

Memoria Anual

Diciembre
2021



Central Puerto

MENSAJE DEL GERENTE GENERAL

Luego de vivir uno de los años más desafiantes de nuestra historia como lo ha sido el 2020, el cual nos exigió reconfigurar completamente nuestra vida en todos sus aspectos, familiar, social y laboral, el año 2021 ha sido un año en el que pusimos a prueba lo aprendido.

Consolidamos fortalezas y desarrollamos nuevas capacidades que nos han permitido, pese a la adversidad e incertidumbre, alcanzar importantes objetivos.

Gracias al esfuerzo y compromiso de nuestra gente logramos finalizar los proyectos en ejecución entre el que se destaca la habilitación del ciclo combinado y cogeneración San Lorenzo. El mismo cuenta con una potencia de 330 MW/h, una capacidad de producción de Vapor de 340 TN/h y representó una inversión del orden de los 340 millones de dólares. Cabe destacar que se trata de la planta de cogeneración más grande y moderna del país.

También hemos completado con éxito las intervenciones mayores de las turbinas del ciclo combinado de Buenos Aires y de Mendoza, y otros mantenimientos que permitieron preservar la disponibilidad de nuestras unidades entre las más altas del mercado.

Por otro lado, lanzamos un programa de capacitación integral para nuestro personal con foco en los desafíos que comprende la nueva normalidad, las distintas formas de relacionarnos/trabajar y la velocidad en que se producen estos cambios.

Durante este año, reafirmamos nuestro compromiso con el desarrollo sustentable del país incrementando nuestra producción de energía a través de fuentes renovables a 1.596 GW/h, es decir, un incremento del 18% respecto del año anterior, producto de la consolidación de la operación de nuestros parques eólicos que en conjunto alcanzan una potencia total instalada de 372 MW de dicha tecnología. Todo esto indudablemente nos constituye como uno de los principales jugadores del segmento.

En línea con nuestra gestión y el camino recorrido, hemos potenciado nuestro reporte de Sustentabilidad el cual ha sido elaborado de acuerdo con las directrices del IIRC, de conformidad con los Estándares de Global Reporting Initiative (GRI), los indicadores materiales y los Principios del Pacto Global de Naciones Unidas.

Repasar todos estos logros, a lo largo de meses tan complejos y desafiantes, confirma que Central Puerto no hubiese logrado mantener su rol protagónico como generador de energía eléctrica sin el compromiso y esfuerzo de cada uno de nuestros colaboradores, miembros del Directorio y accionistas, abocados de manera conjunta al objetivo común de construir una compañía que crezca de manera sustentable.

¡Gracias por acompañarnos!



Fernando Bonnet
Gerente General

CONTENIDO

01. Descripción de la Compañía

Gobierno corporativo
Directorio, Comisión Fiscalizadora y Comité de Auditoría
Información corporativa

02. Situación y contexto macroeconómicos

03. El mercado eléctrico mayorista argentino

Comercialización
Contratos en el mercado a término
Combustible líquido y gas natural

04. Mantenimiento

Sitio Puerto Nuevo y Nuevo Puerto
Mantenimientos Mendoza 2021
Mantenimientos Buenos Aires 2021
Sitio Piedra del Águila

05. Recursos Humanos

06. Medio ambiente, Seguridad e Higiene

Política
Sistema Integrado de Gestión (SIG)
Indicadores de gestión
Gestión de Recursos Naturales
Higiene y Seguridad en el Trabajo

07. Finanzas

Comentarios generales
Perspectivas para el presente ejercicio
Destino de los resultados del ejercicio
Gestión financiera



01

*Descripción
de la Compañía*

Gobierno corporativo

En Central Puerto contamos con un Código de Gobierno Societario, confeccionado por el área de Asesoría Legal y aprobado por el Directorio, que establece pautas para la mejor administración, control de la Sociedad y de su relación con compañías subsidiarias y/o afiliadas con el objetivo de incrementar su confiabilidad y valor en beneficio de la masa de accionistas y del mercado en general.

Por lo tanto, estas pautas, más allá del cumplimiento del marco legal dentro del cual la Sociedad desarrolla sus actividades, tienen su origen en la necesidad de una mayor transparencia en el gobierno societario, facilitando así las relaciones en el mercado de capitales, mejorando la gestión empresarial y el manejo de los riesgos inherentes al gerenciamiento de la Sociedad.

Actualmente, el Directorio de Central Puerto está formado por los siguientes miembros:

DIRECTORIO	
DIRECTORES TITULARES	DIRECTORES SUPLENTE
Osvaldo Arturo RECA - Presidente Miguel DODERO José Luis MOREA Juan José SALAS Diego PETRACCHI Tomás PERES Tomás WHITE Marcelo Atilio SUVA - Vicepresidente Soledad Rea Jorge Eduardo VILLEGAS Guillermo Rafael Pons	Fernando BONNET Justo SAENZ Adrián SALVATORE Javier TORRE Rubén Omar LOPEZ José Manuel PAZOS Gonzalo BALLESTER Oscar Luis GOSIO Enrique TERRANEO Alejo VILLEGAS Gabriel Enrique RANUCCI
COMISION FISCALIZADORA	
SÍNDICOS TITULARES	SÍNDICOS SUPLENTE
Carlos César Adolfo HALLADJIAN Eduardo Antonio EROSA Juan Antonio NICHOLSON	Carlos Adolfo ZLOTNITZKY Cristina Margarita DE GIORGIO Lucas NICHOLSON
COMITÉ DE AUDITORIA	
TITULARES	SUPLENTE
Juan José SALAS José Luis MOREA Tomás José WHITE	Jorge Eduardo VILLEGAS Oscar Luis GOSIO

Información corporativa

Central Puerto S.A. y las sociedades que forman parte del grupo económico, configuran un grupo integrado de empresas relacionadas con el sector energético. Nuestra actividad consiste principalmente en la generación y comercialización de energía eléctrica al mercado nacional e internacional.

Nuestra compañía fue creada junto con 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 New York Stock Exchange ("NYSE") bajo el símbolo "CEPU".

Para llevar a cabo nuestra actividad contamos con los siguientes activos:

Centrales Termoeléctricas e Hidráulicas

	Centrales y Parques	Provincia	Localidad	Capacidad Instalada (MW)	Instalaciones	Energía producida en 2020 por cada Central/Complejo [MWh]
1	Central Termoeléctrica Brigadier López	Santa Fé	Sauce Viejo	281	1 TG (+1 TV --> futura CC)	70,892,346
2	Central San Lorenzo	Santa Fé	San Lorenzo	330	1 TG +1 TV	12,444
3	Complejo Luján de Cuyo	Mendoza	Luján de Cuyo	571	3 TG + 2 TV +1 CC (1TG+1TV) +1 Cogeneración (2TG) +1 TH Renovable	2,688,369
4	Complejo Nuevo Puerto	Buenos Aires	CABA	1,714	2 TV + 1 CC (2TG+1TV)	5,579,277
5	Complejo Puerto Nuevo	Buenos Aires	CABA		3 TV	1,185,030
7	Central Hidroeléctrica Piedra del Águila	Neququén	Piedra del Águila	1,440	4 TH Francis	3,435,186

✓ La Central Térmica **Brigadier López** ubicada en la localidad de Sauce Viejo, provincia de Santa Fe, con una potencia instalada de 280,5 MW (operación a ciclo abierto).

✓ La Central Térmica de Ciclo Combinado en Cogeneración **San Lorenzo** (Terminal 6), ubicada en el Municipio de Puerto General San Martín, provincia de Santa Fe, con una potencia instalada de 330 MW y de 340 tn/h de producción de vapor.

✓ Centrales térmicas ubicadas en la localidad de **Luján de Cuyo**, provincia de Mendoza, con una potencia conjunta instalada de 571 MW y de 125 tn/h de producción de vapor.

- ✓ Las centrales térmicas Puerto Nuevo y Nuevo Puerto, ubicadas en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, con una potencia instalada térmica total de 1.714 MW con una planta de ciclo combinado y de turbogrupos a vapor.
- ✓ La concesión del Complejo Hidroeléctrico Piedra del Águila, ubicado sobre el Río Limay, en la provincia del Neuquén que dispone de cuatro (4) unidades generadoras de 360 MW de potencia cada una.

Parques de Energías Renovables

	Centrales y Parques	Provincia	Localidad	Capacidad Instalada (MW)	Instalaciones	Energía producida en 2020 por cada Central/Complejo [MWh]
1	Parque eólico Manque	Córdoba	Achiras	57	15 Aerogeneradoras	227,109
2	Parque eólico Los Olivos	Córdoba	Achiras	23	6 Aerogeneradoras	88,417
3	Parque eólico Achiras	Córdoba	Achiras	48	15 Aerogeneradoras	212,655
4	Parque eólico La Genoveva I	Buenos Aires	Bahía Blanca	88	21 Aerogeneradoras	98,995
5	Parque eólico La Genoveva II	Buenos Aires	Bahía Blanca	42	11 Aerogeneradoras	190,410
7	Parque eólico La Castellana I	Buenos Aires	Villarino	101	32 Aerogeneradoras	437,246
8	Parque eólico La Castellana II	Buenos Aires	Villarino	15	4 Aerogeneradoras	73,547

- ✓ A partir de la incorporación de **CP Renovables S.A.** ("CPR") y sus subsidiarias, así como de **Vientos La Genoveva S.A.U.** y **Vientos La Genoveva II S.A.U.**, participamos en la operación de centrales de generación a partir de la utilización de fuentes de energía renovables.
- ✓ Actualmente, poseemos una capacidad instalada total de 373,8 MW de potencia habilitada comercialmente de fuentes de energía renovables, según lo descripto en el cuadro anterior.

Centrales participadas

Somos el mayor accionista privado de las sociedades Termoeléctrica José de San Martín S.A., y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. que operan centrales de generación térmica, con una potencia instalada de 865 MW y 873 MW, respectivamente.

Además, el grupo es accionista mayoritario en la sociedad Central Vuelta de Obligado S.A. ("CVOSA"), cuyo objeto actualmente radica en la operación de una central eléctrica a ciclo combinado y cuenta con una potencia de 816 MW.

	Centrales participadas	Provincia	Localidad	Capacidad Instalada (MW)	Instalaciones	Energía producida en 2020 por cada Central/Complejo [MWh]
1	Central Termoeléctrica Vuelta de Obligado	Santa Fé	Timbúes	816	1 CC (2TG+1TV)	4,212,345
2	Central Termoeléctrica Timbúes	Santa Fé	Timbúes	865	1 CC (2TG+1TV)	5,290,884
3	Central Termoeléctrica Manuel Belgrano	Buenos Aires	Campana	873	1 CC (2TG+1TV)	5,093,749

Por otra parte, somos el único accionista de **Proener S.A.U.** que tiene por objeto dedicarse a la realización de actividades de inversión, incluyendo el sector energético, en cualquier parte de la República Argentina o del exterior.

A su vez, el Grupo está vinculado con el sector de distribución de gas natural en las regiones de Cuyo y Centro de la República Argentina a través de la inversión en las sociedades pertenecientes al **Grupo ECOGAS**. Con fecha 19 de julio de 2018, el Ente Nacional Regulador del Gas (Enargas) inscribió a la Sociedad en el Registro de Comercializadores y Contratos de Comercialización del Enargas.

Capital Social

Distribución de dividendos y constitución de reservas

El capital social de la Sociedad asciende a 1.514.022.256 y se encuentra representado por acciones ordinarias y escriturales en circulación de valor nominal 1, de 1 voto por acción., inscritas 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").

Con fecha 30 de abril de 2021, la Asamblea de Accionistas de la Sociedad aprobó destinar en miles de pesos:

- a) la suma de \$520.139 a la constitución de la reserva legal, y
- b) la suma de \$ 9.882.639, proveniente del saldo remanente del resultado del ejercicio, al incremento de la Reserva Facultativa en los términos del art. 70 de la Ley General de Sociedades, la cual podrá ser destinada a:
 - (i) a los proyectos de inversión que ya se encuentran comprometidos y/o,
 - (ii) futuras inversiones a realizar por la Sociedad y/o sus Subsidiarias relacionadas con nuevos proyectos como adquisición de activos que resulten aprobados por el Directorio y/o,
 - (iii) al pago de dividendos en base a la evolución de la condición financiera de la Sociedad y de lo dispuesto en la Política de Distribución de Dividendos vigente de la Sociedad.

Adicionalmente se aprobó el pago del Bono de Participación conforme los artículos 12 y 33 del Estatuto Social, delegando en el Directorio las condiciones de su pago.



02

Contexto Macroeconómico

Contexto macroeconómico

Contexto Internacional

La economía mundial comenzó el 2021 en un contexto de condiciones más débiles de lo previsto.

Uno de los principales factores que determinaron dicho contexto fue la aparición de la variante Ómicron, la cual generó nuevas restricciones a la movilidad y contribuyó al aumento de la volatilidad en los mercados financieros a fines del 2021.

Adicionalmente, el suministro de bienes, fue otro de los factores que afectó la eficiencia y el aprovisionamiento de insumos y productos finales, impactando notoriamente en los niveles de actividad.

Por su parte, la inflación siguió aumentando a lo largo del segundo semestre de 2021 debido a diversos factores tales como, el precio de los combustibles fósiles, que se duplicaron en el último año; el incremento en los precios de los alimentos, y los inconvenientes en la cadena de suministros previamente mencionados.

Frente a este escenario, en su informe de enero 2022, el Fondo Monetario Internacional ("FMI") estimó que la economía mundial creció un 5,9% durante el 2021, previendo además, un crecimiento del 4,4% para el 2022.

De esta manera, el pronóstico para 2022 es un 0,5% más bajo que el publicado en su informe del mes de octubre de 2021 como consecuencia de los efectos causados por las restricciones a la movilidad, los cierres de fronteras y el impacto por la propagación de la variante Ómicron.

Dichos factores afectan en forma variada, según la población de cada país, el rigor de las restricciones a la movilidad, el impacto previsto de las infecciones en la oferta de mano de obra y la importancia de los sectores con intenso contacto personal.

Más allá del 2022, se proyecta que el crecimiento se modere alrededor de 3,3% a mediano plazo. Según los pronósticos corrientes, el producto de las economías avanzadas superará los niveles previos a la pandemia, en gran medida debido a la magnitud de la política de apoyo prevista en Estados Unidos, la cual incluye medidas destinadas a estimular el consumo.

Por el contrario, se prevén disminuciones del PBI en el grupo de las economías de mercados emergentes y en desarrollo debido a la ralentización en las campañas de inmunización y, en términos generales, a un menor apoyo de las políticas monetarias en comparación con las economías avanzadas.

Acontecer Nacional

En 2021, la economía argentina demostró una recuperación con respecto al 2020 a partir del incremento del 11,9% del PBI en los primeros 9 meses del año. En este sentido, el último informe de Estimación Mensual de Actividad Económica (EMAE) publicado por el INDEC, muestra que el PBI acumulado a noviembre 2021 aumentó un 9,3% con respecto al año anterior.

A partir del segundo semestre, las restricciones impuestas por el COVID-19 se fueron levantado paulatinamente, al mismo tiempo que la población fue completando el esquema de vacunación completo. Por su parte, el rebote de la actividad redujo el nivel de estímulos otorgados por los gobiernos nacional y provincial.

Sin embargo, la ayuda económica por COVID-19 fue significativamente menor en 2021 en comparación con el 2020. El incremento de subsidios a la economía mantuvo el nivel de emisión afectando el nivel de inflación.

En este sentido, la variación interanual del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) publicado por el INDEC fue del 51,3% mientras que en 2020 fue del 35,4%.

A lo largo del 2021, el Banco Central prácticamente mantuvo el nivel de sus reservas internacionales. Al cierre del año, se situaron en US\$39.662 millones en comparación con los US\$39.387 millones del 2020.

En cuanto al mercado cambiario, el dólar estadounidense mostró un incremento más moderado durante 2021 en comparación con el año anterior producto del endurecimiento de las medidas de control de cambio.

El dólar mayorista cerró el año a AR\$102,72, con un incremento de 22,07% respecto al cierre de diciembre 2020, AR\$84,15.

En el sector bancario las tasas de interés se redujeron levemente, así la tasa BADLAR alcanzó el nivel de 34,12% al 31 de diciembre de 2021, en comparación con el 34,25% correspondiente al mismo período del año anterior.

En cuando a las previsiones para 2022, el FMI en su informe de Perspectivas de la Economía Mundial de octubre 2021 indicó que la economía argentina se recuperará parcialmente estimando un incremento del PBI del 3% en 2022.

Por su parte, el Poder Ejecutivo de la Nación proyectó las principales variables macroeconómicas para el 2022 en el proyecto de Ley de Presupuesto de la Nación que finalmente no fue aprobado en el Congreso Nacional, donde se menciona un aumento del PIB del 4%, un valor del dólar a AR\$131,1 (aumento del 28% respecto del cierre del 2021) y un incremento del índice IPC del 33%.

Por último, como hecho relevante para el 2022, se puede mencionar el entendimiento acordado entre la Argentina y el FMI. En la medida que se avance favorablemente en la renegociación de la deuda con el FMI, se delinearán las premisas macroeconómicas para el 2022.



03

*El mercado eléctrico
mayorista argentino*

El mercado eléctrico mayorista

Durante el Ejercicio 2021, la demanda neta de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) tuvo un crecimiento del 5,2% respecto del 2020 alcanzando los 133.872 GWh (3.8% respecto del 2019). Dicha demanda de electricidad fue cubierta con generación cuyo origen se detalla a continuación:

Generación SADI e intercambio internacional [GWh]

ENERGÍA [GWh]	2020	2021	Variación %	2019	Variación %
Térmica	82,336	90,073	9%	80,137	12%
Hidráulica	29,093	24,116	-17%	35,370	-32%
Nuclear	10,011	10,170	2%	7,927	28%
Renovable	12,737	17,435	37%	7,728	126%
Importación	1,204	819	-32%	2,746	-70%
Exportación	3,089	3,850	25%	261	1375%

*Participación de cada fuente de generación de energía eléctrica en 2019, 2020 y 2021.

En 2021, la generación hidroeléctrica continuó arrojando una reducción significativa respecto al año anterior de 17% que se explica fundamentalmente por los bajos aportes de agua en los ríos. Esta disminución pudo ser compensada con mayor generación proveniente de energías renovables (37%), energía nuclear (2%) y también energía térmica (9%). Por otro lado, la exportación tuvo una participación mayor en la generación con un incremento del 25%.

El récord de demanda de potencia en el SADI se registró el 29/12 a las 14:28hs. con 27.088 MW. La máxima demanda diaria del sistema continúa siendo la registrada en enero de 2019 alcanzando los 544,4 GWh, lo que representa un incremento del 0,26% respecto del anterior máximo (543 GWh registrados en febrero de 2018).

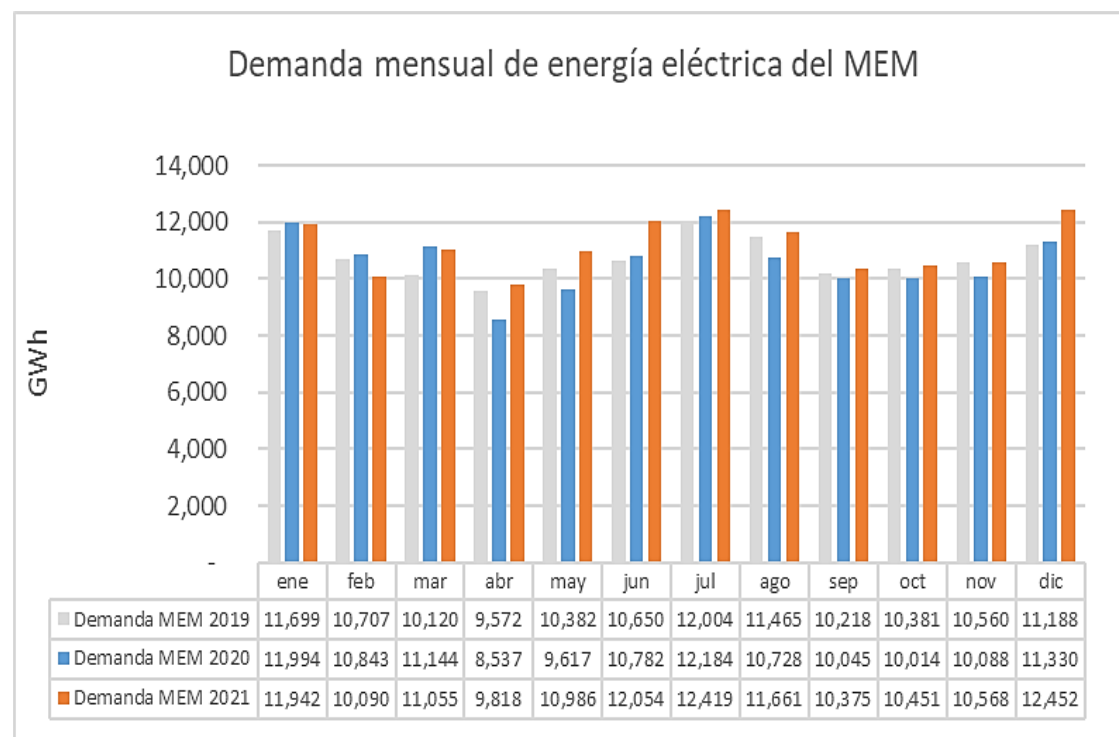
A su vez, como consecuencia del aumento del despacho térmico, en 2021 se produjo un incremento interanual del 1% en el consumo de Gas Natural, en paralelo al aumento en los combustibles alternativos: 29% en el consumo de Fuel Oil; 137% en Gas Oil y 82% en Carbón Mineral, redundando en un incremento del 10% de gas equivalente.

A continuación, graficamos cómo varió el comportamiento en el uso de los diferentes combustibles para la generación de energía eléctrica respecto al año anterior (adicionada al final la equivalencia total como “GAS NATURAL equivalente”):

Combustible	2020	2021	Variación %	2019
GAS NATURAL [Miles de dam3]	16,243	16,352	1%	17,191
FUEL OIL [Miles de TN]	580	750	29%	185
GAS OIL [Miles de m3]	853	2,024	137%	403
CARBÓN MINERAL [Miles de TN]	475	866	82%	221
GAS NATURAL equiv. [Miles de dam3]	18,104	19,856	10%	17,995

Demanda mensual

Analizamos la evolución mensual de la demanda de los Agentes MEM del año 2021 y su comparación con el 2020/2019. De esta manera, podemos asegurar que el aumento interanual de la demanda total del MEM fue del 5.2%.



Ventas al Mercado Spot

Durante Enero 2021 estuvo vigente la Resolución 31/20 ("Res. 31"), sancionada en Febrero 2020. La misma significó la vuelta a la denominación en Pesos de los conceptos de remuneración, junto con la introducción de un factor de actualización mensual de los mismos en base a la variación del índice de inflación. Sin embargo, la aplicación en las transacciones de este último factor nunca se hizo efectiva.

Con fecha 19 de mayo de 2021, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 440/2021 ("Res. 440") de la Secretaría de Energía, por medio de la cual se actualizaron los valores de remuneración energía, potencia y servicios asociados para los generadores afectados con vigencia desde febrero 2021, y se derogó el factor de actualización definido en Res. 31.

Cabe resaltar que la Res. 440, al igual que la Res. 31, estableció una remuneración diferencial entre aquel generador que se compromete con una cierta disponibilidad (DIGO) - denominada "Remuneración Base" y aquel que no asume compromiso alguno "Remuneración Mínima".

El esquema remunerativo de la Res. 440

Remuneración de potencia a los generadores térmicos.

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 un compromiso de disponibilidad garantizado (DIGO):

Remuneración mínima de Potencia		
Tecnología	Res. 31/20	Res. 440/21
	AR\$/MW-Mes	AR\$/MW-Mes
CC Grande > 150MW	100,650	129,839
CC Chico <= 150 MW	112,200	144,738
TV Grande > 100 MW	143,550	185,180
TV Chica <= 100 MW	171,600	221,364
TG Grande > 50 MW	117,150	151,124
TG Chica <= 50 MW	151,800	195,822
Motores (R31 <=42MW)	171,600	221,364

Remuneración Base: Remunera la Potencia Garantizada Ofrecida (DIGO).

Precio de la Potencia Garantizada Ofrecida DIGO				
Tecnología	Res. 31/20		Res. 440/21	
	Inv./Ver.	Resto	Inv./Ver.	Resto
	US\$/MW-Mes	US\$/MW-Mes	AR\$/MW-Mes	AR\$/MW-Mes
CC Grande > 150MW	360,000	270,000	464,400	348,300
CC Chico <= 150 MW	360,000	270,000	464,400	348,300
TV Grande > 100 MW	360,000	270,000	464,400	348,300
TV Chica <= 100 MW	360,000	270,000	464,400	348,300
TG Grande > 50 MW	360,000	270,000	464,400	348,300
TG Chica <= 50 MW	360,000	270,000	464,400	348,300
Motores (R31 <=42MW)	420,000	330,000	541,800	425,700

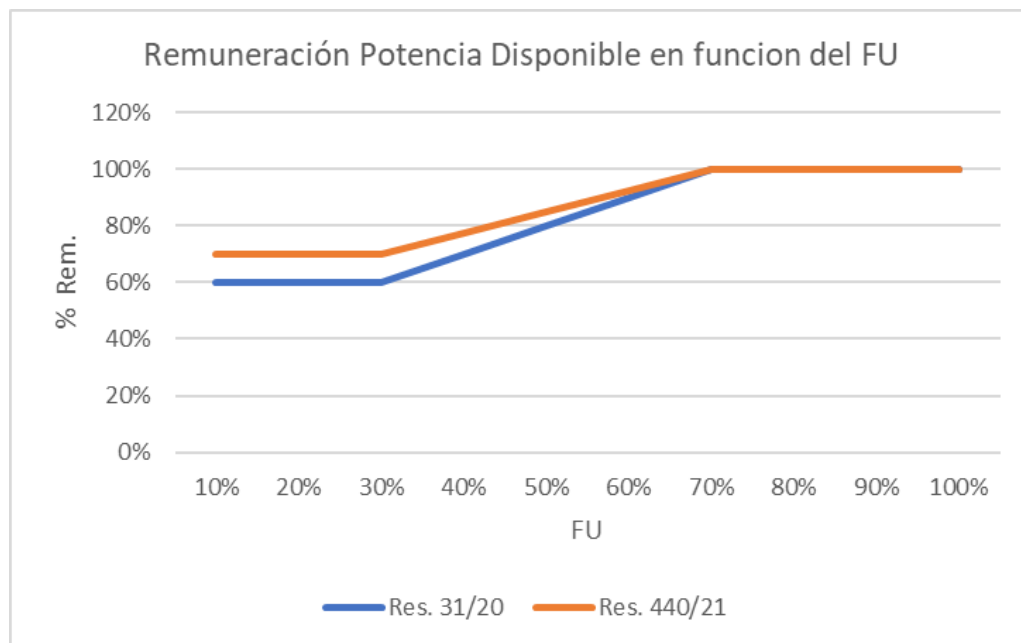
Factor de Uso (FU)

El Factor de Uso se calcula como la relación entre la Energía Operada y la Disponibilidad Real de Potencia de la unidad en los 12 meses previos al mes a remunerar, sin considerar los períodos de Mantenimiento Programado.

Si el Factor de Uso es mayor o igual al 70%, se liquida el 100% de la Remuneración de Potencia correspondiente a esa unidad. En cambio, si es menor al 30%, se liquida el 70% de la Remuneración de Potencia correspondiente a esa unidad.

Para valores de Factor de Uso ubicados dentro del rango 30%-70%, el porcentaje de liquidación de la Remuneración de Potencia para la unidad se calcula como: $FU \times 0,75 + 0,475$.

Este esquema de remuneración de potencia en función del Factor de Uso se observa en el siguiente gráfico, donde comparamos el FU de la Res 440 y el de la Res 31:



Remuneración por disponibilidad de potencia en horas de máximo requerimiento térmico (HMRT)

La Res. 440 mantiene el concepto de remuneración en HMRT a partir de la potencia media efectivamente entregada por cada unidad durante las 50 horas de máximo requerimiento térmico del mes.

$$\text{RemHMRT} = \text{Pot1} * \text{Precio} * \text{FRPHMRT1} + \text{Pot2} * \text{Precio} * \text{FRPHMRT2}$$

- Pot1: potencia media generada durante las primeras 25 horas de máximo requerimiento térmico del mes.
- Pot2: potencia media generada durante las segundas 25 horas de máximo requerimiento térmico del mes.
- Precio: 48.375 \$/MW
- FRPHMRT1 / FRPHMRT2:

Horas de Máximo Requerimiento Térmico	FRPHMRT			
	Verano	Otoño	Invierno	Verano
HMRT-1	1,2	0,2	1,2	0,2
HMRT-2	0,6	0	0,6	0

Remuneración de potencia a los generadores hidráulicos

En la siguiente tabla se indican los valores de remuneración por potencia hidráulica disponible de la Res 440., como así también los correspondientes a Res 31:

Precio de la disponibilidad de Potencia Hidráulica		
Escala Hidro	Res. 31/20	Res. 440/21
	AR\$/MWh	AR\$/MWh
Hidros >300	103.950	134.096
Hidros entre 120 y 300	138.600	178.794
Hidros entre 50 y 120	190.575	245.842
Hidro renovable menor a 50	311.850	402.287
Bombeo mayor a 300	103.950	134.096
Bombeo entre 120 y 300	138.600	178.794

*Incluye factor (1.05) de incidencia por mantenimientos programados.

La Res. 31 introduce el concepto de remuneración en HMRT a partir de la potencia media operada disponible por cada unidad durante las 50 horas de máximo requerimiento térmico del mes. Dichos valores fueron actualizados a partir de la Res 440.

$$\text{RemHMRT} = \text{Pot1} * \text{Precio} * \text{FRPHMRT1} + \text{Pot2} * \text{Precio} * \text{FRPHMRT2}$$

- Pot1: potencia media generada durante las primeras 25 horas de máximo requerimiento térmico del mes.
- Pot2: potencia media generada durante las segundas 25 horas de máximo requerimiento térmico del mes.

PRECIO

Rem. De la Dispo. de Potencia en HMRT (PrecPOHMRT)		
Escala Hidro	Res. 31/20	Res. 440/21
	\$/MWh-hmrt	\$/MWh-hmrt
Hidros >300	27.500	35.475
Hidros entre 120 y 300	32.500	41.925
Hidros entre 50 y 120	32.500	41.925
Hidro renovable menor a 50	35.000	45.150
Bombeo mayor a 300	27.500	35.475
Bombeo entre 120 y 300	32.500	41.925

FRPHMRT1 / FRPHMRT2:

Horas de Máximo Requerimiento Térmico	FRPHMRT			
	Verano	Otoño	Invierno	Verano
HMRT-1	1,2	0,2	1,2	0,2
HMRT-2	0,6	0	0,6	0

Remuneración de energía a los generadores térmicos

En cuanto a la remuneración por energía de la generación térmica, la Res. 440 establece nuevos valores para la energía generada y operada, de acuerdo con el tipo de tecnología, tal como se indica a continuación:

Remuneración Energía Generada - GN		
Tecnología	Res. 31/20	Res. 440/21
	AR\$/MWh	AR\$/MWh
CC Grande > 150MW	240,00	310,00
CC Chico <= 150 MW	240,00	310,00
TV Grande > 100 MW	240,00	310,00
TV Chica <= 100 MW	240,00	310,00
TG Grande > 50 MW	240,00	310,00
TG Chica <= 50 MW	240,00	310,00
Motores (R31 <=42MW)	240,00	310,00

Remuneración Energía Generada - FO/GO		
Tecnología	Res. 31/20	Res. 440/21
	AR\$/MWh	AR\$/MWh
CC Grande > 150MW	420,00	542,00
CC Chico <= 150 MW	420,00	542,00
TV Grande > 100 MW	420,00	542,00
TV Chica <= 100 MW	420,00	542,00
TG Grande > 50 MW	420,00	542,00
TG Chica <= 50 MW	420,00	542,00
Motores (R31 <=42MW)	420,00	542,00

Remuneración Energía Generada - Biocomb.		
Tecnología	Res. 31/20	Res. 440/21
	AR\$/MWh	AR\$/MWh
CC Grande > 150MW	600,00	744,00
CC Chico <= 150 MW	600,00	744,00
TV Grande > 100 MW	600,00	744,00
TV Chica <= 100 MW	600,00	744,00
TG Grande > 50 MW	600,00	744,00
TG Chica <= 50 MW	600,00	744,00
Motores (R31 <=42MW)	720,00	

Remuneración Energía Generada - Biocomb.		
Tecnología	Res. 31/20	Res. 440/21
	AR\$/MWh	AR\$/MWh
CC Grande > 150MW		
CC Chico <= 150 MW		
TV Grande > 100 MW	720,00	929,00
TV Chica <= 100 MW	720,00	929,00
TG Grande > 50 MW		
TG Chica <= 50 MW		
Motores (R31 <=42MW)		

Remuneración Energía Operada			
Tecnología	Res. 1/19	Res. 31/20	Res. 440/21
	US\$/MWh	AR\$/MWh	AR\$/MWh
Todas		84,00	108,00

Remuneración de energía a los generadores hidráulicos

Para la generación hidráulica, la Res. 440 estableció un precio de 271 \$/MWh, actualizando así el valor oportunamente fijado por Res 31 de 210 \$/MWh

Complementariamente, la Res 440 estableció que la remuneración por energía operada, representada por la suma de las potencias horarias en aquellas horas donde la unidad estuvo generando, se actualice a 108 \$/MWh. Recordemos que el valor previo, fijado en Res 31, era de 84 \$/MWh.

Por su parte, la remuneración establecida en la Res 440 fue complementada con la incorporación en forma transitoria de dos conceptos (ver Res. 1037/21 y su nota de implementación) de aplicación en el período sep 21-feb 22.

De esta manera, se estableció un cargo de remuneración proporcional a la energía generada, que se financia con recursos excedentes de la exportación de energía a Brasil.

Adicionalmente, se definió que para la determinación de la Remuneración de la Disponibilidad de Potencia de los generadores térmicos, se considere un Factor de Utilización constante e igual a 70%.

Comercialización

Participación de mercado

Teniendo en cuenta la generación eléctrica de origen renovable, en 2021 en Central Puerto tuvimos una generación neta de 14.389 GWh, lo cual representa una participación en la generación del 10,1% sobre el total del SADI, ligeramente por debajo del 10,7% de participación en el año 2020.

Con respecto a la generación total térmica del SADI, alcanzamos un 11.4% de participación en 2021, inferior al 11,6% del año anterior.

En cuanto a potencia instalada, alcanzamos una participación de mercado del 11,3% sobre el total del SADI.

% Participación de Mercado - Generación

Año	Hidráulica	Renovable	Térmica	Total
2015	11.90%	0.30%	14.20%	12.60%
2016	6.50%	0.30%	13.60%	10.70%
2017	9.40%	0.30%	13.40%	11.50%
2018	10.50%	6.80%	11.40%	10.50%
2019	11.10%	9.60%	12.70%	11.30%
2020	11.80%	10.50%	11.60%	10.70%
2021	10.60%	9.00%	11.40%	10.10%

% Participación de Mercado - Potencia instalada

Año	Hidráulica	Renovable	Térmica	Total
2015	12.60%	-	12.80%	12.00%
2016	13.50%	0.00%	12.60%	11.80%
2017	13.40%	0.00%	11.40%	11.20%
2018	13.40%	10.20%	10.60%	10.90%
2019	13.30%	9.40%	10.80%	10.90%
2020	13.30%	9.30%	11.50%	11.30%
2021	13.30%	7.50%	11.80%	11.20%

Si consideramos la generación eléctrica de origen renovable, en 2021 logramos un aumento de 89.7 GWh en la producción respecto al año anterior, lo que equivale a 0,6%, fundamentado principalmente por una menor generación en Piedra del Águila por aportes hídricos debajo de la media histórica (-25%), pero compensado por una mayor generación térmica (7.5%) y un incremento del 18% de la generación de origen renovable respecto de 2020.

Contratos en el mercado a término

Reseña

El mercado a término comprende actualmente el Mercado a Término Energías Renovables (MATER), el Servicio de Energía Plus y los contratos remanentes de demanda Base .

Durante el 2021, se mantuvo vigente la restricción establecida en 2013 mediante la Res. SE 95/13 la cual impide renovar contratos de demanda Base. Esta norma no afecta los contratos por Energía Plus, ni los contratos MATER que pueden ser renovados normalmente.

Mientras que en 2012 los GU que se abastecían mediante contrato con generadores representaban el 21% de toda la demanda del sistema; en 2021 solo el 6,6% de la demanda lo hizo a través de contrato. Esta situación se explica por varias razones: la oferta limitada de generación renovable que actualmente no tiene excedentes para expandir la contratación; las señales económicas introducidas por el regulador en el mercado de energía Plus que desalientan la contratación por parte de los GU y, finalmente, la medida regulatoria incluida en Res. SE 95/13 que prohíbe a los generadores convencionales la celebración de nuevos contratos de abastecimiento.

Actualmente el MATER está limitado por la oferta de generación disponible dado que toda la potencia instalada habilitada para operar en dicho mercado (811 MW) se encuentra contratada.

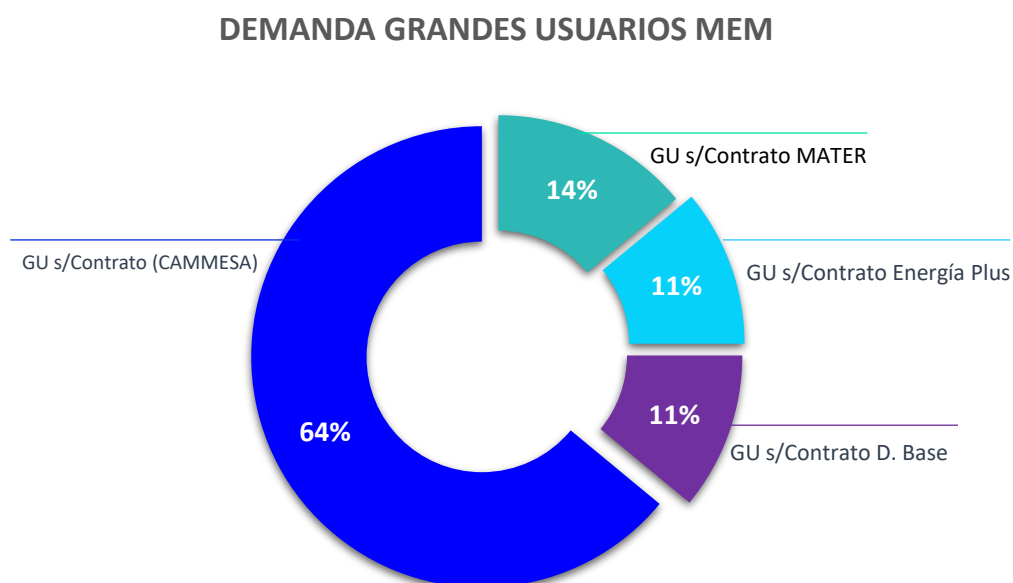
En cuanto al servicio de energía Plus (destinado a dar respaldo a la demanda excedente de los GU) existen ciertas modificaciones introducidas en la normativa que logran equiparar el costo medio de la demanda Base con el de la demanda Excedente, quitando así una señal económica para los GU que buscaban cubrir su abastecimiento mediante un contrato con un generador más eficiente.

Adicionalmente, el mercado de la energía Plus sufrió la migración de parte de su demanda hacia los contratos MATER, de mediano y largo plazo, en momentos en que la demanda excedente era aún más costosa que la demanda Base.

Demandas comercializadas con grandes usuarios

La demanda de energía de los Grandes Usuarios Agentes del MEM (“GU”) durante 2021 fue de 23.480 GWh. La misma fue abastecida en apenas un 36% (8492 GWh) mediante contrato de suministro con los generadores en tres modalidades: demanda Base (contratos remanentes); Servicio Energía Plus y MATER; mientras que el restante 64% fue abastecido por CAMMESA en condición spot.

A continuación graficamos la participación de cada modalidad de abastecimiento en el total de la demanda de GU.



Los contratos por demanda Base vigentes son aquellos que fueron acordados de largo plazo y corresponden sólo a 4 clientes.

Los contratos de energía Plus, si bien están experimentando en los últimos años una fuerte disminución, en 2021 han recuperado el nivel de demanda que tenían previo a la pandemia.

La demanda abastecida por contrato plus representó el 65% del máximo nivel de contrato (el cual se registró en 2013). Esto se debió a que mucha de esa demanda migró a contratación de energías renovables en el MATER.

El mercado MATER atraviesa un momento de plena contratación, lo que podría significar una señal de demanda insatisfecha.

Central Puerto en el mercado a término

Contratos de Energía Plus

Durante 2021, con una participación del 2% de la potencia Plus instalada en el MEM, las ventas de CPSA al mercado Plus alcanzaron unos 8.5 GWh de energía, con un precio medio de venta de 76.4 us\$/MWh.

Resoluciones y notas destacables

Resolución Secretaría de Energía N° 440/2021.

Con fecha 19 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 440 ("Res. 440") en la que establece los criterios con los que se calcularán las transacciones económicas de la energía y potencia que comercializan los generadores en el mercado spot, con vigencia a partir del 1° de febrero de 2021. La Res. 440 actualiza los precios del mercado spot establecidos en Res. 31. Los nuevos precios de potencia y energía experimentan un incremento de 29% en relación a los que se fijaron por Res. 31. Se deroga el Artículo 2 de la Res. 31 referido al ajuste mensual de los precios de remuneración. Para que CAMMESA efectúe la liquidación de venta con los nuevos precios, los generadores deben presentar ante CAMMESA una nota de desistimiento a cualquier reclamo administrativo o proceso judicial en curso contra el Estado Nacional, la Secretaría y/o CAMMESA en relación al Artículo 2 de la Res. 31.

Resolución Secretaría de Energía N° 1037/2021.

Con fecha 31 de octubre de 2021, la Secretaría de Energía publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1037 ("Res. 1037") en la que establece la creación de un fondo de exportaciones al que se destinarán los ingresos de CAMMESA por exportaciones de energía, netos de gastos, con destino al financiamiento de obras de infraestructura energética, y a un reconocimiento adicional y transitorio (1 sep 21 al 28 feb 22) a los generadores comprendidos en la Res. 440.

Nota de la Secretaría de Energía dirigida a CAMMESA de fecha 9 de noviembre 2021, en la que instruye que, para la determinación de la Remuneración de la Disponibilidad de Potencia de los generadores térmicos, considere un Factor de Utilización constante e igual a 70%.

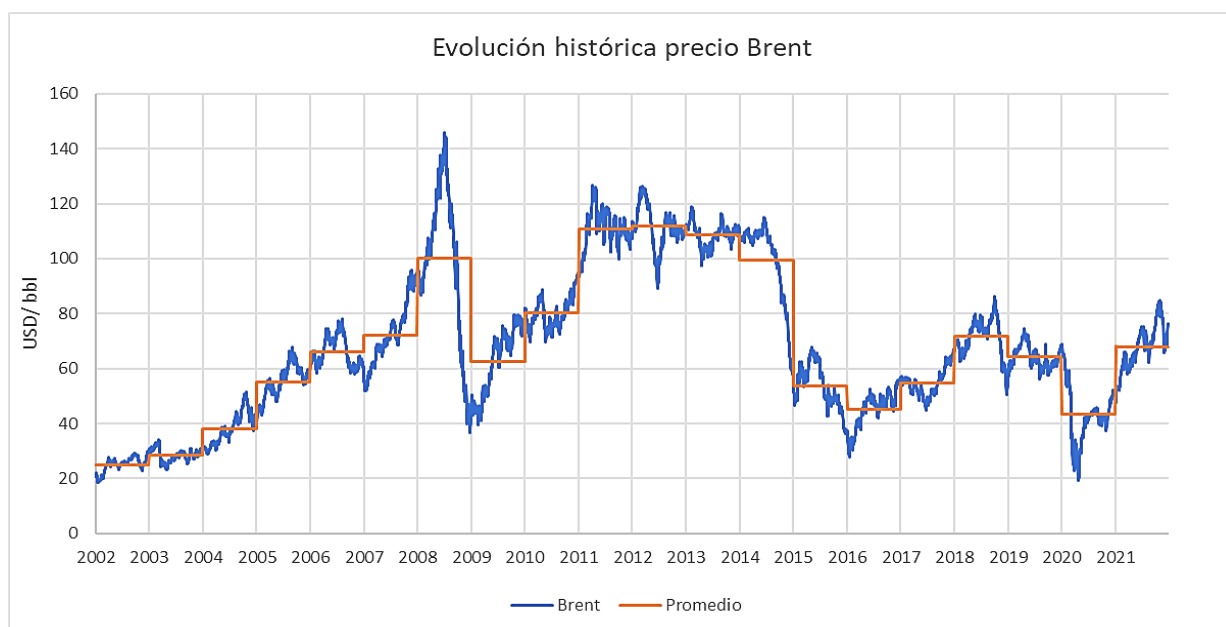
Asimismo, reconocer un monto adicional de 1.000 \$/MWh exportado en el mes, el cual será asignado en forma proporcional a la energía generada mensual de cada Agente Generador.

Combustibles líquidos y gas natural

Mercado del petróleo

En el ámbito internacional, el precio promedio del Crudo Brent aumentó su valor en un 63,5% respecto al 2020, pasando así de un promedio anual de 43,2USD/ bbl a uno de 68 USD/bbl en 2021.

A su vez, durante 2021 el máximo valor registrado por el Crudo Brent fue de 84,7 USD/bbl y el mínimo de 47,6 USD/bbl.



En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), a través de la resolución del Ministerio de Desarrollo Productivo N° 12/2019, se volvió a centralizar la compra de combustibles (Gas Natural, Fuel Oil -FO- y Gas Oil -GO-) destinada a la generación de energía eléctrica a través de CAMMESA. Esto significó la derogación de la Resolución de la ex SGE N° 70/2018 y el restablecimiento de lo dispuesto en el artículo 8° de la Resolución de la ex SE N° 95/2013 y artículo 4° de la Resolución de la ex SE N° 529/2014, convirtiendo así a dicha compañía en el único proveedor en el MEM.

En lo que refiere al mercado de combustibles líquidos para la industria de generación de energía eléctrica, desde Marzo 2013 con la Resolución SE N° 95/13, CAMMESA centralizó las compras de combustible FO y GO del mercado local (Proveedor de única instancia) como así también las importaciones de GO complementarias a la oferta local necesarias para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

Posteriormente, con fecha 6 de noviembre de 2018 se publicó la Resolución N° 70/2018 de la SGE, facultando a los Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores del MEM a gestionar la compra de su combustible propio, manteniendo a CAMMESA como proveedor de última instancia.

Sin embargo, no hubo gestión propia de compra por parte de generadores debido a múltiples factores entre los que podemos nombrar: elevados costos financieros de la operación de compra (alto costo unitario combustible más efecto pago contado); posterior recupero de costos vía pago de energía eléctrica de CAMMESA (aprox. 60 días vencido mes de consumo) y la elevada volatilidad de consumo de dichos combustibles (típicamente marginales para el cubrimiento de la demanda de energía eléctrica).

Por todo esto, a través de la resolución del Ministerio de Desarrollo Productivo N° 12/2019 (publicada en el Boletín Oficial el 30 de diciembre de 2019) se volvió a centralizar la compra de combustible con destino a la generación de energía eléctrica a través de CAMMESA.

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 Gas Natural. A partir de entonces, las empresas se comprometieron a mantener el nivel de actividad a cambio de una suba en el precio de Gas Natural 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.

Sin embargo, en abril 2016 se publicó la Resolución MEyM 41/16 mediante la cual aumentó 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.

Asimismo, 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

Por su parte, en diciembre 2018, se publicó la nota 66680075 mediante la cual se aumentaron los precios máximos del período de invierno y se redujeron los del resto del año, de manera tal que durante el año calendario resultasen similares a los establecidos en la Resolución MEyM 46/18 de acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)	
	Ene-Dic	Jul-Ago
Norte	3,60	5,15
Neuquén	3,70	4,95
Golfo San Jorge	3,55	5,10
Santa Cruz	3,35	4,90
Tierra del Fuego	3,30	4,85

Fue en enero de 2020, mediante nota 05333189, cuando la Secretaría de Energía modificó los precios de referencia de gas en el Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") con vigencia a partir de febrero 2020. Dicha modificación fue fundada en los precios obtenidos durante las compras mensuales de gas spot por parte de CAMMESA durante el año 2019, cuyo resultado proviene de la libre interacción entre oferta y demanda de gas natural. Los nuevos valores son los indicados en la siguiente tabla:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)	
	Ene-Dic	Jul-Ago
Norte	2,46	3,80
Neuquén	2,67	4,02
Golfo San Jorge	2,55	3,85
Santa Cruz	2,36	3,63
Tierra del Fuego	2,31	3,57

Posteriormente, en mayo de 2020, debido al impacto que la pandemia por COVID-19 había ocasionado en la economía argentina, la Secretaría de Energía -mediante la nota 33627304- resolvió modificar los precios de referencia de gas en el MEM para el invierno 2020 (junio-julio-agosto) y mantener los precios de referencia del verano:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)	
	Ene-Dic	Jul-Ago
Norte	2,46	2,46
Neuquén	2,67	2,67
Golfo San Jorge	2,55	2,55
Santa Cruz	2,36	2,36
Tierra del Fuego	2,31	2,31

El Poder Ejecutivo Nacional por Decreto N°892/20 de fecha 13 de noviembre de 2020 aprobó el “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024” (“Plan GasAr”), cuya implementación es delegada a la Secretaría de Energía. Dicho Plan “GasAr” promueve la producción de gas en cuencas gasíferas nacionales (Neuquén y Austral) basado en un sistema competitivo de subasta de precio y por hasta 70 MMm3/d. Los productores de gas participantes en el plan se aseguran durante cuatro años (2021-2024) precio y cantidad (valores ofertados y adjudicados en la mencionada subasta) versus un compromiso de mantenimiento de la producción igual a la cantidad adjudicada en la subasta incrementada un 43% (1 unidad de producción por cada 0,7 unidades adjudicadas).

Resultado de la implementación del Plan GasAr en el mercado eléctrico mayorista (“MEM”), la Secretaría de Energía emite la resolución 354 con fecha 1° de diciembre de 2020 (Res.354) donde establece a partir del 1 de enero de 2021: (i) un orden de prioridad de despacho de gas natural por parte de CAMMESA en el MEM según el origen del mismo (Plan GasAr, importado de Bolivia por IEASA, LNG y resto de gas natural cuencas nacionales fuera del esquema de Plan GasAr), y (ii) que aquellos Generadores autorizados a realizar autogestión de combustible en el MEM, y por lo tanto no alcanzados por las resoluciones 95/2013 y 529/2014, podrán ceder a CAMMESA la gestión operativa de los volúmenes de gas contratados con productores con volúmenes de gas adjudicados en el Plan GasAr y/o el/los servicio/s de transporte de gas contratados con Transportistas y/o Distribuidoras de gas natural, a fin de que dichos contratos (volúmenes y transporte de gas natural) sean asignados para su consumo en generación térmica de manera tal de minimizar los costos totales de abastecimiento del MEM. De esta manera la totalidad del gas natural y el servicio de transporte y distribución asociado en el MEM será gestionado operativamente y optimizado por CAMMESA (“Despacho centralizado”).

Adicionalmente, la Res.354 estableció lo siguiente:

Despacho de gas por orden de prioridad y no por costo del mismo, de acuerdo al siguiente orden:

1. Gas natural de “take or pay” de Bolivia contratado por IEASA,
2. Gas de “take or pay” asignado al MEM del Plan GasAr,
3. Gas restante hasta la cantidad máxima diaria de Plan GasAr (entre 2° y 3° prioridad Otros compromisos firmes de CAMMESA (a la fecha de la presente memoria CAMMESA no tenía otros compromisos firmes más allá del gas de PlanGasAr) y/o GNL (Gas Natural Licuado gestionado por IEASA), y
4. Gas natural subastas spot de CAMMESA, gas natural spot adquirido por Generadores autorizados a tener gestión propia en el MEM (Energía Plus y/o Proyectos resolución 287) y/o gas natural de Plan GasAr adquirido por Generadores autorizados a tener gestión y no cedido operativamente a CAMMESA.

Aquellos Generadores autorizados a realizar autogestión de combustible en el MEM (Energía Plus y/o Proyectos resolución 287), y por lo tanto no alcanzados por las resoluciones 95/2013 y 529/2014, podrán ceder a CAMMESA la gestión operativa de los volúmenes de gas contratados con productores con volúmenes de gas adjudicados en el Plan GasAr y/o el/los servicio/s de transporte de gas contratados con Transportistas y/o Distribuidoras de gas natural, a fin de que dichos contratos (volúmenes y transporte de gas natural) sean asignados para su consumo en generación térmica de manera tal de minimizar los costos totales de abastecimiento del MEM y respetando el orden de prioridad mencionado en el punto anterior.

En particular, los agentes generadores que cuenten con obligaciones de abastecimiento propio de gas natural en el marco de la Resolución N° 287/2017, tendrán la opción de dejar sin efecto las mencionadas obligaciones, no así la capacidad de transporte respectiva la cual debe mantenerse como obligación del Generador y, como se menciona en el punto anterior, cedida operativamente a CAMMESA a los efectos de su gestión en el Despacho Centralizado.

Se definió a partir de enero 2021 nuevos precios de referencia de gas natural de cuencas nacionales en el MEM para la valorización de cantidades de dicho combustible que no estén incluidas en el Plan GasAr:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)	
	Ene-Dic	May-Sep
Norte	2,17	3,31
Neuquén	2,30	3,50
Golfo San Jorge	2,20	3,35
Santa Cruz	2,07	3,16
Tierra del Fuego	2,04	3,11

Estos precios de referencia fueron usados por CAMMESA en las subastas mensuales para la compra de gas natural del tipo interrumpible que dicha compañía realiza en el ámbito del Mercado Electrónico de Gas S.A. (MEGSA) para complementar los volúmenes firmes contratados en el marco del mencionado Plan GasAr.

Posteriormente, la Secretaría de Energía por nota N° 58537096 del 30 de junio de 2021 habilitó a CAMMESA a partir del mes de julio 2021 a adquirir volúmenes de gas natural del tipo interrumpible a Productores del Plan GasAr en exceso por sobre los volúmenes comprometidos en el mencionado plan y hasta los precios allí adjudicados. Dichas adquisiciones fueron realizadas a través de subastas bisemanales en el ámbito del MEGSA y, al igual que las compras mencionadas en el punto anterior, para complementar los volúmenes firmes contratados en el marco del mencionado Plan GasAr.

Compra de gas natural

El 27 de diciembre de 2019 se publicó la Resolución RESOL-2019-12-APN-MDP, la cual derogó a partir del 30 de diciembre del mismo año la Resolución RESOL-2018-70-APN-SGE#MHA, creada un año antes (6 de noviembre de 2018). La misma implicó que se le quitara los Agentes Generadores, Cogeneradores y Auto generadores del MEM la posibilidad de procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica, dejando el abastecimiento de combustibles bajo la exclusiva responsabilidad de CAMMESA.

No obstante, y en el marco de obligaciones de autoabastecimiento asumidas en nuestros proyectos de cogeneración Luján de Cuyo y San Lorenzo, desde CPSA adquirimos la siguiente cantidad de gas natural durante 2021:

	CPSA	CTM** m3	San Lorenzo*
ene-20	0	18.504.503	0
feb-20	0	16.781.755	0
mar-20	0	18.445.797	0
abr-20	0	17.989.779	0
may-20	0	17.437.714	0
jun-20	0	18.243.763	0
jul-20	0	19.058.930	0
ago-20	0	18.786.859	3.800.000
sep-20	0	18.478.034	7.297.078
oct-20	0	18.972.571	4.110.888
nov-20	0	16.962.509	3.476.115
dic-20	0	12.090.000	1.552.940
TOTAL	0	211.752.215	20.237.021
		231.989.236	

- Compras propias relacionadas a la operación comercial de la Cogeneración Luján de Cuyo (Gas para Vapor y Energía Eléctrica).

** Compras propias relacionadas con las pruebas de habilitación comercial de la unidad turbovapor y con la posterior operación comercial de la Cogeneración San Lorenzo (Gas para Vapor).

Importación de gas natural

Como se puede observar en el siguiente cuadro, la importación de Gas Natural durante 2021 mostró un aumento en conjunto de 11,4% con respecto al año anterior. Dicho aumento fue impulsado por el LNG (94,4 %), el cual compensó la merma operada por el gas natural importado de Bolivia (-15,7%), e impulsado básicamente por la caída en la producción nacional registrada en el año 2021 como se puede ver en detalle:

Promedio (MMm3/d)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Diferencias 2021 vs. 2020	
										Volumen	Porcentaje
LNG	16,20	15,2	13,2	12,3	12,2	9,78	4,76	5,18	9,67	4,5	94,4%
Bolivia	16,48	16,4	15,7	18,1	18,1	16,5	14,1	15,1	12,9	-2,2	-15,7%
Chile	0,00	0,00	0,98	0,8	0,8	0,58	0,00	0,00	0,02	0,02	N/A
Total	32,7	31,6	29,9	31,1	31,1	26,8	18,8	20,2	22,6	2,3	11,4%

FUENTE: ENARGAS.

Producción nacional de gas natural

La inyección de gas local a nivel país disminuyó respecto al año 2020 a partir de caídas de producción en todas las cuencas (neuquina, austral y norte), como se puede observar en el cuadro siguiente. El declino mostrado en las cuencas neuquina y austral se explica principalmente por el freno puesto en el desarrollo de pozos de gas no convencional derivados de las señales económicas y de precios operados desde fines de 2019, que el Plan GasAr tiene por objeto revertir.

Promedio (MMm3/d)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Diferencias 2021 vs. 2020	
										Volumen	Porcentaje
Neuquén	47,3	48,2	51,5	53,9	54,5	66,3	74,1	66,1	65,0	-1,2	-1,8%
Austral	32,3	31,0	30,6	32,3	31,8	33,3	34,2	31,9	27,4	-4,4	-16,2%
Norte	6,9	5,8	4,9	5,7	5,7	4,1	3,9	3,9	2,2	-1,7	-76,9%
Total	86,5	85,0	87,0	91,9	92,0	103,7	112,2	102,0	94,7	-7,3	-7,2%

FUENTE: ENARGAS.

A continuación, se hace un breve relato de las señales regulatorias emanadas de las autoridades competentes a los fines de incentivar la producción de gas natural nacional (cuencas locales) a los fines de lograr minimizar la importación de energéticos sustitutos y/o lograr excedentes exportables.

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 las cuales 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. Cabe aclarar que dicho plan finalizó en diciembre de 2017.

A partir de enero de 2018 y hasta fin de 2021, se aplicó la Resolución 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 Resolución MINEM 419/2017), destinada solo a algunos proyectos de shale y tight gas. La misma incluye un sendero de precios anual que comenzaron con 7,5 USD/MMBTU para el primer año, y luego fue disminuyendo anualmente a razón de 0.50 USD/MMBTU. De esta forma se obtuvo la siguiente evolución de precios:

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

Por otro lado, el 13 de noviembre de 2020 el Poder Ejecutivo Nacional por Decreto N°892/20 aprobó el “Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – esquema de oferta y demanda 2020-2024” denominado **Plan GasAr**. Vía resolución N° 391/20, la Secretaría de Energía adjudicó los volúmenes de Plan GasAr licitados, siendo los valores más relevantes los siguientes:

Período	Volumen adjudicado MMm3/día	Plazo	Valor presente neto (VPN) USD/M MBTU@10% anual
Anual	67,43*	2021-2024	3,410***
Período estacional de invierno	3,60**		

*48,95 MMm3/día Neuquén y 18,48 MMm3/día Austral.

**4,57 MMm3/día Neuquén y 0,68 MMm3/día Austral.

***Valor estimado a partir de información publicada por la Secretaría de Energía.

Posteriormente, en febrero 2021, la Secretaría de Energía convocó en el marco del Plan GasAr a una segunda ronda para la adjudicación de volúmenes de gas natural adicionales a los adjudicados por la Resolución N° 391/20 en los períodos invernales 2021-2024.

Por resolución N° 169/2021 Secretaría de Energía adjudicó volúmenes licitados, según se resume en la siguiente tabla:

Período invernal (May-Sep)	Volumen promedio MMm3/día	Precio USD/MMB TU
2021	3,5*	4,742
2022	2,5	4,742
2023	2,5	4,742
2024	2,5	4,742

*Promedio Jun-Sep. No hubo ofertas para May 21.

Consumo de gas natural

El consumo de gas a nivel país disminuyó respecto al 2020, impulsado básicamente por la merma en el segmento Industrial, con una caída del 2.5 %, levemente compensado con un aumento del segmento Centrales Eléctricas con aumentos de 2.9%.

En particular, la merma en el consumo de la industria ya se había evidenciado en 2020 por el efecto generado a partir del Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio -ASPO- impuesta por el gobierno en el marco de la pandemia COVID-19; mientras que el aumento en el segmento usinas respondió fundamentalmente a una menor oferta de generación hidroeléctrica tanto en las centrales ubicadas en la cuenca del Comahue (El Chocón, Piedra del Águila, Alicura) como en las cuencas de los ríos Paraná (Yacyretá) y Uruguay (Salto Grande).

Promedio (MMm3/d)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Diferencias 2021 vs. 2020	
										Volumen	Porcentaje
Residencial	28,7	27,7	28,0	29,5	26,4	26,2	25,3	26,3	25,7	-0,7	-2,5%
Comercial	3,7	3,6	3,7	3,9	3,5	3,4	3,9	3,0	3,0	0,0	-1,6%
Entes Oficiales	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	0,9	1,1	0,2	24,3%
Industrias	33,9	34,2	34,6	33,1	34,2	36,1	37,0	35,0	30,2	-4,7	-13,6%
Centrales Eléctricas	39,6	39,8	40,9	43,7	47,3	47,1	41,4	39,0	40,1	1,1	2,9%
SDB	2,8	2,7	2,9	3,0	2,9	2,9	2,7	2,3	2,1	-0,2	-8,7%
GNC	7,6	7,8	8,1	7,7	7,0	6,6	6,7	5,1	5,8	0,7	13,9%
Total	117,6	117,1	119,3	122,1	122,5	123,5	118,2	111,6	108,0	-3,6	-3,2%

Fuente: ENARGAS

Abastecimiento de combustibles líquidos

FUELOIL (FO)

En las **centrales Puerto Nuevo y Nuevo Puerto**, durante el 2021, el consumo de este combustible fue de 359,3 mil toneladas, recibido a través de flete fluvial mediante 37 embarques de diversos calados para ser consumido en las unidades turbo vapor. Esto quiere decir que el consumo de FO fue 34% mayor respecto al año anterior.

En la Central Térmica Mendoza, el consumo de combustible FO fue de aproximadamente 12,2 mil toneladas, las que se repusieron por medio de 331 camiones. En consecuencia, el combustible fue 16% superior en 2021 respecto a 2020.

Cabe destacar que los mayores consumos antes mencionados obedecen fundamentalmente a mayor requerimiento del parque térmico ante la menor disponibilidad de oferta de generación de origen hidroeléctrico, manteniendo el Mercado Eléctrico Mayorista similar disponibilidad de gas natural que en el año 2020.

Todos los ingresos de combustible FO fueron provistos por CAMMESA por cuenta y orden del Estado Nacional, según lo establece la Resolución RESOL-2019-12-APN-MDP, la cual volvió a dar vigor a la Resolución SE 95/ 2013 donde se estableció que CAMMESA sería proveedor de combustible a centrales térmicas única instancia.

GASOIL (GO)

En la **Central Nuevo Puerto**, el consumo de GO del Ciclo Combinado (CC) por requerimiento del sistema durante 2021 fue de 266,9 mil m3. Este consumo fue 12% superior al consumo del año anterior debido al mayor despacho del CC con este combustible. Para esta operación ingresaron 32 buques de diversos calados con GO.

Por su parte, en **Brigadier López** el consumo de GO de la TG fue de 17,2 mil m3. Dicho volumen ingresó mediante 487 camiones. A su vez, el consumo de Gas Oil fue 156% superior al del 2020.

Los mayores consumos antes mencionados obedecen fundamentalmente al mayor requerimiento del parque térmico ante la menor disponibilidad de oferta de generación de origen hidroeléctrico, manteniendo el Mercado Eléctrico Mayorista similar disponibilidad de gas natural que en el año 2020.

Durante 2021, en la **Central Térmica Mendoza** no hubo consumo de combustible al no requerirse dicho combustible en el despacho de las unidades de generación por parte de CAMMESA.

Respecto a la **Central de Cogeneración San Lorenzo**, allí se consumieron 10,5 miles m3 de GO asociados al proceso de habilitación comercial en modalidad Cogeneración (TG + TV) de la planta, y debido al requerimiento de CAMMESA en el marco de operación de la unidad TG a ciclo abierto previo a la habilitación como cogeneración de la planta.

Los ingresos de combustible GO fueron provistos por CAMMESA por cuenta y orden del Estado Nacional, según establece la Resolución RESOL-2019-12-APN-MDP que volvió a dar vigor a la Resolución SE 95/ 2013.



04

Mantenimiento

Durante el ejercicio 2021, 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 a la operación y mantenimiento:

Puerto Nuevo y Nuevo Puerto

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

Unidad N° 5

La unidad en este período 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 tuvo un mantenimiento programado entre 03/4/21 y 24/4/21. Las tareas principales del MAPRO fueron:

- Limpieza exterior serpentinas de caldera.
- Reparación parcial chimenea de caldera.
- Ensayos dieléctricos transformador 18 Mva.

Unidad N° 7

La unidad en este período tuvo un mantenimiento programado entre 23/8/21 y 26/9/21. Las tareas principales del MAPRO fueron:

- Inspección del generador.
- Reparación de cubierta externa de la Caldera.
- Ensayo dieléctrico transformadores principales.
- Reparaciones varias sistema de instrumentación y control.

Unidad N° 8

La unidad en este período no tuvo paradas por mantenimientos programados. Se realizaron trabajos en caldera reparando ductos de aire/gases y calentador de aire rotativo, sumado a los mantenimientos de rutina en instalaciones y equipos de la unidad.

Unidad N° 9

La unidad en este período no tuvo paradas por mantenimientos programados. En particular se realizaron trabajos en caldera reparando fugas de gases y el sector del cenicero de la misma, sumado a los mantenimientos de rutina en instalaciones y equipos de la unidad.

Mantenimientos más significativos del sitio Mendoza realizados durante el año 2021

En el área de Mantenimiento se llevó a cabo toda la Programación de los MAPROS y Mantenimientos correctivos del año adaptando los equipos de trabajo según los distintos escenarios que fueron surgiendo durante las etapas de la pandemia de COVID-19 .

Los trabajos más relevantes fueron los siguientes:

TG23-TG24

Con personal propio de planta se ejecutaron tareas de mantenimiento correctivo y preventivo en ambas unidades de generación y en equipos de BOP (Balance de Planta).

TG22

Se realizó con personal de planta inspecciones periódicas en la Turbina de Gas cada 2.000 horas de operación, con el objetivo de controlar el estado de la cámara de combustión. Adicionalmente se realizaron tareas de mantenimiento correctivo y preventivo en diversos equipos de BOP.

CC TG25-TV15

Se realizó una inspección tipo HGPIe (Hot Gas Path Inspection extended) en la turbina de gas y una inspección mayor en el generador de la TV15

A continuación, se detallan los trabajos más importantes realizados durante la parada:

Extended Hot Gas Path TG 25 Siemens

Reemplazo de cojinete de turbina lado compresor.

Reemplazo de guía de IGV y rodamientos de la misma.

Reemplazo de las heat shield (tejas metálicas) dañadas y los spring packages (paquete de sujeción de las tejas) con problemas.

Reemplazo de los álabes de filas 1, 2 y 3 de la turbina de gas. El generador se inspeccionó y no presentó novedades.

Mantenimiento en turbina de vapor y Generador TV15

Turbina de vapor: Se realizó inspección y reparación de válvulas y servos de MP y HP.

Generador: Se realizó la apertura del generador, encontrándose estator y rotor en buenas condiciones.

Trabajos en caldera

Reemplazo de tramos de la cañería de recirculación y de los baffles del domo BP.

Medición de espesores que determinó debían cambiarse los niples de conexión a los colectores y al domo.

Reemplazo de sistema de vibraciones TV15

Reemplazo del sistema de medición de vibraciones de la TV15 por obsolescencia tecnológica.

Reemplazo de interruptores en barra OCC

Finalizó el cambio de los interruptores de baja tensión de la barra OCC iniciados en 2020.

Reemplazo de Transformador Principal TG25

Se realizó el reemplazo del transformador ZTR -instalado provisoriamente por falla del trafo Siemens en abril 2020- por el transformador nuevo marca Tadeo Czerweny.

Además, se llevó adelante la adecuación del sistema de incendio existente del transformador siniestrado.

Trabajos en Transformador Principal TV15

Se llevó a cabo la regeneración de aceite y se repararon las pérdidas de aceite del transformador.

Cambio de excitación TV15

Por obsolescencia tecnológica se reemplazó el sistema de excitación de la TV15.

Durante la puesta en marcha de la turbina de vapor se realizaron los ensayos y las pruebas de vacío y en carga.

Reemplazo del sistema de control de Osmosis y Compresor de gas

Por obsolescencia tecnológica se reemplazaron los PLC existentes en el sistema de producción de agua demi de la planta y del compresor de gas de la TG25.

Mantenimiento de válvulas de control y proceso.

Se intervinieron 62 válvulas de seguridad y 58 válvulas de proceso durante la parada.

Trabajos BOP (Balance de Planta)

Se realizaron tareas diversas sobre los equipos de balance de planta (BOP).

TV11

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

Adicionalmente, se realizaron tareas de mantenimiento correctivo en calderas y equipos auxiliares de planta de acuerdo a los requerimientos.

TV12

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

Además, se realizaron tareas de mantenimiento correctivo en calderas y equipos auxiliares de planta de acuerdo a los requerimientos.

TG26

Del 28 de noviembre al 3 de diciembre se realizó una inspección tipo A programada en Turbina y Generador. El personal de planta realizó mantenimiento preventivo y correctivo en la unidad sin novedades relevantes.

TG27

Desde el 4 de diciembre al 17 de diciembre se programó en la TG27 una inspección tipo A en Turbina y Generador, junto con una extensión de la parada de la unidad para realizar tareas sobre el Gear Box (Caja reductora) de dicha unidad ya que presentaba problemas de alta temperatura en cojinete lado turbina.

Durante el arranque de la unidad, la caja reductora sufrió una rotura, que dejó a la unidad fuera de servicio. Inmediatamente se procedió con la importación de los repuestos necesarios para la reparación, así como la gestión de la asistencia de personal de fábrica para la nueva puesta en servicio de la unidad, que pudo concretarse el día 7 de febrero de 2022, quedando liberada al despacho operando como cogenerador.

Mini hidro

Se realizaron tareas de mantenimiento correctivo y preventivo a lo largo del periodo sin novedades relevantes.

Dique y Planta de Agua

Se realizaron todos los trabajos de mantenimiento correctivo y preventivo sobre compuertas de Dique y Planta de Agua, con el objetivo de cumplir con los requerimientos operativos de planta y del DGI (Departamento General de Irrigación).

Mantenimientos relevantes del ciclo de Buenos Aires

SITIO CICLO COMBINADO CNP

TG 11 CICLO COMBINADO

Desde el 13 de septiembre hasta el 8 de octubre se realizó el MAPRO de TG11, destacando los siguientes trabajos:

- ✓ Inspección de paso de gases calientes HGPI de turbina, con reemplazo de componentes capitales.
- ✓ Inspección “Magic” y ensayos eléctricos en generador.
- ✓ Limpieza interna de caldera HRSG por método Pressure Wave.
- ✓ Reemplazo de aislaciones internas en caldera.
- ✓ Reemplazo de protección 489 del generador.
- ✓ Reemplazo de filtros de aire de entrada a turbina.

TG 12 CICLO COMBINADO

Desde el 11 de octubre hasta el 6 de noviembre se realizó el MAPRO de TG12, destacando los siguientes trabajos:

- ✓ Inspección mayor de turbina, con reemplazo de partes capitales e inspección del rotor del compresor.
- ✓ Inspección “Magic” y ensayos eléctricos en generador.
- ✓ Limpieza interna de caldera HRSG por método Pressure Wave.
- ✓ Reemplazo de aislaciones internas en caldera.
- ✓ Reemplazo de protección 489 del generador.
- ✓ Reemplazo de filtros de aire de entrada a turbina.

TV 10 CICLO COMBINADO

Desde el 25 de Septiembre hasta el 2 de Octubre se realizó el MAPRO de TV10, destacando los siguientes trabajos:

- ✓ Inspección del Condensador.
- ✓ Relevamiento estado de etapa de alabes L0.
- ✓ Reemplazo de protección 489 del generador.

BALANCE DE PLANTA

- ✓ Montaje y puesta en marcha de nuevo refrigerante de agua de río.
- ✓ Reemplazo de cargadores Inverter en sala de electrónica.

Sitio Piedra Del Águila

De acuerdo con el programa de mantenimiento estacional de las Unidades Generadoras (MAPRO) para el año 2021, se realizaron las siguientes intervenciones:

Entre el 05 de abril y el 16 de abril 2021, con 141.113 horas de marcha, se llevó adelante el MAPRO Menor de la Unidad G1PA.

Las tareas más relevantes realizadas fueron:

- ✓ Reacuñado parcial (ranuras 112 a 127) del bobinado estatórico del Generador.
- ✓ Ensayos eléctricos a los Transformadores GSU (las 3 fases) y bobinado estatórico del generador.
- ✓ Ensayos Eléctricos transformador auxiliar PT04A.
- ✓ Colocación del enfriador del CGI extraído en el último mapro.
- ✓ Reemplazo del enfriador de aceite del CE N°11.
- ✓ Colocación del medidor de nivel de la cuba del CE.
- ✓ Colocación del sensor de Activity Water en la cuba del CE.
- ✓ Purificación del aceite de las cubas de los tres cojinetes y el SAP
- ✓ Prueba de protecciones del Generador y Transformadores GSU.
- ✓ Revisión del Regulador Automático de Velocidad (RAV).
- ✓ Revisión de Fuentes, Interruptor de Campo, de cebado y de transformadores de excitación.

Entre el 19/04 y el 28/04/2021, con 111.852 horas de marcha, se llevó adelante el MAPRO Menor en la Unidad G2PA.

Las principales tareas realizadas fueron:

- ✓ Ensayos eléctricos a los Transformadores GSU (las 3 fases).
- ✓ Reemplazo de contactos auxiliares del sistema principal y respaldo en los interruptores de las fases R, S y T.
- ✓ Revisión del Regulador Automático de Velocidad (RAV).
- ✓ Reemplazo la válvula de admisión de aire al rodete
- ✓ Colocación del medidor de nivel de aceite en la cuba del CE.
- ✓ Reemplazo de la válvula de seguridad del balón de aire del SAP.
- ✓ Reemplazo de las válvulas de aislación de los enfriadores del CE
- ✓ Purificación del aceite de las tres cubas de los cojinetes y del SAP.
- ✓ Mapeo de áreas cavitadas en álabes de la turbina.

Sitio Brigadier Lopez

- ✓ Prueba de Arranque en Negro según requerimiento del PT N°29 de CAMMESA. Prueba exitosa.
- ✓ Pruebas de relés de protección del generador según requerimiento del PT N°29 de CAMMESA. Pruebas satisfactorias.
- ✓ Reemplazo de sistema de detección de sensores mezcla explosiva en tablero Minimax de TG.
- ✓ Se instaló nuevo panel HMI.
- ✓ Recambio de luminarias exteriores e interiores a tecnología LED.
- ✓ Instalación de nuevos equipos de aires acondicionadores en sala eléctricas (PCC).
- ✓ Trabajos en sistema de gas:
 - ✓ Reemplazo de junta dieléctrica en sistema de gas
 - ✓ Calibración de válvulas PSV del sistema de gas
 - ✓ Contratación de representante técnico habilitado
 - ✓ Ensayo eléctricos en transformador Principal 11BAT.
 - ✓ Ensayos eléctricos al transformador Auxiliar 11BBT.
 - ✓ Reparación y ensayo en transformador 01BCT.
 - ✓ Mantenimiento Transformador 11BFT1.
 - ✓ Inspección de bornes externos del Generador.
 - ✓ Servicio de Ensayo en Generador de TG.
 - ✓ Mantenimiento Preventivo Interruptores BT y MT.
 - ✓ Recambio de todos los filtros de las válvulas del sistema hidráulico.
 - ✓ Cambio de rodamientos de bombas de lubricación
 - ✓ Recambio de flexible del sistema de aceite de levantamiento lado turbina
 - ✓ Limpieza de primer piso en Casa de filtros.
 - ✓ Reemplazo de válvulas sistema HCO y verificación de presión de vejiga de HCO.
 - ✓ Reemplazo de central de monitoreo de gases en sistema Minimax.
 - ✓ Reparación del WIN-TS.
 - ✓ Implementación del módulo PM de SAP.
 - ✓ Reparación en pileta API.
 - ✓ Pintado de instalaciones en sistema de Gas.
 - ✓ Reparación del planta cloacal.
 - ✓ Servicio de Virtual Advisor Siemens.
 - ✓ Trabajo de mejoras de Protección Catódica
 - ✓ Servicio adecuación de columnas de iluminación.
 - ✓ Servicio de asesoría y gestión para habilitación del pontón.
 - ✓ Ensayo de aceite de sistema de lubricación hidráulico y transformadores.
 - ✓ Ensayo de Gas Natural.
 - ✓ Pruebas de recorrido de válvulas de combustible (GO, GN), agua NOx e IGV.
 - ✓ Mantenimiento y calibraciones en sistema CEMS.
 - ✓ Reemplazo de transmisores de nivel en tanques de GO.
 - ✓ Comunicación de parámetros de las plantas de agua potable y oleosos a sistema T-3000.
 - ✓ Reemplazo de válvulas de control de flujo en sistema HCO.
 - ✓ Reemplazo de HMI marca ABB por genérico en sistema de agua cruda shelter UBA99.

Sitio Terminal 6

(Central Cogeneración San Lorenzo)

Fecha de inicio operación comercial TG a Ciclo Simple con Gas Natural: 21.11.2020

Fecha de inicio operación comercial TG a Ciclo Simple con Gas Oil: 22.04.2021

Fecha de inicio Operación comercial CC: 23.10.2021

SIEMENS Contrato LTSA – CCPSL (desde el 21 de noviembre 2020)

Preventivos

- ✓ PM mensual de revisión/reemplazo de filtros del generador 1
- ✓ PM semanal de revisión escobillas de excitación ambos generadores.
- ✓ PM Actualización de antivirus a sistema de control T-3000
- ✓ PM Cromatógrafo y punto de rocío
- ✓ PM revisión/reemplazo sicagel en transformadores
- ✓ PM revisión mensual interruptor de máquina
- ✓ PM equipo diesel de emergencia
- ✓ PM bombas sistema contra incendio.
- ✓ PM sistemas de detección de incendio.
- ✓ PM vibraciones en bombas y motores

Correctivos

- ✓ Nuevo reajuste sistema de levantamiento de eje.
- ✓ Reemplazo aceite Diverter Damper.
- ✓ Reemplazo de Transformador de intensidad en Generador TV.
- ✓ Reparación de calentadores de gas pendientes de obra.
- ✓ Reparación fuga de vapor en cañería drenaje sobrecalentador HP con estampa ASME.
- ✓ Reemplazo de tramos cañería de PRFV por inoxidable.
- ✓ Modificación tubo de succión en bomba de levante MBV y reemplazo de esta
- ✓ Reemplazo de válvula check MBU
- ✓ Alineación TG-Gen
- ✓ Cambio de filtros MBV
- ✓ Apertura e inspección de cámara de combustión
- ✓ Desmontaje válvula check de línea de levante
- ✓ Regulación de válvula termostática de MBV
- ✓ Parada 8 de mayo, inspección filtros retorno MBV
- ✓ Parada 8 de mayo, revisión y retorqueo de anclajes Generador
- ✓ Boroscopia en cojinete lado virador TG
- ✓ Cambio de rodamientos MBR31AN001 y MBR32AN001
- ✓ Montaje de drenajes en filtros MBV de TG
- ✓ Inspección cabeza bobinado de Gen + anclajes
- ✓ Boroscopia en escape e IGV de TG
- ✓ Apertura de cámara de combustión y cambio de cerámicos OT70 y 97
- ✓ Fabricación de cubo de bloqueo de IGV
- ✓ Colocación de silicagel el tanque de aceite de MBR40
- ✓ Soldadura de placa suelta interna de compuerta del diverter
- ✓ Cambio de junta en válvula de atemperación LAB20AA101
- ✓ Reparación de eje de bomba cortado GNR11AP001
- ✓ Se agregó punto de medición delante de válvula LAA30AA101 del desaereador

- ✓ Desarme y reparación de válvula LAA30AA101
- ✓ Modificación de drenajes de compresores Atlas Copco
- ✓ Desarme y reparación de bomba GNR12AP001 (Montaje previsto para enero 2022)
- ✓ Cambio de cilindro accionador de giro lento de TG
- ✓ Cambio Transmisor de presión agua NOX
- ✓ Se revisa transmisores DP casa de Filtros
- ✓ Interruptor de Generador emergencia trabado, se lubrican correderas
- ✓ Calibración sensor de mezcla explosiva skid GAS
- ✓ Cambio guardamotor ventilador 1 de 21BAT
- ✓ Cambio tarjeta entrada T3000 TG por fallas en mediciones de HCO
- ✓ Revisión perdidas aire en casa de filtros varias
- ✓ Falla comunicación Profibus remotas ET200, se cambia modulo comunicación
- ✓ Se conecta caudalímetro filtro final, computador y mediciones relacionadas
- ✓ Cambio de Placa de vibrometer sistema de vibración TG
- ✓ Cambio de sensor de desenganche virador TG
- ✓ Detección de falla sensor relativo cojinete TG lado acople
- ✓ Corrección de sensado de posición en válvulas sistema drenaje anillos de gas
- ✓ Reparación de HMI de sistema Diverter damper
- ✓ Revisión radar Tk10 gasoil
- ✓ Detección falla sensor de velocidad de TG
- ✓ Reparación falla límite de posición Diverter damper
- ✓ Reparación interruptor SFC de TG
- ✓ Revisión termocuplas vapor de sello TV
- ✓ Revisión sistema CEMS
- ✓ Reparaciones en toma muestras HRSG y Torre de enfriamiento,
- ✓ Reemplazo de mangueras de aire en sistema inyección ductos TG

Piezas del Contrato

- ✓ Recepción total de piezas misceláneas período P1
- ✓ Recepción de piezas de Programa para el período P1
- ✓ CCPSL - Mantenimiento
- ✓ Reemplazo Descargador 500kV salida LEAT 5CN-TES1 por rotura.
- ✓ Nuevo By pass en circuito de agua retorno de condensado a tanque de agua sedimentada.
- ✓ Nuevo By pass circuito de agua alimentación al DEA.
- ✓ Reemplazo de buje de accionamiento de virador de TV
- ✓ Cañería By Pass colector bombas demi
- ✓ Instalación de agua Demi a toma muestra y pileta de laboratorio de PTA
- ✓ Se conecta tensión segura en oficinas de JT y Seguridad e higiene
- ✓ Se pasa alimentación de minimax a barra de emergencia en PCC
- ✓ Se monta iluminación en zona de descarga camiones gasoil
- ✓ Se completa y mejora etiquetado de celdas de sala C60
- ✓ Se tiende conexión de red para pc de excitación de TV y se instala PC en sala de

Control

- ✓ Reparación de luminarias varias
- ✓ Se adecuan cableados de medidores SMEC 132 kV para auditoria de CAMMESA
- ✓ Se modifica alimentación de HVAC de sala de control y sala electrónica para que quede en barra de emergencia
- ✓ Se realiza modificación de alimentación en el CRY de TG para tener redundancia de alimentación segura
- ✓ Se realiza mantenimiento preventivo en salas de baterías de Shelter 132 y 500 kV.
- ✓ Se modifica valor de ecualización de sistema de baterías de C60 por conflicto en voltajes de entrada tablero de trafo 21BAT
- ✓ Se implementa modificación en tablero de control de tracing de línea de propano y en el sistema de control a fin de controlar automáticamente y dar más seguridad.
- ✓ Precomisionado de bombas y válvulas en calentador final de gas TG
- ✓ Cambio de arrancador suave bomba 1 toma agua
- ✓ Cambio cables bomba 1 y 3 toma de agua
- ✓ Medición de nivel cañería vapor de sello TV.

TRANSENER – Contrato O&M Electroducto 500kV. (desde el 1 de agosto 2020)

- ✓ Reparaciones en conductores por rozamiento con cuellos muertos.
- ✓ Reparación de Puesta a tierra y reemplazo de contador de descargas en puesto de interconexión como consecuencia de acto vandálico.
- ✓ Reposición de puesta a tierra y morsas de conexión sustraídas por actos vandálicos.
- ✓ Inspección termográfica en conexiones línea aéreas – Cable Enterrado.
- ✓ Inspección de cajas de corss-bonding.
- ✓ Inspección mensual terrestre.
- ✓ PM sistema de Protecciones.
- ✓ Finalización de pendientes de obra y entrega de repuestos.

PGS – Contrato O&M Gasoducto ramal II (desde el 18 de enero 2020)

- ✓ PM inspecciones periódicas con distintas frecuencias
- ✓ PM verificación de potenciales
- ✓ Reposición de cartelera sustraída por vandalismo
- ✓ Reparación por hundimiento parcial en traza

TGN – Contrato O&M Gasoducto ramal I (desde septiembre 2020)

- ✓ PM inspecciones periódicas con distintas frecuencias
- ✓ PM verificación de potenciales
- ✓ PM detección de pérdidas
- ✓ Reparación válvula de retención
- ✓ Habilitación de comunicación Cromatógrafo
- ✓ Reacondicionamiento de suelos por hundimiento en Hot-Tap (CPSA)
- ✓ Finalización de pendientes de obra.



05

Recursos Humanos

Recursos Humanos

Durante 2021 nuestra planificación estuvo enfocada en la contención y seguridad de nuestros colaboradores, y para ello se continuó trabajando en la adaptación de nuestros programas de salud y formación a formatos virtuales, permitiendo así una mejor participación y acercamiento a todas las personas que forman parte de la Compañía.

ADMINISTRACIÓN DE PERSONAL

Se consolidó con éxito la plataforma “Recibo Digital” que permite el acceso al recibo de haberes para consultar, firmar y descargar, en cualquier momento y lugar.

A su vez, la plataforma Usina Digital incorporó al área de *Operaciones de Buenos Aires*, brindando acceso a todas las funcionalidades en forma integral.

BENEFICIOS

Se entregaron útiles escolares al inicio del ciclo lectivo para los hijos de los colaboradores, así como también, presentes para el día del niño, día del trabajador eléctrico y Navidad.

CAPACITACIÓN

Se incorporó en Usina Digital el módulo Capacitación, destinado a ofrecer diferentes cursos en línea, gestionar actividades presenciales, consultar el historial de formación propio y del equipo, y recomendar actividades, entre otras funcionalidades.

De esta manera, durante 2021, se impartieron 4.494 horas de formación distribuidas en los diferentes sitios de la compañía, y bajo diversas modalidades: presencial, virtual e híbrida.

SALUD OCUPACIONAL

Se realizaron las campañas programadas de vacunación Antigripal y Antitetánica, y demás acciones tendientes a procurar la salud de nuestros colaboradores.

Se reforzaron las charlas virtuales en todos los sitios sobre prevención de COVID 19 en entornos laborales, poniendo especial énfasis en la importancia de cumplir con los protocolos de prevención.

Siguiendo esta misma línea, se reafirmaron los protocolos de ingreso a la empresa con la declaración jurada de salud electrónica; testeos en sitios y sistema de atención telefónica las 24 horas para consultas médicas y, el desarrollo de un circuito de *Telesalud* que facilita el acceso a los servicios del sistema de salud laboral.

EQUIDAD DE GÉNERO

Se desarrollaron actividades para reflexionar sobre la importancia de Equidad de género e identidad en distintos sitios de la compañía con el objetivo de promover los principales conceptos y trabajar la perspectiva de género desde la propia experiencia.

POLÍTICA DE EMPLEO

Central Puerto, a través de su Política de Empleo y el Código de Conducta Empresaria, otorgó plena igualdad de oportunidades de empleo a las personas que califican para desempeñar una función, sin consideración de raza, sexo, religión, o ascendencia, u otro factor de diferenciación. De esta manera, quienes cumplan con los requisitos de idoneidad para los cargos a los que aspiren, tendrán el mismo nivel de oportunidades en todos los aspectos de la relación laboral.



06

*Medio ambiente,
seguridad e higiene*

Medio Ambiente, Seguridad e Higiene

Nuestro compromiso

En Central Puerto dirigimos nuestras actividades hacia el desarrollo sustentable, promoviendo acciones con una perspectiva a largo plazo y adecuándonos al contexto de la industria y la sociedad. Año tras año renovamos nuestro compromiso al desarrollar actividades en cumplimiento de los estándares de calidad, seguridad, salud ocupacional y medio ambiente.

Conscientes de los riesgos que conllevan nuestras operaciones, asumimos el compromiso pleno por reducirlos y así lograr el bienestar de nuestra comunidad. Para eso nos basamos en 4 conceptos ambientales

- ✓ Reducir la generación de residuos.
- ✓ Generar Conciencia Ambiental.
- ✓ Reciclar la mayor cantidad de residuos.
- ✓ Proteger y preservar la flora y fauna.

Política

En relación a lo establecido en nuestra Política de Medio Ambiente, Calidad, Seguridad, Higiene y Salud Ocupacional, nuestra misión radica en la producción de Energía Eléctrica y de Vapor, y su comercialización en el mercado argentino y regional, procurando satisfacer los requerimientos de la comunidad, clientes, empleados y sus accionistas.

Para alcanzar estos propósitos, asumimos el compromiso de:

- ✓ Gestionar las áreas Medio Ambiente, Calidad, Seguridad y Salud en el Trabajo, para el logro de los objetivos empresarios y el cumplimiento de la legislación y de los requisitos adicionales que voluntariamente se suscriban.
- ✓ Considerar al Medio Ambiente, Calidad, Seguridad y Salud en el Trabajo como una sola prioridad unificada en su gestión.
- ✓ Establecer, difundir y promover objetivos que conduzcan a la mejora continua de sus procesos y actividades en general, desarrolladas por personal propio o por terceros.
- ✓ Suministrar los recursos necesarios y la permanente capacitación requerida para cumplir con los objetivos establecidos y el desarrollo de los procesos y actividades en general.
- ✓ Involucrar a todos los niveles de la organización brindando los espacios de intervención, participación y consulta en el proceso los procesos involucrados en el sistema de gestión.

A su vez, llevamos a cabo la gestión del Medio Ambiente tendiendo al Desarrollo Sustentable y aplicando los principios de:

- ✓ Prevención de la contaminación ambiental controlando el impacto de las actividades desarrolladas.
- ✓ Uso racional de la energía, incentivando la reducción de residuos y su reciclado.
- ✓ Preservación de los recursos naturales y del equilibrio ecológico.
- ✓ Mejora de la calidad de vida de la comunidad en general.

La calidad de los procesos es gestionada a modo de satisfacer los requerimientos de los clientes internos y externos, garantizando que la producción de las unidades generadoras se lleve a cabo maximizando los principios de:

- Seguridad
- Disponibilidad
- Confiabilidad

La gestión de la Seguridad e Higiene en el trabajo tiene como fin preservar la integridad de las personas y de los bienes propios y de terceros, asumiendo que:

- ✓ Todos los accidentes y enfermedades del trabajo pueden ser evitados.
- ✓ El cumplimiento de las normas de Seguridad e Higiene en el Trabajo establecidas son responsabilidad de todos aquellos que desarrollan actividades en las plantas.
- ✓ La toma de conciencia de los individuos contribuye a lograr el bienestar en el trabajo y un mejor desarrollo personal y colectivo de quienes forman parte de la comunidad laboral.

Nuestro compromiso con la Mejora Continua nos obliga a revisar dicha política y los objetivos para su permanente adecuación a los cambios requeridos por el Mercado y la Legislación vigente.

Sistema Integrado de Gestión (SIG)

Nuestro desempeño y procesos son monitoreados permanentemente a través del Sistema Integrado de Gestión (SIG), el cual alcanza a todos los niveles de la compañía y a todos nuestros activos en operación. Dicho sistema se encuentra certificado por organismos externos independientes.

En 2021, se realizaron las auditorías internas y externas del sistema integrado de gestión a todos los sitios en operación alcanzados en nuestros certificados ISO 9001 e ISO 14001 obteniendo el mantenimiento de los mismos. Por otra parte, realizamos la migración de nuestro certificado OHSAS 18001 hacia ISO 45001 para nuestros sitios Central Térmica Brigadier López e Hidroeléctrica Piedra del Águila.

Indicadores de Gestión

Con el fin de asegurar la Mejora Continua, nuestro Sistema Integrado de Gestión (SIG) consolidó todos los hallazgos internos y externos (producto de las inspecciones del personal, las auditorías internas/externas y los generados por los entes de control) permitiéndonos generar reportes consolidados y trazar las acciones de mejora correspondientes para asegurar el mejor desempeño de SIG y un correcto análisis de gestión. Del mismo modo, se gestionaron los indicadores de procesos a partir del análisis de los desvíos y la implementación de mejoras para su tratamiento y posterior corrección.

Gestión de Recursos Naturales

Energía

Tomando conciencia del impacto ambiental generado por el consumo energético (eléctrico y combustibles fósiles) seguimos introduciendo a la matriz nacional una reducción de gases de efecto invernadero que afectan al medio ambiente y a la calidad de vida de la sociedad a través de la generación de nuestros 7 parques eólicos.

Agua

El agua es de vital importancia y constituye un recurso fundamental en nuestro proceso de generación eléctrica.

El consumo de agua proviene de perforaciones freáticas y de cuerpos superficiales. En todos los casos contamos con las autorizaciones/permisos correspondientes.

Respecto a las plantas térmicas, el agua utilizada para el proceso de refrigeración proveniente de los ríos es previamente filtrada, generando un impacto positivo en el ecosistema, ya que al momento de la devolución, esta se encuentra libre de cuerpos extraños o residuos. Además, periódicamente realizamos controles fisicoquímicos al agua de restitución.

En el caso de nuestra central hidroeléctrica y los parques eólicos, no hay consumo de agua en el proceso de generación de energía sino en los procesos de mantenimiento de instalaciones.

Anualmente realizamos simulacros con el fin de prevenir derrames a los ríos. Estos se realizan en conjunto con los organismos que supervisan la acción en la órbita de nuestros predios, como es el caso de Prefectura Naval Argentina (PNA) en la planta de Buenos Aires, el Departamento General de Irrigación (DGI) en la planta de Mendoza, y la Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas (AIC) o el Organismo Regulador de Seguridad de Presas (ORSEP) en la planta hidroeléctrica de Piedra del Águila.

Efluentes

El agua es uno de los recursos principales de la central termoeléctrica, y de su calidad depende la durabilidad de los materiales con que están construidas las calderas y turbinas.

El recurso hídrico es utilizado, por un lado, para la refrigeración de condensadores, intercambiadores de calor y refrigeración de equipos auxiliares de las unidades; y por el otro, para el proceso de generación de energía propiamente dicho.

Los efluentes industriales derivados del proceso son recolectados en una pileta de neutralización, y previo a su descarga al canal colector de efluentes de la Central, se efectúa el control del pH registrándose la operación.

Posteriormente, ya en el canal de descarga y previo a la descarga en el río, existe un medidor continuo de pH con registro computarizado al mismo tiempo que se realiza un monitoreo y control previo de cumplimiento de los parámetros de calidad del vertido legalmente exigidos.

Residuos

Realizamos la segregación de residuos desde su origen en todas las plantas, clasificándolos como reciclables, comunes o peligrosos.

Asimismo, el transporte y su disposición se gestionan a través de proveedores debidamente habilitados.

Los objetivos establecidos en materia de gestión de residuos son:

- Cumplir con los requerimientos de nuestras partes interesadas y otros requisitos.
- Minimizar la generación de residuos.
- Promover la reutilización y el reciclaje.
- Coordinar con nuestros proveedores de servicio el retiro y disposición final de los residuos resultantes de las obras adjudicadas.

Suelo

En nuestras plantas térmicas realizamos estrictos controles preventivos sobre las instalaciones de almacenamiento de combustibles a los fines de proteger el suelo ante eventuales derrames o filtraciones.

Asimismo, todos los años llevamos a cabo simulacros de derrames de HC en todas nuestras plantas, incluidos los parques eólicos, como parte de nuestro cronograma de capacitaciones. Con una frecuencia mensual monitoreamos el agua de napa desde los freáticos instalados en cada uno de nuestros sitios para verificar la ausencia de hidrocarburos.

Paralelamente, en forma anual gestionamos las correspondientes auditorías de seguridad de los tanques de combustible, así como también las auditorías técnicas y ambientales en cumplimiento con la Res. SE N° 785/05.

Durante el transcurso del año 2021 no se registraron eventos de magnitud o de relevante impacto sobre suelo.

Emisiones

Desde nuestro rol de generadores de energía eléctrica, llevamos adelante un plan de monitoreo sobre las emisiones gaseosas, observando la frecuencia y la metodología requerida por cada uno de los organismos de control y en cumplimiento con los límites establecidos por las normas regulatorias vigentes.

A su vez, mantenemos un inventario de emisiones corporativo de Gases de Efecto Invernadero (GEI) calculados a partir de los protocolos IPCC.

En paralelo, analizamos periódicamente la evolución de los resultados para identificar los desvíos y mantener actualizado el inventario de las fuentes de emisión.

Biodiversidad

Durante 2021, continuamos trabajando activamente en la conservación de la biodiversidad en nuestros Parques eólicos de Río Cuarto, Villarino y Bahía Blanca.

A su vez, en los Parques eólicos Las Castellana I y Achiras, los cuales cumplieron tres años de operación, hemos registrado tasas de control de siniestralidad de aves y murciélagos dentro de los estándares internacionales y se continúa con el monitoreo permanente sobre este tópico.

Higiene y Seguridad en el Trabajo

Más allá de ser un año signado por el COVID 19 y sus consecuencias, que, por supuesto alteraron el ritmo de trabajo, se pudo mantener como premisa fundamental: cuidar la integridad de las personas y de los bienes de la comunidad de todos los sitios.

Para sostener esta premisa y la mejora continua, durante 2021 llevamos a cabo las siguientes actividades:

- ✓ Se cambiaron las centrales de alarma de incendios de planta de agua de la Central Nuevo Puerto y el sistema de detección de los transformadores de potencia de la Central Nuevo Puerto; mientras que en Central Térmica Mendoza se vinculó la central de incendios con el puesto de vigilancia permanente para monitorear principios de incendios las 24 hs.
- ✓ Se diseñó y construyó un nuevo sistema de extinción de incendios por espuma para los tanques diarios de F.O de la Central Nuevo Puerto.
- ✓ Gradualmente se continuó el reemplazo de los equipos autónomos de aire respirable por equipos con nueva tecnología en el Complejo Hidroeléctrico Piedra del Águila.
- ✓ Se renovó ropa y equipamiento de protección para trabajos con tensión o con probabilidad de ella.
- ✓ Se trabajó en constante comunicación y compartiendo decisiones sobre aspectos de HyS con la Gerencia de ingeniería y de Obra de la Central de Cogeneración T6-San Lorenzo.
- ✓ Se habilitó por 10 años más el tanque de propano de la Central Brigadier López.
- ✓ Montaje de pararrayos adicionales en la Central Puerto Nuevo.
- ✓ Se incorporaron ropa, botas, cascos, entre otros materiales, para la primera intervención en lucha contra incendio en Central de Cogeneración T6- San Lorenzo.
- ✓ Adquisición de un equipo móvil con un tanque de agua de 3000 litros y lanza para primer ataque de principio de incendios forestales en los Parques Eólicos Achiras, Manque y Los Olivos.
- ✓ Ejecución de corta fuegos para evitar incendios forestales entre vecinos en Parques Eólicos La Castellana y La Castellana II.
- ✓ Se incorporaron equipos de rescate para trabajos en altura en los Parques Eólicos La Genoveva y La Genoveva II.
- ✓ Se mantuvieron actualizados los protocolos COVID 19, según lo establecido por las distintas jurisdicciones.



07

FINANZAS

Comentarios generales

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 la Sociedad registró una ganancia operativa de \$ 25.712 millones, mientras que en el mismo período del año 2020 dicho resultado fue una ganancia de \$ 42.181 millones.

Como principales causas de esta variación podemos mencionar: a) los menores resultados por diferencia de cambio netas e intereses de clientes generado principalmente por los créditos de CVO, b) por el mayor resultado negativo por desvalorización de propiedades, plantas y equipos y activos intangibles, c) por el mayor costo de ventas registrado principalmente por un mayor cargo en depreciaciones de propiedades, plantas y equipos y mayores costos de mantenimiento programado en la central de ciclo combinado de Luyan de Cuyo, y; d) los menores ingresos de actividades ordinarias. Estos efectos se vieron compensados parcialmente por el mayor recupero por descuento de créditos fiscales y el resultado por venta de propiedades, planta y equipos.

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

Como consecuencia de lo anterior, se registró una ganancia neta antes de impuesto para los 12 meses del ejercicio 2021 de \$ 7.621 millones, mientras que en el año 2020 fue una ganancia de \$ 18.228 millones.

En resumen, las principales causas de la disminución de la ganancia neta correspondiente del período fueron: los menores resultados por diferencia de cambio netas e intereses de clientes, el mayor resultado negativo por desvalorización de propiedades, plantas y equipos, un mayor cargo en depreciaciones, el menor resultado por la tenencia de activos financieros al valor razonable y el resultado negativo por la exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda. Estos resultados se vieron compensados parcialmente un mayor resultado por al swap de tasa de interés de préstamos, mayor recupero por descuento de créditos fiscales y el mayor resultado negativo por la venta de propiedades, planta y equipos.

La ganancia neta antes de impuesto mencionada anteriormente se ve disminuida por el impuesto a las ganancias del ejercicio cuyas principales causas son:

- a) el cambio de tasa legal del impuesto que asciende al 35% para el presente ejercicio, y;
- b) el mayor resultado negativo por exposición al cambio del poder adquisitivo de la moneda.

Como consecuencia, se registró una pérdida neta para el ejercicio 2021 de \$ 648 millones, mientras que en el ejercicio 2020 fue una ganancia de \$ 10.502 millones.

La pérdida neta del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue equivalente a \$ 0,49 por acción comparado a una ganancia neta de \$ 6,91 por acción para el ejercicio 2020.

Perspectivas para el presente ejercicio

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.

Durante el ejercicio 2021, se finalizó la construcción de la cogeneración de Terminal 6 San Lorenzo con una potencia de 330 MW y una capacidad de producción de vapor de 340 Ton/h, ubicada dentro del complejo agroindustrial de Terminal 6 en la provincia de Santa Fe. Dicha central fue habilitada comercialmente para su operación a ciclo combinado el 15 de agosto de 2021 y con fecha 31 de octubre de 2021 la central comenzó a suministrar vapor completando en su totalidad el inicio de operaciones comerciales.

En este sentido, la Compañía continuará concentrándose en la expansión de su capacidad de generación consolidándose de esta forma como una de las empresas líderes del sector eléctrico.

Destino de los resultados del ejercicio

El resultado integral total neto del ejercicio 2021 atribuible a propietarios de la controladora, arrojó una pérdida de miles de pesos (741.824). De esta forma, los resultados acumulados no asignados al cierre del ejercicio ascienden a una pérdida de miles de pesos (733.517).

Por lo tanto, el Directorio propone que el saldo de la Cuenta de Resultados No Asignados pase a nuevo ejercicio por cuanto la Sociedad no se encuentra incurso en ninguna de las causales previstas por los artículos 206 y 94 inc. 5 de la Ley 19.550.

Gestión 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 y financieras.

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.