



MEMORIA ANUAL 2018

LA SOCIEDAD

Razón Social

Central Puerto S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad Anónima

Objeto Social

Producción y comercialización de energía eléctrica, energías alternativas e hidrocarburos.

Documentos constitutivos

La Sociedad fue creada por decreto Nº 122/1992 del Poder Ejecutivo Nacional de fecha 28 de enero de 1992 e inscripta en el Registro de Comercio bajo el libro Nº 1.855 del libro 110, Tomo A de Sociedades Anónimas.

Fecha de inscripción en la Inspección General de Justicia

13 de marzo de 1992

Fecha de vencimiento del Contrato Social

13 de marzo de 2091

Domicilio

Avda. Tomás Edison 2701
C1104BAB Buenos Aires Argentina
Teléfono (5411) 4317 5000
Fax (5411) 4317 5099

PERFIL DE LA EMPRESA

INFORMACIÓN CORPORATIVA Y ACTIVIDAD PRINCIPAL DEL GRUPO

Central Puerto S.A. (en adelante, “la Sociedad” o “CPSA”) y las sociedades que componen el grupo económico (en adelante, “el Grupo”) configuran un grupo integrado de empresas relacionadas con el sector energético, que realiza actividades principalmente de generación y comercialización de energía eléctrica.

CPSA fue creada por el Decreto N° 122/92 del Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”), en cumplimiento de lo previsto en la Ley N° 24.065, que declaró sujeta a privatización total la actividad de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica a cargo de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A.

Nuestras acciones se encuentran listadas en el Merval y, desde el 1° de febrero de 2018, en el NYSE (“New York Stock Exchange”) bajo el símbolo “CEPU”.

Para llevar a cabo su actividad de generación de energía eléctrica la Sociedad posee los siguientes activos:

- Las centrales térmicas Puerto Nuevo de 589 MW y Nuevo Puerto de 360 MW y un ciclo combinado de 765 MW y de turbogrupos a vapor, ubicadas en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires con una potencia instalada total de 1.714 MW.
- Centrales térmicas ubicadas en la localidad de Luján de Cuyo, Provincia de Mendoza, con una potencia conjunta instalada de 509 MW y de 150 tn/h de producción de vapor.
- La concesión del Complejo Hidroeléctrico Piedra del Águila, ubicado sobre el Río Limay, en la Provincia del Neuquén que dispone de cuatro unidades generadoras de 360 MW de potencia cada una.
- Participaciones accionarias en las sociedades Termoeléctrica José de San Martín S.A. (“TJSM”) y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (“TMB”), que operan centrales de generación térmica, con una potencia instalada de 865 MW y 873 MW, respectivamente, y en la sociedad Central Vuelta de Obligado S.A. (“CVOSA”), cuyo objeto es el gerenciamiento de la construcción y operación de una central eléctrica a ciclo combinado, cuya potencia instalada es de 816 MW.

El 8 de febrero de 2018, se perfeccionó la transferencia (con efectos al 5 de enero de 2018) por parte de CPSA a YPF Energía Eléctrica S.A., de la propiedad de Central La Plata Cogeneración con una potencia instalada de 128 MW y de 240 tn/h de producción de vapor, incluyendo los activos de generación, el personal y los contratos afectados a la operación y/o mantenimiento de los activos de la central, por la suma de Dólares Estadounidenses treinta y un millones quinientos mil (US\$ 31.500.000) más el Impuesto al Valor Agregado.

CPSA comenzó en 2018 la construcción de dos nuevas unidades térmicas de cogeneración: (i) la cogeneración de Luján de Cuyo de 93 MW de potencia, ubicada dentro de nuestra planta en la provincia de Mendoza y (ii) la cogeneración de Terminal 6 San Lorenzo con una potencia de 330 MW, ubicada dentro del complejo de Terminal 6 en la provincia de Santa Fe. Ambos proyectos fueron

adjudicados en el proceso de licitación efectuado por la Secretaría de Energía en el marco de la Resolución SEE Nº 287-E/17.

INTEGRACION ENERGÉTICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (“IEASA”) convocó a dos Licitaciones Públicas Nacionales e Internacionales, para la transferencia de los fondos de comercio conformados por las unidades productivas que integran la Central Termoeléctrica Brigadier López y la Central Termoeléctrica Ensenada de Barragán, en los términos del régimen de la ley 11.867. Las Licitaciones fueron convocadas en cumplimiento de lo dispuesto por el Poder Ejecutivo a través del Decreto 882/2017, la instrucción impartida por el Ministerio de Energía y Minería a través de la Resolución E 11/2018 y lo resuelto por la reunión de Directorio de IEASA celebrada el 5 de junio de 2018. IEASA es titular y operadora de dos grandes centrales térmicas en ciclo abierto: Ensenada Barragán con una potencia instalada de 560 MW y Brigadier López con potencia instalada de 280 MW. Con fecha 31 de enero de 2019 la presentó una oferta en cada una de las Licitaciones.

El 27 de febrero de 2019, IEASA notificó a la Sociedad que ha resultado adjudicada para la transferencia del fondo de comercio conformado por la unidad productiva que integra la Central Termoeléctrica Brigadier López (la “Central”) y del inmueble en el que se encuentra la Central, incluyendo: a) La unidad productiva correspondiente a la Central, que comprenden los bienes muebles, bienes muebles registrables, instalaciones, maquinarias, herramientas, repuestos y otros bienes afectados a la operación y explotación la Central; b) La posición contractual de IEASA en los contratos asumidos (que se describen más adelante); c) Los permisos y autorizaciones vigentes relacionados con la operación de la Central; y d) La obligación de CPSA de asumir la relación laboral con los empleados transferidos.

La Central cuenta actualmente con una potencia instalada de 280 MW (TG tecnología Siemens). Las obras de cierre de ciclo se encuentran en muy avanzado estado de construcción, y llevarán dicha potencia a 420 MW.

Dentro de los contratos asumidos cuya posición contractual será cedida a CPSA en la Fecha Efectiva (esto es, el 1 de abril de 2019), se incluyen los siguientes contratos: a) Contrato de Abastecimiento Turbogas con CAMMESA para el suministro de energía eléctrica, cuyo vencimiento operaría el 30/08/2022; b) Contrato de Abastecimiento Turbovapor con CAMMESA para el suministro de energía eléctrica, con una duración de diez (10) años desde el inicio de su operación comercial; c) Contrato de Fideicomiso Financiero suscripto por IEASA en carácter de fiduciante, destinado al financiamiento de la ejecución de las obras de la Central a ciclo abierto, d) Contrato de Transporte de Gas, e) Contrato de Mantenimiento de la Central, f) Contrato de Venta de Piezas, g) Contratos de Seguros, y h) Otros contratos.

Respecto del Contrato de Fideicomiso, CPSA asumirá en la Fecha Efectiva el carácter de fiduciante. Conforme a la proyección de valor residual al 1/04/2019 informada por IEASA, el saldo aproximado de la deuda financiera, que el fiduciante adeuda al fideicomiso, es de USD 161 millones (valor técnico estimado).

Asimismo, en la Fecha Efectiva, CPSA deberá realizar una recompra de valores representativos de deuda del Fideicomiso Financiero, equivalente a la diferencia entre: (i) El valor residual de valores representativos de deuda a la Fecha Efectiva, y (ii) La Oferta en efectivo realizada por CPSA.

El monto total ofrecido por CPSA en la Licitación es de U\$S165.432.500, compuesto por un monto mínimo en efectivo de U\$S155.332.500, más un monto de U\$S10.100.000 a ser pagaderos mediante Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir (“LVFVD”) emitidas por CAMMESA, las cuales constituyen acreencias documentadas de CPSA.

Por otra parte, el Grupo está vinculado al sector de distribución de gas natural en las regiones de Cuyo y Centro de la República Argentina, a través de la inversión en sus sociedades asociadas Distribuidora de Gas del Centro S.A. y Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

A través de su subsidiaria Proener S.A. el Grupo opera en el negocio de comercialización de todo tipo de combustibles y su transporte, tanto en el país como en el exterior. Asimismo, con fecha 19 de julio de 2018, el ENARGAS inscribió a la Sociedad en el Registro de Comercializadores y Contratos de Comercialización del ENARGAS.

Finalmente, a partir de la incorporación de la subsidiaria CP Renovables S.A. ("CPR") y sus subsidiarias, el Grupo ha comenzado a participar en actividades de desarrollo y ejecución de proyectos energéticos a partir de la utilización de fuentes de energía renovables. Actualmente las subsidiarias de CPR son: **a)** CP La Castellana S.A.U., titular de proyecto eólico de 99 MW que fue habilitado comercialmente el 18 de agosto de 2018, **b)** CP Achiras S.A.U., titular de un proyecto eólico de 48,5, MW que fue habilitado comercialmente el 21 de septiembre de 2018, **c)** CP Energy Solutions S.A.U., titular de un proyecto eólico de 15,75 MW con fecha de habilitación comercial prevista para el próximo 3 de julio de 2019, **d)** CP MANQUE S.A.U., titular de un proyecto eólico de 57 MW con fecha de habilitación comercial prevista para el próximo 15 de septiembre de 2019, **e)** CP LOS OLIVOS S.A.U. titular de un proyecto eólico de 22,8 MW con fecha de habilitación comercial prevista para el próximo 21 de enero de 2020. Adicionalmente CPSA es titular directo del 100% de las acciones de: **(i)** Vientos la Genoveva S.A.U., titular de un proyecto eólico de 87 MW con fecha de habilitación comercial prevista para el 21 de mayo de 2020, y **(ii)** Vientos La Genoveva II, titular de un proyecto eólico de 41,8 MW con fecha de habilitación comercial prevista para el próximo 4 de agosto de 2019.

CAPITAL SOCIAL – DISTRIBUCION DE DIVIDENDOS Y CONSTITUCION DE RESERVAS

El capital social de la Sociedad asciende a 1.514.022.256 y se encuentra representado por acciones ordinarias y escriturales, inscriptas en cuentas llevadas a nombre de sus titulares en un Registro de Acciones Escriturales llevado por la Caja de Valores S.A. (“Caja”).

Asimismo, el 100% del capital social se encuentra sometido al régimen de oferta pública y cotización listado de acciones o certificados representativos de las mismas en Bolsas y Mercados Argentinos (“BYMA”) y en la New York Stock Exchange (“NYSE”).

En la Asamblea anual de accionistas de fecha 27 de abril de 208 se resolvió: a) aumentar la reserva legal por un monto de miles de pesos \$ 149.624; b) destinar \$0,70 por acción a la distribución de dividendos, y c) el saldo remanente del resultado del ejercicio, junto al resto de los resultados acumulados del ejercicio, destinarlos a incrementar la reserva facultativa para aumentar la solvencia de la Sociedad por un monto de miles de pesos \$ 2.293.606.

DIRECTORIO, COMISIÓN FISCALIZADORA Y COMITÉ DE AUDITORÍA

Directorio

Presidente

OSVALDO ARTURO RECA

Vicepresidente

JORGE RAUBER

Directores Titulares

MIGUEL DODERO

OSCAR LUIS GOSIO

JUAN JOSÉ SALAS

DIEGO GUSTAVO PETRACCHI

TOMÁS PERES

TOMAS JOSÉ WHITE

CRISTIÁN LÓPEZ SAUBIDET

JORGE EDUARDO VILLEGAS

LILIANA AMELIA MURISI

Directores Suplentes

MARCELO ATILIO SUVA

JUSTO PEDRO SAENZ

ADRIÁN GUSTAVO SALVATORE

JAVIER ALEJANDRO TORRE

RUBÉN OMAR LÓPEZ

OSCAR MAURICIO GUILLANI

GONZALO ENRIQUE BALLESTER

JUAN PABLO GAUNA OTERO

FEDERICO CERDEIRO

PABLO JAVIER VEGA

Comisión Fiscalizadora

Miembros Titulares

CARLOS CESAR A. HALLADJIAN

EDUARDO ANTONIO EROSA

JUAN ANTONIO NICHOLSON

Miembros Suplentes

CARLOS ADOLFO ZLOTNITZKY

HORACIO EROSA

LUCAS NICHOLSONI

Comité de Auditoría

Miembros Titulares

OSCAR LUIS GOSIO

MIGUEL DODERO

TOMAS JOSÉ WHITE

Miembros Suplentes

JUAN JOSÉ SALAS

DIEGO PETRACCHI

CONTEXTO MACROECONÓMICO

Contexto internacional

En 2018 la economía mundial continuó expandiéndose. Sin embargo, el crecimiento del tercer trimestre fue menor al esperado ya que el comercio mundial creció a un ritmo muy inferior al registrado por los promedios de 2017.

Con este escenario, en enero de 2019, el Fondo Monetario Internacional ("FMI") estimó un crecimiento global de 3,7% para todo el año 2018, que representa un resultado levemente inferior al 3,8% registrado en el año anterior.

Para 2019 las proyecciones apuntan a un debilitamiento de la expansión de la economía mundial.

En este sentido el FMI proyecta un crecimiento un 0,2% menor para el 2019 llegando a un crecimiento mundial del 3,5%. Esta tendencia de crecimiento obedece a una reducción sostenida de la tasa de crecimiento de las economías avanzadas y a una desaceleración temporal de la tasa de crecimiento de las economías de mercados emergentes y en desarrollo en 2019, debido a contracciones en Argentina y Turquía y al impacto de las medidas comerciales en China y otras economías asiáticas.

Acontecer nacional

Por su parte, en 2018 la economía argentina se contrajo con respecto al año 2017 registrando una disminución de -1,4% en el PBI en los primeros 9 meses del año. Mientras que en el mismo período del año anterior se registró un incremento del 2,9%. En este sentido, el último informe de Estimación Mensual de Actividad Económica (EMAE) publicado por el INDEC, muestra que el PBI acumulado a diciembre 2018 disminuyó un -2,6% con respecto al año anterior.

Por otro lado, durante 2018, los precios aumentaron a un ritmo mayor que el año anterior viéndose interrumpido el proceso de desinflación en este año. En este sentido, la variación interanual del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) publicado por el INDEC fue del 73,5% mientras que en 2017 fue del 18,8%.

A lo largo de 2018, el Banco Central incrementó sus reservas internacionales. Al cierre del año, se situaron en U\$S68.806 millones.

En el mercado cambiario, el dólar estadounidense mostró un fuerte incremento durante 2018 en comparación con el año anterior. El dólar mayorista cerró el año a \$37,70, con un incremento de 100,28% respecto al cierre de diciembre 2017, \$ 18,65.

En el sector bancario las tasas de interés se incrementaron, finalizando la tasa BADLAR el año en 49,50% al 31 de diciembre de 2018, en comparación con el 23,25% a igual fecha del año anterior.

Para 2019, la Ley de Presupuesto proyecta una caída del PBI del orden del 0,5% del PBI, con una desaceleración de la inflación durante este año que en promedio se estima en 34,8%.

En cuanto a las metas fiscales, para el año 2018 se fijó un déficit fiscal primario del 2,7% del PBI la cual se sobre cumpliría de acuerdo con el último dato del tercer trimestre del año. Para el 2019 se espera alcanzar el equilibrio fiscal.

En este sentido, el FMI en su informe de Perspectivas de la Economía Mundial de enero 2019 indica que la economía argentina se contraerá en 2019 ya que las políticas más restrictivas, con las que se busca reducir los desequilibrios, frenaran la demanda interna. Recién en 2020 se estima un retorno al crecimiento.

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Durante el Ejercicio 2018, la demanda neta de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), tuvo un decrecimiento del 0,35% respecto del 2017 alcanzando los 132.999 GWh.

Dicha demanda de electricidad fue cubierta con generación cuyo origen se muestra en la siguiente tabla:

GENERACIÓN SADI E INTERCAMBIO INTERNACIONAL [GWh]			
Energía	2017	2018	Diferencia
TERMICA	88.530	87.725	- 1%
HIDRÁULICA	39.584	39.953	1%
NUCLEAR	5.716	6.453	13%
RENOVABLE	2.635	3.350	27%
IMPORTACIÓN	734	344	-53%
EXPORTACIÓN	69	280	305%

La tabla anterior muestra participación de cada fuente de generación de energía eléctrica en 2017 y 2018.

Tanto la generación térmica como hidroeléctrica no tuvieron una variación significativa respecto al año anterior. La exportación tuvo un aumento importante de 305% respecto al año anterior, aunque sobre valores absolutos bajos, mientras que la importación bajó un 53%.

La máxima demanda de potencia del sistema en el año 2018 se registró en febrero, actual récord de demanda de potencia en el SADI, llevando el registro a 26.320 MW, mostrando un incremento de 2,7 % respecto de la máxima potencia del año 2017 (récord anterior con una demanda de potencia de 25.628 MW).

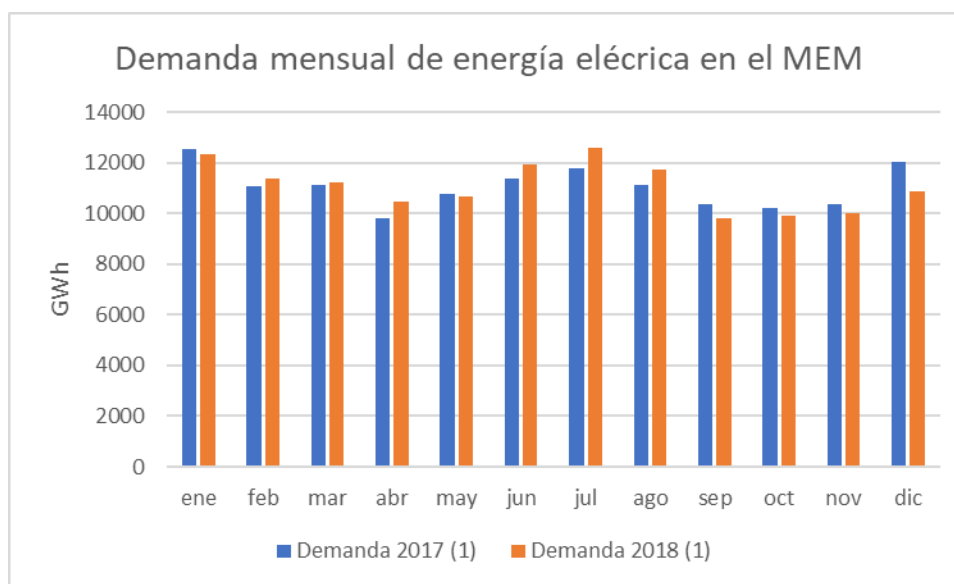
En 2018, al igual que 2017, se produjo una mejora en la disponibilidad de GN para el uso del parque térmico, observándose en consecuencia un aumento en el consumo de GN (5% mayor consumo vs. 2017) lo que justifica la disminución en el consumo de Fuel Oil y Gas Oil en dicho año (56% y 37% respectivamente vs. 2017).

El siguiente cuadro refleja el comportamiento en el uso de los diferentes combustibles para generación de energía eléctrica respecto al año anterior:

Combustible	2017	2018	Diferencia
GAS NATURAL [Miles de dam ³]	17.118	18.033	5%
FUEL OIL [Miles de TN]	1.286	565	-56%
GAS OIL [Miles de m3]	1.396	875	-37%
CARBÓN MINERAL [Miles de TN]	654	657	1%

Demanda mensual

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la demanda de los Agentes MEM del año 2018 y su comparación con el 2017.



(1) Demanda (no incluye exportaciones, bombeo y pérdida de red)

El crecimiento interanual de la demanda total del MEM fue del 0,3%.

Ventas al Mercado Spot

Desde la transacción del mes de febrero de 2013, a través de la sanción de la Res. SE 95/13 (Res. 95), se modificó el formato de venta de la energía y la potencia.

Esta resolución fue subsecuentemente modificada a partir de la transacción de febrero de 2014, por la

Res. SE 529/14 (Res. 529), de la transacción de febrero 2015 por la Res. SE 482/15 y de la transacción de febrero 2016 por la Res. SEE 22/16 (Res. 22/16), actualizando los valores de los conceptos remunerativos en función de la evaluación que la Secretaría de Energía estimaba de evolución de aumento de los costos fijos y variables de las centrales de generación de energía eléctrica por la inflación.

A partir de la transacción de febrero 2017 se produjo un nuevo cambio en la remuneración a los generadores a través de la emisión de la Resolución SEE 19-E/17 (Res. 19/17), la cual introdujo modificaciones respecto a la metodología de remuneración anterior, siendo las principales, además del lógico aumento de los ingresos que esta nueva normativa generó a las agentes generadores, las siguientes: (i) dolarización del precio de la potencia y de la energía, (ii) cambio en la manera de remunerar la potencia disponible a generadores térmicos en función de asumir o no un compromiso de disponibilidad, (iii) eliminación de las liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir (LVFVD), (iv) aumento de la participación del ingreso por potencia respecto del ingreso variables por energía sobre los ingresos totales.

Para la generación térmica, la Res. 19/17 establece una remuneración diferencial entre aquel generador que se compromete con una cierta disponibilidad (DIGO) denominada Remuneración Base y aquel que no asume compromiso alguno denominada Remuneración Mínima, tal como se describe a continuación.

- a) Remuneración Mínima: Remunera la potencia disponible media mensual (sin considerar las horas de mantenimientos programados acordadas con CAMMESA) de la unidad a aquellos generadores que no declaran DIGO:

Unidad	Potencia (MW)	Precio Mínimo (USD/MW-mes)
TG	P<50	4600
TG	P>50	3550
TV	P<100	5700
	P>100	4350
CC	P<150	3400
	P>150	3050
Motores	-	5700

- b) Remuneración Base: Remunera la Potencia Garantizada Ofrecida (DIGO):

Unidad	Precio Base (USD/MW-mes) May-Oct 17	Precio Base (USD/MW-mes) Desde Nov-17
--------	-------------------------------------	---------------------------------------

TG/TV/CC	6000	7000
----------	------	------

- c) Remuneración Adicional: Se establece un Precio Adicional para incentivar la Disponibilidad en los períodos de mayor requerimiento del Sistema para aquellos generadores que comprometieran con una dada Potencia Garantizada Ofrecida según lo mencionado en el punto b) anterior. Para cada mes el OED establece el Objetivo de Generación Térmica Mensual del conjunto de los generadores habilitados y convoca a ofertas de disponibilidad de potencia adicional con precios a ofrecer con tope en el Precio Adicional [US\$/MW-mes].

Unidad	Precio Adicional (USD/MW-mes) May-Oct 17	Precio Adicional (USD/MW-mes) Desde Nov-17
TG/TV/CC	1000	2000

Para la generación hidroeléctrica, la potencia se remunera de la siguiente manera:

- El Precio Base se remunera por la potencia disponible real más aquella en mantenimiento acordado.
- El Precio Adicional se remunera solamente en función de la potencia disponible real.

Precio Potencia Base para Hidroeléctricas:

Unidad	Potencia (MW)	Potencia Base (USD/MW-mes)
HI Bombeo Medias	120<P<300	2000
HI Bombeo Grandes	P>300	1000
HI Renovable	P<50	8000
HI Chica	50<P<120	4500
HI Mediana	120<P<300	3000
HI Grande	P>300	2000

Precio Potencia Adicional para Hidroeléctricas:

Unidad	Potencia Adicional (USD/MW-mes) May-Oct 17	Potencia Adicional (USD/MW-mes) Desde Nov-17
HI Convencional	500	1000
HI Bombeo	0	500

En cuanto a la remuneración por Energía, la Res. 19/17 establece una remuneración por energía generada (aquella registrada por el medidor comercial de energía – SMEC) y por energía operada (energía generada + rotante disponible no generada), de acuerdo con el tipo de tecnología, tal como se indica a continuación:

a) Remuneración de Energía Generada:

Unidad	Gas Natural	Líquidos (FO/GO)	Biodiesel	Carbón Mineral
	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
TG	5	8	11	-
TV	5	8	11	13
CC	5	8	11	-
Motores	7	10	13	-
Hidro	3,5			-

b) Remuneración Energía Operada:

Unidad	Gas Natural	Líquidos (FO/GO)	Biodiesel
	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
TG	2	2	2
TV	2	2	2
CC	2	2	2
Hidro	1,4		

Adicionalmente a la remuneración por energía y potencia, se mantiene el incentivo a la eficiencia oportunamente implementado con la Res 529.

Dicho incentivo se calcula trimestralmente, producto de comparar el consumo de combustible real de cada unidad térmica (Eficiencia Real) con el consumo de referencia fijado por SEE como objetivo para cada tecnología de generación (CC, TG, TV, Motores), tamaño (Chico y Grande) y tipo de combustible (GN y FO/GO) (Eficiencia Objetivo). La diferencia porcentual (ahorro) equivalente en energía eléctrica se remunera al precio de la energía generada + la energía operada.

Por resolución N°70 del 7 de noviembre de 2018 la Secretaría de Gobierno de Energía (SGE) volvió a habilitar generadores térmicos a partir de la 2° quincena de noviembre de 2018 para que se procuren el abastecimiento de combustible gas natural propio (producto + servicio de transporte y distribución) para la generación de energía eléctrica. Dicha gestión propia había sido, junto a la de los restantes combustibles alternativos, oportunamente transferida a CAMMESA por la Res. 95.

La habilitación mencionada es optativa para los agentes generadores del MEM, manteniendo en CAMMESA la gestión comercial de adquisición de producto + servicio de transporte y distribución de aquellos generadores térmicos que decidiesen no hacer uso de la referida habilitación.

A partir de la resolución ex Ministerio de Energía N° 281 de agosto de 2017, y disposiciones complementarias, se creó el Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable para la venta de energía y potencia entre agentes privados del MEM. Dicho régimen procura viabilizar proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y competitivas, típicamente generación eólica y/o solar fotovoltaica.

A la fecha se mantiene la provisión de realizar contratos de venta de energía y potencia en el Mercado a Término entre agentes privados del MEM a partir de fuentes convencionales de energía que oportunamente se implementara por la Res. 95.

RESOLUCIÓN N° 1/2019 DE LA SECRETARIA DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO:

Con fecha 1° de marzo de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1/2019 (“Resolución 1”) de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico por medio de la cual se deroga la Resolución 19 y se establecen nuevos valores remunerativos de energía, potencia y servicios asociados para los generadores afectados así también como su metodología de aplicación.

De acuerdo a lo previsto en la Resolución 1, el sistema de remuneración que se aprueba será de aplicación transitoria y hasta tanto se definan e implementen gradualmente los mecanismos regulatorios orientados a lograr un funcionamiento autónomo, competitivo y sustentable que permita la libre contratación entre la oferta y demanda, y un funcionamiento técnico, económico y operativo que posibilite la integración de las diferentes tecnologías de generación para asegurar un sistema confiable y de mínimo costo.

A continuación se detallan los principales cambios introducidos a través de la Resolución 1:

Venta de Energía:

- Se reduce el precio de la energía generada por centrales térmicas, quedando en 4 USD/MWh para energía generada con gas natural y 7 USD/MWh para energía generada con combustible líquido.
- Se fija el precio de la energía generada a partir de fuentes energéticas no convencionales (energías renovables) en 28 USD/MWh.

Venta de Potencia:

- El precio de la DIGO (establecida por la Resolución 19) pasa de 7.000 USD/MW-mes durante los doce meses del año a 7.000 USD/MW-mes los seis meses de mayor demanda estacional de energía eléctrica (diciembre, enero, febrero, junio, julio y agosto) y 5500 USD/MW-mes en los restantes seis meses del año (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre y noviembre).
- Se modifican algunos de los valores mínimos de disponibilidad ofertada a cuyo cumplimiento están condicionados los precios indicados previamente, de acuerdo al siguiente cuadro:

Tecnología	R19	R1
CC grande P > 150 MW	3050	3050
CC chico P ≤ 150 MW	3400	3400
TV grande P > 100 MW	4350	4350
TV chica P ≤ 100 MW	5700	5200
TG grande P > 50 MW	3550	3550
TG chica P ≤ 50 MW	4600	4600
Motores Combustión Interna	5700	5200

- Se establece un factor de ponderación a los precios antes indicados, entre 1 y 0,7 dependiendo del factor de uso de los doce meses previos a cada mes de la transacción.

CPSA se encuentra realizando un análisis pormenorizado del alcance, aplicación e impacto que tiene la Resolución 1 en las operaciones de la Sociedad. Una vez completado dicho análisis, y en función del mismo, determinará las medidas a adoptar en pos de garantizar los intereses de la compañía. Los contratos de compra de energía celebrados por CPSA y sus subsidiarias con CAMMESA no resultan afectados por las disposiciones de la Resolución 1.

COMERCIALIZACIÓN

Participación de mercado

Central Puerto tuvo en 2018 una generación neta de 14.268 GWh que representa una participación en la generación del 10,4% sobre el total del SADI.

Si se considera sobre la generación total térmica del SADI se llega a un 15.1% de participación.

PARTICIPACION DE MERCADO		
AÑO	GENERACIÓN TÉRMICA	GENERACIÓN TOTAL
1996	18,8%	9,7%
1997	18,0%	8,0%
1998	22,0%	14,7%
1999	19,4%	14,6%
2000	22,6%	18,1%
2001	22,8%	18,1%
2002	17,3%	15,3%
2003	19,3%	15,6%
2004	20,3%	17,5%
2005	18,7%	16,7%
2006	19,3%	17,2%
2007	20,4%	15,1%
2008	19,8%	16,8%
2009	17,9%	15,3%
2010	16,1%	13,1%
2011	17,8%	14,4%
2012	15,7%	12,9%
2013	14,9%	13,1%
2014	18,6%	15,7%
2015	16,0%	12,9%
2016	15,9%	11,4%
2017	17,5%	12,1%
2018	15.1%	10,4%

En 2018 Central Puerto tuvo una disminución de 2.205 GWh en su producción respecto de la de 2017, es decir un -13.4 % respecto al año anterior, fundamentado principalmente en la combinación de los siguientes efectos; (i) menor producción en las unidades turbovapor de las plantas en Buenos Aires y Lujan de Cuyo por menor requerimiento con combustible fuel oil en invierno y desplazadas por unidades nuevas y de mejor rendimiento con gas en verano, (ii) mantenimiento mayor programado de larga duración en el ciclo combinado de la planta en Buenos Aires, (iii) venta de la planta de Cogeneración en La Plata a YPF en Enero 2018, (iv) mayor producción hidroeléctrica en la planta Piedra del Aguila por mejores aportes hidrológicos en 2018 vs. 2017.

CONTRATOS EN EL MERCADO A TÉRMINO

RESEÑA

El mercado a término comprende actualmente el Servicio de Energía Plus y los contratos remanentes de demanda base. Durante el año 2018 se mantuvo vigente la restricción establecida en 2013 mediante la Res. SE 95/13 para renovar contratos por demanda Base. Esta norma no afecta los contratos por Energía Plus, que pueden ser renovados normalmente.

Mientras que en 2013 la demanda Base abastecida por CAMMESA representaba el 16% del total de demanda base de los GU, en 2018 alcanzó el 75% de toda la demanda Base. A fines de 2018, los generadores comercializaban un promedio de 311 MW, donde aproximadamente el 96% de este último valor corresponde al contrato de Hidroeléctrica Futaleufú con Aluar.

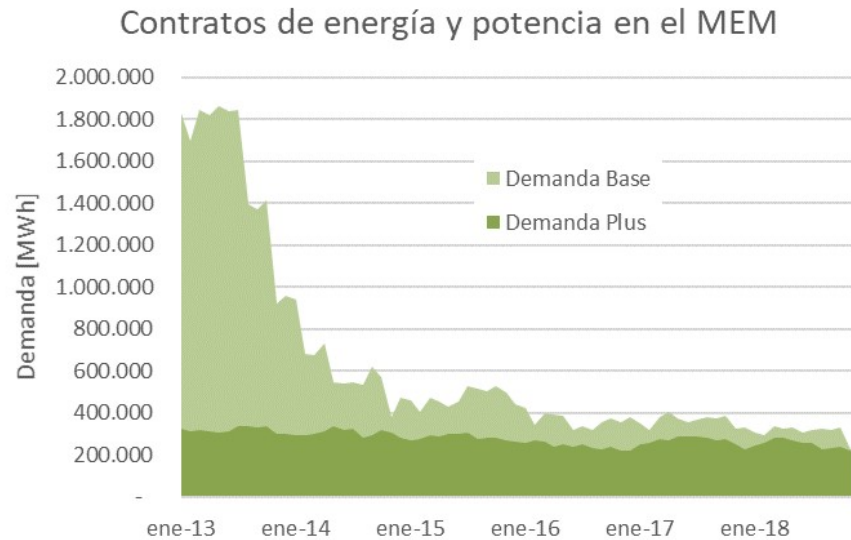
Durante 2018 la energía comercializada a través del Servicio de Energía Plus se mantuvo en niveles similares a 2017, alcanzando un promedio de 339 MW de potencia media comercializada, en comparación con 334 MW en 2017. Por otro lado, respecto de los 437 MW registrados en 2013 existe una marcada reducción. Esta disminución se explica por la existencia de un subsidio dado por el retraso en la actualización del precio de CAMMESA en comparación con el precio de los proyectos plus. Los GU abonan por su demanda Excedente un cargo adicional a modo de penalización, cuyo valor es fijado por la Autoridad Regulatoria, que si bien este debería reflejar el costo marginal del sistema, en la práctica se aplica un valor tope definido por la Secretaría de Energía que resulta inferior al primero.

De toda la demanda de GU en el año 2018, solamente un 10% (demanda excedente) está habilitada para celebrar un nuevo contrato de abastecimiento (Servicio de Energía Plus).

DEMANDAS COMERCIALIZADAS

En el Gráfico 1 se aprecia la evolución de la energía transada por los GU en el MEM en el período 2013 – 2018. Se observa en el mismo que, como consecuencia de la restricción establecida en la regulación para renovar contratos por demanda Base con los generadores, la demanda que se transa con estos últimos está en un valor mínimo, que corresponde a contratos de largo plazo aún vigentes.

Gráfico 1



Fuente CAMMESA

La contratación de energía Plus continúa afectada por las señales de precio y respaldo que perciben los GU respecto al abastecimiento que ofrece CAMMESA.

El precio de la energía excedente provista por CAMMESA, si bien evoluciona con los costos reales de la generación excedente, el monto efectivamente pagado por los GU tiene fijado un tope (regulatorio) que se mantuvo estable en 650 ARS/MWh desde febrero de 2016 hasta junio de 2018, momento en el que se ajustó a 1200 ARS/MWh. El apartamiento entre el costo real y el valor regulado genera una fuerte señal hacia la demanda para abastecerse desde CAMMESA sin Contrato Plus. Adicionalmente, desde julio de 2018 las diferencias entre el costo real de la demanda excedente y el precio tope establecido ya no son contabilizadas individualmente por CAMMESA como una deuda de cada GU con esta última. A partir de esta resolución, el precio de la demanda excedente se limita a lo que efectivamente pagan mes a mes a CAMMESA (valor topeado por regulación), y muchos consideran que la deuda acumulada hasta junio de 2018 en CAMMESA podría, a futuro, no ser exigible.

En lo relativo al respaldo de suministro que ofrece el contrato con el generador, la percepción de la mayoría de los GU es que la calidad del abastecimiento no es necesariamente mejor cuando se celebra un contrato con un generador. Esto hace que los GU, en muchos casos, decidan la renovación de los contratos plus sólo en función de la expectativa de precios.

Como consecuencia de la competencia por precio que impone CAMMESA y la que, de a poco, comienza a plantear la alternativa de abastecimiento a través de EERR, la energía comercializada mediante contratos de Energía Plus ha disminuido respecto al año 2013, representando hoy el 77% de la energía comercializada en dicho año.

CPSA EN EL MERCADO A TÉRMINO

Contratos por Demanda Base

Como consecuencia de la regulación vigente que imposibilita la renovación de los contratos, la energía vendida en el mercado a término se mantuvo limitada a los contratos de largo plazo aún vigentes.

Al finalizar 2018, el único contrato GUMA con contrato por Demanda Base vigente es Compañía Mega, con una potencia media de 3,4 MW.

Contratos de Energía Plus

Durante 2018, con una participación del 2% de la potencia Plus instalada en el MEM, las ventas de CPSA al mercado Plus representaron el 2,66% del total comercializado en dicho mercado.

A pesar del contexto desfavorable, la central tiene 10,9 MW de potencia promedio comprometidos en contratos de energía Plus, alcanzando así a cubrir casi un 70% de toda la oferta disponible por CPSA, con un precio medio de venta de 76,65 us\$/MWh, y con un volumen de energía total de 78 GWh.

RESOLUCIONES Y NOTAS DESTACABLES

Nota SSEE 28663845/18 (14/6/2018): Actualiza topes a aplicar al cargo por demanda excedente de los Grandes Usuarios. Los GUMA/GUME pasaron de 650 \$/MWh a 1200 \$/MWh a partir de junio de 2018 y los GUDI continúan en 0 \$/MWh en el mismo período. Además, establece que el cargo por demanda excedente no podrá ser menor que el sobre costo transitorio de despacho. Por último, resuelve que no se acreditarán ni debitarán a las cuentas individuales de los GU los montos resultantes de aplicar los topes del cargo por demanda excedente.

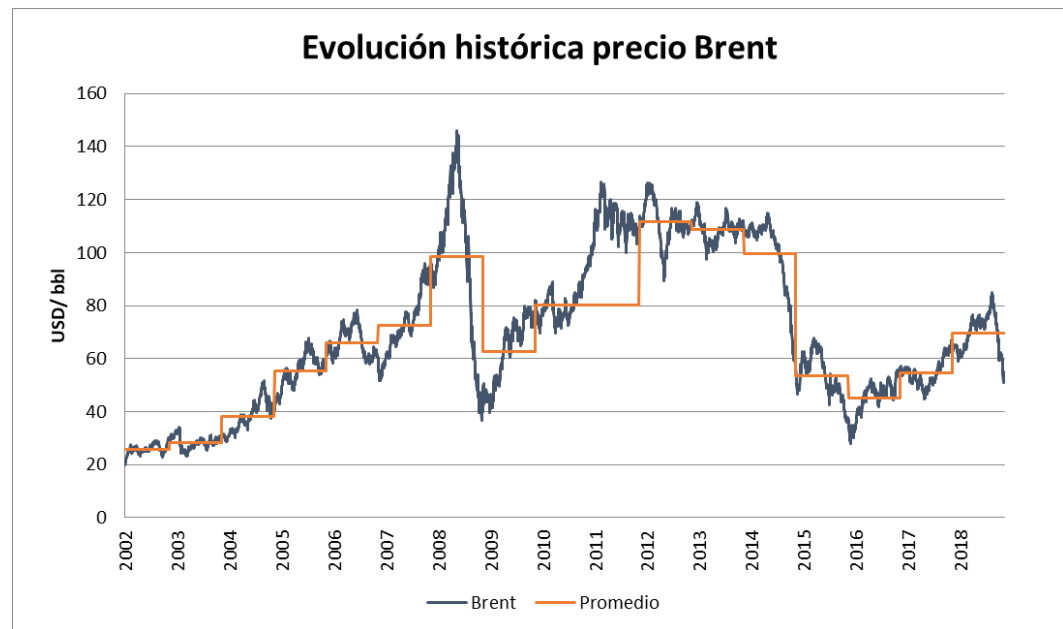
Nota SSEE 21133430/18 (4/6/2018): retoma la aplicación de penalidades e intereses por mora en el pago de las obligaciones de los Grandes Usuarios prevista en la Resolución SEyC 78/95, en concordancia con la finalización de la vigencia de la emergencia del Sector Eléctrico Nacional.

Disposición SSEE 97/2018 (24/10/2018): establece que a partir del 1 de noviembre de 2018 el precio spot máximo para la sanción de precios pasa de 240 \$/MWh a 480 \$/MWh.

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Mercado del Petróleo

En el ámbito internacional, el precio promedio del Crudo Brent aumentó su valor un 27% de 2017 a 2018, pasando de un promedio anual de 54,75 USD/ bbl a uno de 69,54 USD/ bbl. En 2018, el máximo valor registrado fue de 84,82 USD/bbl y un mínimo de 51,02 USD/bbl.



Desde Marzo de 2013, a través de la Resolución SE N° 95/13 CAMMESA centralizó las compras de combustible FO del mercado local.

Mercado del Gas

La Ley de Emergencia Económica promulgada en el 2002 dispuso la pesificación de todos los contratos en dólares y también de las tarifas de servicios públicos. En el ámbito del gas natural esto significó la pesificación de los contratos de abastecimiento y de las tarifas publicadas por el ENARGAS.

El precio de Gas Natural para generación de Energía Eléctrica fue evolucionando por distintos mecanismos desde 2004 hasta Julio 2009, mes en el que se firmó un acuerdo entre el Ministerio de Planificación, Sindicatos de la Industria del Gas y Petróleo y Empresas Operadoras de GN, por el cual, las empresas se comprometían a mantener el nivel de actividad a cambio de una suba en el precio de GN a diversos segmentos del consumo.

Con respecto al segmento de generación, el precio fue dolarizado y se instruyó un sendero de precios que culminaba en diciembre 2009 con un valor de 2.68 USD/MMBTU para el Gas Natural de cuenca Neuquina.

En abril 2016 se publicó la Resolución MEyM 41/16, mediante la cual se elevó el precio del gas natural en boca de pozo para el segmento de generación de energía eléctrica de acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)
Norte	4,93
Neuquén	5,53
Golfo San Jorge	4,84
Santa Cruz	4,62
Tierra del Fuego	4,48

Durante el ejercicio fue de aplicación la Resolución ENRG 1410/10, mediante la cual se despacha el Gas Natural a nivel nacional.

Así mismo en 2016 se aprobaron nuevos cuadros tarifarios para todas las empresas del Servicio Público de Distribución y Transporte de Gas Natural, al mismo tiempo que se instruyó realizar una revisión de tarifas integral de cada una de ellas.

Como resultado de la RTI se realizó un ajuste tarifario dividido en 3 escalones: (i) abril 2017, (ii) diciembre 2017 y (iii) abril 2018. A partir de abril 2018 se efectuarán ajustes tarifarios semestrales por inflación.

En julio 2018 se publicó la Resolución MEyM 46/18, mediante la cual se redujo el precio del gas natural en boca de pozo para el segmento de generación de energía eléctrica de acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)
Norte	3,94
Neuquén	4,42
Golfo San Jorge	3,87
Santa Cruz	3,70
Tierra del Fuego	3,58

El 6 de noviembre de 2018 se publicó la Resolución RESOL-2018-70-APN-SGE#MHA, mediante la cual se facultó a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica. Bajo esta resolución, y a partir de la declaración de CVP con inicio el 12 de noviembre de 2018, se habilitó la posibilidad de compra de combustible Gas Natural para los Agentes del MEM que optaran por ello.

Para este caso Central Puerto tomó la opción de comprar su combustible, siendo los volúmenes adquiridos los indicados en la siguiente tabla:

mes	CTM	CPSA	TOTAL
	m3		
nov-18	2.037.631	0	155.066.079
dic-18	48.696.456	104.331.992	

Como se puede observar en el siguiente cuadro, la importación de Gas Natural mostró un marcado descenso respecto a 2017, siendo el 2018 el año con menor importación de los 6 últimos.

Promedio (MMm3/d)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Diferencias 2018 vs. 2017	
							Volumen	Porcentaje
LNG	16,48	16,2	15,2	13,2	12,2	9,78	-2,5	-20,1%
Bolivia	15,66	16,5	16,4	15,7	18,1	16,5	-1,7	-9,1%
Chile	0,00	0,00	0,00	1,0	0,8	0,58	-0,2	-22,6%
Total	32,1	32,7	31,6	29,9	31,1	26,8	-4,3	-13,8%

La inyección de gas local a nivel país se mantuvo estable, con aumento en cuenca neuquina, compensado con una disminución en la cuenca austral y norte, como se puede observar en el siguiente cuadro. El incremento mostrado en cuenca Neuquina se explica principalmente por el desarrollo de pozos de gas no convencional.

Promedio (MMm3/d)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Diferencias 2018 vs. 2017	
							Volumen	Porcentaje
Neuquén	47,3	48,2	51,5	53,9	54,5	60,9	6,4	11,7%
Austral	32,3	31,0	30,6	32,3	31,8	30,4	-1,4	-4,4%
Norte	6,9	5,8	4,9	5,7	5,7	3,0	-2,7	-48,1%
Total	86,5	85,0	87,0	91,9	92,0	94,3	2,3	2,5%

Se mantuvo la aplicación de las Resoluciones N° 1/2013 y 60/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, mediante la cual se pagó a determinados volúmenes de producción de Gas de aquellos productores que adhirieron a las mismas, un precio incremental por la producción de gas, que puede llegar a 7.5 USD/MMBTU. Dicho plan finalizó en diciembre de 2017.

A partir de enero de 2018, y hasta fin de 2021, se aplica la Resoluciones MINEM N° 46/2017 “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” (modificada por la Resoluciones MINEM 419/2017), destinada solo para algunos proyectos de shale y tight gas. La misma incluye un sendero de precios anual que comienzan con 7,5 USD/MMBTU para el primer año, y luego va disminuyendo anualmente a razón de 0.50 USD/MMBTU.

De esta forma se tiene la siguiente evolución de precios:

Año	USD/MMBTU
2018	7,50
2019	7,00
2020	6,50
2021	6,00

La evolución en la demanda de Gas, se expone en el cuadro siguiente.

Promedio (MMm3/d)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Diferencias 2018 vs. 2017	
							Volumen	Porcentaje
Residencial	28,7	27,7	28,0	29,5	26,4	26,4	0,0	0,0%
Comercial	3,7	3,6	3,7	3,9	3,5	3,4	0,0	-0,6%
Entes Oficiales	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,1	-0,1	-6,9%
Industrias	33,9	34,2	34,6	33,1	34,2	32,1	-2,1	-6,1%
Centrales Eléctricas	39,6	39,8	40,9	43,7	47,3	48,1	0,8	1,8%
SDB	2,8	2,7	2,9	3,0	2,9	2,9	0,0	0,2%
GNC	7,6	7,8	8,1	7,7	7,0	6,6	-0,4	-5,6%
Total	117,6	117,1	119,3	122,1	122,5	120,7	-1,7	-1,4%

Abastecimiento de combustibles líquidos

FUELOIL (FO)

En las centrales Puerto Nuevo y Nuevo Puerto: Durante el año 2018 el consumo de este combustible fue de alrededor de 288 mil toneladas, recibido mediante 25 embarques de diversos calados para ser consumido en las unidades turbo vapor. El consumo de FO fue 55% inferior respecto al de 2017 debido a un menor despacho de las máquinas turbo vapor con este combustible.

Centrales Térmicas Mendoza: Durante el año 2018 el consumo de combustible FO en CTM fue de 9.530 toneladas, provisto por medio de 237 camiones.

Todos los ingresos de combustible FO fueron provistos por CAMMESA por cuenta y orden del Estado Nacional, según lo establecido en la Resolución SE 95/ 2013.

GASOIL (GO)

Central Nuevo Puerto: El consumo de GO del Ciclo Combinado (CC) por requerimiento del sistema durante 2018 fue de aproximadamente a 84 mil m3. Este consumo de GO en 2018 fue 61% inferior al consumo de 2017 por menor despacho del CC con este combustible. Para esta operación ingresaron 7 buques de diversos calados con GO.

Durante 2018 en CTM no hubo consumo de combustible GO en las máquinas turbogás.

Las entregas de Gas Oil fueron realizadas en su totalidad por CAMMESA, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 95/2013.

BIODIESEL

Central Puerto: No hubo consumo de combustible biodiesel en el Ciclo Combinado de NP durante el año 2018.

Centrales Térmicas Mendoza: En 2018 no hubo consumo de Biodiesel en el Ciclo Combinado ABB.

MANTENIMIENTO

Durante el ejercicio 2018, se realizaron diversos trabajos de mantenimiento e inspecciones tendientes a la correcta operación y buen funcionamiento de la planta.

A continuación, se detallan los datos más relevantes respecto de la operación y mantenimiento:

SITIO PUERTO

Las principales tareas de mantenimiento llevadas a cabo durante el presente ejercicio fueron las siguientes:

Unidad N°5

La unidad en este periodo no tuvo paradas por mantenimientos programados.

Se realizaron los mantenimientos de rutina en instalaciones y equipos de la unidad.

Unidad N°6

La unidad en este periodo no tuvo paradas por mantenimientos programados.

Se realizaron los mantenimientos de rutina en instalaciones y equipos de la unidad.

Unidad N°7

Se realizó un MAPRO menor desde el 13/08/2018 al 27/08/2018, en el mismo se trabajó en:

- Reparación parcial de sellos del Calentador de Aire Rotativo de caldera.
- Reparación parcial techo de Caldera.
- Inspección boroscópica de válvula de turbina.
- Inspección de masas rotantes en 6 ventiladores de Caldera y de 3 Compresores de aire.
- Reparación Condensador de Eyectores.
- Sistema de refrigeración del Generador, se revisaron refrigerantes y se repararon pérdidas de hidrógeno.
- Regeneración de aceite Transformadores Principales y de Grupo.

Unidad N°8

La unidad en este periodo no tuvo paradas por mantenimientos programados

Se realizaron los mantenimientos de rutina en instalaciones y equipos de la unidad

Unidad N° 9

Se realizó un MAPRO mayor desde el 07/09/2018 al 03/11/2018. En el mismo se trabajó en:

- Turbina. Etapa Baja Presión: Cambio de álabes de las ruedas L-0 ambos flujos, Inspección álabes L-1 ambos flujos.
- Generador: Revisión visual de cabezas de bobinas, Inspección visual con cámara y realización de ensayo (ELCID), Ensayos eléctricos y verificación de estanqueidad del circuito de agua estatórica, Instalación y montaje de protección G60.
- Excitación Generador: Control de estado de los tiristores, Verificación del circuito de tren de pulsos de tiristores, Ensayo de la excitación.
- Caldera: Cambio de canastos intermedios de los calentadores de aire rotativos, Revisión de cojinete del calentador B, Cambio de 6 serpentinas del Sobrecalentador secundario, Cambio de 8 tramos de tubos de pared de agua altura quemadores, Cambio de expansiones, Limpieza por arenado de pared externa de tubos de Sobrecalentador y Reparación de quemadores.
- BOP: Reparación Bomba de extracción de condensado 9B, Reparación Bomba de circulación 9B, Mantenimiento de motores de 6KV (VRG A y B; VTF A; BBA.ALIM A- BBA. EXTR. COND. A), Cambio de tramo de cañería de Gas de alimentación a caldera.

TG 11 CICLO COMBINADO

Se realizó un MAPRO estacional desde el 14/03/2018 al 16/06/2018

A continuación, se listan los trabajos relevantes:

- Inspección Mayor de TG-11 con cambio de rotor (Package 5)
- Inspección con sistema MAGIC de generadores de TV-10 y TG-12. Mediciones eléctricas de generador de TG11
- Instalación y puesta en marcha de monitoreo de alabes del compresor de Turbina (BHM).
- Inspección por el fabricante (Voight) de la caldera de recuperación
- Reemplazo nuevas placas en refrigerantes de aceite de lubricación.
- Cambio de la totalidad de la aislación de las juntas de dilatación en exhaust de TG.
- Montaje y puesta en marcha de nuevos filtros auto clean de gas oil

TG 12 CICLO COMBINADO

Se realizó un MAPRO estacional desde el 14/03/2018 al 10/06/2018

A continuación, se listan los trabajos relevantes:

- Inspección HGPI. Inspección de paso de gases calientes
- Inspección con sistema MAGIC y mediciones eléctricas de generador

- Instalación y puesta en marcha de monitoreo de alabes del compresor de turbina BHM.
- Inspección por el fabricante (Voght) de la caldera de recuperación
- Reemplazo nuevas placas en refrigerantes de aceite de lubricación.
- Cambio de la totalidad de la aislación de las juntas de dilatación en exhaust de TG.
- Montaje y puesta en marcha de nuevos filtros auto clean de gas oil

TV 10 CICLO COMBINADO

Se realizó un MAPRO estacional desde el 14/03/2018 al 10/06/2018

A continuación, se listan los trabajos relevantes:

- Inspección Mayor de TV-10 con cambio de caja de sellos N2 Packing Head
- Cambio parámetros de lógica de control de Regulación de Frecuencia (RPF) en TV10.
- Limpieza y test hidráulico al condensador de TV10. Reparación de junta de expansión
- Up grade de refrigerantes de aceite de TV10 según especificación de Alfa Laval

BALANCE DE PLANTA

- Up grade sistema de control de planta DCS ABB a sistema de control de GE Mark VI e
- Limpieza de pileta de agua de río.
- Reparación "IN Situ" de grandes válvulas de vapor (220, 222,201, NRV, By Pass)
- Pintura de chimeneas y exhaust de HRSG's en ambas TG

SITIO MENDOZA

El área de Mantenimiento llevo a cabo sin novedades la ejecución de toda la Programación de las MAPROS del año, no hubo durante el año 2018 ninguna MAPRO Mayor.

Los trabajos más relevantes fueron los siguientes:

TG23-TG24

Se realizó un mantenimiento Menor en la TG24, la misma fue ejecutada dentro del programa de tareas contratadas con GE, que consistió en una Inspección de Combustión de la Turbina de Gas. Se realizaron tareas de mantenimiento en los equipos de BoP (Balance de Planta), con personal propio.

Simultáneamente se desarrolló un Mantenimiento al Vaporducto y a los equipos de BoP de la TG23. Durante esta parada se realizó el cambio de conexión del campo de la TG24 al campo de la TG21 que quedó desafectada del servicio a la planta.

El campo de conexión de la TG24 quedó disponible para la conexión de la TG27 correspondiente al Nuevo Proyecto de Cogeneración.

CC TG25-TV15

Se desarrolló el Mantenimiento Menor sobre la TG25 con la asistencia de personal de Siemens dentro del cumplimiento del contrato de mantenimiento y el mantenimiento de todos los equipos de BoP y de la TV15 fueron realizados con personal propio.

TG22-TV14

Se realizaron inspecciones en la Turbina de Gas en los meses de marzo y setiembre, sin detectarse novedades relevantes. Y se realizaron tareas de mantenimiento diversas en los equipos de BoP y TV.

TV11

Se realizaron tareas de mantenimiento durante los períodos en que la unidad se encontraba sin despacho, siendo las más importantes: reparaciones en válvulas, calentadores de aire, calentadores de AP y ensayos en equipos electromecánicos.

TV12

Se realizaron tareas de mantenimiento durante los períodos en que la unidad se encontraba sin despacho, siendo las más importantes: reparaciones en válvulas, calentadores de aire, calentadores de AP y ensayos en equipos electromecánicos.

Mini hidro

En Julio se realizó una inspección menor en la Mini hidro. Las principales tareas realizadas fueron: Reemplazo de correa de transmisión. Ajuste de sensores de nivel. Mantenimiento de generador.

Dique y Planta de Agua

Se realizaron todos los trabajos de mantenimiento sobre compuertas en el Dique y Planta de Agua, de manera de tener perfectamente operativos los mismos, cumpliendo con los requerimientos del DGI (Departamento General de Irrigación).

Otras tareas relevantes

Se continuó con las mejoras del Sistema Contra Incendios, con la realización de la Fase 5.

Se ha realizado eficiente y adecuadamente el traspaso del Laboratorio Químico de la Planta, finalizando el vínculo con la empresa que realizaba esta tarea desde el año 1994, desarrollando todas las tareas inherentes al área química con personal propio.

Proyecto Cogeneración

Se está desarrollando en la Planta Mendoza el Nuevo Proyecto de Cogeneración, que consiste en el montaje de 2 nuevas Turbinas de Gas, unidades TG26 y TG27, que reemplazarán a la actual Cogeneración, unidades TG23 y TG24.

A fines de 2018 se han finalizado los trabajos de obra civil y están en viaje desde fábrica las 2 turbinas de gas y sus respectivos generadores.

El equipamiento a instalar consta de 2 Turbinas de Gas Siemens SGT800 de 45 Mw c/u con 2 Calderas de Recuperación y un suministro de vapor a YPF de 135 Tn/h.

Se prevé la finalización de los trabajos y puesta en servicio del nuevo equipamiento para setiembre de 2019.

SITIO PIEDRA DEL AGUILA

De acuerdo con el programa de mantenimiento estacional de las Unidades Generadoras (MAPROs), se realizaron las siguientes intervenciones:

Entre el 10 y el 23 de marzo, se llevó adelante un **MAPRO Menor en la Unidad N°3**, con 92.067 horas de marcha.

Las tareas más relevantes realizadas fueron:

- Reparación mayor del sistema de by-pass de la Compuerta de Emergencia; se reemplazó un tramo de tubería de 30" dañado por corrosión, se adaptaron y soldaron carretes nuevos, se revisó el mecanismo de la válvula by-pass, se reemplazó la junta Dresser y se realizaron reparaciones de pintura.
- Ensayos con líquidos penetrantes a las 24 bieletas de los álabes del distribuidor del Regulador de Velocidad.
- Reparación del sello inflable de la junta flexible de la Tubería de Presión.
- Ensayos eléctricos a los Transformadores GSU.
- Revisión de las barras colectoras del bobinado estatórico del Generador.
- Ensayos eléctricos al Generador.

Entre el 03 y el 27 de abril, se llevó adelante un **MAPRO Menor en la Unidad N°4**, con 109.496 horas de marcha.

Las principales tareas realizadas fueron:

- Reemplazo del Regulador Automático de Tensión (RAT).
- Reemplazo del Sincronizador.
- Reemplazo del Control Conjunto de Tensión (Unidades G3 y G4).
- Reemplazo del sistema de protecciones eléctricas del Generador y Transformadores GSU.
- Revisión de ajuste de cuñas de las barras de ranura del bobinado estatórico del Generador (entre ranuras #472 y #501)
- Reparación mayor del sistema de by-pass de la Compuerta de Emergencia; se reemplazó un tramo de tubería de 30" dañado por corrosión, se adaptaron y soldaron carretes nuevos, se revisó el mecanismo de la válvula by-pass, se reemplazó junta Dresser y se realizaron reparaciones de pintura.
- Ensayos con líquidos penetrantes a las 24 bieletas de los álabes del distribuidor del Regulador de Velocidad.
- Reparación del sello inflable de la junta flexible de la Tubería de Presión.
- Ensayos eléctricos a los Transformadores GSU.
- Revisión de las barras colectoras del bobinado estatórico del Generador.
- Ensayos eléctricos al Generador.

Entre el 07 y el 18 de mayo, se llevó adelante un **MAPRO Menor en la Unidad N°1**, con 128.600 horas de marcha.

Las principales tareas realizadas fueron:

- Reemplazo de la pantalla equalizadora de campo eléctrico y ajuste del bobinado y núcleo, de la fase "S" del banco de Transformadores GSU.
- Reemplazo de micros de fin de carrera de las zapatas del Sistema de Freno de la unidad.
- Reemplazo de los cabezales de las válvulas Viking de los sistemas de extinción de incendios del Generador, de la Galería de Cables y de los Transformadores GSU.
- Reemplazo de las válvulas del sistema de refrigeración del Cojinete de Empuje.

RECURSOS HUMANOS

Administración de Personal, Beneficios, Capacitación, Medicina del Trabajo, Comunicación y Relaciones con la Comunidad.

En el marco de la implementación “Normas SOX”, se impartieron talleres en cada sitio de CPSA, con el objetivo de conocer responsabilidades y proceso en curso, enfocado a la certificación de tal norma. Es importante destacar las reuniones con todos los colaboradores para informar sobre el uso de Resguarda, empresa que tiene a cargo el canal de comunicación directo para hacer conocer en forma anónima, confidencial y segura la existencia de irregularidades dentro de la Empresa o de cualquier tipo de situación que no sea acorde a un buen clima ético y laboral.

En base a la detección de necesidades de capacitación, se llevó a cabo un plan de formación 2018 bajo el cual se desarrollaron capacitaciones técnicas/legales y las necesarias para el desarrollo de competencias para la correcta operación del negocio, afianzándose en este ejercicio la utilización de la plataforma virtual , que permitió llegar a todos los sitios con contenidos específicos, flexibilidad de horarios y tiempos de dedicación. Se impartieron 5.162 horas de formación distribuidas en los diversos sitios de la compañía.

Se comenzó el proyecto Usina Digital, que permitirá a cada empleado realizar online muchas de las gestiones administrativas que hoy en día demandan ser realizadas “en papel” y/o requieren de una aprobación física, agilizando así los procesos entre los colaboradores y RRHH.

En relación con los procesos de reclutamiento y selección, se recibieron para posiciones publicadas 6.000 C. Vitae, entrevistando más de 340 postulantes, cubriendo en tiempos adecuados las vacantes

Se generaron encuentros y actividades para reflexionar sobre equidad de género, tales como “Mujeres que gestión el optimismo y hacen la diferencia” y “Mujeres que construyen”.

En la órbita de Salud Ocupacional, se cumplió con las campañas programadas de vacunación Antigripal y Antitetánica, Exámenes periódicos, como así también con los refuerzos de capacitaciones en materia de RCP y uso adecuado de Desfibrilador para casos de emergencias. En línea con la prevención, la campaña de concientización sobre el cáncer de mama llegó a cada mujer de la compañía con folletería informativa y un presente con el objetivo de crear conciencia y promover que cada vez más mujeres accedan a controles, diagnósticos y tratamientos oportunos y efectivos.

Se continuó con el objetivo de mantener el buen clima laboral, realizándose actividades como visitas de familiares y colegios a planta, entrega de útiles escolares al inicio del ciclo lectivo para hijos de empleados, presentes para el día del niño, Navidad y encuentros de fin de año.

FINANZAS

ANALISIS DE LOS RESULTADOS DEL EJERCICIO

Durante el año 2018 la Sociedad registró una ganancia operativa correspondiente a operaciones continuadas de \$30.496 millones, mientras que en el mismo período de 2017 dicho resultado fue una ganancia de \$4.258 millones.

Como principales causas de esta variación podemos mencionar: a) los mayores ingresos por actividades ordinarias que son derivados del cambio en la remuneración que introdujo la Res. SE 19/2017, b) el resultado generado por el reconocimiento de los intereses y la actualización de los Créditos CVO producto de la habilitación comercial de la central, c) el resultado por diferencias de cambio netas, generado principalmente por la actualización de los créditos de CVO.

La ganancia operativa mencionada anteriormente se ve disminuida por los resultados financieros cuyas principales causas son: a) el resultado por exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda, b) el mayor resultado negativo por diferencia de cambio y c) el menor resultado neto por la venta de activos financieros. Estos efectos se vieron compensados por el mayor resultado por tenencia de activos financieros su valor razonable.

Como consecuencia de lo anterior, se registró una ganancia neta antes de impuesto de las operaciones continuadas para el año 2018 de \$23.514 millones, mientras que en el mismo período de 2017 fue una ganancia de \$5.637 millones.

En resumen, las principales causas del aumento de la ganancia neta correspondiente a operaciones continuadas fueron los mayores ingresos que se produjeron como consecuencia del incremento de remuneración que introdujo la Res. SE 19/2017, el resultado generado por el reconocimiento de los intereses y la actualización de los Créditos CVO. Estos resultados se vieron compensados parcialmente por el resultado negativo generado por la exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda y por el incremento en la diferencia de cambio negativa.

La ganancia neta de operaciones continuadas del año 2018 fue equivalente a \$11,23 por acción comparado a una ganancia neta de \$ 2,97 por acción para el año 2017.

DESTINO DE LOS RESULTADOS DEL EJERCICIO

La Ganancia Neta del Ejercicio 2018 ascendió a miles de pesos 17.519.598. El Directorio propone, luego de descontar los resultados no asignados acumulados negativos, aumentar el saldo de la reserva legal por un monto de miles de pesos 450.459 miles a los efectos de restituir la reserva legal a su valor previo a la absorción de pérdidas producida como resultado del ejercicio de la opción prevista en la Resolución General N° 777/18 de la CNV, lo cual se encuentra ad-referendum de la Asamblea Anual Ordinaria de Accionistas. Además, luego de contabilizado lo anterior, se dispone destinar a la reserva legal 712.524. Asimismo, se propone destinar el saldo remanente del resultado del ejercicio, al incremento de la Reserva Facultativa para aumentar la solvencia de la Sociedad por la suma miles de pesos 13.552.354. Finalmente, de conformidad con los artículos 12 y 33 del Estatuto Social, se propone aprobar el pago del Bono de Participación para el Personal.

GESTION FINANCIERA

Durante el próximo ejercicio se continuarán realizando inversiones tendientes a preservar los activos de la compañía y mitigar los riesgos de variaciones de la tasa de cambio de la moneda extranjera y de la tasa de interés, teniendo en cuenta las necesidades de liquidez de CPSA y el cumplimiento de sus obligaciones comerciales.

Los principales instrumentos en los cuales se invertirá serán deuda pública (soberanos y/o provinciales), títulos de deuda privada y acciones de compañías, plazo fijo y fondos de inversión constituidos en instituciones financieras de reconocido prestigio y solidez.

PERSPECTIVAS 2019

A futuro, la Compañía se focalizará en continuar la mejora de su eficiencia, no sólo en lo que respecta al manejo de las unidades de generación, sino también en la administración de sus recursos, de manera de continuar posicionándose como una de las empresas líderes del sector eléctrico.

También, la Compañía tiene importantes planes en marcha para ampliar su capacidad de generación a través de proyectos de energía renovable y proyectos de energía térmica que se mencionan a continuación.

En este sentido en el año 2018, a través de la subsidiaria, CP Renovables S.A., que controla el 100% de los proyectos renovables, se pusieron en marcha 2 parques eólicos: CP La Castellana con una potencia instalada de 99 MW ubicado en la provincia de Buenos Aires y CP Achiras con una potencia instalada de 48 MW ubicado en la provincia de Córdoba.

Asimismo, en el transcurso de este año se continuará la construcción de cuatro nuevos parques eólicos:

- CP La Genoveva I y II, con una potencia instalada de 88.2 MW y 41.8 MW respectivamente, ubicados en la provincia de Buenos Aires.
- CP La Castellana II con una potencia de 15.2 MW ubicado en la provincia de Buenos Aires.
- CP Manque y CP Los Olivos con una potencia de 57 MW y 22.8 MW respectivamente, ambos ubicados en la provincia de Córdoba.

Se espera que estos parques comiencen con su operación comercial entre fines de 2019 y principios de 2020.

Por otro lado, continuaremos con la construcción de las 2 nuevas cogeneraciones que fueron adjudicadas durante el año 2017. Se trata de las cogeneraciones de: Luján de Cuyo con una potencia de 93 MW y una capacidad de producción de vapor de 125 Ton/h, situada dentro de nuestra central en la provincia de Mendoza, y Terminal 6 San Lorenzo con una potencia de 330 MW y una capacidad de producción de vapor de 350 Ton/h, ubicada dentro del complejo agroindustrial de Terminal 6 en la provincia de Santa Fe. Se espera que Lujan de Cuyo empiece a operar completamente en a fines de este año y que Terminal 6 San Lorenzo comience en 2019 con la generación de energía y en 2020 con la producción de vapor.

En resumen, la Compañía incorporará este año a su capacidad instalada 225 MW de proyectos renovables y 423 MW de proyectos térmicos, totalizando un incremento de 648 MW de potencia.

OSVALDO RECA | *Presidente*

Buenos Aires, 11 de marzo de 2019