

Memoria Anual Central Puerto

Diciembre 2022



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 termino
Combustible líquido y gas natural

04. Mantenimiento

Sitio Puerto Nuevo y Nuevo Puerto
Mantenimientos Mendoza
Mantenimientos Buenos Aires
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
Gestión financiera
Destino de los resultados del ejercicio





01

*Descripción
de la Compañía*

GOBIERNO CORPORATIVO

Directores Titulares

Miguel DODERO (Presidente)

Diego PETRACCI (Vicepresidente)

José Luis MOREA.

Martín LHEZ.

Martina BLANCO

Tomás José WHITE.

Marcelo Atilio SUVA.

Ignacio VILLAMIL

Mario ELIZALDE

Jorge Eduardo VILLEGAS.

Guillermo Rafael PONS.

Síndicos Titulares

Carlos César Adolfo HALLADJIAN

Eduardo Antonio EROSA

Juan Antonio NICHOLSON



GOBIERNO CORPORATIVO

Directores Suplentes

José Manuel ORTIZ

Rubén Omar LOPEZ

Ramón Nazareno ULLOA

Adrián Gustavo SALVATORE

Justo Pedro SAENZ

José Manuel PAZOS

Javier Alejandro TORRE

Alberto Francisco MINNICI

Oscar GOSIO

Alejo VILLEGAS

Gabriel Enrique RANUCCI.

Síndicos Titulares

Carlos Adolfo ZLOTNITZKY

Cristina Margarita DE GIORGIO

Lucas NICHOLSON



GOBIERNO CORPORATIVO

COMISIÓN FISCALIZADORA

Síndicos titulares

Carlos César Adolfo HALLADJIAN

Eduardo Antonio EROSA

Juan Antonio NICHOLSON

Síndicos suplentes

Carlos Adolfo ZLOTNITZKY

Cristina Margarita DE GIORGIO

Lucas NICHOLSON

COMITÉ DE AUDITORIA

Titulares

Mario ELIZALDE

José Luis MOREA

Tomás José WHITE (experto financiero)

Suplentes

Jorge Eduardo VILLEGAS

Oscar Luis GOSIO



Información corporativa

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

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

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

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

Centrales Termoeléctricas e Hidráulicas

Centrales y Parques	Provincia	Localidad	Capacidad Instalada (MW)	Instalaciones	Energía producida en 2021 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 1,714	3 TG + 2 TV +1 CC (1TG+1TV) +1 Cogeneración (2TG) +1 TH Renovable	2,688,369
4 Complejo Nuevo Puerto	Buenos Aires	CABA		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	Neuquén	Piedra del Águila	1,440	4 TH Francis	3,435,186

- ✓ 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 turbo grupos a 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.
- ✓ 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.

- ✓ 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 Terminal 6 – San Lorenzo, ubicada en el Municipio de Puerto General San Martín, Provincia de Santa Fe, con una potencia instalada de 330 MW y una capacidad de producción de vapor de 340 tn/h

Parques de Energías Renovables

	Centrales y Parques	Provincia	Localidad	Capacidad Instalada (MW)	Instalaciones	Energía producida en 2021 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 través 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., el Grupo participa en la operación de centrales de generación a partir de la utilización de fuentes de energía renovables. En ese sentido, a la fecha posee una capacidad instalada total de 373,8 MW de potencia habilitada comercialmente de fuentes de energía renovables, que se distribuye de la siguiente manera: (i) Parque Eólico La Castellana 100,8 MW; (ii) Parque Eólico La Castellana II 15,2 MW; (iii) Parque Eólico La Genoveva 88,2 MW; (iv) Parque Eólico La Genoveva II 41,8 MW; (v) Parque Eólico Achiras 48 MW; (vi) Parque Eólico Los Olivos 22,8 MW y (vii) Parque Eólico Manque 57 MW.

Centrales participadas

✓ Participaciones accionarias en las sociedades Termoeléctrica José de San Martín S.A. (“TSM”) y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (“TMB”), que operan centrales de generación térmica, con una potencia instalada de 865 MW y 873 MW, respectivamente, y en la sociedad Central Vuelta de Obligado S.A. (“CVOSA”), cuyo objeto fue el gerenciamiento de la construcción y actualmente de la operación de una central eléctrica a ciclo combinado, cuya potencia es de 816 MW.

Centrales participadas	Provincia	Localidad	Capacidad Instalada (MW)	Instalaciones	Energía producida en 2021 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

Asimismo, durante 2022 en el marco de la Resolución MEyM N° 281/2017 fue adjudicado a la Sociedad el proyecto Parque Solar San Carlos por una potencia de 10 MW. Dicho proyecto será construido en la localidad de San Carlos, Provincia de Salta y con fecha estimada de habilitación comercial para los primeros meses de 2024.

Por su parte, la Sociedad es 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.

Con fecha 27 de diciembre de 2022, a través de Proener S.A.U., se celebró junto con Masisa S.A. y Masisa Overseas S.A. (conjuntamente, “Masisa”), una de las principales compañías de forestación de la región, un contrato de compraventa de acciones, mediante el cual Masisa vendió a Proener S.A.U. el total de las acciones de sus subsidiarias argentinas Forestal Argentina S.A. y Masisa Forestal S.A. (actualmente Loma Alta Forestal S.A.), dueñas de los activos forestales que tenía Masisa en el país, consistentes en aproximadamente 72.000 hectáreas en las provincias de Entre Ríos y Corrientes, de las cuales aproximadamente 43.000 hectáreas están plantadas con eucalipto y pino.

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, inscriptas en cuentas llevadas a nombre de sus titulares en un Registro de Acciones Escriturales llevado por la Caja de Valores S.A. (“Caja”).

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

Con fecha 29 de abril de 2022, la Asamblea de Accionistas de la Sociedad aprobó que los resultados no asignados (pérdida) al 31 de diciembre de 2021 por 1.428.842 sean absorbidos por la reserva facultativa.



02

Contexto Macroeconómico

CONTEXTO INTERNACIONAL

La economía mundial sigue enfrentando graves retos, definidos por los efectos persistentes de tres poderosas fuerzas: a) la invasión de Rusia a Ucrania, b) la crisis del costo de la vida provocada por las persistentes cada vez más agudas presiones inflacionarias y c) la desaceleración en China.

Por su parte, los factores previamente mencionados frenaron la actividad económica mundial durante 2022 y se estima que los dos primeros seguirán generando impacto durante 2023.

Frente a este escenario, en el informe de enero 2023, el Fondo Monetario Internacional (FMI) previó que la economía mundial crecería un 3,4% en el año 2022 y un 2,9% en 2023. Sin embargo, el pronóstico para 2022 fue un 0,2% más alto que el publicado en su informe de octubre de 2022.

Actualmente la suba de las tasas de interés de los bancos centrales para combatir la inflación y la guerra de Rusia en Ucrania continúan afectando la actividad económica. El rebrote de COVID-19 en China frenó el crecimiento en 2022. Y se prevé que la inflación mundial disminuya de 8,8% en 2022 a 6,6% en 2023 y a 4,3% en 2024, esto representa niveles aún superiores a los observados antes de la pandemia (2017–19) de alrededor del 3,5%.

CONTEXTO INTERNACIONAL

A su vez, en la mayoría de las economías mundiales, debido a la crisis del costo de vida, la prioridad sigue siendo lograr una desinflación sostenida. Con condiciones monetarias más restrictivas y un menor ritmo de crecimiento que podrían incidir en la estabilidad financiera y de deuda. Ante este escenario resulta necesario recurrir a herramientas macro prudenciales. La cooperación multilateral más estrecha es esencial no solo para preservar las ventajas del comercio sino también para mitigar el impacto en términos de cambio climático, limitando las emisiones y promoviendo la inversión ecológica



ACONTECER NACIONAL

Durante el 2022 la economía argentina continuó creciendo respecto a al año 2021 registrando un incremento del 5,9% 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 2022 aumentó un 2,6% con respecto al año anterior.

El alto nivel de actividad durante 2021 y el contexto de alta inflación a nivel mundial, contribuyeron a que los precios aumentaran a un ritmo mayor que el año anterior. De esta manera, la variación interanual del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) publicado por el INDEC fue del 94,8% mientras que en 2021 fue del 51,3%.

A lo largo de 2022, el Banco Central incrementó el nivel de sus reservas internacionales respecto al 2021 en aproximadamente un 12%. Al cierre de dicho año, se situaron en U\$S44.598 millones en comparación con los U\$S39.662 millones del 2021.

En cuanto al mercado cambiario, el peso argentino aceleró su depreciación durante el 2022 en comparación con el año anterior, producto del endurecimiento de las medidas de control de cambio y el nivel de inflación. El dólar mayorista cerró el año a \$177,16, con un incremento de 72,5% respecto al cierre de diciembre 2021, \$102,72.

ACONTECER NACIONAL

En el sector bancario, las tasas de interés se incrementaron acompañando el contexto de alta inflación, así la tasa BADLAR (en pesos de bancos privados, TNA) alcanzó el nivel de 69,375% al 30 de diciembre de 2022, en comparación con el 34,125% a igual fecha del año anterior

En cuando a las previsiones para 2023, el FMI en su informe de Perspectivas de la Economía Mundial de octubre 2022 indicó que la economía argentina moderará su crecimiento estimando un incremento del PBI del 2% en 2023. Por su parte, el Poder Ejecutivo de la Nación proyectó las principales variables macroeconómicas para el 2023 en el proyecto de Ley de Presupuesto de la Nación que fue aprobado en el Congreso Nacional. Allí se menciona un aumento del PBI del 2%, un valor del dólar a \$269,9 (aumento del 52.35% respecto del cierre del 2022) y un incremento del índice IPC del 60%.





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 muestra en la siguiente tabla

GENERACIÓN SADI E INTERCAMBIO INTERNACIONAL [GWh]*					
ENERGÍA [GWh]	2021	2022	Variación %	2020	Variación %
TÉRMICA	90,073	81,746	-9%	82,336	-1%
HIDRÁULICA	24,116	30,186	25%	29,093	4%
NUCLEAR	10,170	7,469	-27%	10,011	-25%
RENOVABLE	17,437	19,340	11%	12,737	52%
IMPORTACIÓN	819	6310	670%	1,204	424%
EXPORTACIÓN	3,850	31	-99%	3,089	-99%

*Participación de cada fuente de generación de energía eléctrica en 2020, 2021 y 2022.

En 2022, la generación hidroeléctrica, que mostró una recuperación del 25% respecto al 2021, principalmente por mayores caudales en Yacyretá y Salto Grande, junto con el crecimiento de las energías renovables (11%) y el aumento de las importaciones (670%) compensaron la disminución de la energía nuclear (-27%) y la energía térmica (-9%), para cubrir el aumento del 3.6% de la demanda local. Prácticamente no hubo exportación de energía (31.2 GWh).

El récord de demanda de potencia en el SADI se registró el 06/12 a las 14:43hs. con 28.283 MW. La máxima demanda diaria del sistema (superando el máximo anterior en 6 oportunidades durante el año) fue registrada el 14 enero de 2022 alcanzando los 575,9 GWh, lo que representa un incremento del 5,77% respecto del anterior máximo (544,4 GWh registrados en enero de 2019).

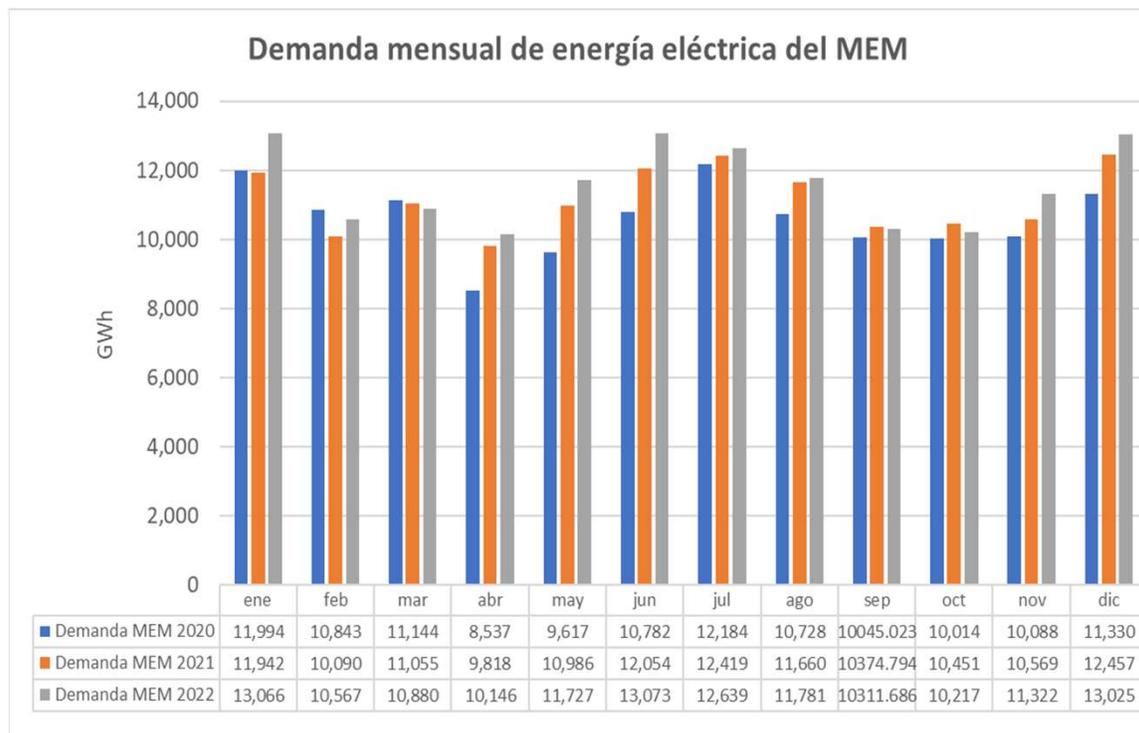
En 2022, si bien el despacho térmico disminuyó un 9% respecto del 2021, el consumo de combustibles líquidos aumentó , 48% (Fuel Oil) 20% (Gas Oil), en parte explicado por una menor disponibilidad de gas natural para el MEM.

El siguiente cuadro refleja el comportamiento en el uso de los diferentes combustibles para generación de energía eléctrica respecto al año anterior (adicionada al final la equivalencia total como GAS NATURAL equivalente)

Combustible	2021	2022	Variación %	2020
GAS NATURAL [Miles de dam3]	16,352	14,209	-13%	16,243
FUEL OIL [Miles de TN]	750	1112	48%	580
GAS OIL [Miles de m3]	2,024	2,435	20%	853
CARBÓN MINERAL [Miles de TN]	866	777	-10%	475
GAS NATURAL equiv. [Miles de dam3]	19,856	18,494	-7%	18,104

Demanda mensual

En el siguiente gráfico se muestra la evolución mensual de la demanda de los Agentes MEM del año 2022 y su comparación con el 2021 y 2020. El aumento interanual de la demanda total del MEM fue del 3,6%.



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



Ventas al Mercado Spot

Durante enero 2022 permaneció vigente la Resolución 440/21 (“Res. 440”), sancionada en mayo de 2021. La misma era continuadora de la Resolución 31/20, y otorgaba un incremento de 29% en los cargos de remuneración respecto a esta última.

Con fecha 21 de abril de 2022 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 238/2022 (“Resolución 238”) mediante la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. En la misma, se sustituyeron los Anexos I a V de la Resolución 440 y se derogó el artículo 4° de la Resolución 1037/2021 que otorgaba un reconocimiento adicional y transitorio a la remuneración de los generadores. Adicionalmente se eliminó la afectación por Factor de Uso en el cálculo de la remuneración por disponibilidad de potencia, lo que impacta positivamente en dicha remuneración.

La Resolución 238 actualizó los valores a remunerar a los agentes generadores en un 30% a partir de febrero 2022 respecto de los valores fijados en la Resolución 440, y un 10% adicional a partir de junio 2022 respecto a los valores actualizados.

Con fecha 14 de diciembre de 2022 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 826/2022 (“Resolución 826”), a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. En la misma se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución 238 y se dispuso un aumento retroactivo al 1° de septiembre de 2022 de un 20% y aumentos sucesivos de 10% a partir del 1° de diciembre de 2022, 25% a partir del 1° de febrero de 2023 y 28% a partir del 1° de agosto de 2023. Todos los aumentos son en relación al último valor vigente.



El esquema remunerativo de la [Resolución 826](#) se describe a continuación:

Remuneración de potencia a los generadores térmicos.

Remuneración de la potencia disponible (DRP) para los generadores que no declaren DIGO (Remuneración Base): remunera, a Precio Base, 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). El Precio Base se establece por tecnología y escala de la unidad.

Remuneración de la disponibilidad de potencia garantizada ofrecida (DIGO) de los generadores que declaran DIGO (Remuneración DIGO): remunera, a Precio DIGO, la potencia disponible media mensual (sin considerar las horas de mantenimientos programados acordadas con CAMMESA) de la unidad a aquellos generadores que declaran un compromiso de disponibilidad garantizado (DIGO). El Precio DIGO se establece según la estación del año, verano, invierno y resto. Se introduce un cambio en la determinación de la remuneración, respecto a la Resolución 238, por el cual el precio de remuneración resulta independiente del valor de potencia disponible alcanzada en cada mes

Remuneración de energía a los generadores térmicos.

En cuanto a la remuneración por Energía de la generación térmica, la Resolución 826 actualiza los precios ya definidos para la energía generada según tecnología, escala de la unidad y tipo de combustible utilizado para generar y para la energía operada, con un único precio de remuneración. Por último, para los generadores térmicos, se crea la remuneración por generación en horas de punta, en reemplazo de la remuneración en horas de máximo requerimiento térmico que se había establecido en el año 2020 a través de la Resolución 31. La remuneración en hora de punta consiste en reconocer un ingreso equivalente a dos veces el precio de la energía generada para la energía generada todos los días entre las 18 y 23 hs. durante los meses de verano e invierno, y una vez el precio de la misma para la energía generada en ese mismo horario, durante los meses de primavera y otoño.



Remuneración de potencia a los generadores hidráulicos

Remuneración de la potencia disponible (DRP) para los generadores hidráulicos: remunera, a Precio Base, la potencia disponible media mensual (sin considerar las horas de mantenimientos programados acordadas con CAMMESA). El Precio Base se establece por escala de la unidad.

Remuneración de energía a los generadores hidráulicos.

En cuanto a la remuneración por Energía de la generación hidráulica, la Resolución 826 actualiza el precio ya definido para la energía generada y para la energía operada según esta tecnología. Por último, para los generadores hidráulicos, se crea la remuneración por generación en horas de punta, en reemplazo de la remuneración en horas de máximo requerimiento térmico que se había establecido en el año 2020 a través de la Resolución 31. Esta última remuneración consiste en reconocer un ingreso equivalente a dos veces el precio de la energía generada para la energía generada todos los días entre las 18 y 23 hs. durante los meses de verano e invierno, y una vez el precio de la misma para la energía generada en ese mismo horario, durante los meses de primavera y otoño.

Remuneración a otras tecnologías de generación.

La Resolución 826, actualiza los precios de remuneración de las tecnologías no convencionales con el mismo porcentaje de ajustes respecto a la Resolución 238.

COMERCIALIZACIÓN

Participación de mercado

En cuanto a la generación eléctrica, Central Puerto tuvo en 2022 una generación neta de 17.484 GWh, lo cual representa una participación en la generación del 12,05% sobre el total del SADI, por encima del 10,1% de participación en el año 2021.

Con respecto a la generación total térmica del SADI, Central Puerto alcanzó un 15.39% de participación en 2022, superior al año anterior justificado por mayor generación en TER6.

En cuanto a potencia instalada, Central Puerto alcanzó en 2021 una participación de mercado del 11,22% sobre el total del SADI.

% Participación de Mercado – Generación				
Año	Hidráulica	Renovable	Térmica	Total
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%
2022	10.90%	8.32%	15.39%	12.05%

% Participación de Mercado - Potencia instalada				
Año	Hidráulica	Renovable	Térmica	Total
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%
2022	13.30%	7.38%	11.88%	11.22%

Teniendo en consideración la generación eléctrica de origen renovable, en 2022 Central Puerto tuvo un aumento de 759 GWh en su producción respecto al año anterior (18,3%), fundamentado principalmente por una mayor generación en Piedra del Águila, una mayor generación térmica (22.8%) y por un incremento del 2,7% de la generación de origen renovable respecto de 2021.

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 año 2022 se mantuvo vigente la restricción establecida en 2013 mediante la Res. SE 95/13 que impide renovar contratos de demanda Base. Esta norma no afecta los contratos por Energía Plus, y 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 2022 solo el 6,5% de la demanda lo hace con contrato. Esta situación se explica por varias razones como ser, 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.

El MATER está limitado actualmente por la oferta de generación disponible, dado que casi toda la capacidad de generación, habilitada para operar en dicho mercado, está comprometida en contrato.

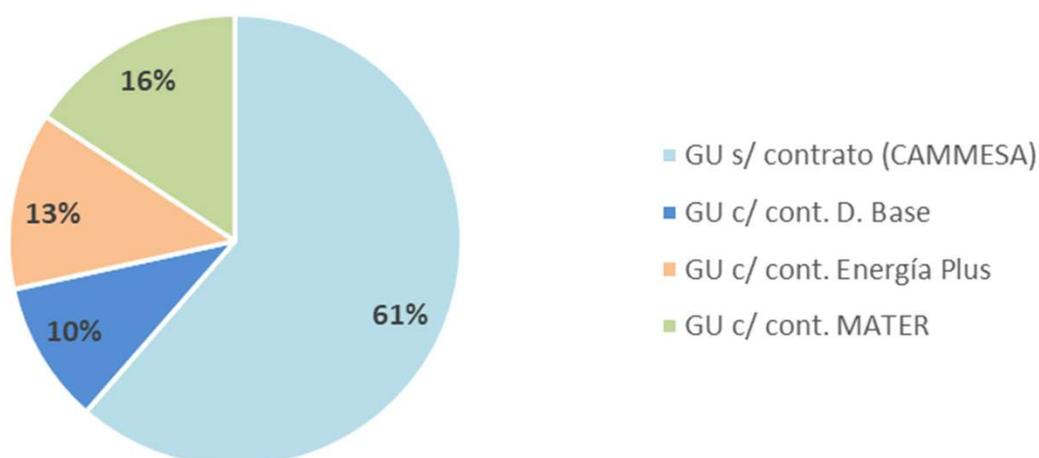
Con relación al servicio de energía Plus, destinado a dar respaldo a la demanda excedente de los GU, ciertas modificaciones introducidas en la normativa logran equiparar el costo medio de la demanda Base con el de la demanda Excedente, si bien esta medida eliminó la señal económica prevista en la normativa para que los GU cubran su abastecimiento mediante un contrato con un generador más eficiente, en el último año, y como consecuencia del incremento en los costos de la energía en el MEM, y su consiguiente traslado a la tarifa del distribuidor, el nivel de contratación se recuperó, llegando a alcanzar el nivel de demanda de 2018 (prepandemia)

DEMANDAS COMERCIALIZADAS CON GRANDES USUARIOS

La demanda de energía de los Grandes Usuarios Agentes del MEM (“GU”) en 2022, fue de 23.485 GWh. La misma fue abastecida en apenas un 39% (9060 GWh) mediante contrato de suministro con los generadores en tres modalidades, demanda Base (contratos remanentes), Servicio Energía Plus, y MATER, el restante 62% es abastecido por CAMMESA en condición spot.

En el gráfico siguiente se observa la participación que tiene cada modalidad de abastecimiento en el total de la demanda de GU.

Demanda Grandes Usuarios MEM



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

Los contratos de energía Plus, han recuperado el nivel de demanda que tenían previo a la pandemia, pero continúan aún sin alcanzar los máximos valores que se registraron en el año 2013.

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

Hacia fines del año 2022, las ventas a contrato plus se fueron incrementando lentamente, explicado por la posibilidad de llegar a los clientes con nuevas propuestas comerciales, favorecido por las condiciones imperantes en el mercado, con precios de energía excedente que permitían encontrar alternativas convenientes de contratación. Durante 2022, con una participación del 2% de la potencia Plus instalada en el MEM, las ventas de CPSA al mercado Plus alcanzaron unos 9.8 GWh de energía, con un precio medio de venta de 73.8 us\$/MWh.

RESOLUCIONES Y NOTAS DESTACABLES

Con fecha 21 de abril de 2022 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 238/2022 (“Resolución 238”) mediante la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. En la misma, se sustituyeron los Anexos I a V de la Resolución 440 y se derogó el artículo 4° de la Resolución 1037/2021 que otorgaba un reconocimiento adicional y transitorio a la remuneración de los generadores. Adicionalmente se eliminó la afectación por Factor de Uso en el cálculo de la remuneración por disponibilidad de potencia, lo que impacta positivamente en dicha remuneración. La Resolución 238 actualizó los valores a remunerar a los agentes generadores en un 30% a partir de febrero 2022 respecto de los valores fijados en la Resolución 440, y un 10% adicional a partir de junio 2022 respecto a los valores actualizados.

Con fecha 14 de diciembre de 2022 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 826/2022 (“Resolución 826”), a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. En la misma se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución 238 y se dispuso un aumento retroactivo al 1° de septiembre de 2022 de un 20% y aumentos sucesivos de 10% a partir del 1° de diciembre de 2022, 25% a partir del 1° de febrero de 2023 y 28% a partir del 1° de agosto de 2023.

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Mercado del petróleo

En el ámbito internacional, el precio promedio del Crudo Brent aumentó su valor en un 39% en 2022 respecto al año anterior, pasando de un promedio anual de 71USD/ bbl a uno de 99 USD/bbl en 2022.

En 2022, el máximo valor registrado por el Crudo Brent fue de 127,98 USD/bbl y un mínimo de 76,1 USD/bbl..



En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), 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 combustibles (Gas Natural, Fuel Oil -FO- y Gas Oil -GO-) con destino a la generación de energía eléctrica a través de CAMMESA, derogando la Resolución de la ex SGE N° 70/2018 y reestableciendo lo dispuesto en el artículo 8° de la Resolución de la ex SE N° 95/2013 y en el artículo 4° de la Resolución de la ex SE N° 529/2014, y convirtiendo a dicha compañía en único proveedor en el MEM.



Al respecto, yendo puntalmente al mercado de combustibles líquidos para la industria de generación de energía eléctrica, desde marzo de 2013, a través de 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, no obstante lo cual, y dado los elevados costos financieros de la operación de compra (alto costo unitario combustible más efecto pago contado) y posterior recupero de costos vía pagó de energía eléctrica de CAMMESA (aprox. 60 días vencido mes de consumo) sumado a la elevada volatilidad de consumo de dichos combustibles que suman al costo financiero mencionado (típicamente marginales para el cubrimiento de la demanda de energía eléctrica), llevó a que no hubiera gestión propia de compra por parte de generadores. Finalmente, y como se menciona en el párrafo anterior, 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, por el cual, las empresas se comprometían 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.

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

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

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

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

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

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

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

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 resulten 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

En enero de 2020, mediante nota 05333189, Secretaría de Energía modificó los precios de referencia de gas en el Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) 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 resulta 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, mediante nota 33627304, la Secretaría de Energía con el argumento del impacto que la pandemia por COVID-19 estaba produciendo en la economía argentina modificó los precios de referencia de gas en el MEM para el invierno 2020 (junio-julio-agosto), manteniendo en dicho período los precios de referencia de 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”).

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 se incluye el 100% del gas natural de Plan GasAr),
 4. 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
 5. 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.

- 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 son usados por CAMMESA en las subasta 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 de 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 son 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 2022:

2022	CTM*	San Lorenzo**
	m3	
ene-22	15.819.284	4.596.524
feb-22	16.532.233	4.129.521
mar-22	18.642.353	7.071.553
abr-22	17.627.279	7.078.993
may-22	15.372.168	6.445.212
jun-22	16.704.685	8.040.750
jul-22	16.013.669	7.829.394
ago-22	17.412.873	8.755.743
sep-22	14.748.176	4.592.329
oct-22	14.056.107	4.396.792
nov-22	14.037.683	4.263.000
dic-22	14.664.872	3.363.929
TOTAL	191.631.382	70.563.740
	18.352.730	

• 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 turbo vapor 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 el año 2022 mostró una caída del -25.5% con respecto al año 2021. Esta merma fue acompañada tanto por el LNG (-54.2 %), como por el gas natural importado de Bolivia (-22.2%), este último impulsado básicamente por la caída en la producción de gas natural que viene sufriendo Bolivia en los últimos años, como así también por la mayor prioridad que ésta le asigna a la exportación hacia Brasil.

Promedio (MMm3/d)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Diferencias 2022 vs. 2021	
											Volumen	Porcentaje
LNG	16,20	15,2	13,2	12,3	12,2	9,78	4,76	5,18	9,67	6,27	-3,4	-54,2%
Bolivia	16,48	16,4	15,7	18,1	18,1	16,5	14,1	15,1	12,9	10,5	-2,3	-22,2%
Chile	0,00	0,00	0,98	0,8	0,8	0,58	0,00	0,00	0,02	0,00	0,0	0,0%
Total	32,7	31,6	29,9	31,1	31,1	26,8	18,8	20,2	22,6	16,8	-5,8	-25,5%

FUENTE: ENARGAS.

Producción nacional de gas natural

La inyección de gas local a nivel país aumentó en 2022, respecto al año 2021, a partir del incremento de producción registrado en la cuenca neuquina (12.1%). Este incremento significativo logro revertir a nivel país la caída del resto de las cuencas (austral -10.5% y norte -7.9%), como se puede observar en el cuadro siguiente. El crecimiento mostrado en la cuenca neuquina se explica principalmente por el impulso generado en el desarrollo de pozos de gas no convencional derivados de las señales económicas y de precios, que el Plan GasAr, mencionado en puntos anteriores y posteriores de esta memoria, ha logrado generar

Promedio (MMm3/d)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Diferencias 2022 vs. 2021	
											Volumen	Porcentaje
Neuquén	47,3	48,2	51,5	53,9	54,5	66,3	74,1	66,1	65,0	73,90	8,9	12,1%
Austral	32,3	31,0	30,6	32,3	31,8	33,3	34,2	31,9	27,4	24,8	-2,6	-10,5%
Norte	6,9	5,8	4,9	5,7	5,7	4,1	3,9	3,9	2,2	2,07	-0,2	-7,9%
Total	86,5	85,0	87,0	91,9	92,0	103,7	112,2	102,0	94,7	100,8	6,1	6,1%

FUENTE: ENARGAS.

A continuación, se hace un breve racconto 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. Dicho plan finalizó en diciembre de 2017.

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

De esta forma se tiene la siguiente evolución de precios

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

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 Secretaría de Energía convocó en el marco del Plan GasAr a una segunda ronda para para la adjudicación de volúmenes de gas natural adicionales a los adjudicados por la Resolución N° 391/20 para 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 a 2021, impulsado por la merma en el segmento de Generación de Energía Eléctrica (-17.3%), con una caída del -3.5 %. Por más que el resto de los segmentos incrementaron sus consumos en 2022, no lograron compensar la importante merma antes mencionada. Dicha merma respondió fundamentalmente a una mayor oferta de generación hidroeléctrica (+25.2%) y Renovable (+10.9%), como así también a un mayor consumo de combustibles líquidos (GO / FO).

Promedio (MMm3/d)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Diferencias 2022 vs. 2021	
											Volu men	Porcent aje
Residencial	28,7	27,7	28,0	29,5	26,4	26,2	25,3	26,3	25,7	27,6	1,9	7,5%
Comercial	3,7	3,6	3,7	3,9	3,5	3,4	3,9	3,0	3,0	3,2	0,2	7,6%
Entes Oficiales	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	0,9	1,1	1,2	0,1	13,1%
Industrias	33,9	34,2	34,6	33,1	34,2	36,1	37,0	35,0	30,2	30,7	0,5	1,7%
Centrales Eléctricas	39,6	39,8	40,9	43,7	47,3	47,1	42,0	39,6	40,1	33,2	-6,9	-17,3%
SDB	2,8	2,7	2,9	3,0	2,9	2,9	2,7	2,3	2,1	2,4	0,2	10,9%
GNC	7,6	7,8	8,1	7,7	7,0	6,6	6,7	5,1	5,8	6,0	0,1	2,5%
Total	117,6	117,1	119,3	122,1	122,5	123,5	118,8	112,2	108,0	104,3	-3,7	-3,5%

FUENTE: ENARGAS.

ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

FUELOIL (FO)

En las centrales **Puerto Nuevo y Nuevo Puerto**: Durante el año 2022 el consumo de este combustible fue de 566,8 mil toneladas, recibido a través de flete fluvial mediante 37 embarques de diversos calados para ser consumido en las unidades turbo vapor. El consumo de FO fue 57,8% mayor respecto al del año 2021.

Centrales Térmicas Mendoza: Durante el año 2022 el consumo de combustible FO en CTM fue de aproximadamente 4,15 mil toneladas, las que se repusieron por medio de 276 camiones. El consumo de este combustible fue 66% menor en 2022 respecto a 2021.

Los mayores consumos antes mencionados para las centrales de Puerto Nuevo y Nuevo Puerto 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 2021.

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

GASOIL (GO)

Central Nuevo Puerto: El consumo de GO del Ciclo Combinado (CC) por requerimiento del sistema durante el año 2022 fue de 222,1 mil m3. Este consumo de GO en 2022 fue 20% menor al consumo del año 2021 por mayor disponibilidad de gas natural asignado all CC por despacho. Para esta operación ingresaron 28 buques de diversos calados con GO.

Brigadier López: El consumo de GO de la TG de esta central fue de 42,6 mil m3, este volumen ingresó mediante 1324 camiones de este combustible. El consumo de Gas Oil en esta central fue 247% superior al del año 2021.

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 2021.

ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Central Térmica Mendoza :no hubo consumo de combustible al no requerirse con dicho combustible el despacho de las unidades de generación por parte de CAMMESA.

Central de Cogeneración San Lorenzo: se consumieron 184,6 miles m3 de GO, por requerimiento del sistema para el año 2022. Para este año de operación ingresaron 19 buques con este combustible.

Todos los ingresos de combustible GO fueron provistos por CAMMESA por cuenta y orden del Estado Nacional, según lo establecido en la Resolución RESOL-2019-12-APN-MDP que volvió a dar vigor a la Resolución SE 95/ 2013 (CAMMESA proveedor de combustible a centrales térmicas única instancia). Lo anterior con excepción del volumen de GO utilizado en la planta de Cogeneración San Lorenzo en el proceso de habilitación comercial de la misma como Cogenerador, el cual fue de provisión propia.



04

Mantenimiento

Durante el ejercicio 2022, se realizaron diversos trabajos de mantenimiento e inspecciones tendientes a la correcta operación y buen funcionamiento de la planta.

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

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 periodo tuvo una parada programada en el mes de Noviembre para la reparación de la Caldera en los sectores de cobertura, ducto de gases y expansiones. Control de Válvulas de Seguridad de la Unidad. Se realizaron los mantenimientos de rutina en instalaciones y equipos de la unidad.

Unidad N° 6

La unidad en este periodo no tuvo paradas por mantenimientos programados. Se realizaron los mantenimientos de rutina en instalaciones y equipos de la unidad. Se realizó el mantenimiento correctivo de la Cobertura y Ductos de Gases de la Caldera

Unidad N° 7

La unidad en este periodo no tuvo paradas por mantenimientos programados. Se realizaron los mantenimientos de rutina en instalaciones y equipos de la unidad. Se realizó el mantenimiento correctivo de un cojinete del Ventilador de Tiro Forzado, Cobertura y Ductos de Gases de la Caldera y el cambio de un refrigerante de H2 del Generador.

Unidad N° 8

La unidad en este periodo no tuvo paradas por mantenimientos programados. Se realizaron los mantenimientos de rutina en instalaciones y equipos de la unidad. Además el mantenimiento correctivo del rotor del Ventilador de Tiro Inducido, Cobertura y Ductos de Gases de la Caldera.

Unidad N° 9

Se realizó MAPRO desde el 18/4/2022 al 09/06/2022 Detallando los trabajos más importantes:

- Reparación rueda L-1 de Turbina de Baja Presión.
- Reparación del cenicero de la caldera deteriorado por corrosión.

- Reparación de distintos sectores de la caldera deteriorados por corrosión.
- Verificación Estructural de la chimenea de la caldera deteriorada por corrosión.
- Reparación del rotor del generador en la zona del cojinete N°4.
- Ensayos dieléctricos al generador de manera preventiva.
- Cambio del refrigerante 3 del transformador principal.



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 de acuerdo con los distintos desafíos que surgieron a lo largo del año, considerando los trabajos planeados y los mantenimientos forzados.

Los trabajos más relevantes fueron los siguientes:

TG27

Debido a la falla de la caja reductora luego del mantenimiento de diciembre 2021. Se importó y realizó el cambio de los componentes principales por parte de Siemens con un fuerte apoyo de personal de planta. El equipo queda liberado comercialmente el 7 de febrero de 2022.

En septiembre 2022 por recomendación de Siemens se realizó una inspección boroscópica a las 25.000 EOH.

TG26

Se realizó la boroscopia por las 25.000 EOH y a continuación el cambio de piñón y corona del reductor debido a anomalías detectadas similares a las de la TG27. Durante la parada se efectuó también la inspección del VGV que había generado una salida de servicio anterior.

En septiembre se produjo una salida forzada por falla en el sistema de lubricación, que requirió una inspección completa de Generador, Caja Reductora y Turbina de Gas. Se reemplazaron todos los cojinetes del turbo grupo y luego de 46 días la unidad quedó liberada comercialmente.

A continuación, se detallan los trabajos más importantes realizados durante los Mantenimientos Programados:

CC25

Minnor Inspection TG 25 Siemens

Reemplazo de metalic heat shields.

Tratamientos de hallazgos menores por parte de Siemens

Inspección y reparación de fisuras en brida de escape y Estrella de Cojinete #2 TG25

Tareas de Mantenimientos correctivos menores varios

Mantenimiento en turbina de vapor y Generador TV15

Turbina de vapor: Se realizó inspección de la válvula 1 de AP del circuito de vapor y se programan trabajos adicionales en próxima inspección a realizar en año 2023.

Generador: Se realizó esmerilado de los anillos colectores del generador de la TV15.

Reemplazo de medidores SMECs

Ensayos y mantenimiento a interruptores y transformadores.

Tareas de mantenimiento de válvulas de caldera y ciclo térmico.

Tareas de Mantenimientos correctivos menores varios

TV11, TV12.

Se realizaron mantenimientos correctivos y preventivos a lo largo del año, planificados y no planificados. Se repararon válvulas, sopladores de vapor, calentadores rotativos y se inspeccionaron los eyectores de vacío. Se ensayaron transformadores y se realizó mantenimiento a interruptores con resultados positivos.

Se realizaron reparaciones y reemplazo parcial de tubos en hogar de caldera.

Mini hidro

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

TG23-TG24

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

Se efectúa reparación de excitatriz de la TG24 debido a falla producida en Interruptor de 11,5 kV

TG22

Se realizaron tareas de mantenimiento correctivo y preventivo cada 2.000 horas de operación, con el objetivo de controlar el estado de la cámara de combustión.

Dique y Planta de Agua

Se realizaron los trabajos de mantenimiento correctivo y preventivo a compuertas de Dique y Planta de Agua, con el objetivo de cumplir los requerimientos operativos de Planta y los compromisos acordados con el DGI (Departamento General de Irrigación)

MANTENIMIENTOS RELEVANTES

SITIO CICLO COMBINADO – Central Nuevo Puerto

Unidad TG11

Entre el 7/7 al 27/07 Se realizó la reparación del Cable de 132Kv de salida de evacuación de energía por falla a tierra en el mismo.

Entre el 1/9 al 22/09 Se realizó el reemplazo de alabes de primera etapa de turbina por recomendación post inspección boroscópica.

Balance de Planta

Se realizó reparación mayor por rotura de la Bomba de Circulación principal de la cámara A del condensador.

SITIO PIEDRA DEL ÁGUILA

De acuerdo con el Programa de Mantenimiento Estacional de las Unidades Generadoras para el año 2022, se realizaron las siguientes intervenciones:

Entre el 28 de marzo y el 06 de abril, con 105.111 horas de marcha, se llevó adelante un **MAPRO Menor en la Unidad G3PA.**

Las tareas más relevantes realizadas fueron:

- ✓ Medición índice de polarización y absorción del conjunto GENERADOR-TRAFOS.
- ✓ Revisión y reparaciones barras colectoras del bobinado estatórico.
- ✓ Purificación aceite cubas CE y CGS.
- ✓ Prueba de protecciones eléctricas (protocolo PT29)
- ✓ Extracción enfriadores #4 y #5 del CE.
- ✓ Instalación nuevos sensores de nivel y detección de agua en aceite cuba CE.
- ✓ Instalación detector de agua en aceite cuba CGS
- ✓ Reparación válvula de admisión de aire al rodete.
- ✓ Mapeo de áreas cavitadas del rodete.
- ✓ Sondeo huelgos alabes móviles del distribuidor.
- ✓ Revisión del sello del eje.
- ✓ Purificación aceite cubas CGI y TQ deposito SAP
- ✓ Revisión del regulador automático de velocidad (RAV).
- ✓ Ensayo de aguas muertas.
- ✓ Purificación de aceite y limpieza TQ deposito SAP
- ✓ Ensayos eléctricos completos TRAFOS GSU (3 fases)
- ✓ Control de nivel y presión aceite sello bushings salida 500Kv TRAFOS GSU (3 fases)
- ✓ Cambio de aceite y limpieza de filtro CBC TRAFOS GSU PT03U Fase R
- ✓ Revisión contactos auxiliares indicación de posición INTERRUPTORES de 500 KV.
- ✓ Revisión relés de mínima tensión tablero de mando INTERRUPTORES de 500 KV.
- ✓ Reemplazo válvula motorizada del sistema de refrigeración ppal.
- ✓ Revisión, limpieza y ajuste de borneras de los tableros auxiliares.

SITIO PIEDRA DEL ÁGUILA

Entre el 18 y el 27 de abril, con 125.214 horas de marcha, se llevó adelante un **MAPRO Menor en la Unidad G4PA**.

Las principales tareas realizadas fueron:

- ✓ Medición índice de polarización y absorción del conjunto GENERADOR-TRAFOS.
- ✓ Revisión y reparaciones barras colectoras del bobinado estatórico.
- ✓ Purificación aceite cubas CE y CGS.
- ✓ Prueba de protecciones eléctricas (protocolo PT29)
- ✓ Instalación nuevos sensores de nivel y detección de agua en aceite cuba CE.
- ✓ Instalación detector de agua en aceite cuba CGS
- ✓ Reemplazo anillo rozante superior del rotor del GENERADOR.
- ✓ Mapeo de áreas cavitadas del rodete.
- ✓ Sondeo huelgos alabes móviles del distribuidor.
- ✓ Revisión del sello del eje.
- ✓ Purificación aceite cubas CGI y deposito SAP
- ✓ Revisión del regulador automático de velocidad (RAV).
- ✓ Ensayo de aguas muertas.
- ✓ Purificación de aceite y limpieza TQ deposito SAP
- ✓ Ajuste parte activa TRAFOS GSU Fase R
- ✓ Ensayos eléctricos completos TRAFOS GSU (3 fases) + TRAFOS AUXILIAR PT04A
- ✓ Revisión bobinas limitadoras.
- ✓ Control de nivel y presión aceite sello bushings salida 500Kv TRAFOS GSU (3 fases)
- ✓ Revisión contactos auxiliares indicación de posición INTERRUPTORES de 500 KV.
- ✓ Reemplazo sello inflable por sello de forma en la junta flexible de la tubería de presión.

SITIO BRIGADIER LOPEZ

Las principales tareas realizadas desarrolladas fueron:

- Se crearon áreas específicas para la recopilación y estudio de información del cierre del ciclo la
- Inspección cámara de combustión por aceleraciones con el ingreso de Premix GO.
- Se realizaron trabajos de modificación en medidores SMEC para conectarlos a red ethernet.
- Reparación de perdida de bomba de lubricación principal.
- Recambio de escobillas en eje intermedio.
- Auditoria técnica y ambiental en TK's de GO – Resolución 785.
- Ensayo externo Transformador principal, auxiliar y de estación (11BAT, 11BBT y 01BCT).
- Reparaciones en pileta de contención de hidrocarburos.
- Recambio de aislación en tanque de propano.
- Recarga del sistema de extinción de CO2 .
- Calibración de válvulas de seguridad en sistema de gas.
- Construcción de camino paralelo al sistema MPR para mantenimiento de fin fan coolers.
- Pintura de cañerías del sistema de regulación de GN (Rotring).
- Completamiento de ensayos de fluidos de planta de acuerdo con especificaciones contrato LTP Siemens (GN, Gas Oil, Agua NOx).
- Prueba exitosa del sistema de arranque en negro, cumpliendo con los requerimiento del PT N°29 de CAMMESA.
- Pruebas de recorrido de válvulas de combustible (GO, GN), agua NOx e IGV.
- Mantenimiento y calibraciones en CEMS. cual se trasfiere al personal de Operación y Mantenimiento.
- Se generó área de mantenimiento preventivo y área de sistema de conservación de equipos de refrigeración (HVAC).
- Ensayos externo Generador máquina:
 - o Medición de resistencia de aislación
 - o Polarización
 - o Salto de tensión
 - o Resistencia de bobinados

SITIO BRIGADIER LOPEZ

MEJORAS:

- O Recambios e instalación de equipos de aire acondicionado de planta.
- o Comunicación de PLC del sistema de incendios con T3000.
- o Mejora en capacidad de Tk de recinto de Tks de gasoil Black Start.
- o Adecuación de instalaciones de obra.
- o Instalación de CCTV.
- o Pintado de instalaciones en distintas instalaciones de la Central.
- o Mejoras en el sistema de aire de pulso, incorporación HMI con mayor detalle del proceso del sistema de aire de limpieza.
- o Mejora de información en planta de agua.
- o Se continua con el reemplazo de HMIs marca ABB por genérico en sistema PCI y Gas Oil del shelter UBA99.
- o Mejoras en los sistemas de dosificación de planta de clarificación de agua de río. Reemplazo de bombas a diafragma por las de tipo peristálticas.

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)

Mantenimiento Programado de Unidades

Del 30.04.22 al 07.05.22 se realizó la primer parada Minor Inspección de la TG21 establecida según contrato con 8.410 EOH acumuladas. Principales tareas durante la misma:

- Comisionamiento del sistema Anti-Icing (pendiente de obra)
- Reemplazo de 35 cerámicos de la cámara de combustión y 2 placas metálicas.
- Inspección visual de primeras etapas de álabes del compresor.
- Inspección visual del ducto de escape.
- Inspección visual de casa de filtros (se hallaron bolsas con tornillería en su interior).
- Inspección boroscópica de Turbina.
- Inspección boroscópica de Compresor.
- Limpieza de álabes fijos IGV y primera fila de compresor.
- Reemplazo de los 600 filtros coalescentes que componen la casa de filtros (totalidad).
- Medición de flujo en quemadores (GO Premix).
- Reemplazo de obturador en válvulas principales de agua NOx.
- Reparación de junta de expansión entre Diverter Damper y HRSG (presencia de fuga).
- Inspección del generador de la TG21 realizado por especialistas de Siemens (incluye conexión de neutro).
- Revisión de torque fijación del generador (Anchor bolts).
- Inspección visual del HRSG por especialista.
- Instalación de boquillas (nozzles) de atemperación de HP (pendientes de obra).

SITIO TERMINAL 6

(CENTRAL COGENERACIÓN SAN LORENZO)

Los días 09.12.22 y 10.05.22 se solicitó parada programada (no contemplada en contrato) para revisión de quemadores de la TG por presencia de Hot Spot:

- Se realizaron 8 soldaduras en 7 quemadores.
- Se limpiaron quemadores obturados.

Mantenimiento No Programado de Equipos

Del 04.09.22 al 15.09.22 – Rotura de tubos en HRSG:

- Se hallaron 6 tubos dañados en total entre Economizador 1 y 2 de HP (se debieron intervenir alrededor de 25 tubos más para lograr el acceso a los dañados).

Del 02.12.22 al 05.12.22 – Rotura Motor Virador TG21:

- Se debió reemplazar el motor del virador de la TG21 por rotura del mismo.

Del 11.12.22 al 26.12.22 – Rotura Bombas de río en muelle de T6:

- Reparación de emergencia de 2 de la 3 bombas de río ubicadas en muelle de Terminal 6 por rotura simultánea de ejes.

Preventivos Varios

- PM sistemas auxiliares de TG y TV.
- PM instrumentación de planta.
- PM motores de planta.
- PM bombas de planta.
- PM revisión escobillas de excitación y filtros en ambos generadores.
- PM Actualización de antivirus a sistema de control T-3000.
- PM Cromatógrafo y punto de rocío.
- PM transformadores de potencia.
- PM interruptores de máquina.
- PM CCM de planta.
- PM bombas sistema contra incendio.
- PM sistemas de detección de incendio.
- PM Medición de Puesta a Tierra de planta.
- PM Calibración de válvulas de seguridad.
- PM Termografías varias.
- PM Puentes grúa y elementos de izaje.
- PM bancos de baterías.
- PM análisis de aceites lubricantes y aislantes.
- PM Equipos de refrigeración

SITIO TERMINAL 6

(CENTRAL COGENERACIÓN SAN LORENZO)

Correctivos Varios

- Reparación de bombas de río en muelle de Terminal 6.
- Reparaciones varias de bombas de planta.
- Reparación fuga de vapor en cañería drenaje sobre calentador HP.
- Reparación válvula principal de ingreso de vapor a TV.
- Instalación de termocuplas en HRSG para evaluar funcionamiento.
- Montaje de bomba sumergible en muelle de Terminal 6.
- Reemplazo de juntas de expansión salida condensador (no aptas para su uso).

Piezas del Contrato

- Recepción total de piezas misceláneas período P2
- Recepción de piezas de Programa para el período P2
- Recepción parcial de piezas misceláneas período P3

CCPSL - Mantenimiento

- Nuevas cañerías para mayor flexibilidad operativa en Planta de Agua, uso de equipos de pulido con equipo de Ósmosis Inversa alquilado.
- Instalación de nueva bomba sumergible en pileta de neutralización.
- Reparación de luminarias varias
- Mantenimiento preventivo en salas de baterías de Shelter 132 y 500 kV.
- Reparaciones de Puesta a Tierra vandalizadas.
- Reparaciones varias edilicias luego de la cola de tornado.
- Reparaciones varias de puertas antipánico en planta.
- Montaje de boquilla en atemperador de LP7 (pendiente de obra).

SITIO TERMINAL 6

(CENTRAL COGENERACIÓN SAN LORENZO)

- Fabricación y montaje de barandas.
- Montaje de válvula de seguridad, fabricación y montaje de cañería de venteo y silenciador en mesa de laminación (pendiente de obra).
- Finalización de trabajos varios en Terminal 6 (pendientes de obra).
- Reparación de cañería de ingreso de agua cruda en predio de Terminal 6.
- Modificaciones de lógicas varias para mejorar el funcionamiento del ciclo.
- Instalación de nuevo tanque ácido provisto por DVS.
- Calibración anual de caudalímetros de exportación (LP7, LP13 y retorno de condensado).

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

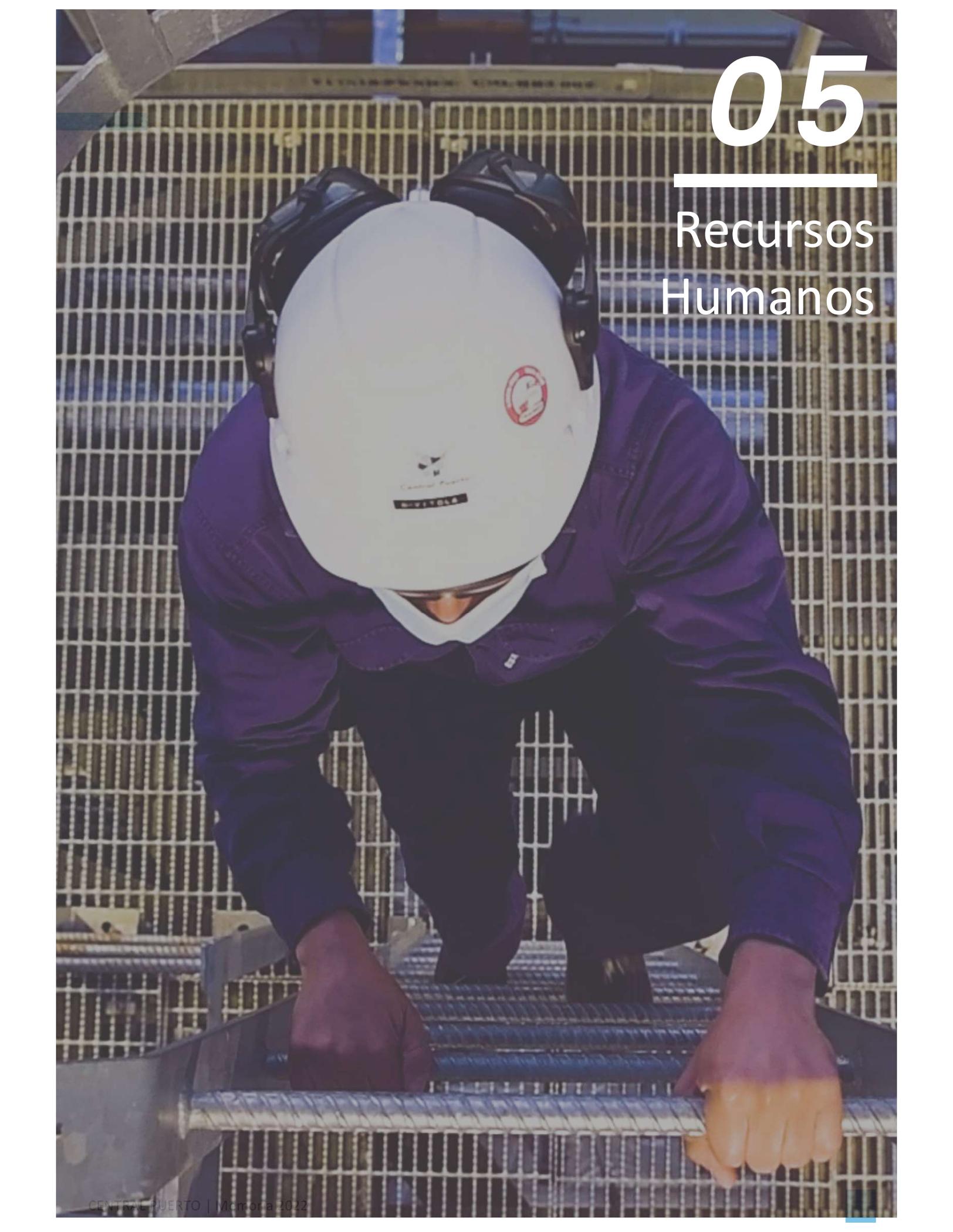
- Inspección termográfica en conexiones línea aéreas – Cable Enterrado.
- Inspección de cajas de corss-bonding.
- Inspección mensual terrestre.
- PM sistema de Protecciones.
- PM puesta a Tierra de torres.
- PM mediciones de altura libre de vanos.
- PM mediciones de ruido ambiental

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 cartelería 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

A high-angle photograph of a worker in a purple long-sleeved shirt and a white hard hat. The worker is leaning forward, with their hands resting on a horizontal metal rebar. The background is a complex metal grid structure, likely part of a construction or industrial facility. The lighting is bright, casting shadows on the grid.

05

Recursos
Humanos

RECURSOS HUMANOS

A lo largo del año 2022 nuestra planificación se mantuvo enfocada en la contención y seguridad de nuestros colaboradores, para ello se continuó trabajando en la adaptación de nuestros programas de salud y formación a formatos virtuales, mixtos y presenciales, permitiendo así una mejor participación y acercamiento a todas las personas que forman parte de la Compañía.

ADMINISTRACIÓN DE PERSONAL

Se fortalecieron las plataformas digitales de Recursos Humanos, “Recibo Digital” que permite el acceso al recibo de haberes desde cualquier dispositivo del usuario para consultar, firmar y descargar y “Usina Digital” sistema de autogestión de RRHH, que posibilita a cada empleado de Central Puerto, actualizar su información y realizar las solicitudes administrativas frecuentes

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.

FORMACION Y DESARROLLO

Se afianzó 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

Se desarrollo el programa de “Formación Transversal” diseñado junto a Universidades del medio, con el objetivo de fortalecer aptitudes de los participantes, integrando formación y experiencia.

A su vez, continuamos trabajando con las áreas de Higiene y Seguridad; Ambiental; Salud Ocupacional en las actividades requeridas por el marco legal.

Así mismo es necesario destacar las campañas de Cyber Seguridad, desarrolladas e impartidas en conjunto con Tecnología informática, para toda la población de Central Puerto.

Diversos equipos de la compañía participaron de las jornadas de team building generando de manera lúdica momentos de aprendizaje y reflexión para la puesta en marcha de compromisos de acciones individuales y en equipo.

RECURSOS HUMANOS

De esta manera, durante 2022, se impartieron 13.626 horas de formación distribuidas en los diferentes sitios de la compañía, y bajo diversas modalidades: presencial, virtual e híbrida.

Se implementó el proceso de Gestión del Desempeño, mediante la fijación de objetivos y evaluación de competencias, permitiendo así, gestionar el desempeño como proceso continuo, con foco en los colaboradores, con el objetivo fortalecer las competencias actuales y favorecer el desarrollo de nuevas, para asumir diversos roles que demanda la compañía.

SALUD OCUPACIONAL

Se llevaron a cabo las campañas programadas de vacunación Antigripal y Antitetánica, y demás acciones tendientes a procurar la salud de nuestros colaboradores. Se reforzaron actividades en todos los sitios sobre RCP y manejo de desfibrilador, así como charlas sobre prevención de diversas patologías. Continuamos con el sistema de atención telefónica las 24 hs para consultas médicas y el desarrollo un circuito de telesalud que facilita el acceso a los servicios del sistema de salud laboral. Además, se digitalizaron las historias clínicas de todo el personal, permitiendo este nuevo sistema, llevar estadísticas necesarias para la gestión del servicio.

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

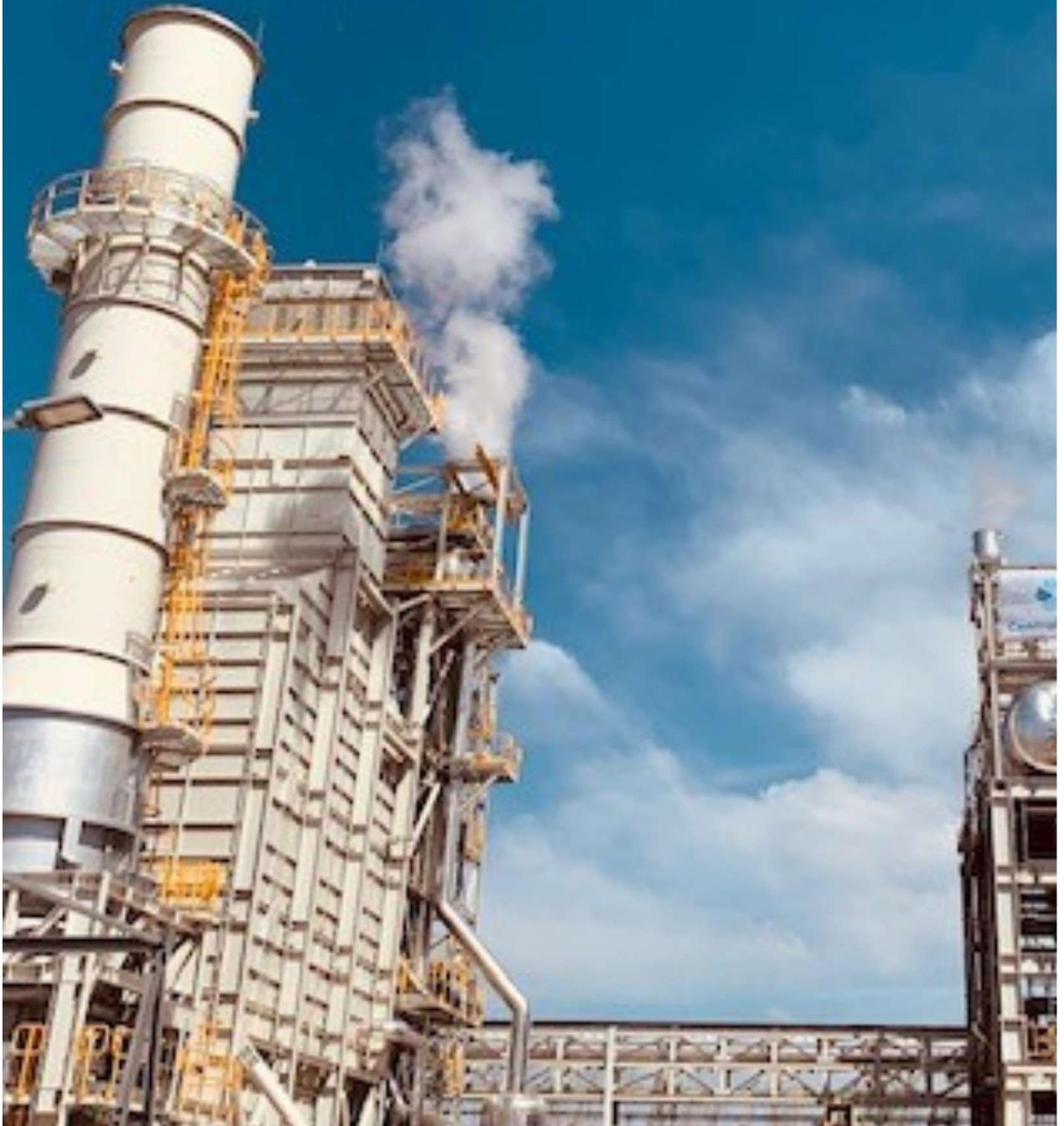
Central Puerto, a través de su Política de Empleo y el Código de Conducta Empresaria, otorgó plena igualdad de oportunidades de empleo a las personas que califican para desempeñar una función, sin consideración de raza, sexo, religión, o ascendencia, u otro factor de diferenciación. De esta manera, quienes 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.

En relación con los procesos de reclutamiento y selección, al cierre del ejercicio 2022, se cubrió el 76% de las búsquedas activas.

Se continuo con el Programa de Pasantías, por el cual, ingresaron 6 pasantes con el objetivo de poner en práctica sus conocimientos teóricos adquiridos en su formación universitaria en distintas áreas dentro de la compañía: Contabilidad, Finanzas, Tesorería, Auditoría Interna, Legales y Comercial

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.

Política

En relación con 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.

SEGURIDAD E HIGIENE

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 2022, 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 la renovación de estos. Por otra parte, realizamos de manera satisfactoria el primer mantenimiento de nuestro certificado ISO 45001 para nuestros sitios Central Térmica Brigadier López e Hidroeléctrica Piedra del Águila y obtuvimos la ampliación de alcance a los 7 Parques Eólicos en operación.

SEGURIDAD E HIGIENE

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.

MEDIO AMBIENTE

Gestión de Recursos Naturales

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.

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 consumo de agua proviene de perforaciones freáticas y de cuerpos de agua superficiales. En este sentido, en todos los sitios de Central Puerto, contamos con las autorizaciones y permisos correspondientes emitidos por la Autoridad de Aplicación según corresponda en cada jurisdicción.

-Plantas térmicas:

Utilizamos el recurso hídrico para la refrigeración de condensadores, intercambiadores de calor y refrigeración de equipos auxiliares de las unidades y para el proceso de generación de energía eléctrica propiamente dicho. El agua empleada para el proceso de refrigeración es previamente filtrada y devuelta al río libre de cuerpos extraños y/o residuos. A su vez, en cada central térmica realizamos controles periódicos correspondientes asegurando la trazabilidad del proceso.

-Central Hidroeléctrica Piedra del Águila

Además del consumo propio para la generación de energía, utilizamos agua para el mantenimiento de las instalaciones.

-Parques Eólicos

Solo usamos agua para las tareas de mantenimiento de las instalaciones.

MEDIO AMBIENTE

En paralelo, realizamos monitoreos constantes del recuso e incluso simulacros con el objetivo de prevenir derrames a los ríos. Estos se llevan a cabo en forma conjunta con los organismos que tienen jurisdicción en las comunidades donde estamos presente.

Efluentes

Los efluentes industriales derivados del proceso son derivados a las piletas de tratamiento correspondientes para garantizar el cumplimiento de los parámetros legalmente exigidos, ya sea para su restitución al curso superficial o para su reutilización en los sistemas de riego.

Durante 2022 no se registraron derrames que hayan generado impactos significativos a cursos de agua o hábitats naturales.

Residuos

Realizamos la segregación de residuos desde su origen en todas las plantas, clasificándolos en reciclables, comunes (RSU), industriales no especiales, peligrosos/especiales y patogénicos/patológicos.

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.

MEDIO AMBIENTE

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 la napa a través de los freáticos instalados en cada uno de nuestros sitios para verificar la ausencia de hidrocarburos en suelo.

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 2022 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 del GHG (Greenhouse Gas Protocol).

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 2022, continuamos trabajando activamente en la conservación de la biodiversidad en nuestros Parques eólicos de Río Cuarto, Villarino y Bahía Blanca.

A su vez, en todos nuestros Parque eólicos hemos registrado tasas de control efectiva de siniestralidad de aves y murciélagos por debajo de los umbrales establecidos para cada zona de influencia, conforme a los estándares internacionales.



07

FINANZAS

COMENTARIOS GENERALES

Durante los doce meses del ejercicio 2022 la Sociedad registró una ganancia operativa de \$ 61.890,46 millones, mientras que en el mismo período del año 2021 dicho resultado fue una ganancia de \$ 50.084,32 millones.

Como principales causas de esta variación podemos mencionar: a) mayor ingreso por diferencia de cambio netas principalmente por los créditos de CVO, b) el recupero de seguros, c) los menores gastos operativos principalmente en intereses comerciales y fiscales, d) el menor costo de ventas principalmente por menor amortización de activos intangibles y e) un menor resultado negativo producto de la desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles. Estos efectos se vieron compensados parcialmente por a) menores ingresos por actividades ordinarias principalmente por la finalización del contrato de la central Brigadier Lopez, b) los menores resultados por intereses de clientes generado principalmente por los créditos de CVO, c) por la desvalorización de materiales y repuestos y d) el menor recupero por descuento de créditos fiscales.

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

Como consecuencia de lo anterior, se registró una ganancia neta antes de impuesto para el ejercicio 2022 de \$ 25.798,17 millones, mientras que en el ejercicio 2021 fue una ganancia de \$ 14.844,21 millones.

COMENTARIOS GENERALES

En resumen, las principales causas del incremento de la ganancia neta del período fueron: mayor ingreso por diferencia de cambio netas principalmente por los créditos de CVO, el resultado positivo por la adquisición de participación en sociedades y el mayor resultado positivo por la tenencia de activos financieros al valor razonable. Estos resultados se vieron compensados parcialmente por los menores ingresos por actividades ordinarias, los menores resultados por intereses de clientes y el resultado negativo por la exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda.

La ganancia neta de los doce meses del ejercicio 2022 fue equivalente a \$ 12,65 por acción comparado a una pérdida neta de \$ 0,96 por acción para el mismo período del año 2021.

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.

Gestión financiera

Durante el presente ejercicio, en el marco de la Resolución MEyM Nº 281/2017 fue adjudicado el proyecto Parque Solar San Carlos. El mismo estará ubicado en la localidad de San Carlos, provincia de Salta. La potencia adjudicada fue de 10 MW y se estima que la habilitación comercial será en el segundo semestre del año 2023.

Asimismo, durante el presente ejercicio, a través de la subsidiaria Proener S.A. se incorporó el negocio de forestación al adquirir las sociedades Forestal Argentina S.A. y Loma Alta Forestal S.A., dueñas de activos forestales correspondientes a 72.000 hectáreas en las provincias de Entre Ríos y Corrientes, de las cuales aproximadamente 43.000 hectáreas están plantadas con eucalipto y pino.



Finalmente, con fecha 17 de febrero de 2023, también a través de la subsidiaria Proener S.A., se incorporaron las unidades de generación de la Central Costanera, ubicada en la ciudad de Buenos Aires, al adquirir la participación accionaria que Enel Argentina S.A. poseía en la sociedad Enel Generación Costanera S.A.

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

La Ganancia Neta del Ejercicio 2022 ascendió a miles de pesos 19.040.491, de forma tal que al 31 de diciembre de 2022 los resultados acumulados no asignados ascienden a 18.887.833. El Directorio propone destinar a la reserva legal 952.025. Asimismo, se propone destinar el saldo remanente de los resultados acumulados no asignados al incremento de la Reserva Facultativa, la cual podrá ser destinada a: (a) a los proyectos de inversión que ya se encuentran comprometidos y/o (b) 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 (c) 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

