - Deuda por arrendamiento (Nota 12).

Los términos de los contratos de arrendamiento se negocian sobre base individual y contienen diversos términos y condiciones. Los arrendamientos se reconocen como un activo por derecho de uso y un pasivo correspondiente a la fecha en que el activo está disponible.

El importe del activo por derecho de uso incluye la medición inicial del pasivo por arrendamiento y se deprecia bajo el método de línea recta en función del plazo de arrendamiento de cada contrato, salvo que la vida útil de dicho activo subyacente sea inferior.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

El pasivo por arrendamiento se midió al valor presente de los pagos de arrendamiento restantes, descontado a la tasa de interés incremental al 1 de mayo de 2019. Posteriormente, la Sociedad incrementa el pasivo por arrendamiento para reflejar el interés devengado (y reconocido en el estado de resultados integrales), deduce las cuotas pagadas y recalcula el nuevo valor contable aplicando la tasa de descuento.

La Gerencia ha revisado los contratos de arrendamiento vigentes y ha identificado compromisos que corresponden a contratos que finalizan dentro de los 12 meses o un plazo inferior, desde la adopción, o bien, se refieren a arrendamientos a corto plazo o a arrendamientos subyacentes de bajo valor, que continúan siendo reconocidos, por la Sociedad, en los resultados del ejercicio.

#### - CINIIF 23 - Posiciones impositivas inciertas de Impuesto a las ganancias

Fue emitida en junio 2017. Clarifica la aplicación de NIC 12 con respecto a la existencia de posiciones fiscales inciertas en la determinación del impuesto a las ganancias. De acuerdo con la interpretación, una entidad debe reflejar el impacto de la posición fiscal incierta usando el método que mejor predice la resolución de la misma, ya sea a través del método de probabilidad o el método del valor esperado. Adicionalmente, la entidad debe asumir que la autoridad fiscal examinará las posiciones inciertas y tiene pleno conocimiento de toda la información relevante relacionada al evaluar el tratamiento fiscal en la determinación del impuesto a las ganancias. La aplicación de la misma no impactó significativamente en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

#### - IAS 28 - Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Fue modificada en octubre de 2017. Clarifica que se aplica NIIF 9 a otros instrumentos financieros en una asociada o negocio conjunto a los que no se aplica el método de la participación. Es aplicable a períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2019, permitiendo la adopción anticipada. La aplicación de la misma no impactó en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

### 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 2019 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 2019:

#### - 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.

#### - 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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

#### - 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.

#### - 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.

#### 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).

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

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.

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 la cuenta "Ajuste de capital y Prima de emisión" y
- 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 2020, el índice de precios ascendió a 310,1243, con una inflación anual de 45,6%.

### 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:

1. Eliminación de saldos de cuentas de activos y pasivos recíprocos entre la sociedad controlante y las controladas, de manera tal que los estados financieros expongan únicamente los saldos que se mantienen con terceros;
2. Eliminación de operaciones entre la sociedad controlante y las controladas, de manera tal que los estados financieros expongan únicamente aquellas operaciones concertadas con terceros;
3. Eliminación de las participaciones en el patrimonio y en los resultados integrales de cada ejercicio de las sociedades controladas en su conjunto.

Las políticas contables de las subsidiarias se han modificado en los casos en que ha sido necesario para asegurar la uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 3 - BASES DE PRESENTACIÓN Y POLITICAS CONTABLES (Cont.)

Las subsidiarias de la Sociedad al 30 de abril de 2020 y 2019 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, hidrógeno y oxígeno
E G WIND S.A.	Argentina	99,25%	0,75%	Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables

#### a) SEB

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 2020 y 2019. 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.

#### b) Hychico

Hychico es una subsidiaria directa en la cual la Sociedad posee una participación del 48,6770 Y 48,5496% del capital y de los votos al 30 de abril de 2020 y 2019, respectivamente y adicionalmente posee el 38,4501 y 36,4320% de manera indirecta al 30 de abril de 2020 y 2019, respectivamente. 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

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 2020 y 2019 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 38).

### 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 39).

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 controladora 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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

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 controladora 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.

La Sociedad cuenta con hasta 12 meses a partir de la fecha de adquisición para finalizar la contabilización de las combinaciones de negocios. En el caso en que la contabilización de la combinación de negocios no esté completa al cierre del ejercicio, la Sociedad revelará este hecho e informará los montos provisionales.

#### 3.4.3 Participaciones en 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. La Sociedad ha analizado la naturaleza de sus operaciones conjuntas y ha determinado que las mismas califican como tales. En consecuencia, la Sociedad 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.

Las inversiones en operaciones conjuntas se registran inicialmente al costo y posteriormente se valúan de acuerdo con el método de la participación. La participación de la Sociedad en los activos, pasivos y resultados de las operaciones conjuntas en las que participa se consolida siguiendo el método de la consolidación proporcional por poseer la Sociedad control conjunto de la actividad de dichas operaciones.

En Nota 40 se expone la situación financiera resumida de las operaciones conjuntas.

#### Recuperabilidad de las participaciones

La valuación de las participaciones en operaciones conjuntas, cada una considerada una unidad generadora de efectivo (UGE), se analiza a cada fecha de cierre si existe evidencia objetiva de que no sea recuperable. Si éste fuera el caso, la Sociedad determina el monto de la desvalorización como la diferencia entre el valor libro de la inversión y el valor presente estimado de los flujos de fondos futuros proyectados. Al 30 de abril de 2020 y 2019, 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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli





## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

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.

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 recuperó, 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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli





## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

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 en 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 testeo de desvalorización, los activos se agrupan al nivel mínimo por los cuales existen flujos de efectivo identificables (UGEs).

Los costos por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos (medioambientales, de seguridad, etc.) se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en los estados 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 (UGEs). 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), 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. Al 30 de abril de 2020 Capex ha actualizado los valores razonables de los bienes revaluados.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

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.

Para la determinación del valor razonable de la CT ADC, la Planta de GLP y el PED I 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 2020 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. Las diferencias que han surgido respecto de la revaluación practicada al 30 de abril de 2019, fueron registradas en los presentes estados financieros. En el mes de septiembre de 2019 se ha finalizado la construcción del PED II. La Sociedad considera que no existen indicios que indiquen que el valor contable difiere del costo de reposición depreciado.

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 33,846% y 11,9 % al 30 de abril de 2020 y 2019, 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.

Dicho método de valuación ha sido clasificado según la NIIF 13 como jerarquía del valor razonable Nivel 3.

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 2020.

Al 30 de abril de 2020 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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

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.

No existieron transferencias entre el nivel 1, 2 y 3 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2020 y 2019.

Al 30 de abril de 2020 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 2019.

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 \$ 213.107 y \$ 234.381, al 30 de abril de 2020 y 2019, respectivamente.

#### 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) / ingresos 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 2020 y 2019 se han activado resultados financieros relacionados con el PED II por \$ 23.123 y \$ 50.790, respectivamente.

Las ganancias por inversiones temporarias de fondos generados en préstamos específicos aún pendientes de uso se deducen del total de los costos de financiación potencialmente capitalizables.

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 descritos 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  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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 2019.
  - CT ADC ciclo combinado: GWh remanentes a producir a partir del 1 de mayo de 2019.
  - Gasoducto: 20 años
  - General: GWh remanentes a producir a partir del 1 de mayo de 2019.
- Planta de GLP: 9 años y 3 meses a partir del 1 de mayo de 2019.
- Planta de hidrógeno y oxígeno: 20 años.
- Parque Eólico Diadema I: 12 años y 9 meses años a partir del 1 de mayo de 2019.
- Parque Eólico Diadema II: 20 años a partir del 1 de mayo de 2019 (año de alta).

Anualmente se revisan las tasas de depreciación y se compara si la vida útil actual restante difiere de la estimada previamente. El efecto de estos cambios es registrado como un resultado del ejercicio en el que se determinen.

Al 30 de abril de 2020 y 2019, 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 2020 y 2019, 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 2020 la Sociedad ha registrado una desvalorización de \$ 1.813.300 en la UGE Agua del Cajón, en Nota 5 iv) 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 \$ 213.107 y \$ 234.381, al 30 de abril de 2020 y 2019, 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.

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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

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 a indicadores de riesgo crediticio comunes y les asigna una tasa de incobrabilidad esperada en función a un coeficiente de incobrabilidad histórico ajustado a las condiciones económicas futuras esperadas.

La pérdida resultante, determinada como la diferencia entre el valor contable del activo y el valor actual de los flujos estimados de efectivo, se reconoce en resultados. Si en un período subsecuente el monto de desvalorización disminuye y el mismo puede relacionarse con un evento ocurrido con posterioridad a la medición, se recupera dicha desvalorización.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

#### 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 (tienen una rotación mayor a un año) que no se deprecian y los críticos, que se deprecian y se encuentran contabilizados junto con la CT ADC y la Planta de GLP, 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 dejaron 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 484.343 en los inventarios de crudo, como consecuencia de la caída en el precio del petróleo (ver Nota 28).

### 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.

### 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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

#### 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.

#### Resultados acumulados

##### - 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.

##### - Reserva por inversiones a valor razonable

La Reserva por inversiones a valor razonable surge de la aplicación de la NIIF 9.

##### - 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).

##### - 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. Al 30 de abril de 2019 incluye la Reserva por revaluación de activos por la Res. 777/18 de la CNV (ver Nota 20.c).

En caso de que existan resultados no asignados negativos a ser absorbidos al cierre del ejercicio a considerar por la Asamblea de Accionistas, deberá respetarse el siguiente orden de afectación de saldos:

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli





## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

1. Ganancias reservadas
  - a. Reservas facultativas
  - b. Reserva legal
2. Ajuste prima de emisión
3. Primas de emisión
4. Ajuste de capital
5. Capital social

#### - Distribución de dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas de la Sociedad es reconocida como un pasivo en los estados financieros 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

#### 3.14.1. Impuesto a las ganancias corriente y 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

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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

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 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 arrendatario (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.

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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

Los activos por derecho de uso se miden al costo que comprende:

- Importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento.
- Cualquier pago de arrendamiento realizado antes o a partir de la fecha de inicio, menos cualquier incentivo de arrendamiento recibido.
- Cualquier costo directo inicial, y
- Una estimación de los costos a incurrir por desmantelar 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.

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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 3 - BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN (Cont.)

Los ingresos mencionados se reconocen al cumplirse todas y cada una de las siguientes condiciones:

- La entidad transfirió al comprador los riesgos y ventajas de tipo significativo;
- El importe de los ingresos se midió confiablemente;
- Es probable que la entidad reciba los beneficios económicos asociados a la transacción;
- Los costos incurridos o a incurrir, en relación con la transacción, fueron medidos confiablemente.

Los ingresos provenientes de transacciones entre empresas del grupo y entre los segmentos de negocio generan 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 (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.

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.

Los ingresos provenientes de prestación de servicios se reconocen una vez que la prestación se haya efectuado.

#### 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 la Sociedad 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 33).

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  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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. La Sociedad está expuesta a diversos tipos de riesgos de mercado: de tipo de cambio, de tipo de interés y de precio.

Para cada uno de los riesgos de mercado descriptos a continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podría verse afectado el resultado y el patrimonio de acuerdo con lo requerido por la NIIF 7 Instrumentos financieros: información a revelar.

El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico. Las estimaciones realizadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables. El impacto en resultados y/o patrimonio se estima en función de los instrumentos financieros poseídos por la Sociedad al cierre de cada ejercicio.

#### 4.1.a. Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio surge cuando las transacciones comerciales futuras o los activos o pasivos reconocidos están denominados en una moneda que no es la moneda funcional de la entidad.

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 96,7% de sus pasivos financieros y el 76,7% 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 93,7 % del capital de la deuda en dólares se produce 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 2020 y 2019, 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 77% y un 71% de los ingresos del Grupo durante los ejercicios económicos finalizados el 30 de abril del 2020 y 2019, 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 y sus ingresos representaron aproximadamente un 22% y 27%, respectivamente, de las ventas totales de la Sociedad al 30 de abril de 2020 y 2019. A partir de febrero 2020 y con la sanción de la Res 31/2020 los precios de la energía se fijan en pesos, actualizados en forma mensual por un factor asociado a la inflación, actualización que por el momento ha sido pospuesta. A partir de febrero 2020 y con la sanción de la Res 31/2020 los precios de la energía se fija en pesos, actualizados en forma mensual por un factor asociado a la inflación, actualización que por el momento ha sido pospuesta. 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 2020 y 2019, respectivamente.

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 30/04/2020	al 30/04/2019
<b>Posición neta Activo / (Pasivo) en US\$</b>	<b>(188.851)</b>	<b>(140.058)</b>
Dólar estadounidense	66,64 (comprador) y 66,84 (vendedor)	43,95 (comprador) y 44,15 (vendedor)
<b>Total en Pesos</b>	<b>(12.657.329)</b>	<b>(9.065.645)</b>

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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 2020 y 2019, 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 \$ 886.013 y \$ 679.119, 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 96,7% de sus pasivos financieros a tasa fija nominal anual del 6,875%.

#### 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 nuestro país 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.

Considerando la situación actual por la que atraviesa el país y el mundo como consecuencia de la pandemia del COVID-19 y la crisis del precio del petróleo, en los últimos meses la Sociedad ha vendido su producción en el mercado local e internacional, con el objetivo de mantener sus yacimientos operativos, a precios inferiores a los vigentes previo al comienzo de la Pandemia. Esta situación es coyuntural y con la recuperación de la economía mundial se espera un reajuste de los precios internacionales.

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, inclusive generando diversos planes de estímulo a la producción.

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, desde febrero de 2020, en pesos actualizados en forma mensual por un factor asociado a la inflación, actualización que por el momento ha sido suspendida. Para más información sobre precios, ver Notas 1.2 y 2.

Al 30 de abril de 2020 y 2019, la Sociedad no posee productos derivados o coberturas sobre los precios de hidrocarburos.

Al 30 de abril de 2020 y 2019, 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 \$ 935.413 y \$ 1.104.605, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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, gas y GLP; de todos modos el Grupo no ha tenido que registrar provisiones por incobrabilidad en los últimos años.

Particularmente, los créditos relacionados con la venta de energía, en los últimos años CAMMESA abonaba sus liquidaciones en el plazo previsto de pago, sin registrarse demoras significativas, sin embargo en los últimos meses, se ha atrasado en la realización de los pagos llevándolos de los 45 días previstos a 75 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 se encontraban con ciertos retrasos para su cobro en los últimos meses el Gobierno Nacional ha procurado agilizar los mismos a la fecha.

El entorno económico actual ha sido considerado al revisar y actualizar las estimaciones de las provisiones.

#### 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 90,7% 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 de las nuevas áreas hidrocarburíferas (Loma Negra, La Yesera, Pampa del Castillo, Bella Vista Oeste Bloque I y Parva Negra Oeste), 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 adecuándolos a la coyuntura y condición actual de mercado, manteniendo una posición de liquidez adecuada.

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 2020 y 2019.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli





## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 4 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

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	-	1.295.119	1.127.012	1.989.709	23.498.438	-
Cuentas por pagar comerciales	313.389	3.067.703	8.509	1.292.286	45.382	16.290

Al 30 de abril de 2019	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	-	686.812	786.362	1.376.900	4.027.873	19.942.554
Cuentas por pagar comerciales	186.395	3.692.843	44.564	7.680	1.203.341	-

#### 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:

- Al 30 de abril de 2020: 0,881 y
- Al 30 de abril de 2019: 0,514.

#### 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).

Los siguientes cuadros presentan los activos y pasivos financieros del Grupo medidos a valor razonable al 30 de abril de 2020 y 2019.

	30.04.2020		30.04.2019	
	Nivel 1	Total	Nivel 1	Total
<b>Activos</b>				
<b>Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados</b>				
Fondos comunes de inversión	1.358.178	1.358.178	3.018.824	3.018.824
<b>Activos financieros a valor razonable con cambios en otros resultados integrales</b>	-	-	-	-
Títulos públicos	9.103.455	9.103.455	-	-

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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 4 - ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS (Cont.)

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 de 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.

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.

No existieron transferencias entre los niveles 1, 2 y 3 por los instrumentos financieros valuados a valor razonable en el ejercicio.

### 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) Provisiones por litigios y otras contingencias,
- (iii) Impuesto a las ganancias e impuesto diferido,
- (iv) El test de desvalorización del valor de los activos,
- (v) El valor razonable de los activos revaluados, y
- (vi) El valor razonable de las adquisiciones de negocios.

#### (i) Reservas de petróleo y gas

Por reservas se entiende a los volúmenes de petróleo y gas (expresado en m<sup>3</sup> 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 2019, 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 36.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 5 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

#### *(ii) 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).

#### *(iii) Impuesto a las ganancias*

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 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.

#### *(iv) 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, cuando existen eventos o circunstancias que indiquen un potencial indicio de desvalorización. 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:
  - Agua el Cajón
  - Loma Negra y La Yesera
  - Pampa del Castillo
  - Bella Vista Oeste
  - Parva Negra Oeste
- 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).

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 5 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

Una pérdida por desvalorización previamente reconocida se revierte cuando existe un cambio posterior en las estimaciones utilizadas para computar el valor recuperable del bien. En ese caso, el nuevo valor no puede superar el valor que hubiera tenido a la nueva fecha de medición si no se hubiese reconocido la desvalorización. Tanto el cargo de desvalorización como su reversión son reconocidos como resultados.

La determinación de los valores de uso requiere la utilización de estimaciones y se basa en las proyecciones de flujos de efectivo confeccionados a partir de presupuestos económicos y financieros aprobados por la Dirección. Los flujos de efectivo que superan los períodos presupuestados son extrapolados usando tasas de crecimiento estimadas, las cuales no exceden a la tasa de crecimiento promedio de largo plazo de cada uno de los negocios involucrados.

Al momento de la estimación de los flujos de efectivo futuros, se requiere juicio crítico por parte de la Gerencia. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden variar significativamente de los flujos de efectivo futuros previstos y los valores relacionados obtenidos mediante técnicas de descuento. A efectos de contemplar el riesgo de estimación contenido en dichos cálculos, la Sociedad considera distintos escenarios de probabilidad de ocurrencia ponderados.

La estimación de los valores netos de realización, en caso de ser necesario su cálculo, es realizada a través de valuaciones preparadas por tasadores independientes.

#### 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, egresos 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, hidrocarburos, la regulación vigente, la estimación de incrementos de costos, los costos de personal 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 en el caso de activos de exploración también se tienen en cuenta las estimaciones de inversiones futuras necesarias relacionadas con las reservas de petróleo y gas no desarrolladas.

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 la vida útil de cada bien. 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 2020 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

Para el primer escenario se tomó como base para la proyección un caso tendencial donde se estima el cumplimiento de las pautas medias históricas con un ajuste de corto plazo, debido a la aparición de las distorsiones mundiales producto de las caídas de demanda y actividad, derivadas en gran parte por las distintas medidas de aislamiento tomadas por los gobiernos que generaron una importante parálisis de la mayoría de las actividades económicas. Los precios de petróleo recuperan los valores de tendencia en 3-4 años y en el gas se asume que para el largo plazo los valores se ubicarán en cifras que reflejen el valor de obtener un abastecimiento interno suficiente.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 5 - ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES (Cont.)

Para el segundo escenario las premisas utilizadas se basaron en una variación del anterior donde la recuperación tendencial se produce en forma más tardía. Los precios de petróleo muestran su recupero a la tendencia en forma posterior (5-6 años) y los precios de gas asumen en el mediano plazo que la tendencia de corto se mantiene con un suave ajuste que logra el precio de indiferencia en el largo plazo (más de 10 años).

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 15,72% al 13,41% 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 2020 la Sociedad reconoció una pérdida por desvalorización de \$ 1.813.300 con relación a los activos de explotación para la UGE Agua del Cajón. El cargo por desvalorización se incluye en el rubro Otros ingresos y egresos operativos, del Estado de Resultados Integrales (Nota 28).

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 \$ 213.107 y \$ 234.381, al 30 de abril de 2020 y 2019, 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.

#### *(v) 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 un mayor plazo de medidas de congelamiento tarifario.

En base a la ponderación del 80% para el primer escenario y del 20% para el segundo escenario al 30 de abril de 2020, 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 12,2% al 12,12% 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 2020, 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 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 10,63% al 8,54% durante el período de evaluación. Los flujos de fondos futuros no exceden el valor razonable calculado en base al método de costo de reposición depreciado.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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 2020, 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 14,29% al 11,65% durante el período de evaluación. Los flujos de fondos futuros no exceden el valor razonable calculado en base al método de costo de reposición depreciado.

(vi) 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 (iv) 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 CMMESA al 30 de abril de 2020, los cuales ascienden a \$ 7.566,8 millones, se distribuyen en:

- 1) Ingresos de gas por \$ 4.105,1 millones: los pagos recibidos de CMMESA en concepto de Reconocimiento de Combustibles, cuya remuneración está fijada en dólares y asociada a la evolución del precio del gas para centrales de generación, y
- 2) Ingresos de energía térmica por \$ 3.461,7 millones: la remuneración específica por generación.

Cabe destacar que al 30 de abril de 2020, 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 \$ 1.813.300 (ver Nota 5 (iv) y una desvalorización de inventarios (petróleo) por \$ 484.343 (ver Nota 3.8).

Por otro lado, en el mes de 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. 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. 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. Desde el mes de enero de 2020 la CT ADC opera a ciclo abierto con la consiguiente disminución de la generación de energía; se estima concluir con la reparación y comenzar a operar a ciclo combinado a inicios del mes de agosto de 2020. Lo mencionado afectó el resultado operativo del segmento de Energía ADC.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 6 – INFORMACION POR SEGMENTOS (Cont.)

A continuación se expone la información por segmentos al 30 de abril de 2020 y 2019:

	30.04.2020						Total
	Petróleo y gas	Energía ADC	GLP	Energía PED	Energía HIDRÓGENO	Oxígeno	
Ingresos	9.054.136	7.566.871	546.301	381.797	24.704	6.995	17.580.804
Reclasificación entre segmentos	4.465.555	(4.105.118)	(360.437)	-	-	-	-
Ingresos por segmento	13.519.691	3.461.753	185.864	381.797	24.704	6.995	17.580.804
Participación por segmento sobre Ingresos	76,90%	19,69%	1,06%	2,17%	0,14%	0,04%	100,00%
Costos de ingresos	(7.610.971)	(1.447.708)	(124.829)	(161.213)	(40.994)	(10.738)	(9.396.453)
<b>Resultado bruto</b>	<b>5.908.720</b>	<b>2.014.045</b>	<b>61.035</b>	<b>220.584</b>	<b>(16.290)</b>	<b>(3.743)</b>	<b>8.184.351</b>
Participación por segmento sobre Resultado bruto	72,20%	24,61%	0,74%	2,70%	(0,20)%	(0,05)%	100,00%
Gastos preoperativos	-	-	-	(4.229)	-	-	(4.229)
Gastos de comercialización	(2.181.870)	(380.708)	(15.712)	(4.773)	(2.196)	(576)	(2.585.835)
Gastos de administración	(591.577)	(263.796)	(27.907)	(12.542)	(4.840)	(1.268)	(901.930)
Otros ingresos / (egresos) operativos netos	(2.254.238)	4.231	194	78	(30)	(8)	(2.249.773)
<b>Resultado operativo</b>	<b>881.035</b>	<b>1.373.772</b>	<b>17.610</b>	<b>199.118</b>	<b>(23.356)</b>	<b>(5.595)</b>	<b>2.442.584</b>
Ingresos financieros							5.973.054
Costos financieros							(11.281.850)
Otros resultados financieros							21.770
Otros resultados financieros RECPAM							2.793.670
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>							<b>(50.772)</b>
Impuesto a las ganancias							989.693
<b>Resultado neto del ejercicio</b>							<b>938.921</b>
Otros resultados integrales							(2.728.094)
<b>Resultado integral del ejercicio</b>							<b>(1.789.173)</b>
<b>Depreciaciones</b>							
En Costo de ingresos	(2.736.991)	(860.014)	(63.171)	(111.311)	(15.851)	(4.152)	(3.791.490)
En Gastos de administración	(35.576)	(29.840)	(2.153)	-	-	-	(67.569)
<b>Desvalorizaciones</b>							
En Propiedad, planta y equipo	(1.813.300)	-	-	-	-	-	(1.813.300)
En Inventarios	(484.343)	-	-	-	-	-	(484.343)
<b>Total</b>	<b>(5.070.210)</b>	<b>(889.854)</b>	<b>(65.325)</b>	<b>(111.311)</b>	<b>(15.851)</b>	<b>(4.152)</b>	<b>(6.156.703)</b>

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli





## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 6 – INFORMACION POR SEGMENTOS (Cont.)

	30.04.2019						
	Petróleo y gas	Energía ADC	GLP	Energía PED	Energía HIDRÓGENO	Oxígeno	Total
Ingresos	7.629.701	11.234.801	860.061	209.554	17.367	7.839	19.959.323
Reclasificación entre segmentos	6.582.378	(6.007.667)	(574.711)	-	-	-	-
Ingresos por segmento	14.212.079	5.227.134	285.350	209.554	17.367	7.839	19.959.323
Participación por segmento sobre Ingresos	71,21%	26,19%	1,43%	1,05%	0,09%	0,03%	100,00%
Costos de ingresos	(6.731.379)	(1.629.440)	(165.919)	(48.377)	(50.874)	(22.053)	(8.648.042)
<b>Resultado bruto</b>	<b>7.480.700</b>	<b>3.597.694</b>	<b>119.431</b>	<b>161.177</b>	<b>(33.507)</b>	<b>(14.214)</b>	<b>11.311.281</b>
Participación por segmento sobre Resultado bruto	66,13%	31,81%	1,06%	1,42%	-0,30%	-0,12%	100,00%
Gastos preoperativos	-	-	-	(15.923)	-	-	(15.923)
Gastos de comercialización	(2.320.653)	(408.273)	(29.264)	(1.670)	(2.697)	(1.801)	(2.764.358)
Gastos de administración	(493.371)	(233.359)	(55.269)	(2.681)	(4.334)	(2.891)	(791.905)
Otros (egresos) / ingresos operativos netos	(2.675)	(3.892)	(317)	(38)	400	173	(6.349)
<b>Resultado operativo</b>	<b>4.664.001</b>	<b>2.952.170</b>	<b>34.581</b>	<b>140.865</b>	<b>(40.138)</b>	<b>(18.733)</b>	<b>7.732.746</b>
Ingresos financieros							8.398.766
Costos financieros							(16.516.202)
Otros resultados financieros							543
Otros resultados financieros RECPAM							2.888.191
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>							<b>2.504.044</b>
Impuesto a las ganancias							(474.882)
<b>Resultado neto del ejercicio</b>							<b>2.029.162</b>
Otros resultados integrales							1.170.763
<b>Resultado integral del ejercicio</b>							<b>3.199.925</b>
<b>Depreciaciones</b>							
En Costo de ingresos	(1.712.295)	(1.096.236)	(42.087)	(34.331)	(16.770)	(923)	(2.902.642)
En Gastos de administración	(6.377)	(9.387)	(719)	-	-	-	(16.483)
<b>Total</b>	<b>(1.718.672)</b>	<b>(1.105.623)</b>	<b>(42.806)</b>	<b>(34.331)</b>	<b>(16.770)</b>	<b>(923)</b>	<b>(2.919.125)</b>

El Grupo no es titular de activos que no sean instrumentos financieros fuera del país al 30 de abril de 2020 y 2019.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 7 - PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

	30.04.2020	30.04.2019
Valor residual al inicio del ejercicio	34.122.031	25.823.072
Altas	6.282.181	9.642.033
Revalúo	(3.747.343)	1.585.256
Desvalorizaciones (ver Nota 28)	(1.813.300)	-
Provisiones y bajas	21.274	(9.205)
Depreciaciones	(3.798.198)	(2.919.125)
<b>Valor residual al cierre del ejercicio</b>	<b>31.066.645</b>	<b>34.122.031</b>

Del cargo por depreciaciones de los ejercicios al 30 de abril de 2020 y 2019, \$ 3.776.802 y \$ 2.902.642, respectivamente, se imputaron a Costos de producción \$ 21.396 y \$ 16.483, respectivamente, a gastos de administración.

A continuación se detalla el revalúo por grupo de bienes:

	Valor residual a valor de costo al 30.04.2019	Altas / Bajas del ejercicio – neto	Desvaloriza- ción	Depreciación del ejercicio a valor de costo	Valor residual a valor de costo al 30.04.2020
CT ADC	5.295.090	340.559	-	(476.390)	5.159.259
Edificio y terreno Neuquén	390.937	-	-	(2.124)	388.813
Planta de GLP	356.696	-	-	(38.001)	318.695
PED	367.428	2.371	-	(28.142)	341.657
Resto de los bienes	19.317.125	5.960.525	(1.813.300)	(2.829.736)	20.634.614
<b>Total</b>	<b>25.727.276</b>	<b>6.303.455</b>	<b>(1.813.300)</b>	<b>(3.374.393)</b>	<b>26.843.038</b>

	Valor residual de revalúo al 30.04.2019	Altas / Bajas del ejercicio - revalúo	Depreciación del ejercicio – revalúo	Valor residual de revalúo al 30.04.2019	Neto resultante al 30.04.2020
CT ADC	7.291.717	(3.631.002)	(383.624)	3.277.091	8.436.350
Edificio y terreno Neuquén	688.874	(112.241)	-	576.633	965.446
Planta de GLP	226.519	(26.428)	(25.169)	174.922	493.617
PED	187.645	22.328	(15.012)	194.961	536.618
Resto de los bienes	-	-	-	-	20.634.614
<b>Total</b>	<b>8.394.755</b>	<b>(3.747.343)</b>	<b>(423.805)</b>	<b>4.223.607</b>	<b>31.066.645</b>

### NOTA 8 – ACTIVO Y PASIVO POR IMPUESTO DIFERIDO

La posición neta del impuesto diferido es la siguiente:

	30.04.2020	30.04.2019
<b>Activos por impuesto diferido</b>		
Activo por impuesto diferido que se recuperará después de 12 meses	794.369	65.054
Activo por impuesto diferido que se recuperará dentro de 12 meses	172.737	2.808
<b>Pasivos por impuesto diferido:</b>		
Pasivo por impuesto diferido que se recuperará después de 12 meses	(1.191.695)	(2.735.213)
Pasivo por impuesto diferido que se recuperará dentro de 12 meses	(964.782)	(1.221.230)
<b>Pasivo neto por impuesto diferido <sup>(1)</sup></b>	<b>(1.189.371)</b>	<b>(3.888.581)</b>

- (1) Este importe se expone en los estados financieros consolidados, de la siguiente forma: en el activo neto por impuesto diferido \$ 134.413 y \$ 18.265, al 30 de abril de 2020 y 2019, respectivamente y en el pasivo neto por impuesto diferido \$ 1.323.784 y \$ 3.906.846, al 30 de abril de 2020 y 2019, 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  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



**Notas a los Estados Financieros Consolidados**

**NOTA 8 – ACTIVO Y PASIVO POR IMPUESTO DIFERIDO (Cont.)**

- Activos diferidos:

	Quebrantos	Activo por ajuste por inflación impositivo	Cuentas por pagar comerciales	Repuestos y materiales, provisiones y otros	Total
Saldo al 30 de abril de 2019	50.237	8.150	25.132	(12.298)	71.221
Cargo a resultados	843.983	4.284	34.068	13.550	895.885
<b>Saldo al 30 de abril de 2020</b>	<b>894.220</b>	<b>12.434</b>	<b>59.200</b>	<b>1.252</b>	<b>967.106</b>

- Pasivos diferidos:

	Inversiones financieras	Propiedad, planta y equipo	Otras cuentas por cobrar	Deudas financieras	Total
Saldo al 30 de abril de 2019	(92.805)	(3.720.746)	(115.263)	(30.987)	(3.959.801)
Cargo a resultados	117.769	964.780	(186.470)	3.636	899.715
Cargo a Otros Resultados Integrales	(31.218)	934.827	-	-	903.609
<b>Saldo al 30 de abril de 2020</b>	<b>(6.254)</b>	<b>(1.821.139)</b>	<b>(301.733)</b>	<b>(27.351)</b>	<b>(2.156.477)</b>

El quebranto de Capex por \$ 724.688 será utilizado para el pago del pasivo generado por el ajuste por inflación impositivo Art 95 expuesto en rubro Cargas Fiscales no corriente. La composición del mismo es la siguiente:

Año generación	Monto	Tasa	Monto computable	Año de Prescripción
Quebranto impositivo específico generado al 30 de abril de 2019	55.684	30%	16.705	2024
Quebranto impositivo específico generado al 30 de abril de 2020	58.587	30%	17.576	2025
Quebranto impositivo generado al 30 de abril de 2020	2.301.355	30%	690.407	2025
<b>Total quebranto impositivo al 30 de abril de 2020</b>	<b>2.415.626</b>		<b>724.688</b>	

Los quebrantos impositivos vigentes al 30 de abril de 2020 de E G Wind por \$ 169.532 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 2028.

**Reforma Tributaria en Argentina**

El 29 de diciembre de 2017 el Poder Ejecutivo Nacional promulgó la Ley 27430 – Impuesto a las Ganancias. Esta ley introdujo 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  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

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:** Se introduce un impuesto sobre los dividendos o utilidades distribuidas, entre otros, por sociedades argentinas o establecimientos permanentes a: personas humanas, sucesiones indivisas o beneficiarios del exterior, con las siguientes consideraciones: (i) los dividendos derivados de las utilidades generadas durante los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019 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  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 8 – ACTIVO Y PASIVO POR IMPUESTO DIFERIDO (Cont.)

El 31 de mayo de 2019 Capex e Hychico han 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, respectivamente (expresados 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 inician a partir del 1° de enero de 2018: Para las adquisiciones o inversiones efectuadas en los ejercicios fiscales que se inician 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.

### NOTA 9 – ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA

	30.04.2020	30.04.2019
<b>ACTIVOS</b>		
Activos financieros a costo amortizado		
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	2.683.528	3.759.407
Inversiones financieras a costo amortizado	5.911	9.430.972
Caja y bancos	2.255.191	268.546
<b>Total</b>	<b>4.944.630</b>	<b>13.458.925</b>
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados		
Inversiones financieras a valor razonable con cambios en resultados	1.358.189	3.018.824
<b>Total</b>	<b>1.358.189</b>	<b>3.018.824</b>
Activos financieros a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		
Inversiones financieras a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	9.103.455	-
<b>Total</b>	<b>9.103.455</b>	<b>-</b>
<b>PASIVOS</b>		
Pasivos financieros a costo amortizado	27.163.019	25.730.615
<b>Total</b>	<b>27.163.019</b>	<b>25.730.615</b>

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### 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 de las partidas de efectivo y depósitos a corto plazo es la siguiente:

	<u>30.04.2020</u>	<u>30.04.2019</u>
Calidad crediticia mínimo “A”	3.619.291	12.718.341
Inversiones a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	9.103.455	-
Calidad crediticia “Investment Grade”		
<b>Total</b>	<b><u>12.722.746</u></b>	<b><u>12.718.341</u></b>

La calidad crediticia de las cuentas a cobrar comerciales es la siguiente:

	<u>30.04.2020</u>	<u>30.04.2019</u>
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	668.404	65.915
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	918.882	2.537.028
<b>Total</b>	<b><u>1.587.286</u></b>	<b><u>2.602.943</u></b>

Adicionalmente, en lo que respecta a los créditos con CAMESA ver Nota 4.2.

### NOTA 11 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO Y DEUDAS POR ARRENDAMIENTO

La Sociedad ha adoptado la NIIF 16 “Arrendamientos” de manera retrospectiva desde el 1 de mayo de 2019, pero no ha modificado los saldos comparativos por el ejercicio anterior, tal como es permitido por las disposiciones transitorias de dicha norma. La reclasificaciones y ajustes que surgen de la nueva norma de arrendamiento son reconocidos en el patrimonio neto al 1 de mayo de 2019.

#### (i) Medición de los pasivos por arrendamiento

Al 30 de abril de 2020, el Grupo ha registrado la deuda por arrendamiento en el rubro “Cuentas por Pagar Comerciales (Nota 21), por un total de \$ 238.412, expuesto en el pasivo corriente y no corriente por \$ 100.522 y \$ 137.890, respectivamente. Dichos pasivos se encuentran descontados y la evolución de los mismos es la siguiente:

	<u>30.04.2020</u>
Saldo al inicio por aplicación de NIIF 16	312.205
Pagos realizados	(79.346)
Actualización financiera	(37.206)
Diferencias de cambio y conversión, netas	42.759
<b>Saldo al cierre</b>	<b><u>238.412</u></b>

#### (ii) Medición del activo por arrendamiento

El activo por derecho de uso fue medido por un monto igual al pasivo por arrendamiento.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 11 – ACTIVOS POR DERECHO DE USO Y DEUDAS POR ARRENDAMIENTO (Cont.)

La evolución de los activos por derecho de uso de la Sociedad en el ejercicio finalizado al 30 de abril de 2020 es la siguiente:

	Edificios	Maquinarias y equipos	Total
Valor de origen	265.746	46.459	312.205
Depreciación acumulada	(46.172)	(14.688)	(60.860)
<b>Saldo al 30 de abril de 2020</b>	<b>219.574</b>	<b>31.770</b>	<b>251.344</b>

La depreciación acumulada de Edificios por \$ 46.172 está incluida en Gastos de Administración y la de Maquinarias y equipos por \$ 14.689 dentro de Costo de producción

(iii) Ajustes reconocidos en el estado de situación financiera al 1 de mayo de 2019

El cambio en la política contable afectó los siguientes rubros en el estado de situación financiera al 1 de mayo de 2019:

- Derecho de uso de activos – incremento de \$ 312.205
- Cuentas por Pagar Comerciales - Deudas por arrendamiento – incremento de \$ 312.205

El cambio de política contable no tuvo impacto en resultados acumulados al 1 de mayo de 2019.

### NOTA 12 – REPUESTOS Y MATERIALES

	30.04.2020	30.04.2019
<b>No corriente</b>		
En moneda nacional		
Repuestos y materiales de consumo	1.039.446	979.486
En moneda extranjera (Anexo G)		
Anticipos varios	40.093	32.149
<b>Total</b>	<b>1.079.539</b>	<b>1.011.635</b>
<b>Corriente</b>		
En moneda nacional		
Repuestos y materiales de consumo	300.985	287.174
En moneda extranjera (Anexo G)		
Anticipos varios	10.023	8.038
<b>Total</b>	<b>311.008</b>	<b>295.212</b>

### NOTA 13 – INVENTARIOS

	30.04.2020	30.04.2019
Petróleo <sup>(1)</sup>	323.056	11.250
Propano y butano	2.971	3.330
<b>Total</b>	<b>326.027</b>	<b>14.580</b>

<sup>(1)</sup> Al 30 de abril de 2020 incluye una desvalorización de 484.343 (ver Notas.1.2 y 28).

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli





**Notas a los Estados Financieros Consolidados**

**NOTA 14 – OTRAS CUENTAS POR COBRAR**

	<b>30.04.2020</b>	<b>30.04.2019</b>
<b>No corriente</b>		
En moneda nacional		
Impuesto a los ingresos brutos	1.581	-
Impuesto a la ganancia mínima presunta	-	7.399
Impuesto al valor agregado	27.549	-
En moneda extranjera (Anexo G)		
Acreencias con CAMMESA	34.215	-
<b>Total</b>	<b>63.345</b>	<b>7.399</b>
<b>Corriente</b>		
En moneda nacional		
Anticipos varios	20.303	34.776
Impuesto a los ingresos brutos	32.509	35.043
Impuesto al valor agregado	322.843	401.997
Impuesto a las ganancias y ganancia mínima presunta	334.140	6.002
Otros créditos impositivos	113.396	129.724
Seguros a devengar	85.576	66.534
Gastos a devengar	3.832	3.477
Cesión de derechos CAMMESA	1.520	4.937
Créditos Soc. Art. 33 – Ley 19.550 (Nota 33.b)	5.255	3.246
Acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes a cobrar	37.039	91.936
Fondo fiduciario de gas a recuperar	20.973	32.945
Programa estímulo gas no convencional	1.059.203	406.493
Diversos	3.838	12.106
En moneda extranjera (Anexo G)		
Anticipos varios	45.609	39.589
Acreencias con CAMMESA	5.054	45.027
Recuperos	176.372	-
Diversos	11.594	-
<b>Total</b>	<b>2.279.056</b>	<b>1.313.832</b>

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:

	<b>30.04.2020</b>	<b>30.04.2019</b>
Sin plazo (expuesto en el activo corriente)	1.129.065	507.476
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	572	-
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	1.030.078	759.112
De 3 a 6 meses	43.295	15.748
De 6 a 9 meses	43.161	15.748
De 9 a 12 meses	32.885	15.748
De 1 a 2 años	60.935	-
Más de 2 años	2.410	7.399
	<b>2.342.401</b>	<b>1.321.231</b>

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 15 - CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

	<u>30.04.2020</u>	<u>30.04.2019</u>
<b>No corriente</b>		
En moneda nacional		
Deudores incobrables	2.627	3.824
Menos: Provisión por pérdidas esperadas (Anexo E)	(2.627)	(3.824)
<b>Total</b>	<u>-</u>	<u>-</u>
<b>Corriente</b>		
En moneda nacional		
Por venta de petróleo y otros	126.475	-
Por venta de energía y otros	1.128.911	78.180
Créditos Soc. Art. 33 – Ley 19.550 (Nota 33.b))	37.715	29.663
En moneda extranjera (Anexo G)		
Por venta de petróleo y otros	284.789	1.286.025
Por venta de energía	87	1.200.640
Créditos Soc. Art. 33 – Ley 19.550 (Nota 33.b))	9.309	8.435
<b>Total</b>	<u><b>1.587.286</b></u>	<u><b>2.602.943</b></u>

Al 30 de abril de 2020 y 2019, el monto de cuentas por cobrar comerciales por \$ 1.587.286 y \$ 2.602.943, 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 estas cuentas por cobrar es el siguiente:

	<u>30.04.2020</u>	<u>30.04.2019</u>
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	668.404	65.915
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	918.882	2.537.028
<b>Total</b>	<u><b>1.587.286</b></u>	<u><b>2.602.943</b></u>

Al 30 de abril de 2020 y 2019 el monto de la provisión para cuentas por cobrar comerciales asciende a \$ 2.627 y \$ 3.824, respectivamente.

Los movimientos de la provisión (Anexo E) para cuentas por cobrar comerciales incobrables son los siguientes:

	<u>30.04.2020</u>	<u>30.04.2019</u>
Saldo al inicio del ejercicio	(3.824)	(3.824)
RECPAM	1.197	-
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b>	<u><b>(2.627)</b></u>	<u><b>(3.824)</b></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 VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN OTROS RESULTADOS INTEGRALES

	<u>30.04.2020</u>	<u>30.04.2019</u>
<b>No Corriente</b>		
En moneda extranjera (Anexo G)		
Inversiones financieras a valor razonable con cambios en otros resultados integrales (Anexo D)	9.103.455	-
<b>Total</b>	<u><b>9.103.455</b></u>	<u><b>-</b></u>

Según el plazo estimado de cobro, los mismos se agrupan como sigue:

	<u>30.04.2020</u>	<u>30.04.2019</u>
De plazo a vencer		
Más de 1 año	9.103.455	-
<b>Total</b>	<u><b>9.103.455</b></u>	<u><b>-</b></u>

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 17 - EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	30.04.2020	30.04.2019
<b>Corriente</b>		
En moneda nacional		
Caja	109	116
Bancos	305.025	56.190
Inversiones financieras a valor razonable (Anexo D)	900.478	1.070.605
En moneda extranjera (Anexo G)		
Caja	568	472
Bancos	1.949.489	211.768
Inversiones financieras a costo amortizado (Anexo D)	5.911	9.430.971
Inversiones financieras a valor razonable (Anexo D)	457.711	1.948.219
<b>Total</b>	<b>3.619.291</b>	<b>12.718.341</b>

A efectos del estado de flujos de efectivo se incluyen el efectivo y equivalentes de efectivo:

	30.04.2020	30.04.2019
Caja y bancos	2.255.191	268.546
Inversiones financieras a valor razonable	1.358.189	3.018.824
Inversiones financieras a costo amortizado	5.911	9.430.971
<b>Total</b>	<b>3.619.291</b>	<b>12.718.341</b>

### NOTA 18 - CAPITAL SOCIAL Y PRIMA DE EMISION

	Cantidad de acciones	Valor nominal por acción	Capital suscrito	Ajuste de capital	Prima de emisión	Ajuste de prima de emisión
		\$	\$	\$	\$	\$
Saldos al 30 de abril de 2019	179.802.282	1	179.802	4.009.739	79.686	1.777.068
Saldos al 30 de abril de 2020	179.802.282	1	179.802	4.009.739	79.686	1.777.068

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 Social 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.

El estado del capital al 30 de abril de 2020 y 2019 es el siguiente:

Capital	Valor nominal (cifras enteras)	Aprobado por	
		Fecha	Instrumento/Órgano
	\$		
Suscripto, integrado e inscripto	2.000.000		Acta constitutiva
Suscripto, integrado e inscripto	18.000.000	17.01.94	Asamblea General Extraordinaria
Suscripto, integrado e inscripto	16.363.636	18.03.94	Asamblea General Extraordinaria
Suscripto, integrado e inscripto	4.520.859	18.08.99	Asamblea General Ordinaria
Suscripto, integrado e inscripto	7.062.780	11.07.00	Asamblea General Ordinaria
Suscripto, integrado e inscripto	11.986.819	21.09.05	Asamblea General Ordinaria
Suscripto, integrado e inscripto	119.868.188	28.08.07	Asamblea General Ordinaria
<b>Capital suscrito e integrado</b>	<b>179.802.282</b>		

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 19 - RESERVAS

#### a) Evolución de reservas

	Reserva legal	Reserva facultativa <sup>(1)</sup>	Reserva por revaluación de activos (ver punto b)	Reserva por inversiones a valor razonable
Saldos al 30 de abril de 2018	96.655	1.248.253	818.437	-
Asamblea General Ordinaria del 28 de agosto de 2018	-	1.729.008	-	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	1.149.914	-
Desafectación de Reserva por revaluación de activos (punto b)	-	-	(35.354)	-
<b>Saldos al 30 de abril de 2019</b>	<b>96.655</b>	<b>2.977.261</b>	<b>1.932.997</b>	<b>-</b>
Asamblea General Ordinaria del 21 de agosto de 2019	253.083	4.808.575	4.029.684	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	(2.813.829)	84.422
Desafectación de Reserva por revaluación de activos (punto b)	-	-	(294.226)	-
<b>Saldos al 30 de abril de 2020</b>	<b>349.738</b>	<b>7.785.836</b>	<b>2.854.626</b>	<b>84.422</b>

<sup>(1)</sup> 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
<b>Saldo al 30 de abril de 2018</b>	<b>670.992</b>	<b>-</b>	<b>62.658</b>	<b>94.198</b>	<b>827.848</b>	<b>818.437</b>	<b>9.411</b>
Incremento por revaluación	1.044.190	224.677	110.286	202.782	1.581.935	1.554.141	27.794
Impuesto diferido	(313.257)	(67.403)	(33.084)	(60.837)	(474.581)	(466.245)	(8.336)
Resultado por cambio de la alícuota del impuesto a las ganancias	46.660	11.234	5.515	-	63.409	62.018	1.391
<b>Total Otros resultados integrales</b>	<b>777.593</b>	<b>168.508</b>	<b>82.717</b>	<b>141.945</b>	<b>1.170.763</b>	<b>1.149.914</b>	<b>20.849</b>
Desafectación por depreciación del ejercicio <sup>(1)</sup>	(57.746)	-	(6.188)	8.267	(55.667)	(54.738)	(929)
Desafectación por impuesto diferido <sup>(1)</sup>	17.324	-	1.544	745	19.613	19.384	229
<b>Subtotal Desafectación de la Reserva por revaluación de activos <sup>(1)</sup></b>	<b>(40.422)</b>	<b>-</b>	<b>(4.644)</b>	<b>9.012</b>	<b>(36.054)</b>	<b>(35.354)</b>	<b>(700)</b>
<b>Saldo al 30 de abril de 2019</b>	<b>1.408.163</b>	<b>168.508</b>	<b>140.731</b>	<b>245.155</b>	<b>1.962.557</b>	<b>1.932.997</b>	<b>29.560</b>
<b>Distribución Asamblea General Ordinaria del 21 de agosto de 2019</b>	<b>3.643.312</b>	<b>1.380</b>	<b>-</b>	<b>385.061</b>	<b>4.029.753</b>	<b>4.029.684</b>	<b>69</b>
(Disminución) / incremento por revaluación	(3.631.002)	(26.428)	22.328	(112.241)	(3.747.343)	(3.749.323)	1.980
Impuesto diferido	907.751	5.349	(6.336)	28.063	934.827	935.494	(667)
<b>Total Otros resultados integrales</b>	<b>(2.723.251)</b>	<b>(21.079)</b>	<b>15.992</b>	<b>(84.178)</b>	<b>(2.812.516)</b>	<b>(2.813.829)</b>	<b>1.313</b>
Desafectación por depreciación del ejercicio <sup>(1)</sup>	(383.624)	(25.169)	(15.012)	-	(423.805)	(420.323)	(3.482)
Desafectación por impuesto diferido <sup>(1)</sup>	115.087	7.551	4.506	-	127.144	126.097	1.047
<b>Subtotal desafectación de Reservas por revaluación de activos <sup>(1)</sup></b>	<b>(268.537)</b>	<b>(17.618)</b>	<b>(10.506)</b>	<b>-</b>	<b>(296.661)</b>	<b>(294.226)</b>	<b>(2.435)</b>
<b>Saldo al 30 de abril de 2020</b>	<b>2.059.687</b>	<b>131.191</b>	<b>146.217</b>	<b>546.038</b>	<b>2.883.133</b>	<b>2.854.626</b>	<b>28.507</b>

<sup>(1)</sup> Se imputa en "Resultados no asignados".

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 20 - RESULTADOS NO ASIGNADOS

	30.04.2020	30.04.2019
Saldo al 30 de abril de 2018		<b>8.769.593</b>
Asamblea General Ordinaria del 28 de agosto de 2018 (constitución de reserva legal y facultativa)		(1.729.008)
Resultado integral del ejercicio		2.015.403
Desafectación de Reserva por revaluación de activos (Nota 19)		35.354
<b>Saldo al 30 de abril de 2019</b>	<b>9.091.342</b>	<b>9.091.342</b>
Asamblea General Ordinaria del 21 de agosto de 2019	(9.091.342)	
Resultado integral del ejercicio	933.985	
Desafectación de Reserva por revaluación de activos (Nota 19)	294.226	
<b>Saldo al 30 de abril de 2020</b>	<b>1.228.211</b>	

### 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 21 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.

De acuerdo con lo dispuesto por la Res. 777/18 de la CNV, cuando en virtud de la aplicación del ajuste por inflación establecido en las normas contables aplicables, el saldo por revaluación se hubiera reclasificado a resultados no asignados a la fecha de transición, y en el caso de que estos últimos fueran positivos, las entidades deberán constituir una reserva especial por un monto equivalente al saldo por revaluación determinado en términos reales a dicha fecha, es decir resultante de comparar el valor residual ajustado por inflación con el valor residual revaluado. La reserva especial se podrá desafectar siguiendo el mecanismo previsto en las normas contables aplicables, para quienes utilizan el modelo de revaluación como criterio de medición.

Por lo expuesto y de acuerdo con NIC 29, la Sociedad transfirió a resultados no asignados a la fecha de transición el superávit de revaluación mencionado anteriormente por \$ 4.156.160. Al 30 de abril de 2019, siguiendo los lineamientos establecidos en la Res. 777/18, se encontraban restringidos a su distribución los resultados no asignados equivalentes al monto de constitución de la reserva especial, desafectada de acuerdo con los lineamientos de las normas mencionadas, por \$ 4.029.684, ad referendum de la Asamblea de Accionistas que considerara los estados financieros al 30 de abril de 2019.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 20 - RESULTADOS NO ASIGNADOS (Cont.)

La Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria del 21 de agosto de 2019 decidió afectar el saldo de \$ 4.029.684 a la Reserva por Revaluación de Activos.

### NOTA 21 - CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

	30.04.2020	30.04.2019
<b>No corriente</b>		
En moneda nacional		
Provisiones varias	831.499	573.603
En moneda extranjera (Anexo G)		
Proveedores	392.166	377.063
Deudas por arrendamiento	137.890	-
Provisiones varias	1.111.986	835.924
<b>Total</b>	<b>2.473.541</b>	<b>1.786.590</b>
<b>Corriente</b>		
En moneda nacional		
Proveedores	1.461.020	1.722.420
Proveedores Soc. Art. 33 – Ley 19.550 (Nota 33.b))	6	3.678
Provisiones varias	201.781	183.552
En moneda extranjera (Anexo G)		
Proveedores	1.586.028	1.400.361
Deudas por arrendamiento	100.522	-
Provisiones varias	66.645	617.891
<b>Total</b>	<b>3.416.002</b>	<b>3.927.902</b>

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:

	30.04.2020	30.04.2019
De plazo vencido		
De 0 a 3 meses	42.470	182.009
De 3 a 6 meses	45.001	-
De 6 a 9 meses	597	180
De 9 a 12 meses	1.747	140
De 1 a 2 años	120	5.860
Sin plazo (expuesto en el pasivo corriente)	298.889	186.396
De plazo a vencer		
De 0 a 3 meses	2.998.933	3.508.752
De 3 a 6 meses	9.415	14.855
De 6 a 9 meses	9.415	14.855
De 9 a 12 meses	9.415	14.855
De 1 a 2 años	37.659	7.499
Más de 2 años	2.435.882	1.779.091
	<b>5.889.543</b>	<b>5.714.492</b>

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 22 - DEUDAS FINANCIERAS

	30.04.2020	30.04.2019
<b>No corriente</b>		
En moneda nacional		
Comisiones y gastos a devengar	(75.944)	(100.532)
Bancarias	533.362	-
En moneda extranjera (Anexo G)		
Bancarias	52.606	102.826
Obligaciones Negociables	20.052.000	19.279.810
<b>Total</b>	<b>20.562.024</b>	<b>19.282.104</b>
<b>Corriente</b>		
En moneda nacional		
Financiamiento anticipado para mantenimiento de la CT ADC (Nota 2.b.2.2)	-	96.275
Comisiones y gastos a devengar	(22.665)	(25.359)
Bancarias	288.353	-
En moneda extranjera (Anexo G)		
Bancarias	656.089	51.906
Obligaciones Negociables	635.676	611.197
<b>Total</b>	<b>1.557.453</b>	<b>734.019</b>

La evolución de los préstamos es la siguiente:

	30.04.2020	30.04.2019
<b>Saldo al inicio</b>	<b>20.016.123</b>	<b>14.676.148</b>
<b>RECPAM</b>	(7.960.486)	(8.673.449)
Préstamos obtenidos	2.630.006	-
Devengamientos:		
Interés devengado	1.631.989	1.720.208
Comisiones y gastos devengados	19.687	22.384
Diferencia de cambio generada por deudas en moneda extranjera	8.548.081	13.793.502
Pagos:		
Intereses	(1.418.451)	(1.289.589)
Capital	(1.347.472)	(233.081)
<b>Saldo al cierre</b>	<b>22.119.477</b>	<b>20.016.123</b>

Según el plazo estimado de pago los mismos se agrupan de la siguiente manera:

	30.04.2020	30.04.2019
6 meses o menos	1.542.104	672.351
6-12 meses	15.349	61.668
1- 2 años	52.476	49.411
Más de 2 años	20.509.548	19.232.693
<b>Total</b>	<b>22.119.477</b>	<b>20.016.123</b>

Los importes en libros de los recursos ajenos de la Sociedad están denominados en las siguientes monedas:

	30.04.2020	30.04.2019
Dólar Estadounidense	21.396.371	20.045.739
Pesos	723.106	(29.616)
<b>Total</b>	<b>22.119.477</b>	<b>20.016.123</b>

Las deudas en dólares devengan un interés promedio anual del 6,815% y 6,875% al 30 de abril de 2020 y 2019, respectivamente.

El valor razonable de las obligaciones negociables al 30 de abril de 2020 y 2019 asciende a \$ 13.356 y \$ 15.312 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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli





## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 22 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

#### 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" y "CCC+" por parte de Fitch y Standard & Poor's, respectivamente y una calificación local de "CCC+/RR3" 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%

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

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 22 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

#### Principales compromisos de la Sociedad y sus subsidiarias restringidas:

A la fecha de emisión de los estados financieros al 30 de abril de 2020 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 2020 asciende a \$ 20.687.676, de las cuales \$ 635.676 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 2020 asciende a \$ 98.403, de las cuales \$ 22.588 son corrientes.

A la fecha de emisión de los estados financieros al 30 de abril de 2020, la Sociedad y sus Subsidiarias Restringidas cumplen con todos los compromisos asumidos.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 22 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

#### b) BBVA Francés

Con fecha 8 de abril de 2020 se adquirió 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 saldo al 30 de abril de 2020 asciende a \$ 603.380, siendo en su totalidad corriente. A su vencimiento se ha cancelado.

#### c) Préstamo Banco Macro S.A.

Con fecha 3 de abril de 2020 se adquirió 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, venciendo la primer cuota el 3 de julio de 2020.

El saldo al 30 de abril de 2020 asciende a \$ 821.715, de los cuales \$ 288.353 son corrientes.

#### 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.

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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 22 - DEUDAS FINANCIERAS (Cont.)

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 <sup>(1)</sup>;
- 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.

<sup>(1)</sup> 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 <sup>(1)</sup>;
- 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.

<sup>(1)</sup> 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  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

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 2020.

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 %.

A la fecha de los presentes estados financieros, Hychico canceló, en moneda histórica, de acuerdo con las fechas previstas de vencimiento, capital por \$ 222.821 e intereses por un total acumulado de \$ 85.722.

Al 30 de abril de 2020 y 2019 el saldo asciende a \$ 105.315 y \$ 154.732, de los cuales \$ 52.709 y \$ 51.906 son corrientes, respectivamente. Se han deducido del préstamo las comisiones y garantías pagadas, las cuales se devengarán en el plazo de la deuda. El saldo de dichas comisiones y garantías al 30 de abril de 2020 y 2019 ascienden a \$ 204 y \$ 3.012, de las cuales \$ 77 y \$ 1.009 son corrientes, respectivamente.

#### e) Resumen al 30 de abril de 2020

Préstamo	Corriente	No corriente	Total
Obligaciones Negociables Senior Notes (punto a)	635.676	20.052.000	20.687.676
Comisiones y gastos a devengar Oblig.Negoc. (punto a)	(22.588)	(75.815)	(98.403)
Prefinanciación BBVA (punto b)	603.380	-	603.380
Banco Macro S.A. (punto c)	288.353	533.362	821.715
Corporación Interamericana de Inversiones (punto d)	52.709	52.606	105.315
Comisiones y garantías Corporación Interamericana de Inversiones (punto c)	(77)	(127)	(204)
<b>Total</b>	<b>1.557.453</b>	<b>20.562.024</b>	<b>22.119.477</b>

### NOTA 23 - REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES

	30.04.2020	30.04.2019
En moneda nacional		
Remuneraciones y deudas sociales	89.724	80.716
Provisiones varias	262.113	222.810
<b>Total</b>	<b>351.837</b>	<b>303.526</b>

### NOTA 24 - CARGAS FISCALES

	30.04.2020	30.04.2019
<b>No Corriente</b>		
En moneda nacional		
Impuesto a las ganancias a pagar ajuste por inflación impositivo	1.393.582	677.194
<b>Total</b>	<b>1.393.582</b>	<b>677.194</b>
<b>Corriente</b>		
En moneda nacional		
Impuesto a las ganancias a pagar ajuste por inflación impositivo	43.412	-
Impuesto a las ganancias a pagar (neto) (Nota 30)	22.499	363.450
Impuesto especial (Revalúo impositivo) (Nota 30)	-	420.633
Retenciones y percepciones impositivas	71.434	23.229
Provisión por impuesto a los Ingresos Brutos	8.685	-
Impuesto a los Ingresos Brutos	529	-
Otros	113.312	153.425
<b>Total</b>	<b>259.871</b>	<b>960.737</b>

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 25 - OTRAS DEUDAS

	<u>30.04.2020</u>	<u>30.04.2019</u>
Corriente		
En moneda nacional		
Regalías de petróleo y gas	-	251.702
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>251.702</b>

### NOTA 26 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS

#### 1. Provisiones

	<u>30.04.2020</u>	<u>30.04.2019</u>
En moneda nacional		
Para juicios y multas (Anexo E)	2.480	3.610
<b>Total</b>	<b>2.480</b>	<b>3.610</b>

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:

<b>Saldo al 30 de abril de 2018</b>	<u><b>5.624</b></u>
RECPAM	(2.014)
<b>Saldo al 30 de abril de 2019</b>	<u><b>3.610</b></u>
RECPAM	(1.130)
<b>Saldo al 30 de abril de 2020</b>	<u><b>2.480</b></u>

#### 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 encuentra la Sociedad.

Las sanciones aplicadas consisten 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 asciende a \$ 3.853 aproximadamente, e
- Inhabilitación para exportar mientras no se cumpla 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 administrativos 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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 26 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

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 2020 no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos. Los asesores legales de la Sociedad consideran que la Ley 26.854 de Medidas Cautelares ("LMC") en las causas en las que el Estado Nacional es parte o interviene, no tendría impacto significativo en la medida cautelar obtenida.

#### a.2) Resoluciones 1982, 1988 y 1991 de 2011 de ENARGAS

La Sociedad considera que el cargo tarifario previsto por las Resoluciones 1982, 1988 y 1991 mencionado en la Nota 1.2 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 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.

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 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  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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, impropriamente 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  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 26 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

#### a.3) Resolución 77/12 de la SEN

La Sociedad considera que la Res SEN 77/12, mencionada en la Nota 1.2.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 2020 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.

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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 26 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

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 substituyó 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 se 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.

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 29/03/2019 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 2020 no contemplan cargo alguno a resultados relacionado con estos conceptos.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 26 - PROVISIONES Y OTROS CARGOS (Cont.)

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 Subsecretaria 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 a moneda homogénea del 30 de abril de 2020 millones de \$ 170). 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.

### NOTA 27 - INGRESOS

	<b>30.04.2020</b>	<b>30.04.2019</b>
Petróleo	2.026.526	2.326.112
Exportación de petróleo	5.254.596	4.069.651
Programa estímulo de gas (Nota 2.c)	1.386.679	1.128.367
Gas	290.359	-
Energía eléctrica ADC <sup>(1)</sup>	7.566.871	11.234.801
GLP	432.957	827.444
Exportación de GLP	113.344	-
Energía eléctrica eólica	381.797	209.554
Energía eléctrica generada con hidrógeno	24.704	17.367
Oxígeno	6.995	7.839
Servicios	95.976	105.571
Otros <sup>(2)</sup>	-	32.617
<b>Total</b>	<b>17.580.804</b>	<b>19.959.323</b>

<sup>(1)</sup> Incluye los ingresos generados por el gas producido por el yacimiento y consumido en la CT ADC y pagado por CAMMESA bajo el concepto Reconocimiento Combustibles por \$ 4.105,1 millones y \$ 6.007,6 millones al 30 de abril 2020 y 2019, respectivamente (ver Nota 6).

<sup>(2)</sup> Corresponde a ingresos provenientes de los programas Propano Sur y Programa Hogar por \$ 31,2 millones y \$ 1,4 millones al 30 de abril de 2019, respectivamente (ver Nota 2.d).

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



**Notas a los Estados Financieros Consolidados**

**NOTA 28 – OTROS EGRESOS OPERATIVOS NETOS**

	<b>30.04.2020</b>	<b>30.04.2019</b>
Desvalorización de Propiedad, planta y equipo (ver Nota 5)	(1.813.300)	-
Desvalorización de inventarios	(484.343)	-
Resultado venta de rodados	-	3.031
Gravámenes no computables	-	(2.745)
Derechos de exclusividad	-	(32.133)
Ingresos por servicios administrativos indirectos Consorcios / UTE (neto)	37.962	33.689
Diversos	9.908	(8.191)
<b>Total</b>	<b>(2.249.773)</b>	<b>(6.349)</b>

**NOTA 29 - RESULTADOS FINANCIEROS**

	<b>30.04.2020</b>	<b>30.04.2019</b>
<b><u>Ingresos financieros</u></b>		
Intereses y otros	753.759	612.337
Diferencia de cambio	5.231.804	7.784.521
Devengamiento de intereses de créditos	(12.509)	1.908
	<b>5.973.054</b>	<b>8.398.766</b>
<b><u>Costos financieros</u></b>		
Intereses y otros	(1.661.209)	(1.678.505)
Diferencia de cambio	(9.601.837)	(14.794.468)
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	(18.804)	(43.229)
	<b>(11.281.850)</b>	<b>(16.516.202)</b>

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 30 - IMPUESTO A LAS GANANCIAS

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:

	30.04.2020	30.04.2019
	\$	\$
<b>Resultado antes del impuesto a las ganancias de los propietarios del Grupo</b>	<b>(50.772)</b>	<b>2.504.044</b>
Tasa del impuesto vigente	30%	30%
<b>Resultado del ejercicio a la tasa del impuesto</b>	<b>15.232</b>	<b>(751.213)</b>
- Devengamiento de intereses de créditos y deudas	(9.394)	(12.396)
- RECPAM	805.086	760.927
- Diferencia de cambio títulos del exterior	931.250	-
- Reexpresión valor fiscal Propiedad, Planta y Equipo	-	1.051.583
- Diversos	(8.003)	(2.475)
- Cambio alícuota impuesto a las ganancias <sup>(2)</sup>	-	(8.262)
- Ajuste por inflación impositivo Art 95 e impuesto a las ganancias anterior <sup>(2)</sup>	(744.478)	(1.092.412)
- Impuesto especial por Revalúo Impositivo	-	(420.634)
<b>Total impuesto cargado a resultados</b>	<b>989.693</b>	<b>(474.882)</b>
Impuesto determinado del ejercicio <sup>(1)</sup>	(61.429)	(861.216)
Impuesto especial por Revalúo Impositivo	-	(420.634)
Ajuste por inflación impositivo Art 95 e impuesto a las ganancias anterior <sup>(2)</sup>	(744.478)	(675.234)
Quebranto generado	-	33.980
Cargo por impuesto diferido <sup>(3)</sup>	1.795.600	1.448.222
<b>Total impuesto cargado a resultados</b>	<b>989.693</b>	<b>(474.882)</b>

<sup>(1)</sup> El impuesto determinado se ha compensado con retenciones, quedando un impuesto a pagar de \$ 22.499 al 30 de abril de 2020 y \$ 363.450 al 30 de abril de 2019 (ver Nota 24).

<sup>(2)</sup> Ver Nota 3.14.1

<sup>(3)</sup> Neto del cargo en de la Reserva por inversiones financieras por \$ 31.221 (pérdida) al 30 de abril de 2020 y de la Reserva Revalúo Técnico por \$ 934.830 y \$ 411.173 al 30 de abril de 2020 y 2019, respectivamente.

### NOTA 31 - 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.

	30.04.2020	30.04.2019
Resultado neto atribuible a los accionistas de la Sociedad	933.985	2.015.403
Nº medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	179.802	179.802
<b>Resultado por acción básico y diluido</b>	<b>5,1945</b>	<b>11,2090</b>
	<b>30.04.2020</b>	<b>30.04.2019</b>
Resultado integral atribuible a los accionistas de la Sociedad	(1.795.422)	3.165.317
Nº medio ponderado de acciones ordinarias en circulación	179.802	179.802
<b>Resultado por acción básico y diluido</b>	<b>(9,9856)</b>	<b>17,6045</b>

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 32 – COMPROMISOS

- En Nota 2.b.2.1. se menciona el compromiso con CAMMESA como consecuencia de la Res SRRyME 1/19.
- En Nota 39 a) se detalla el compromiso de inversión de Capex con la provincia del Chubut en relación con la Concesión Hidrocarburífera Bella Vista Oeste.
- En Nota 39 b) se detalla el compromiso de inversión de Capex y Petrominera con la provincia de Neuquén en relación con la Concesión Hidrocarburífera Parva Negra Oeste.
- En Nota 39 c) se detalla el compromiso de inversión de Capex con la provincia del Chubut en relación con la Concesión Hidrocarburífera Pampa del Castillo – La Guitarra.
- La Sociedad ha firmado un acuerdo con Halliburton Argentina S.A. y 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 2020/2021. En relación al butano comercial por casi la totalidad de la producción en el mercado local. En lo que respecta al gas propano comercial sus compromisos locales alcanzan aproximadamente el 22% de su producción. Al igual que lo viene haciendo, se prevé exportación de propano durante todo el período 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 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 37).
- 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 38).
- No existen erogaciones de capital comprometidas pero no incurridas a la fecha de cierre de los estados financieros al 30 de abril de 2020.

### NOTA 33 - 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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli





## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 33 - PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD (Cont.)

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:

	30.04.2020	30.04.2019
Venta de energía eléctrica	24.704	17.367
Gastos correspondientes a Hychico	-	(351)
Gastos correspondientes a C.A.P.S.A.	17.919	21.901
Gastos correspondientes a Capex S.A.	(758)	(5.610)
Gastos correspondientes a E G WIND	-	(3)

##### a.ii) Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante

Las operaciones con Interenergy Argentina S.A. fueron:

	30.04.2020	30.04.2019
Alquileres de oficinas y cocheras	(7.329)	(9.048)
Servicios prestados	3.327	5.422
Aportes irrevocables	-	1.875
Gastos correspondientes a Capex S.A.	(5)	-
Gastos correspondientes a Interenergy	531	-

##### a.iii) Con las sociedades controlantes de la controlante

Las operaciones con Plenium Energy S.A. fueron:

	30.04.2020	30.04.2019
Gastos correspondientes a Plenium Energy S.A.	3	4

Las operaciones con Wild S.A. fueron:

	30.04.2020	30.04.2019
Gastos correspondientes a Wild	3	13

##### a.iv) Con las sociedades controladas por las sociedades controlantes de la controlante:

Las operaciones con Interflow S.A. fueron:

	30.04.2020	30.04.2019
Gastos correspondientes a Interflow	1.222	-

##### a.v) Con las sociedades vinculadas

Las operaciones con Alparamis S.A. fueron:

	30.04.2020	30.04.2019
Alquileres de oficinas y cocheras	68.214	(45.883)

##### a.vi) Con los consorcios

Las operaciones con Loma Negra fueron:

	30.04.2020	30.04.2019
Servicios dirección, operación	163.049	128.614
Gastos prorrateables	28.833	30.855
Cargos por servicios administrativos indirectos	28.149	33.453
Reintegro de gastos	21.503	10.741
Aportes realizados	882.772	(889.231)
Distribuciones a los socios	(138.267)	176.120

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



**Notas a los Estados Financieros Consolidados**

**NOTA 33 - PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD (Cont.)**

*Las operaciones con Lote IV La Yesera fueron:*

	30.04.2020	30.04.2019
Servicios dirección, operación	48.401	28.762
Gastos prorrateables	7.418	3.578
Cargos por servicios administrativos indirectos	20.310	6.023
Reintegro de gastos	243	285
Aportes realizados	147.893	(39.050)
Distribuciones a los socios	(38.683)	9.152

*a.vii) Con la UTE*

*Las operaciones con Pampa del Castillo fueron:*

	30.04.2020	30.04.2019
Servicios dirección, operación	386.467	207.121
Cargos por servicios administrativos indirectos	162.351	145.895
Reintegro de gastos	5.622	49.293
Aportes realizados	(6.202.265)	(3.122.682)
Distribuciones a los socios	1.124.748	676.282

*b) Saldos al cierre con partes relacionadas*

	30 de abril de 2020			30 de abril de 2019		
	Otras cuentas por cobrar corrientes	Cuentas por cobrar comerciales corrientes	Cuentas por pagar comerciales corrientes	Otras cuentas por cobrar corrientes	Cuentas por cobrar comerciales corrientes	Cuentas por pagar comerciales corrientes
En moneda nacional						
<b>Con la sociedad controlante:</b>						
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	4.028	3.317	1	1.639	2.493	3.678
<b>Con las sociedades controladas directa o indirectamente por la controlante:</b>						
- Interenergy Argentina S.A.	5	444	5	182	428	-
<b>Consortios:</b>						
- Área Río Negro Norte	-	22.172	-	881	20.440	-
- Lote IV La Yesera	-	7.866	-	3	4.967	-
- Pampa del Castillo	-	3.916	-	541	1.335	-
<b>Con las sociedades controladas por las sociedades controlantes de la controlante:</b>						
- Interflow S.A.	1.222	-	-	-	-	-
<b>Total en moneda nacional</b>	<b>5.255</b>	<b>37.715</b>	<b>6</b>	<b>3.246</b>	<b>29.663</b>	<b>3.678</b>
En moneda extranjera (Anexo G)						
<b>Con la sociedad controlante:</b>						
- Compañías Asociadas Petroleras S.A.	-	1.875	-	-	2.555	-
<b>Consortios:</b>						
- Área Río Negro Norte	-	4.419	-	-	1.583	-
- Lote IV La Yesera	-	915	-	-	754	-
- Pampa del Castillo	-	2.100	-	-	3.543	-
<b>Con las sociedades controladas por las sociedades controlantes de la controlante:</b>						
Interflow S.A.	-	-	-	-	-	-
<b>Total en moneda extranjera</b>	<b>-</b>	<b>9.309</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8.435</b>	<b>-</b>

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 33 - PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD (Cont.)

#### 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 2020 y 2019, asciende a \$ \$ 192.887 y \$ 190.479, respectivamente.

Adicionalmente, al 30 de abril de 2020 se devengaron \$14.500 en concepto de honorarios a los directores titulares.

### NOTA 34 - 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 37).

### NOTA 35 - GUARDA DE DOCUMENTACION

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 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.

### NOTA 36 - RESERVAS DE GAS Y PETROLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES)

#### - Agua del Cajón

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Agua del Cajón al 31 de diciembre de 2019 fue certificada por el auditor independiente, Licenciada Ana María Nardone, 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	Mm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	3.687	1.558	5.245	660	746	16.181
Petróleo	Mbbl	1.535	1.535	3.070	4.906	7.126	25.857
	Mm <sup>3</sup>	244	244	488	780	1.133	4.111

<sup>(1)</sup> expresado en 9.300 Kcal por m<sup>3</sup>

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



**Notas a los Estados Financieros Consolidados**

**NOTA 36 - RESERVAS DE GAS Y PETROLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE 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 2019 fue certificada por el auditor independiente, Licenciada Ana María Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. MINEM 69E/2016 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión diciembre de 2045, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Petróleo	Mbbl	1.415	3.661	5.076	182	-	-
	Mm <sup>3</sup>	225	582	807	29	-	-

- Loma Negra

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Loma Negra, al 31 de diciembre de 2019 fue certificada por el auditor 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 diciembre de 2024, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm <sup>3</sup> (1)	705	-	705	-	-	1.400
Petróleo	Mbbl	1.277	-	1.277	-	-	969
	Mm <sup>3</sup>	203	-	203	-	-	154

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 2019 fue certificada por el auditor independiente, Licenciada Ana María Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. MINEM 69E/2016 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión junio de 2027, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm <sup>3</sup> (1)	139	27	166	-	-	364
Petróleo	Mbbl	1.044	352	1.396	-	-	4.692
	Mm <sup>3</sup>	166	56	222	-	-	746

(1) expresado en 9.300 Kcal por m<sup>3</sup>

La Sociedad posee el 18,75 % de dichas reservas.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 36 - RESERVAS DE GAS Y PETROLEO (NO CUBIERTO POR EL INFORME DE 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 2019 fue certificada por la auditora 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 el mes de octubre de 2026, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	Mm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	30	20	50	1	1	-
Petróleo	Mbbl	7.806	5.585	13.391	176	208	-
	Mm <sup>3</sup>	1.241	888	2.129	28	33	-

<sup>(1)</sup> expresado en 9.300 Kcal por m<sup>3</sup>

La Sociedad tiene el 95 % de participación en la concesión que posee dichas reservas.

Las reservas comprobadas desarrolladas al 30 de abril de 2020, calculadas en función de las reservas auditadas al 31 de diciembre de 2019 hasta el final de la concesión, corregidas por la producción del período enero a abril de 2020 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	Mm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	3.540	-	235	24	29	3.828
Petróleo	Mbbl	1.466	1.334	425	183	6.870	10.278
	Mm <sup>3</sup>	233	212	68	29	1.092	1.634

<sup>(1)</sup> expresado en 9.300 Kcal por m<sup>3</sup>

### NOTA 37 - 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  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 37 - 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 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.

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 Nm<sup>3</sup> (normal metros cúbicos) de hidrógeno y 425.000 Nm<sup>3</sup> de oxígeno.

La planta cuenta con dos electrolizadores con una capacidad total de 120 Nm<sup>3</sup>/h de hidrógeno y 60 Nm<sup>3</sup>/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 m<sup>2</sup>, sectorizada en áreas de control, procesos y sistemas auxiliares.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 37 - 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 2020 y 2019 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 "Ventas" (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  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli





## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 37 - 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 CAMMESA 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 CAMMESA 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 CAMMESA.

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 m<sup>3</sup>/d (metros cúbicos diarios) de gas natural a 9.300 kcal/Nm<sup>3</sup> (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 m<sup>3</sup> 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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 37 - NEGOCIO DE HYCHICO – FINANCIACIÓN – PRINCIPALES CONTRATOS (Cont.)

#### 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.

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.

A la fecha de los presentes estados contables las capitalizaciones antes mencionadas se encuentran pendientes de inscripción en la Inspección General de Justicia de la República Argentina.

#### 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 se encuentran en proceso los trámites para el cobro de las sumas aseguradas.

### NOTA 38 – 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.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 38 – PARQUE EOLICO DIADEMA II (Cont.)

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

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 37 g).

### NOTA 39 – ADQUISICION DE NEGOCIOS Y CONCESIONES

#### a) Adquisición de Bella Vista Oeste

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.

Mediante el Dec. 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 la Sociedad abonó a PMC el pago inicial de US\$ 4,5 millones (equivalente a \$ 296.910 expresado en moneda histórica) y abonará trimestralmente durante el período de la concesión una consideración contingente, de acuerdo con lo previsto en el acuerdo (conceptos que se tuvieron en cuenta al momento de la registración del precio del área).

La vigencia de la concesión rige a partir del 1 de febrero de 2020 y el plan de inversiones comprometido es de millones de US\$ 50,1.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 39 –ADQUISICION DE NEGOCIOS Y CONCESIONES (Cont.)

#### a) Adquisición de Bella Vista Oeste (Cont.)

A continuación se detalla la conformación del valor de la transacción:

	Monto en miles de US\$	Montos en \$ equivalentes a la fecha de la transacción
Precio abonado	4.500	296.910
Consideración contingente	2.400	144.854
<b>Consideración total</b>	<b>6.900</b>	<b>441.764</b>

El siguiente cuadro resume la contraprestación, los valores razonables de los activos identificables adquiridos a la fecha de adquisición (expresado en moneda histórica), los cuales fueron incorporados en los estados financieros de Capex a partir de la toma del control:

	Total \$
Propiedad, planta y equipo	441.764
<b>Total activos netos identificables</b>	<b>441.764</b>
<b>Precio de compra total</b>	<b>441.764</b>

Los costos relativos a la transacción que incluyeron principalmente honorarios profesionales e impuesto a los sellos, ascendieron a \$ 38.322 (expresado en moneda histórica) y se expusieron en el rubro Gastos de administración.

Los valores razonables correspondientes a los activos del negocio adquirido surgen de evaluaciones efectuadas por la Dirección. De acuerdo con el método de adquisición, el precio de compra fue alocado a los activos adquiridos basados en los valores razonables a la fecha de adquisición. Los valores razonables fueron determinados principalmente en función de los valores de reposición y considerando la vida útil restante de los activos a la fecha de adquisición, y en el caso de Propiedad Minera se estimó el valor razonable considerando los valores presentes a la fecha de adquisición de los flujos de fondos esperados en función de las reservas del área adquirida.

Como consecuencia de la valuación de la participación de los negocios adquiridos por la Sociedad a valores razonables a la fecha de adquisición, no surgieron diferencias con la contraprestación total abonada.

#### b) 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 para el área Parva Negra Oeste, la cual resultó adjudicada. El área se ubica en una posición favorable para el eventual desarrollo de la formación Vaca Muerta. Con fecha 5 de noviembre de 2019 la Sociedad y GyP suscribieron un contrato para la exploración, desarrollo y producción del área que contempla la realización de un plan de trabajos de exploración con una inversión aproximada de US\$ 19,0 millones a realizarse dentro del primer período de exploración. Las condiciones de adjudicación contemplan un pago de derecho de acceso al área a favor de la Provincia del Neuquén por millones US\$5,5. 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, 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. Al estar en una etapa exploratoria, el área 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  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 39 –ADQUISICION DE NEGOCIOS Y CONCESIONES (Cont.)

#### c) Adquisición de la participación de ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. en la Concesión Hidrocarburífera “Pampa del Castillo - La Guitarra”

Con fecha 3 de octubre de 2017 la Sociedad acordó con Enap Sipetrol Argentina S.A (“Enap Sipetrol”) los términos y condiciones para la adquisición del 100% de su participación (equivalente al 88%) en la Concesión de Explotación “Pampa del Castillo - La Guitarra” (“Pampa del Castillo”) ubicada en la Provincia de Chubut, por un precio de US\$ 33 millones.

Adicionalmente, 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 mencionada, de la cual Petrominera poseía el 12%, hasta el vencimiento de la prórroga aprobada a través de la Ley IX N° 135 de la Provincia del Chubut.

Asimismo, se convino ceder a favor de Capex, luego del vencimiento de la prórroga mencionada, el 25% de la participación de los derechos y obligaciones en la concesión que correspondía a Petrominera durante el período ulterior y que también fuera aprobado en la Ley IX N° 135.

Posteriormente, a través de los Decretos provinciales N° 318/18 y 512/18 publicados en el Boletín Oficial de la Provincia del Chubut con fechas 24 de mayo y 19 de julio de 2018, respectivamente, la Provincia del Chubut autorizó la cesión de los derechos de Enap Sipetrol sobre la Concesión a favor de Capex.

Con fecha 26 de julio de 2018 se publicó la Ley IX N° 143, a través de la cual la Provincia del Chubut aprobó el Convenio de Cesión acordado con fecha 13 de abril de 2018 entre Capex y Petrominera, cuya aprobación fue ratificada por el Poder Ejecutivo de la provincia del Chubut mediante el Decreto N° 570/18 de fecha 30 de julio de 2018.

El 1 de agosto de 2018 se produjo la cesión a favor de la Sociedad de la totalidad de los derechos y obligaciones que Enap Sipetrol poseía sobre la Concesión de explotación hidrocarburífera “Pampa del Castillo”, tomando Capex la operación del área.

El monto total establecido por la participación mencionada en el párrafo anterior ascendió a US\$ 33 millones, el cual fue abonado por anticipado el 31 de julio de 2018 por US\$ 28 millones (equivalente a \$ 772.405 expresado en moneda histórica), reteniendo US\$ 5 millones en concepto de pasivos ambientales contingentes.

Adicionalmente, el 2 de agosto de 2018 Capex abonó a Petrominera US\$ 6,3 millones por la adquisición del 7% de la participación en la Concesión mencionada anteriormente. Consecuentemente, la Sociedad cuenta con el 95% de participación en la Concesión Pampa de Castillo, mientras que el 5% restante le pertenece a Petrominera.

<b>Concesión Pampa de Castillo</b>	
<b>Socios</b>	<b>Participación</b>
Capex S.A.	95 %
Petrominera Chubut SE	5 %

El área abarca una superficie de aproximadamente 121 km<sup>2</sup> y al momento de la adquisición contaba con una producción aproximada de 550 m<sup>3</sup>/día de petróleo (a la fecha de presentación de los presentes estados financieros la producción alcanzó los 730 m<sup>3</sup>/día); 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 las inversiones adicionales.

El 15 de agosto de 2018 se inscribió en la Inspección General de Justicia el contrato de Unión Transitoria de Empresas celebrado entre la Sociedad y Petrominera, el cual establece los lineamientos para la administración y el funcionamiento de la explotación de la concesión.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## Notas a los Estados Financieros Consolidados

### NOTA 39 –ADQUISICION DE NEGOCIOS Y CONCESIONES (Cont.)

#### c) Adquisición de la participación de ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. en la Concesión Hidrocarburífera “Pampa del Castillo - La Guitarra” (Cont.)

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).

A continuación se detalla la conformación del valor de la transacción:

	Monto en miles de US\$	Montos en \$ equivalentes a la fecha de la transacción
Precio pagado a Petrominera	6.270	175.560
Precio pagado a Enap Sipetrol	27.784	772.404
Precio de compra diferido a Enap Sipetrol	5.228	145.339
<b>Precio de compra total</b>	<b>39.282</b>	<b>1.093.303</b>

El siguiente cuadro resume la contraprestación, los valores razonables de los activos identificables adquiridos a la fecha de adquisición (expresado en moneda histórica), los cuales fueron incorporados en los estados financieros de Capex a partir de la toma del control:

	Total \$
Propiedad, planta y equipo (incluye Propiedad minera)	1.065.381
Repuestos y materiales	27.579
<b>Total activos netos identificables</b>	<b>1.092.960</b>
Impuestos	343
<b>Precio de compra total</b>	<b>1.093.303</b>

Los costos relativos a la transacción que incluyeron principalmente honorarios profesionales e impuesto a los sellos, ascendieron a \$ 9.089 (expresado en moneda histórica) y se expusieron en el rubro Gastos de administración.

Los valores razonables correspondientes a los activos del negocio adquirido surgen de evaluaciones efectuadas por la Dirección. De acuerdo con el método de adquisición, el precio de compra fue alocado a los activos adquiridos basados en los valores razonables a la fecha de adquisición. Los valores razonables fueron determinados principalmente en función de los valores de reposición y considerando la vida útil restante de los activos a la fecha de adquisición, y en el caso de Propiedad Minera se estimó el valor razonable considerando los valores presentes a la fecha de adquisición de los flujos de fondos esperados en función de las reservas de las áreas adquiridas.

Como consecuencia de la valuación de la participación de los negocios adquiridos por la Sociedad a valores razonables a la fecha de adquisición, no surgieron diferencias con la contraprestación total abonada.

#### d) 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. A la fecha la Comisión de Pre adjudicación del Concurso se encuentra preparando un dictamen para la Provincia con la evaluación de la oferta y la conveniencia de la adjudicación del permiso de exploración.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



**Notas a los Estados Financieros Consolidados**

**NOTA 40 – PARTICIPACION EN OPERACIONES CONJUNTAS – RESUMEN DE LA SITUACION FINANCIERA**

Los activos y pasivos y las principales magnitudes de resultados, antes del porcentaje de participación, al 30 de abril de 2020 y 2019 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%	
	30.04.2020	30.04.2019	30.04.2020	30.04.2019	30.04.2020	30.04.2019
Activo no corriente (1)	12.140.151	11.185.368	923.983	276.830	4.331.803	1.435.485
Activo corriente	429.191	336.524	199.309	21.851	562.839	302.185
<b>Total activo</b>	<b>12.569.342</b>	<b>11.521.892</b>	<b>1.123.292</b>	<b>298.681</b>	<b>4.894.642</b>	<b>1.737.670</b>
Pasivo corriente	318.504	543.949	202.759	82.928	1.477.565	1.236.081
<b>Total pasivo</b>	<b>318.504</b>	<b>543.949</b>	<b>202.759</b>	<b>82.928</b>	<b>1.477.565</b>	<b>1.236.081</b>
<b>Costos de producción (1)</b>	<b>30.04.2020</b>	<b>30.04.2019</b>	<b>30.04.2020</b>	<b>30.04.2019</b>	<b>30.04.2020</b>	<b>30.04.2019</b>
	<b>(629.696)</b>	<b>(183.684)</b>	<b>(231.294)</b>	<b>(134.948)</b>	<b>(2.870.280)</b>	<b>(2.122.477)</b>

(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 UTE y los Consortios.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



**ANEXO A**  
Al 30 de abril de 2020 y 2019  
**Propiedad, planta y equipo**  
Este anexo es parte de los presentes estados financieros

Concepto	Valores de origen					
	Al inicio del ejercicio	Altas	Obras en curso finalizadas	Bajas	Revalúo técnico	Al cierre del ejercicio
<b>Actividades de explotación de petróleo y gas:</b>						
<b>- Área adquirida y otros estudios</b>						
Agua del Cajón	1.690.354	-	-	-	-	1.690.354
Loma Negra	547.043	-	-	-	-	547.043
La Yesera	163.957	-	-	-	-	163.957
Pampa del Castillo	505.563	-	-	-	-	505.563
Parva Negra Oeste <sup>(1)</sup>	-	378.466	-	-	-	378.466
<b>- Otros estudios</b>						
Agua del Cajón - Exploración	87.202	-	-	-	-	87.202
Agua del Cajón - Sísmica	130.951	-	-	-	-	130.951
Parva Negra Oeste	-	539	-	-	-	539
<b>- Bienes destinados a la extracción de petróleo Agua del Cajón</b>						
Pozos de petróleo y gas	20.354.305	69.983	3.085.720	-	-	23.500.008
Obras en curso	1.476.513	1.980.672	(3.106.751)	-	-	350.434
Bienes asociados a la producción	1.567.714	-	21.031	-	-	1.588.745
Rodados	95.389	9.275	-	-	-	104.664
Gasoducto de abastecimiento	509.751	-	-	-	-	509.751
<b>- Bienes destinados a la producción de petróleo y gas en Loma Negra y La Yesera Río Negro <sup>(1)</sup></b>						
Pozos de petróleo y gas	508.120	1.340	464.715	-	-	974.175
Obras en curso	412.286	333.468	(625.495)	-	-	120.259
Bienes asociados a la producción	69.801	-	160.780	-	-	230.581
<b>- Bienes destinados a la producción de petróleo y gas en Pampa del Castillo Chubut <sup>(1)</sup></b>						
Pozos de petróleo y gas	1.701.464	39.197	2.367.911	-	-	4.108.572
Bienes asociados a la producción	513.731	-	60.533	-	-	574.264
Obras en curso	657.049	2.273.941	(2.428.444)	-	-	502.546
<b>- Bienes para la producción de petróleo y gas en Bella Vista Oeste <sup>(1)</sup></b>						
Pozos de petróleo y gas	-	311.879	324.158	-	-	636.037
Obras en curso	-	430.573	(324.158)	-	-	106.415
<b>- Otros activos tangibles:</b>						
<b>Administración central y administración planta</b>						
Edificios y Terrenos Neuquén	1.131.120	-	-	-	(112.241)	1.018.879
Bienes de administración	162.555	34.758	-	-	-	197.313
<b>Central térmica Agua del Cajón</b>						
CT ADC	27.521.832	-	367.175	-	(3.631.002)	24.258.005
Obras en curso	159.416	340.560	(367.175)	-	-	132.801
<b>Energía eólica</b>						
Obras en curso	445	52.485	-	-	-	52.930
<b>Planta de GLP – Agua del Cajón</b>						
Planta GLP	2.686.624	-	-	-	(26.428)	2.660.196
<b>Parque Eólico Diadema (PED)</b>						
PED	927.844	2.371	-	-	22.328	952.543
<b>Parque Eólico Diadema (PED II)</b>						
PED II	2.148.663	33.945	-	-	-	2.182.608
<b>Planta de Hidrógeno y Oxígeno</b>						
Planta de Hidrógeno y Oxígeno	391.925	(1.271)	-	-	-	390.654
Provisión Planta de Hidrógeno y Oxígeno	(234.381)	-	-	21.274	-	(213.107)
<b>Total al 30 de abril de 2020</b>	<b>65.887.236</b>	<b>6.282.181</b>	<b>-</b>	<b>21.274</b>	<b>(3.747.343)</b>	<b>68.443.348</b>
<b>Total al 30 de abril de 2019</b>	<b>53.843.164</b>	<b>9.642.033</b>	<b>-</b>	<b>(9.205)</b>	<b>2.411.244</b>	<b>65.887.236</b>

(1) Ver Nota 39

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



**ANEXO A**  
Al 30 de abril de 2020 y 2019  
**Propiedad, planta y equipo (Cont.)**  
Este anexo es parte de los presentes estados financieros

Concepto	Valores de origen				Desvalorizaciones <sup>(2)</sup>	Neto resultante al 30.04.2020	Neto resultante al 30.04.2019
	Acumuladas al inicio del ejercicio	Del ejercicio	Revalúo	Acumuladas al cierre del ejercicio			
<b>Actividades de explotación de petróleo y gas:</b>							
<b>- Área adquirida y otros estudios</b>							
Agua del Cajón	960.497	39.198	-	999.695	-	690.659	729.858
Loma Negra	77.892	129.985	-	207.877	-	339.166	469.151
La Yesera	22.069	21.903	-	43.972	-	119.985	141.889
Pampa del Castillo	29.045	52.822	-	81.867	-	423.696	476.519
Parva Negra Oeste <sup>(1)</sup>	-	-	-	-	-	378.466	-
<b>- Otros estudios</b>							
Agua del Cajón - Exploración	70.469	899	-	71.368	-	15.834	16.732
Agua del Cajón - Sísmica	96.743	1.837	-	98.580	-	32.371	34.207
PNO	-	-	-	-	-	539	-
<b>- Bienes destinados a la extracción de petróleo Agua del Cajón</b>							
Pozos de petróleo y gas	10.763.543	1.379.235	-	12.142.778	(1.739.623)	9.617.607	9.590.762
Obras en curso	-	-	-	-	-	350.434	1.476.513
Bienes asociados a la producción	998.820	70.482	-	1.069.302	(73.677)	445.766	568.893
Rodados	31.819	16.337	-	48.156	-	56.508	63.572
Gasoducto de abastecimiento	455.388	7.768	-	463.156	-	46.595	54.362
<b>- Bienes destinados a la producción de petróleo y gas en Loma Negra y La Yesera Río Negro <sup>(1)</sup></b>							
Pozos de petróleo y gas	90.992	202.806	-	293.798	-	680.377	417.127
Obras en curso	-	-	-	-	-	120.259	412.287
Bienes asociados a la producción	14.062	58.545	-	72.607	-	157.974	55.739
<b>- Bienes destinados a la producción de petróleo y gas en Pampa del Castillo Chubut <sup>(1)</sup></b>							
Pozos de petróleo y gas	173.417	622.164	-	795.581	-	3.312.991	1.528.047
Bienes asociados a la producción	67.005	93.945	-	160.950	-	413.314	446.727
Obras en curso	-	-	-	-	-	502.546	657.049
<b>- Bienes para la producción de petróleo y gas en Bella Vista Oeste <sup>(1)</sup></b>							
Pozos de petróleo y gas	-	24.377	-	24.377	-	611.660	-
Obras en curso	-	-	-	-	-	106.415	-
<b>- Otros activos tangibles:</b>							
<b>Administración central y administración planta</b>							
Edificios y Terrenos Neuquén	51.309	2.124	-	53.433	-	965.446	1.079.811
Bienes de administración	133.969	19.273	-	153.242	-	44.071	28.586
<b>Central térmica Agua del Cajón</b>							
CT ADC	15.094.442	860.014	-	15.954.456	-	8.303.549	12.427.390
Obras en curso	-	-	-	-	-	132.801	159.418
<b>Energía eólica</b>							
Obras en curso	-	-	-	-	-	52.930	445
<b>Planta de GLP – Agua del Cajón</b>							
Planta GLP	2.103.409	63.170	-	2.166.579	-	493.617	583.215
<b>Parque Eólico Diadema (PED)</b>							
PED	372.771	43.154	-	415.925	-	536.618	555.071
<b>Parque Eólico Diadema (PED II)</b>							
PED II	-	68.157	-	68.157	-	2.114.451	2.148.661
<b>Planta de Hidrógeno y Oxígeno</b>							
Planta de Hidrógeno y Oxígeno	157.544	20.003	-	177.547	-	213.107	234.381
Provisión Planta de Hidrógeno y Oxígeno	-	-	-	-	-	(213.107)	(234.381)
<b>Total al 30 de abril de 2020</b>	<b>31.765.205</b>	<b>3.798.198</b>	<b>-</b>	<b>35.563.403</b>	<b>(1.813.300)</b>	<b>31.066.645</b>	
<b>Total al 30 de abril de 2019</b>	<b>28.020.095</b>	<b>2.919.125</b>	<b>825.988</b>	<b>31.765.205</b>	<b>-</b>		<b>34.122.031</b>

(1) Ver Nota 39

(2) Ver Nota 28

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



**ANEXO D**

Al 30 de abril de 2020 y 2019

Este anexo es parte de los presentes estados financieros

**OTRAS INVERSIONES**

Cuenta principal y características	Valor registrado al 30.04.2020	Valor registrado al 30.04.2019
	\$	\$
Otras inversiones no corrientes		
En moneda extranjera (Anexo G)		
Inversiones financieras a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		
Títulos públicos	9.103.455	-
<b>Total otras inversiones no corrientes</b>	<b>9.103.455</b>	<b>-</b>
Otras inversiones corrientes		
Efectivo y equivalente de efectivo		
En moneda nacional		
Inversiones financieras a valor razonable con cambios en resultados		
Fondos comunes de inversión	900.478	1.070.605
En moneda extranjera (Anexo G)		
Inversiones financieras a costo amortizado con cambio en resultados		
Cuenta Remunerada	5.911	221.912
Plazos fijos	-	9.209.059
Inversiones financieras a valor razonable con cambio en resultados		
Fondos comunes de inversión	457.711	1.948.219
<b>Total otras inversiones corrientes</b>	<b>1.364.100</b>	<b>12.449.795</b>

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



### ANEXO E

Por los ejercicios iniciados el 1 de mayo de 2019 y 2018 y finalizados el 30 de abril de 2020 y 2019  
Este anexo es parte de los presentes estados financieros

#### PROVISIONES

Rubros	Saldo al inicio del ejercicio	(Recuperos) / Aumentos	Saldo al cierre del ejercicio
	\$	\$	\$
<b>DEDUCIDAS DEL ACTIVO</b>			
<b><u>ACTIVO NO CORRIENTE</u></b>			
Propiedad, planta y equipo			
En moneda nacional			
Para desvalorización de Propiedad, planta y equipo	(234.381)	21.274	(213.107)
Cuentas por cobrar comerciales			
En moneda nacional			
Provisión por pérdidas esperadas	3.824	(1.197)	2.627
<b>Total deducidas del activo</b>	<b>(230.557)</b>	<b>20.077</b>	<b>(210.480)</b>
<b>INCLUIDAS EN EL PASIVO</b>			
<b><u>PASIVO NO CORRIENTE</u></b>			
Provisiones			
En moneda nacional			
Para juicios y multas	3.610	(1.130)	2.480
Total incluidas en el pasivo	3.610	(1.130)	2.480
<b>Total provisiones</b>	<b>(226.947)</b>	<b>18.947</b>	<b>(208.000)</b>

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## ANEXO F

Por los ejercicios iniciados el 1 de mayo de 2019 y 2018 y finalizados el 30 de abril de 2020 y 2019  
Este anexo es parte de los presentes estados financieros

### COSTO DE INGRESOS

	30.04.2020	30.04.2019
	\$	\$
Existencia de inventarios y repuestos y materiales al inicio del ejercicio <sup>(1)</sup>	1.281.240	880.353
Más:		
- Ingresos a almacenes	872.403	1.360.172
- Adquisición crudo de reventa	231.119	228.394
- Costos de producción (Anexo H)	10.040.001	8.506.946
- Bienes de cambio adeudado a terceros	-	12.262
Menos:		
- Consumos	(877.509)	(1.058.845)
Desvalorización de inventarios	(484.343)	-
Existencia de inventarios y repuestos y materiales al cierre del ejercicio <sup>(1)</sup>	(1.666.458)	(1.281.240)
<b>Costo de ventas</b>	<b>9.396.453</b>	<b>8.648.042</b>

<sup>(1)</sup> Se incluyen inventarios y repuestos y materiales netos de anticipos varios.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



**ANEXO G**

Al 30 de abril de 2020 y 2019

Este anexo es parte de los presentes estados financieros

**ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA**

Rubros	30.04.2020				30.04.2019				
	Clase	Monto	Cambio vigente	Monto en \$	Clase	Monto	Cambio vigente	Monto en \$	Monto en \$ reexpresado
<b>ACTIVO</b>									
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>									
Inversiones financieras a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	US\$	136.606	66,64	9.103.455	US\$	-	43,95	-	-
Repuestos y materiales									
Anticipos varios	US\$	602	66,64	40.093	US\$	503	43,95	22.086	32.149
Otras cuentas por cobrar									
Cesión de derechos CAMMESA	US\$	513	66,64	34.215	US\$	-	-	-	-
<b>Total del activo no corriente</b>				<b>9.177.763</b>				<b>22.086</b>	<b>32.149</b>
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>									
Repuestos y materiales									
Anticipos varios	US\$	150	66,64	10.023	US\$	126	43,95	5.522	8.038
Otras cuentas por cobrar									
Anticipos varios	US\$	684	66,64	45.609	US\$	619	43,95	27.197	39.589
Cesión de derechos CAMMESA	US\$	76	66,64	5.054	US\$	704	43,95	30.933	45.027
Recupero	US\$	2.647	66,64	176.372	US\$	-	43,95	-	-
Diversos	US\$	174	66,64	11.594	US\$	-	43,95	-	-
Cuentas por cobrar comerciales									
Créditos Soc. Art. 33 – Ley 19.550	US\$	140	66,64	9.309	US\$	132	43,95	5.795	8.435
Por venta de energía	US\$	1	66,64	87	US\$	18.767	43,95	824.825	1.200.640
Por venta de petróleo y otros	US\$	4.274	66,64	284.789	US\$	20.102	43,95	883.484	1.286.025
Efectivo y equivalente de efectivo									
Caja	US\$	5	66,64	308	US\$	4	43,95	197	287
Caja	€	4	72,88	260	€	3	49,26	127	185
Bancos	US\$	29.254	66,64	1.949.489	US\$	3.310	43,95	145.482	211.768
Inversiones financieras a valor razonable	US\$	6.868	66,64	457.711	US\$	30.453	43,95	1.338.403	1.948.219
Inversiones financieras a costo amortizado	US\$	89	66,64	5.911	US\$	147.417	43,95	6.478.965	9.430.971
<b>Total del activo corriente</b>				<b>2.956.516</b>				<b>9.740.930</b>	<b>14.179.184</b>
<b>Total del activo</b>				<b>12.134.279</b>				<b>9.763.016</b>	<b>14.211.333</b>
<b>PASIVO</b>									
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>									
Cuentas por pagar comerciales									
Proveedores	US\$	5.867	66,84	392.166	US\$	5.867	44,15	259.038	377.063
Provisiones varias	US\$	16.637	66,84	1.111.986	US\$	13.007	44,15	574.270	835.924
Deudas por arrendamiento	US\$	2.063	66,84	137.890	US\$	-	-	-	-
Deudas financieras									
Bancarias	US\$	787	66,84	52.606	US\$	1.600	44,15	70.640	102.826
Obligaciones Negociables	US\$	300.000	66,84	20.052.000	US\$	300.000	44,15	13.245.000	19.279.810
<b>Total del pasivo no corriente</b>				<b>21.746.648</b>				<b>14.148.948</b>	<b>20.595.623</b>
<b>PASIVO CORRIENTE</b>									
Cuentas por pagar comerciales									
Proveedores	US\$	23.729	66,84	1.586.028	US\$	21.790	44,15	962.031	1.400.361
Provisiones varias	US\$	997	66,84	66.645	US\$	9.615	44,15	424.484	617.891
Deudas por arrendamiento	US\$	1.504	66,84	100.522	US\$	-	44,15	-	-
Deudas financieras									
Bancarias	US\$	9.816	66,84	656.089	US\$	808	44,15	35.659	51.906
Obligaciones Negociables	US\$	9.510	66,84	635.676	US\$	9.510	44,15	419.885	611.197
<b>Total del pasivo corriente</b>				<b>3.044.960</b>				<b>1.842.059</b>	<b>2.681.355</b>
<b>Total del pasivo</b>				<b>24.791.608</b>				<b>15.991.007</b>	<b>23.276.978</b>

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

ANEXO H

**INFORMACION REQUERIDA POR EL ART. 64, INC. B) DE LA LEY N° 19550**

por los ejercicios iniciados el 1 de mayo de 2019 y 2018, y finalizados el 30 de abril de 2020 y 2019

Este anexo es parte de los presentes estados financieros

Concepto	30.04.2020					30.04.2019				
	Costos de producción	Gastos de comercialización	Gastos de administración	Gastos preoperativos	Total	Costos de producción	Gastos de comercialización	Gastos de administración	Gastos preoperativos	Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Honorarios y otras retribuciones	64.555	-	82.157	2.919	149.631	94.606	-	49.151	7.141	150.898
Sueldos y cargas sociales	1.286.648	-	364.441	-	1.651.089	1.089.190	-	341.603	-	1.430.793
Materiales, repuestos y otros	611.809	-	132	-	611.941	470.547	-	52	-	470.599
Operación, mantenimiento y reparaciones	1.593.587	-	71.559	-	1.665.146	1.276.072	-	75.091	-	1.351.163
Combustibles, lubricantes y fluidos	683.652	-	-	-	683.652	516.939	-	-	-	516.939
Transporte, fletes y estudios	141.568	-	5.013	-	146.581	114.197	-	6.259	-	120.456
Depreciación propiedad, planta y equipo	3.776.802	-	21.396	-	3.798.198	2.902.642	-	16.483	-	2.919.125
Depreciación Derechos de uso	14.688	-	46.172	-	60.860	-	-	-	-	-
Gastos de oficina, movilidad y representación	45.712	-	26.676	588	72.976	25.129	-	29.510	1.199	55.838
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	229.908	-	49.474	57	279.439	141.762	-	71.829	130	213.721
Adquisición energía a CAMMESA	569	-	-	-	569	170	-	-	-	170
Gastos de transporte de gas	74.831	-	-	-	74.831	74.415	-	-	-	74.415
Adquisición gas de terceros	1.515.672	-	-	-	1.515.672	1.801.277	-	-	-	1.801.277
Regalías	-	1.540.127	-	-	1.540.127	-	1.689.709	-	-	1.689.709
Gastos de transporte y despachos de energía	-	183.700	-	-	183.700	-	148.573	-	-	148.573
Derechos de exportaciones	-	421.766	-	-	421.766	-	451.944	-	-	451.944
Impuesto sobre los ingresos brutos	-	434.242	-	-	434.242	-	459.877	-	-	459.877
Comisiones y otros	-	6.000	-	665	6.665	-	14.255	-	-	14.255
Gastos bancarios	-	-	234.910	-	234.910	-	-	201.927	7.453	209.380
<b>Total</b>	<b>10.040.001</b>	<b>2.585.835</b>	<b>901.930</b>	<b>4.229</b>	<b>13.531.995</b>	<b>8.506.946</b>	<b>2.764.358</b>	<b>791.905</b>	<b>15.923</b>	<b>12.079.132</b>

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli





## RESEÑA INFORMATIVA

### REFERIDA A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

#### DE CAPEX S.A. AL 30 DE ABRIL DE 2020

(cifras expresadas en miles de pesos)

**a) Consideraciones acerca de los resultados integrales y la situación financiera consolidada al 30 de abril de 2020 (información no cubierta por el informe de los auditores sobre los estados financieros consolidados)**

#### Estados de resultados integrales consolidados

	<b>30/04/2020</b>	<b>30/04/2019</b>	<b>Variación</b>	
Ingresos	17.580.804	19.959.323	(2.378.519)	-11,9%
Costo de ingresos	(9.396.453)	(8.648.042)	(748.411)	8,7%
<b>Resultado bruto</b>	<b>8.184.351</b>	<b>11.311.281</b>	<b>(3.126.930)</b>	<b>-27,6%</b>
Gastos preoperativos	(4.229)	(15.923)	11.694	-73,4%
Gastos de comercialización	(2.585.835)	(2.764.358)	178.523	-6,5%
Gastos de administración	(901.930)	(791.905)	(110.025)	13,9%
Otros egresos operativos netos	(2.249.773)	(6.349)	(2.243.424)	35335,1%
<b>Resultado operativo</b>	<b>2.442.584</b>	<b>7.732.746</b>	<b>(5.290.162)</b>	<b>-68,4%</b>
Ingresos financieros	5.973.054	8.398.766	(2.425.712)	-28,9%
Costos financieros	(11.281.850)	(16.516.202)	5.234.352	-31,7%
Otros resultados financieros	21.770	543	21.227	3909,2%
Otros resultados financieros RECPAM	2.793.670	2.888.191	(94.521)	-3,3%
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>(50.772)</b>	<b>2.504.044</b>	<b>(2.554.816)</b>	<b>-102,0%</b>
Impuesto a las ganancias	989.693	(474.882)	1.464.575	-308,4%
<b>Resultado neto</b>	<b>938.921</b>	<b>2.029.162</b>	<b>(1.090.241)</b>	<b>-53,7%</b>
<b>Otros resultados integrales</b>				
Con imputación futura a resultados	84.422	-	84.422	100,0%
Sin imputación futura a resultados	(2.812.516)	1.170.763	(3.983.279)	-340,2%
<b>Resultado integral del ejercicio</b>	<b>(1.789.173)</b>	<b>3.199.925</b>	<b>(4.989.098)</b>	<b>-155,9%</b>

A los efectos de analizar las variaciones, deberá tenerse en cuenta que los saldos al 30 de abril de 2019 que se exponen a continuación surgen de reexpresar los importes de los saldos a dicha fecha en moneda homogénea del 30 de abril de 2020, siguiendo los lineamientos detallados en la Nota 3 de los estados financieros consolidados al 30 de abril de 2020.

La evolución comparativa de los resultados al 30 de abril de 2020 con respecto al 30 de abril de 2019, fue la siguiente:

- El resultado bruto ascendió a \$ 8.184.351 (ganancia) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020, representando un 46,6% de las ventas, en comparación con los \$ 11.311.281 (ganancia) o 56,7% de las ventas al 30 de abril de 2019. El resultado bruto disminuyó en un 27,6%.
- El resultado operativo en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 ascendió a \$ 2.442.584 (ganancia) en comparación con \$ 7.732.746 (ganancia) del ejercicio anterior, representando una disminución del 68,4%. El segmento de energía eléctrica se vio afectado por una menor generación, producto de los mantenimientos programados durante el ejercicio y la posterior rotura de un transformador de la turbina de vapor 7 que obligó, desde el mes de enero 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 SRRME 01/19 entre mayo 2019 y enero 2020 que disminuyó la tarifa en dólar y la Res 31/20 desde febrero de 2020 que pesificó la tarifa de energía. El resultado operativo también se vio afectado por 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 y las declaraciones de costos de gas efectuadas por

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli



Capex y, en el caso del petróleo, los precios en el mercado local se vieron afectados por los diferentes decretos que fijaron precios y tipos de cambio desde agosto de 2019. Adicionalmente, en el ejercicio la Sociedad ha registrado desvalorizaciones de los activos de Propiedad, planta y equipo relacionados con el segmento de petróleo y gas y del stock de petróleo debido a que su valor neto de realización fue inferior a su costo de producción al 30 de abril de 2020.

- El resultado neto ascendió a \$ 938.921 (ganancia) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 en comparación con los \$ 2.029.162 (ganancia) del ejercicio anterior. Esto surge como consecuencia del resultado fiscal pérdida del presente ejercicio en contraposición de un resultado fiscal ganancia del ejercicio anterior
- Los otros resultados integrales sin imputación futura a resultados, los cuales impactan en la reserva por revaluación de activos, estando expresada en valores reales, ascendieron a \$ 2.812.516 (pérdida), como consecuencia del efecto 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, compensado parcialmente por la revaluación efectuada de estos bienes al 30 de abril de 2020. Al 30 de abril de 2019 ascendieron a \$ 1.170.763 (ganancia) como consecuencia de la revaluación de ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo registrada en el ejercicio finalizado a dicha fecha. Adicionalmente se registraron en los otros resultados integrales con imputación futura a resultados, lo que impactan en la reserva por inversiones a valor razonable, \$ 84.422 (ganancia) al 30 de abril de 2020.
- El resultado integral ascendió a \$ 1.789.173 (pérdida) en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 en comparación con \$ 3.199.925 (ganancia) del ejercicio anterior, representando una disminución del 155,9%.

### Ingresos

Producto	30/04/2020	30/04/2019	Variación	
<b>Energía</b>				
Energía CT ADC <sup>(1)</sup>	7.566.871	11.234.800	(3.667.929)	-32,6%
Energía eólica	381.797	209.554	172.243	82,2%
<b>Servicio de fasón de energía eléctrica</b>	24.704	17.367	7.337	42,2%
<b>Gas</b>	290.359	-	290.359	100,0%
<b>Gas Programa estímulo</b>	1.386.679	1.128.367	258.312	22,9%
<b>Petróleo</b>	7.281.122	6.395.763	885.359	13,8%
<b>Propano</b>	352.855	538.933	(186.078)	-34,5%
<b>Butano</b>	193.446	321.129	(127.683)	-39,8%
<b>Oxígeno</b>	6.995	7.839	(844)	-10,8%
<b>Servicios</b>	95.976	105.571	(9.595)	-9,1%
<b>Total</b>	<b>17.580.804</b>	<b>19.959.323</b>	<b>(2.378.519)</b>	<b>-11,9%</b>

<sup>(1)</sup> Al 30 de abril de 2020 y 2019 incluye 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. Asimismo, a partir de noviembre de 2018 se incluye en este rubro el gas adquirido a terceros y consumido en la CT ADC.

Los ingresos por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 disminuyeron un 11,9% con respecto del 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 \$ 3.667.929, representando una disminución del 32,6%, pasando de \$ 11.234.800 al 30 de abril de 2019 a \$ 7.566.871 al 30 de abril de 2020. Estos ingresos están asociados a la remuneración por la generación de energía y a la remuneración reconocida por CAMMESA en concepto de gas consumido.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli



Los ingresos asociados a la remuneración por la generación de energía disminuyeron en un 33,6%. Esta variación se debió principalmente a: i) una disminución de la generación en un 25,0% debido fundamentalmente a las tareas de mantenimientos programadas realizadas en una turbina de ciclo abierto y en la turbina de ciclo combinado en los meses de septiembre y noviembre de 2019, respectivamente, y a la imposibilidad de operar a ciclo combinado producto de la rotura del transformador de la TV7 a fines de enero de 2020, y ii) una disminución del 11,2% del precio de venta promedio registrado sobre los GW vendidos, pasando de \$/GWh 1.123,6 promedio durante el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2019 a \$/GWh 997,3 promedio en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020.

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. Desde el mes de enero de 2020 la CT ADC opera a ciclo abierto con la consiguiente disminución de la generación de energía; se estima concluir con la reparación y comenzar a operar a ciclo combinado a inicios del mes de agosto de 2020.

La Res SRRME 1/2019, vigente entre marzo 2019 y enero 2020, estableció menores valores de energía y potencia en dólares a los vigentes hasta febrero de 2019. La mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación no logró compensar este efecto. Adicionalmente, la Res SE 31/2020 vigente desde febrero de 2020 pesificó las tarifas de energía y potencia, estableciendo un mecanismo de ajuste por inflación que a la fecha se encuentra suspendido.

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, La Yesera y el adquirido a terceros disminuyeron un 31,7%, debido a la disminución del valor del gas reconocido a Capex por millón de btu, el cual disminuyó de un promedio anual de US\$ 3,72 al 30 de abril de 2019 a un promedio anual de US\$ 2,15 al 30 de abril de 2020, 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 y las declaraciones de costos de gas efectuadas por Capex. La mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación y el mayor volumen de gas remunerado (4,8%) producto del volumen adquirido a terceros a partir de noviembre de 2018, no lograron compensar el efecto en el precio.

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 12,1% debido a la menor extracción y a que parte del mismo fue destinado a su venta por razones de mercado.

Los ingresos de energía eólica medidas en pesos aumentaron en \$ 172.243, representando un incremento del 82,2%, pasando de \$ 209.554 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2019 a \$ 381.797 por el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020. Este incremento se debió a la puesta en marcha del parque eólico 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 80,3 y 27,9 al 30 de abril de 2020 y 2019, respectivamente. El precio promedio de ventas fue de \$ 4.755,0 y \$ 7.510,9 al 30 de abril de 2020 y 2019, respectivamente, esto se debe a que los precios por MWh acordados en los contratos de venta 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 volvieron a despachar energía eléctrica al sistema.

b) Servicio de fason de energía eléctrica:

Los servicios de fason para la generación de energía eléctrica con gas natural e hidrógeno medidas en pesos aumentaron en \$ 7.337, representando un incremento del 42,2%, pasando de \$ 17.367 al 30 de abril de 2019 a \$ 24.704 al 30 de abril de 2020. Este incremento se produce por el aumento del 38,7% en el volumen vendido durante el ejercicio

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



finalizado el 30 de abril de 2020, debido a que en el ejercicio anterior se llevaron a cabo los trabajos de mantenimiento programados en la planta en los meses de julio, agosto y septiembre de 2018.

c) Gas:

La producción de gas disminuyó un 2,1%, pasando de 581.587 miles de m<sup>3</sup> al 30 de abril de 2019 a 569.284 miles de m<sup>3</sup> al 30 de abril de 2020. Capex viene sosteniendo el nivel de producción de gas mediante las inversiones efectuadas, incentivadas principalmente por los programas estímulos. 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, se incrementó en un 76,9%, pasando de un promedio de 147 mil m<sup>3</sup>/día al 30 de abril de 2019 a un promedio de 261 mil m<sup>3</sup>/día al 30 de abril de 2020.

Al 30 de abril de 2020 Capex ha utilizado el 97% 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, destinando el resto a su venta. 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 2020 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 – septiembre 2019 por un monto aproximado de \$ 1.637,1 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 \$ 1.386.679 y \$ 1.128.367 al 30 de abril de 2020 y 2019, respectivamente.

En el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020 Capex vendió \$ 290.359 correspondiente a la entrega de 49.251 miles de m<sup>3</sup> proveniente de las áreas Agua del Cajón y Loma Negra, a un precio promedio de US\$/ m<sup>3</sup> 0,10912 (o US\$ 3,0 millón de btu).

d) Petróleo:

Los ingresos de petróleo aumentaron en \$ 885.359, representando un aumento del 13,8%. Los ingresos en pesos en el mercado externo aumentaron un 29,1% en tanto que los ingresos locales en pesos disminuyeron un 12,9%.

El incremento de los ingresos en el mercado externo de \$ 1.184.945 proviene de las exportaciones de crudo proveniente de la producción del área Pampa del Castillo – La Guitarra en la Provincia de Chubut (incorporada a partir de agosto de 2018), con un aumento del 28,3% en el volumen exportado, pasando de 155.731 m<sup>3</sup> (979.516 bbl) al 30 de abril de 2019 a 199.773 m<sup>3</sup> (1.256.533 bbl) al 30 de abril de 2020. Con respecto a los precios internacionales, no hubo variación significativa en los promedios anuales en dólares de ambos ejercicios.

Las ventas locales disminuyeron un 12,9% pasando de \$ 2.326.112 al 30 de abril de 2019 a \$ 2.026.526 al 30 de abril de 2020 producto de una baja del 13,2% en el precio promedio en pesos, como consecuencia de la disminución del precio promedio en dólares acordado entre las partes y por aplicación del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 566/19 de fecha 15 de agosto de 2019 que fijó el precio de referencia del petróleo crudo BRENT en US\$/bbl 59. El decreto también estableció un tipo de cambio de referencia que afectó el precio promedio medido en pesos y tuvo una vigencia de 90 días contados a partir del 16 de agosto de 2019. Las unidades vendidas en el mercado local se mantuvieron constantes en 95 mil m<sup>3</sup>, aproximadamente.

La producción de petróleo aumentó un 48,8%, pasando de 223.685 m<sup>3</sup> al 30 de abril de 2019 a 332.937 m<sup>3</sup> al 30 de abril de 2020, debido a los resultados obtenidos en la estimulación de algunos pozos, al incremento del 36,9% de la producción proveniente de las concesiones en las áreas Loma Negra y La Yesera en la Provincia de Río Negro y en mayor medida, al incremento del 61,6% de la producción de petróleo proveniente de la concesión del área Pampa del Castillo – La Guitarra en la Provincia de Chubut, con un promedio aproximado de 695 m<sup>3</sup> día en el ejercicio finalizado el 30 de abril de 2020. Cabe aclarar, que el área Pampa del Castillo inició sus operaciones el 1 de agosto de 2018. Adicionalmente, a partir del 1 de febrero de 2020 se incorpora la producción de Bella Vista Oeste en la Provincia de Chubut, con una producción de 113 m<sup>3</sup> día.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



e) Propano, butano y gasolina:

- Las ventas de propano disminuyeron en \$ 186.078 ó 34,5%, pasando de \$ 538.933 al 30 de abril de 2019 a \$ 352.855 al 30 de abril de 2020, incluyendo los ingresos del "Programa Propano Sur".

La disminución de las ventas es consecuencia de la disminución en el precio promedio de venta y a la disminución en el volumen vendido. El precio de venta se redujo en términos reales un 30,2% pasando de \$promedio/tn 26.142,8 al 30 de abril de 2019 a \$promedio/tn 18.235,7 al 30 de abril de 2020, como consecuencia de los menores precios internacionales, compensado parcialmente con la mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación. El volumen vendido disminuyó en 1.265,3 tn, es decir un 6,1%.

- Las ventas de butano disminuyeron en \$ 127.683 ó 39,8%, pasando de \$ 321.129 al 30 de abril de 2019 a \$ 193.446 al 30 de abril de 2020. Dicha disminución se debió a una baja del precio promedio en pesos de venta en un 35,9%, pasando de \$promedio/tn 23.539,7 al 30 de abril de 2019 a \$promedio/tn 15.093,2 al 30 de abril de 2020, como consecuencia de la disminución de los precios internacionales compensado parcialmente con la mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación. El volumen vendido tuvo una disminución de 825 tn, es decir un 6%.
- No se han registrado ventas de gasolina al 30 de abril de 2020 y 2019 debido a que la producción de 24.849 m<sup>3</sup> y 27.333 m<sup>3</sup>, respectivamente, fueron blendeadas y vendidas con el petróleo por razones de mercado.

f) Oxígeno:

Hychico vendió 107.211 m<sup>3</sup> y 126.175 m<sup>3</sup> de oxígeno por un total de \$ 6.995 y \$ 7.839 en los ejercicios finalizados el 30 de abril de 2020 y 2019, respectivamente. Esta disminución en las ventas se debe fundamentalmente por una disminución del volumen vendido del 15,0% producto de las reparaciones efectuadas en la Planta de hidrógeno y oxígeno en los meses de agosto y septiembre de 2019.

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**

	<b>30/04/2020</b>	<b>30/04/2019</b>	<b>Variación</b>	
Honorarios y otras retribuciones	(64.555)	(94.606)	30.051	-31,8%
Sueldos y cargas sociales	(1.286.648)	(1.089.190)	(197.458)	18,1%
Materiales, repuestos y otros	(611.809)	(470.547)	(141.262)	30,0%
Operación, mantenimiento y reparaciones	(1.593.587)	(1.276.072)	(317.515)	24,9%
Combustibles, lubricantes y fluidos	(683.652)	(516.939)	(166.713)	32,3%
Transporte, fletes y estudios	(141.568)	(114.197)	(27.371)	24,0%
Depreciación propiedad, planta y equipo	(3.776.802)	(2.902.642)	(874.160)	30,1%
Depreciación derechos de uso	(14.688)	-	(14.688)	100,0%
Gastos de oficina, movilidad y representación	(45.712)	(25.129)	(20.583)	81,9%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	(229.908)	(141.762)	(88.146)	62,2%
Adquisición energía a CAMMESA	(569)	(170)	(399)	234,7%
Gastos de transporte de gas	(74.831)	(74.415)	(416)	0,6%
Adquisición de gas de terceros	(1.515.672)	(1.801.277)	285.605	-15,9%
Adquisición de petróleo	(231.119)	(228.394)	(2.725)	1,2%
Costo de producción de existencias	874.667	87.298	787.369	901,9%
<b>Costo de ingresos</b>	<b>(9.396.453)</b>	<b>(8.648.042)</b>	<b>(748.411)</b>	<b>8,7%</b>

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli



El costo de ingresos al 30 de abril de 2020 ascendió a \$ 9.396.453 (53,4% sobre los ingresos), mientras que en al 30 de abril de 2019 ascendió a \$ 8.648.042 (43,3% sobre los ingresos).

El aumento del 8,7% en el costo de ingresos fue generado principalmente por:

- un incremento de los costos laborales por \$ 197.458, fundamentalmente como resultado de la incorporación de personal para llevar adelante la operación de las áreas Pampa del Castillo – La Guitarra a partir del 1 de agosto de 2018 y Bella Vista Oeste a partir del 1 de febrero de 2020.
- un incremento de costos de Materiales, repuestos y otros por \$ 141.262 y de los costos de operación, mantenimiento y reparaciones por \$ 317.515, como consecuencia del aumento en la actividad generado por la incorporación de las áreas Bella Vista Oeste y Pampa del Castillo – La Guitarra y el incremento de los componentes de las tarifas de los servicios en moneda extranjera a lo largo del ejercicio con respecto a la evolución de la inflación,
- un incremento de los costos de combustibles, lubricantes y fluidos por \$ 166.713, como consecuencia del aumento en la actividad en los yacimientos, el incremento en los precios y el incremento en la tarifa del fondo fiduciario para consumos residenciales de gas relacionado con la producción de GLP, superiores a la evolución de la inflación,
- un incremento en la depreciación por \$ 874.160 de los bienes de Propiedad, planta y equipo, debido a las nuevas inversiones realizadas en las áreas y al efecto de las inversiones realizadas en la UTE Pampa del Castillo – La Guitarra y en el área Bella Vista Oeste desde su incorporación en el mes de agosto de 2018 y febrero 2020, respectivamente, y
- un incremento de los impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros por \$ 88.146, como consecuencia del aumento en el costo de cobertura de los seguros, al incremento en los costos relacionados con el área Pampa del Castillo – La Guitarra y a los costos relacionados con la incorporación de las áreas Bella Vista Oeste.

Todo ello se compensó parcialmente por una disminución en la adquisición de gas por \$ 285.605, debido a una menor cantidad de gas adicional de terceros adquirido para la generación de energía, como consecuencia de la menor generación de la CT ADC. Estas adquisiciones dejaron de realizarse a partir de enero de 2020.

El costo de producción de existencias corresponde a los costos de producción asignables a la existencia final que no fueron realizados durante el ejercicio. Cabe destacar que la Sociedad registró una desvalorización del stock de petróleo por \$ 484.343 debido a que al 30 de abril de 2020 el valor de realización fue inferior al costo de producción; dicha desvalorización se imputó en la línea Otros egresos operativos, netos, en virtud a lo mencionado en nota 1.2 de los estados financieros consolidados.

### **Gastos preoperativos**

Los gastos preoperativos corresponden a los honorarios profesionales, gastos, comisiones e impuestos bancarios, entre otros, relacionados con la construcción del Parque Eólico Diadema II.

### **Gastos de comercialización**

	<b>30/04/2020</b>	<b>30/04/2019</b>	<b>Variación</b>	
Regalías	(1.540.127)	(1.689.709)	149.582	-8,9%
Gastos de transporte y despacho de energía	(183.700)	(148.573)	(35.127)	23,6%
Derechos de exportaciones	(421.766)	(451.944)	30.178	-6,7%
Impuesto sobre los ingresos brutos	(434.242)	(459.877)	25.635	-5,6%
Comisiones y otros	(6.000)	(14.255)	8.255	-57,9%
<b>Gastos de comercialización</b>	<b>(2.585.835)</b>	<b>(2.764.358)</b>	<b>178.523</b>	<b>-6,5%</b>

Los gastos de comercialización fueron de \$ 2.585.835 al 30 de abril de 2020, representando un 14,7% sobre los ingresos, mientras que al 30 de abril de 2019 ascendieron a \$ 2.764.358, representando un 13,8% sobre los ingresos.

La disminución del 6,5% se debió principalmente a la disminución de:

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli



- a) las regalías asociadas con el gas por: i) la disminución de la producción y ii) la disminución del precio, compensado con la mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación;
- b) la disminución del impuesto sobre los ingresos brutos como consecuencia de la menor facturación compensado por el pago de una diferencia de alícuota del impuesto correspondiente al año 2018; y
- c) los menores derechos de exportación abonados como consecuencia de las diferentes regulaciones aplicables durante el ejercicio.

Esta disminución se compensó con las mayores regalías asociadas con el petróleo originada por el incremento en la producción debido a la incorporación de las áreas Pampa del Castillo – La Guitarra a partir del 1 de agosto de 2018 y Bella Vista Oeste a partir del 1 de febrero de 2020

### **Gastos de administración**

	<b>30/04/2020</b>	<b>30/04/2019</b>	<b>Variación</b>	
Honorarios y otras retribuciones	(82.157)	(49.151)	(33.006)	67,2%
Sueldos y cargas sociales	(364.441)	(341.603)	(22.838)	6,7%
Materiales, repuestos y otros	(132)	(52)	(80)	153,8%
Operación, mantenimiento y reparaciones	(71.559)	(75.091)	3.532	-4,7%
Transporte, fletes y estudios	(5.012)	(6.259)	1.247	-19,9%
Depreciación propiedad, planta y equipo	(21.397)	(16.483)	(4.914)	29,8%
Depreciación derechos de uso	(46.172)	-	(46.172)	100,0%
Gastos de oficina, movilidad y representación	(26.676)	(29.510)	2.834	-9,6%
Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros	(49.474)	(71.829)	22.355	-31,1%
Gastos bancarios	(234.910)	(201.927)	(32.983)	16,3%
<b>Gastos de administración</b>	<b>(901.930)</b>	<b>(791.905)</b>	<b>(110.025)</b>	<b>13,9%</b>

Los gastos de administración fueron de \$ 901.930 al 30 de abril de 2020, representando un 5,1% sobre los ingresos, mientras que al 30 de abril de 2019 fueron de \$ 791.905, representando un 4,0%. El incremento fue de \$ 110.025, representando un 13,9%. Este incremento es consecuencia principalmente de: i) los gastos bancarios como consecuencia del mayor impuesto al débito y crédito bancario dadas las mayores erogaciones realizadas en el rubro Propiedad, planta y equipo; ii) el incremento de los costos laborales como resultado de la incorporación de personal, iii) incremento en la depreciación de derechos de uso de aquellos activos relacionados con contratos de arrendamiento de acuerdo a NIIF 16 y iv) la provisión de honorarios de los directores, compensados con una disminución en los alquileres contenidos en el rubro Impuestos, tasas, contribuciones, alquileres y seguros. Los honorarios de los directores por \$ 14.500 se encuentran sujetos a la aprobación de la Asamblea de Accionistas que apruebe los presentes estados financieros.

### **Otros egresos operativos netos**

	<b>30/04/2020</b>	<b>30/04/2019</b>	<b>Variación</b>	
Desvalorización de Propiedad, planta y equipo	(1.813.300)	-	(1.813.300)	100,0%
Desvalorización de inventarios	(484.343)	-	(484.343)	100,0%
Ingresos por servicios de cargos administrativos indirectos – Consorcios y UTE	37.962	33.689	4.273	12,7%
Derecho de exclusividad	-	(32.133)	32.133	-100,0%
Gravámenes no computables	-	(2.745)	2.745	-100,0%
Diversos	9.908	(5.160)	15.068	292,0%
<b>Otros egresos operativos netos</b>	<b>(2.249.773)</b>	<b>(6.349)</b>	<b>(2.243.424)</b>	<b>35335,1%</b>

Los otros egresos operativos netos al 30 de abril de 2020 fueron por \$ 2.249.773, en tanto que al 30 de abril de 2019 arrojó un saldo de \$ 6.349.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli





La desvalorización del rubro Propiedad, planta y equipo por \$ 1.813.300 al 30 de abril de 2020 corresponde al reconocimiento de un menor valor de los activos de explotación en el segmento de petróleo y gas del área Agua del Cajón. Ver Notas 3.6 y 5 de los estados financieros consolidados

La desvalorización de inventarios por \$ 484.343 al 30 de abril de 2020 es consecuencia de que el valor neto realizable del stock de petróleo al 30 de abril de 2020 fue inferior al costo de producción. Ver Notas 3.6 y 5 de los estados financieros consolidados

### **Resultados financieros**

	<b>30/04/2020</b>	<b>30/04/2019</b>	<b>Variación</b>	
Ingresos financieros	5.973.054	8.398.766	(2.425.712)	-28,9%
Costos financieros	(11.281.850)	(16.516.202)	5.234.352	-31,7%
Otros resultados financieros	21.770	543	21.227	3909,1%
Otros resultados financieros RECPAM	2.793.670	2.888.191	(94.521)	-3,3%
<b>Resultados financieros</b>	<b>(2.493.356)</b>	<b>(5.228.702)</b>	<b>(2.735.346)</b>	<b>-52,3%</b>

#### **a) Ingresos financieros**

	<b>30/04/2020</b>	<b>30/04/2019</b>	<b>Variación</b>	
Diferencia de cambio	5.231.804	7.784.521	(2.552.717)	-32,8%
Intereses y otros	753.759	612.337	141.422	23,1%
Devengamiento de intereses de créditos	(12.509)	1.908	(14.417)	-755,6%
<b>Ingresos financieros</b>	<b>5.973.054</b>	<b>8.398.766</b>	<b>(2.425.712)</b>	<b>-28,9%</b>

Los ingresos financieros al 30 de abril de 2020 arrojaron un saldo de \$ 5.973.054, mientras que al 30 de abril de 2019 fueron de \$ 8.398.766, representando una disminución del 28,9%. Las principales causas de la disminución de \$ 2.425.712 fueron:

- Las menores ganancias por la diferencia de cambio debido a la variación, a valores nominales, de la cotización del dólar estadounidense respecto del peso, el cual entre mayo 2019 y abril 2020 tuvo un incremento del 51% mientras que, entre mayo 2018 y abril 2019 el incremento fue del 115%, a pesar de la mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación. El Grupo posee el 76,7% de sus activos financieros en dólares estadounidenses.
- La variación en el devengamiento de intereses de créditos corresponde, principalmente, al descuento de los créditos impositivos de E G WIND compensado por el resultado generado por la actualización del valor de los créditos a largo plazo de Hychico.

Todo ello se compensó parcialmente por la variación de los intereses y otros resultados devengados que corresponden principalmente al resultado generado por las inversiones en fondos comunes de inversión y la tenencia de títulos. Asimismo, se incluyen los intereses por mora por el retraso de los pagos por parte de CAMESA.

#### **b) Costos financieros**

	<b>30/04/2020</b>	<b>30/04/2019</b>	<b>Variación</b>	
Diferencia de cambio	(9.601.837)	(14.794.468)	5.192.631	-35,1%
Intereses y otros	(1.661.209)	(1.678.505)	17.296	-1,0%
Devengamiento de intereses de créditos y deudas	(18.804)	(43.229)	24.425	-56,5%
<b>Costos financieros</b>	<b>(11.281.850)</b>	<b>(16.516.202)</b>	<b>5.234.352</b>	<b>-31,7%</b>

Los costos financieros al 30 de abril de 2020 arrojaron un saldo negativo de \$ 11.281.850, mientras que al 30 de abril de 2019 fueron negativos por \$ 16.516.202, representando una disminución en los costos del 31,7%. Las principales causas de la variación de \$ 5.234.352 fueron:

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
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 2019 y abril 2020 tuvo un incremento del 51% mientras que, entre mayo 2018 y abril 2019 el incremento fue del 115%, a pesar de la mayor evolución de la cotización del dólar estadounidense respecto de la evolución de la inflación. El Grupo posee el 96,7% de su deuda financiera 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.
  - 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 2020 el capital adeudado asciende a US\$ 1,6 millones.
  - Préstamo financiero por US\$ 9 millones con el BBVA con vencimiento 1 de junio de 2020 a una TNA del 4,8%.
- los intereses y otros resultados devengados corresponden, principalmente, al devengamiento de los intereses por las Obligaciones Negociables, por el préstamo con el CII y por el préstamo financiero con el BBVA. La disminución se debe al menor capital adeudado del préstamo con el CII y a la menor evolución de la cotización del dólar respecto del peso
  - una disminución en el devengamiento de intereses de créditos y deudas generado por la actualización del valor de la provisión por abandono de pozos y de la deuda comercial que E G WIND tiene con el proveedor ENERCON.

#### **Otros resultados financieros RECPAM**

	30/04/2020	30/04/2019	Variación	
<b>Otros resultados financieros RECPAM</b>	2.793.670	2.888.191	(94.521)	-3,3%

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

#### **Impuesto a las ganancias**

	30/04/2020	30/04/2019	Variación	
<b>Impuesto a las ganancias</b>	989.693	(474.882)	1.464.575	-308,4%

El resultado por el impuesto a las ganancias al 30 de abril de 2020 disminuyó \$ 1.464.575 pasando de un saldo negativo de \$ 474.882 a un saldo positivo de \$ 989.693, como consecuencia del resultado fiscal pérdida del presente ejercicio en contraposición a un resultado fiscal ganancia del ejercicio anterior, el cómputo de las mayores amortizaciones como consecuencia de la opción del Revalúo Fiscal realizada por Capex e Hychico en mayo de 2019, compensado por el impuesto generado por el ajuste por inflación impositivo Art.95 y ajuste de la declaración jurada.

#### **Otros resultados integrales**

	30/04/2020	30/04/2019	Variación	
Con imputación futura a resultados	84.422	-	84.422	100,0%
Sin imputación futura a resultados	(2.812.516)	1.170.763	(3.983.279)	-340,2%
<b>Otros resultados integrales</b>	<b>(2.728.094)</b>	<b>1.170.763</b>	<b>(3.898.857)</b>	<b>-333,0%</b>

Los otros resultados integrales con imputación futura a resultados se genera debido a que el modelo de negocio de Capex sobre las inversiones en títulos públicos tiene como objetivo tanto la obtención de los flujos de efectivo contractuales, así como la venta de dichos activos financieros, motivo por el cual se registró una reserva por la diferencia entre el costo amortizado y el valor razonable de dichas inversiones, netos del impuesto a las ganancias.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



Los otros resultados integrales sin imputación futura a resultados surgen como consecuencia de que el Grupo aplica el modelo de revaluación para ciertos bienes del rubro Propiedad, planta y equipo. Al 30 de abril de 2020 se generó un resultado negativo de \$ 3.983.279 debido a la determinación de la reserva por revaluación de activos a valores reales.

#### **Estados de situación financiera consolidados**

	<b>30/04/2020</b>	<b>30/04/2019</b>	<b>Variación</b>	
Propiedad, planta y equipo	31.066.645	34.122.031	(3.055.386)	-9,0%
Inversiones financieras a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	9.103.455	-	9.103.455	100,0%
Repuestos y materiales	1.390.547	1.306.847	83.700	6,4%
Activo neto por impuesto diferido	134.413	18.265	116.148	635,9%
Derecho de uso	251.344	-	251.344	100,0%
Otras cuentas por cobrar	2.342.401	1.321.231	1.021.170	77,3%
Cuentas por cobrar comerciales	1.587.286	2.602.943	(1.015.657)	-39,0%
Inventarios	326.027	14.580	311.447	2136,1%
Efectivo y equivalentes de efectivo	3.619.291	12.718.341	(9.099.050)	-71,5%
<b>Total del activo</b>	<b>49.821.409</b>	<b>52.104.238</b>	<b>(2.282.829)</b>	<b>-4,4%</b>
Patrimonio atribuible a los propietarios	18.349.128	20.144.550	(1.795.422)	-8,9%
Participación no controlada	131.707	125.458	6.249	5,0%
<b>Total del patrimonio</b>	<b>18.480.835</b>	<b>20.270.008</b>	<b>-1.789.173</b>	<b>-8,8%</b>
Cuentas por pagar comerciales	5.889.543	5.714.492	175.051	3,1%
Deudas financieras	22.119.477	20.016.123	2.103.354	10,5%
Pasivo por impuesto diferido	1.323.784	3.906.846	(2.583.062)	-66,1%
Cargas fiscales	1.653.453	1.637.931	15.522	0,9%
Provisiones y otros cargos	2.480	3.610	(1.130)	-31,3%
Remuneraciones y cargas sociales	351.837	303.526	48.311	15,9%
Otras deudas	-	251.702	(251.702)	-100,0%
<b>Total del pasivo</b>	<b>31.340.574</b>	<b>31.834.230</b>	<b>(493.656)</b>	<b>-1,6%</b>
<b>Total del patrimonio y pasivo</b>	<b>49.821.409</b>	<b>52.104.238</b>	<b>(2.282.829)</b>	<b>-4,4%</b>

Al 30 de abril de 2020 el activo disminuyó en \$ 2.282.829, lo que representa una disminución del 4,4 % en comparación con el 30 de abril de 2019.

Las causas principales de esta variación son:

- (i) Propiedad, planta y equipo: disminución por \$ 3.055.386, fundamentalmente debido al reconocimiento de un menor valor de los activos de explotación del área Agua del Cajón y las depreciaciones del ejercicio. Asimismo, los valores razonables de la CT ADC, la Planta de GLP y los Terrenos y Edificios de Neuquén tuvieron una evolución inferior a la inflación, lo que implicó una disminución del revalúo técnico realizado. Esta disminución fue compensada parcialmente por las inversiones realizadas en las áreas, la construcción del PED II, la adquisición de Bella Vista Oeste y el aumento del valor razonable del PED I.
- (ii) Repuestos y materiales: aumento por \$ 83.700 debido al movimiento neto de los ingresos y consumos de los stocks por los mantenimientos mayores de la CT ADC.
- (iii) Activo neto por impuesto diferido: aumento por \$ 116.148 por la generación de quebrantos impositivos en E G WIND.
- (iv) Derecho de uso: aumento de \$ 251.344 generado por la aplicación de la NIIF 16 de arrendamientos.
- (v) Otras cuentas por cobrar: incremento por \$ 1.021.170, principalmente por el aumento del monto pendiente de cobro por el Programa estímulo de gas no convencional, el aumento del crédito a recuperar por la operación del área Pampa del Castillo.
- (vi) Cuentas por cobrar comerciales: disminución por \$ 1.015.657, debido a la disminución de: i) la remuneración de la generación de energía, ii) el menor precio del gas remunerado por CAMMESA, y iii) la disminución del precio del crudo por razones de mercado. Es de destacar que al 30 de abril de 2020 existen saldos de CAMMESA pendientes de cobro.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli



- (vii) Efectivo y equivalente de efectivo e Inversiones financieras a valor razonable con cambios en otros resultados integrales: 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 2020 el pasivo disminuyó en \$ 493.656, lo que representa una disminución del 1,6 % en comparación con el 30 de abril de 2019.

Las causas principales de esta variación son:

- (i) Deudas financieras: aumento por \$ 2.103.354, generado por: i) el incremento de la cotización del dólar estadounidense, respecto de la evolución de la inflación, provocando una mayor valuación en pesos de los pasivos en moneda extranjera y ii) el aumento de la deuda financiera por la toma del préstamo de US\$ 9 millones con el BBVA y \$ 800 millones con el Banco Macro. Este incremento se compensó con los pagos de capital del préstamo con el CII por parte de Hychico y la cancelación del financiamiento para mantenimiento de la CT ADC.
- (ii) Pasivo por impuesto diferido: disminución por \$ 2.583.062 como consecuencia de los quebrantos impositivos generados en Capex, desvalorización de ciertos activos fijos e inventario y la evolución de la reserva por revalúo técnico.
- (iii) Cuentas por pagar comerciales: aumento por \$ 175.051 se debe fundamentalmente a i) la registración de la consideración contingente y el pasivo por abandono de pozos del área adquirida Bella Vista Oeste y ii) la registración de las deudas por arrendamiento por aplicación de la NIIF 16.
- (iv) Remuneraciones y cargas sociales: incremento por \$ 48.311, debido al aumento de la nómina de Capex por la incorporación de nuevos negocios.

**Reservas y recursos de petróleo y gas (información no cubierta por el informe de los auditores 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 2019 fue certificada por el auditor independiente, Licenciada Ana María Nardone, 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	Mm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	3.687	1.558	5.245	660	746	16.181
Petróleo	Mbbl	1.535	1.535	3.070	4.906	7.126	25.857
	Mm <sup>3</sup>	244	244	488	780	1.133	4.111

<sup>(1)</sup> expresado en 9.300 Kcal por m<sup>3</sup>

- Bella Vista Oeste

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Bella Vista Oeste al 31 de diciembre de 2019 fue certificada por el auditor independiente, Licenciada Ana María Nardone, 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:

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Petróleo	Mbbl	1.415	3.661	5.076	182	-	-
	Mm <sup>3</sup>	225	582	807	29	-	-

- Loma Negra

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Loma Negra al 31 de diciembre de 2019 fue certificada por el auditor 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 diciembre de 2024, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	705	-	705	-	-	1.400
Petróleo	Mbbl	1.277	-	1.277	-	-	969
	Mm <sup>3</sup>	203	-	203	-	-	154

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 2019 fue certificada por el auditor independiente, Licenciada Ana María Nardone, según los requerimientos establecidos en la Res. SEN 324/06 y Res. MINEM 69E/2016 y teniendo como horizonte de vencimiento de la concesión junio de 2027, con los siguientes valores:

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	MMm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	139	27	166	-	-	364
Petróleo	Mbbl	1.044	352	1.396	-	-	4.692
	Mm <sup>3</sup>	166	56	222	-	-	746

La Sociedad posee el 18,75 % de dichas reservas.

<sup>(1)</sup> expresado en 9.300 Kcal por m<sup>3</sup>

- Pampa del Castillo

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos del área Pampa del Castillo al 31 de diciembre de 2019 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 el mes de octubre de 2026, con los siguientes valores:

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli

Productos		Reservas					Recursos
		Comprobadas			Probables	Posibles	
		Desarrolladas	No desarrolladas	Total			
Gas	Mm <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	30	20	50	1	1	-
Petróleo	Mbbl	7.806	5.585	13.391	176	208	-
	Mm <sup>3</sup>	1.241	888	2.129	28	33	-

<sup>(1)</sup> expresado en 9.300 Kcal por m<sup>3</sup>

La Sociedad tiene el 95 % de participación en la concesión que posee dichas reservas.

#### b) Estructura patrimonial

	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018
	(a)		
Activo corriente	8.122.668	16.944.908	12.866.497
Activo no corriente	41.698.741	35.159.330	26.591.307
<b>Total activo</b>	<b>49.821.409</b>	<b>52.104.238</b>	<b>39.457.804</b>
Pasivo corriente	5.585.163	6.177.886	3.067.354
Pasivo no corriente	25.755.411	25.656.344	19.320.367
<b>Total pasivo</b>	<b>31.340.574</b>	<b>31.834.230</b>	<b>22.387.721</b>
Patrimonio controlante	18.349.128	20.144.550	16.979.233
Patrimonio no controlante	131.707	125.458	90.850
<b>Patrimonio total</b>	<b>18.480.835</b>	<b>20.270.008</b>	<b>17.070.083</b>
<b>Total Patrimonio y pasivo</b>	<b>49.821.409</b>	<b>52.104.238</b>	<b>39.457.804</b>

(a) Información consolidada con SEB, Hychico y E G WIND, según información financiera al 30 de abril de 2020, 2019 y 2018

#### c) Estructura de resultados

	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018
	(a)		
Resultado operativo	2.442.584	7.732.746	4.501.829
Ingresos financieros	5.973.054	8.398.766	3.186.099
Costos financieros	(11.281.850)	(16.516.202)	(5.589.675)
Otros resultados financieros	21.770	543	14.000
Otros resultados financieros RECPAM	2.793.670	2.888.191	942.829
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>(50.772)</b>	<b>2.504.044</b>	<b>3.055.082</b>
Impuesto a las ganancias	989.693	(474.882)	(128.408)
<b>Resultado neto</b>	<b>938.921</b>	<b>2.029.162</b>	<b>2.926.674</b>
Otros resultados integrales			
Con imputación futura a resultados	84.422	-	-
Sin imputación futura a resultados	(2.812.516)	1.170.763	827.844
<b>Resultado integral del ejercicio</b>	<b>(1.789.173)</b>	<b>3.199.925</b>	<b>3.754.518</b>

(a) Información consolidada con SEB, Hychico y E G WIND, según información financiera al 30 de abril de 2020, 2019 y 2018

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



**d) Estructura del flujo de efectivo**

	30/04/2020	30/04/2019	30/04/2018
	(a)		
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	3.976.953	6.947.450	4.946.617
Flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión	(12.834.327)	(4.753.287)	(3.271.783)
Flujo neto de efectivo (utilizado en) / generado por las actividades de financiación	(215.263)	(1.522.670)	3.607.738
<b>(Disminución)/aumento neto en el efectivo, equivalentes del efectivo y descubiertos bancarios</b>	<b>(9.072.637)</b>	<b>671.493</b>	<b>5.282.572</b>

(a) Información consolidada con SEB, Hychico y E G WIND, según información financiera al 30 de abril de 2020, 2019 y 2018

**e) Datos estadísticos**

(Información no cubierta por el informe de los auditores sobre los estados financieros consolidados)

<b>PETROLEO</b>					
	30/4/2020	30/4/2019	30/4/2018	30/4/2017	30/4/2016
<b>Información consolidada</b>					
Producción en bbl	2.094.112	1.406.936	385.528	298.093	262.554
Producción en m <sup>3</sup> (4)	332.937	223.685	61.294	47.393	41.743
Ventas en el mercado local bbl	600.849	598.325	616.420	477.218	467.932
Ventas en el mercado extranjero bbl	1.256.533	979.516	-	-	-
Ventas en el mercado local m <sup>3</sup> (1)	95.527	95.126	98.003	75.872	74.395
Ventas en el mercado exterior m <sup>3</sup>	199.773	155.731	-	-	-
<b>GAS (Miles m<sup>3</sup>)</b>					
	30/4/2020	30/4/2019	30/4/2018	30/4/2017	30/4/2016
<b>Información consolidada</b>					
Producción	569.284	581.587	557.353	566.840	558.002
Adquisición y redireccionamiento por CAMMESA –Res SEN 95/13	472.149	659.148	574.893	527.689	455.302
Ventas en el mercado local	49.251	-	32.814	4.186	61.632
<b>ENERGIA AGUA DEL CAJON (Miles MWh)</b>					
	30/4/2020	30/4/2019	30/4/2018	30/4/2017	30/4/2016
<b>Información consolidada</b>					
Producción	3.589	4.784	4.326	4.344	3.672
Ventas	3.477	4.652	4.192	4.164	3.381

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli





<b>ENERGIA RENOVABLE (Miles MWh)</b>					
	<b>30/4/2020</b>	<b>30/4/2019</b>	<b>30/4/2018</b>	<b>30/4/2017</b>	<b>30/4/2016</b>
<b>Información consolidada</b>					
Producción	80,3	27,9	31,8	23,0	25,6
Ventas	80,3	27,9	31,8	23,0	25,6

<b>ENERGIA PLANTA DIADEMA (Miles MWh)</b>					
	<b>30/4/2020</b>	<b>30/4/2019</b>	<b>30/4/2018</b>	<b>30/4/2017</b>	<b>30/4/2016</b>
<b>Información consolidada</b>					
Producción	11,4	8,5	9,6	9,9	9,3
Ventas	10,4	7,5	8,4	7,3	8,3

<b>PROPANO (tn)</b>					
	<b>30/4/2020</b>	<b>30/4/2019</b>	<b>30/4/2018</b>	<b>30/4/2017</b>	<b>30/4/2016</b>
<b>Información consolidada</b>					
Producción	19.352	20.536	21.460	21.174	18.873
Ventas en el mercado local	12.859	20.615	21.396	21.092	16.533
Ventas en el mercado exterior	6.491	-	-	-	2.378

<b>BUTANO (tn)</b>					
	<b>30/4/2020</b>	<b>30/4/2019</b>	<b>30/4/2018</b>	<b>30/4/2017</b>	<b>30/4/2016</b>
<b>Información consolidada</b>					
Producción	12.766	13.616	14.190	14.042	13.882
Ventas en el mercado local	12.817	13.642	14.135	14.061	13.757

<b>GASOLINA (m<sup>3</sup>)</b>					
	<b>30/4/2020</b>	<b>30/4/2019</b>	<b>30/4/2018</b>	<b>30/4/2017</b>	<b>30/4/2016</b>
<b>Información consolidada</b>					
Producción <sup>(2)</sup>	24.849	27.333	28.102	27.830	28.022

<b>OXIGENO (Nm<sup>3</sup>)</b>					
	<b>30/4/2020</b>	<b>30/4/2019</b>	<b>30/4/2018</b>	<b>30/4/2017</b>	<b>30/4/2016</b>
<b>Información consolidada</b>					
Producción	21.597	29.421	49.894	41.418	46.079
Ventas en el mercado local <sup>(3)</sup>	107.211	126.175	127.113	112.379	114.037

<sup>(1)</sup> Incluye 24.882 m<sup>3</sup>, 27.336 m<sup>3</sup>, 28.092 m<sup>3</sup>, 27.855 m<sup>3</sup>, y 28.010 m<sup>3</sup> de gasolina al 30 de abril de 2020, 2019, 2018, 2017 y 2016, respectivamente vendidos como petróleo.

<sup>(2)</sup> La gasolina al 30 de abril de 2020, 2019, 2018, 2017 y 2016, se ha vendido como petróleo.

<sup>(3)</sup> Las ventas de oxígeno al 30 de abril de 2020, 2019, 2018, 2017 y 2016 incluyen cláusula take or pay.

<sup>(4)</sup> Al 30 de abril de 2020 y 2019 comprende 37.516 m<sup>3</sup> y 43.686 m<sup>3</sup> del área Agua del Cajón, 30.938 m<sup>3</sup> y 22.605 m<sup>3</sup> de las áreas de Loma Negra y La Yesera, 254.327 m<sup>3</sup> y 157.394 m<sup>3</sup> del área Pampa del Castillo – La Guitarra, respectivamente y 10.156 m<sup>3</sup> del área Bella Vista Oeste adquirida a partir del 1 de febrero de 2020. Al 30 de abril de 2018 comprende 53.627 m<sup>3</sup> del área Agua del Cajón, 7.667 m<sup>3</sup> de las áreas de Loma Negra y La Yesera. Las producciones anteriores corresponden todas al área Agua del Cajón.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Dr. Norberto Luis Feoli

**f) Índices**

	30/04/2020	30/04/2019 (a)	30/04/2018
Liquidez (1)	1,45	2,74	4,19
Solvencia (2)	0,59	0,64	0,76
Inmovilización del capital (3)	0,84	0,67	0,67
Rentabilidad (4)	-0,09	0,17	0,25

(a) Información consolidada con SEB, Hychico y E G WIND, según información financiera al 30 de abril de 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)	$\frac{\text{Resultado integral del ejercicio}}{\text{Patrimonio promedio}}$

**g) Perspectivas (información no cubierta por el informe de auditoría sobre los estados financieros consolidados)**

**Hidrocarburos**

En el corto plazo, la Sociedad ha establecido como principales objetivos preservar la seguridad y salud de su personal y mantener sus yacimientos operativos. Una vez superada la pandemia por el COVID 19, es intención de la Sociedad continuar con su plan de inversiones basado en los siguientes lineamientos:

- en el **área Agua del Cajón** continuar con el plan de desarrollo "convencional" que contempla un plan de perforación de pozos de avanzada y de desarrollo de gas convencional y de "tight gas sand" y 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. La reposición de reservas en el corto plazo se basará en la exploración y el desarrollo de reservas convencionales y proyectos de tight sand. 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 de este bloque.

- en el **área La Yesera** realizar la perforación de 1 pozo de desarrollo (Side-Track al pozo LY-1). El Consorcio se focalizará en el desarrollo de reservas principalmente de petróleo en objetivos profundos.

- en el **área Pampa del Castillo – La Guitarra** continuar con la perforación de pozos de avanzada y pozos productores de primaria/secundaria de desarrollo, una campaña de reparaciones de pozos productores de petróleo y la adecuación de instalaciones de recuperación secundaria en baterías y plantas. Adicionalmente se prevé la implementación de un proyecto piloto de recuperación terciaria a través de la inyección de polímeros en las zonas más maduras y marginales produciendo hoy bajo recuperación secundaria.

- en el **área Bella Vista Oeste – Bloque I** continuar con la adecuación de las instalaciones y la perforación de pozos de avanzada y pozos productores de primaria/secundaria de desarrollo, así como llevar adelante una campaña de reparaciones de pozos productores de petróleo.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



-en el **área Parva Negra Oeste** reprocesar la información sísmica y comenzar la perforación de pozos para investigar la productividad de este prospecto no convencional ubicado en una zona central de Vaca Muerta.

Adicionalmente, es de destacar que en el mes de noviembre de 2019, la Secretaría de Energía del Gobierno de Río Negro lanzó el llamado a Concurso Público Nacional e Internacional N° 1/19 con el objeto de adjudicar derechos exclusivos para la exploración de hidrocarburos y eventual concesión de explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos sobre el **área 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 le pre adjudicó el Área Puesto Zúñiga. A la fecha la Comisión de Pre adjudicación del Concurso se encuentra preparando un dictamen para la Provincia con la evaluación de la oferta y la conveniencia de la adjudicación del permiso de exploración.

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

### **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 que los valores expresados en pesos se actualicen en forma mensual por un factor asociado a la inflación; dicha actualización por el momento se encuentra suspendida. La Sociedad estima que dicha actualización se aplicará en el corto plazo.

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. Asimismo explorará posibilidades de crecimiento en la región.

### **Renovables**

E G WIND continuará operando su Parque Eólico Diadema II mientras que Hychico operará, además de su Parque Eólico Diadema, su Planta de Hidrógeno y Oxígeno. A nivel internacional diversos países anuncian una "Hoja de Ruta" con la incorporación de energías renovables e hidrógeno "verde" a sus matrices energéticas. Tal es el caso de Japón, Países Bajos, Alemania, Dinamarca, Noruega y a nivel regional Chile como ejemplos salientes. En este contexto, Hychico se propone alcanzar una mayor inserción en proyectos regionales e internacionales y para esto desde 2018 es miembro del comité de Hidrógeno de la Agencia Internacional de Energía (IEA). Actualmente lleva a cabo un estudio con el reconocido instituto de energía TNO de los Países Bajos. Este estudio evalúa el futuro mercado de hidrógeno renovable en el mencionado país y Europa e incluye un análisis de la competitividad que tendría producir hidrógeno "verde" mediante energía eólica en Argentina. En función de los resultados estimados para mediados de 2020, y en caso de ser favorables las estimaciones para Argentina, se iniciaría una segunda fase para seleccionar una lista de proyectos y empresas líderes con las cuales sería estratégico formar alianzas tecnológicas y comerciales.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020  
COMISION FISCALIZADORA

Dr. Norberto Luis Feoli



## 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. En línea con esta estrategia Capex 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), el desarrollo del PED II y las necesidades de capital de trabajo.

Capex posee la mayoría de su deuda financiera estructurada bajo la emisión de la Clase 2 de Obligaciones Negociables por US\$ 300 millones completada en mayo de 2017 y cuyo vencimiento opera en su totalidad en mayo de 2024, a una tasa nominal anual de 6,875%. Los fondos recibidos de dicha emisión fueron utilizados para refinanciar la Clase 1 de Obligaciones Negociables por US\$ 200 millones cuyo vencimiento operaba en marzo de 2018 a una tasa nominal anual de 10% y para aumentar la liquidez de Capex a fin de cumplimentar su plan de inversiones y adquisición de nuevos negocios.

Véase nuestro informe de fecha  
29 de julio de 2020

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  
29 de julio de 2020

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