

# Memoria Anual Central Puerto

Diciembre 2023



## 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  
Mendoza  
Sitio Piedra del Águila  
Sitio Brigadier Lopez  
Sitio San Lorenzo – Terminal 6.

### 05. Recursos Humanos

### 06. Medio ambiente, Higiene & Seguridad y Calidad

Compromiso  
Política  
Medio Ambiente  
Higiene y Seguridad  
Calidad

### 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,

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

Martín OROZCO

Adrián Gustavo SALVATORE

José Manuel PAZOS

Mario ELIZALDE

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**

José Luis MOREA

Jorge VILLEGAS

Tomás José WHITE (experto financiero)

#### **Suplentes**

Juan Manuel ORTIZ

Mario ELIZALDE

## 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 2023 por cada Central/Complejo [MWh]
1 Central Termoeléctrica Brigadier López	Santa Fé	Sauce Viejo	281	1 TG (+1 TV --> futura CC)	66.764
2 Central San Lorenzo	Santa Fé	San Lorenzo	391	1 TG +1 TV	2.037.373
3 Complejo Luján de Cuyo	Mendoza	Luján de Cuyo	576	3 TG + 2 TV +1 CC (1TG+1TV)+1 Cogeneración (2TG)+1 TH Renovable	3.137.980
4 Complejo Nuevo Puerto	Buenos Aires	CABA	1.747	2 TV + 1 CC (2TG+1TV)	4.614.886
5 Complejo Puerto Nuevo	Buenos Aires	CABA		3 TV	755.952
6 Central Hidroeléctrica Piedra del Águila	Neuquén	Piedra del Águila	1.440	4 TH Francis	5.173.586
7 Central Costanera	Buenos Aires	CABA	2.259	6 TV + 1 CC (2TG+1TV)+ 1CC (1TG+1TV)	3.366.758 (*) 4.259.792 (**)

- ✓ Las centrales térmicas Puerto Nuevo y Nuevo Puerto, ubicadas en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires con una potencia instalada térmica total de 1.747 MW con una planta de ciclo combinado y de turbogrupos a vapor.
- ✓ Centrales térmicas ubicadas en la localidad de Luján de Cuyo, Provincia de Mendoza, con una potencia conjunta instalada de 576 MW y de 125 tn/h de producción de vapor.

## INFORMACIÓN CORPORATIVA

- ✓ La concesión del Complejo Hidroeléctrico Piedra del Águila, ubicado sobre el Río Limay, en la Provincia del Neuquén que dispone de cuatro unidades generadoras de 360 MW de potencia cada una.
- ✓ 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 cogeneración Terminal 6 - San Lorenzo, ubicada en el Municipio de Puerto General San Martín, Provincia de Santa Fe, con una potencia instalada de 391 MW y una capacidad de producción de vapor de 340 tn/h.
- ✓ A través de Proener S.A.U., sociedad íntegramente controlada por CPSA, el Grupo cuenta con el 75,21% en la sociedad Central Costanera S.A., que opera centrales de generación térmica ubicadas en la ciudad de Buenos Aires, conformadas por seis unidades turbo-vapor con una capacidad instalada bruta de 1.131 MW y dos centrales eléctricas a ciclo combinado cuya potencia bruta es de 1.128 MW (\*). Asimismo, con fecha 18 de octubre de 2023, Proener S.A.U. adquirió de forma directa el 100% del capital social y votos de Cordillera Solar VIII S.A. y Scatec Equinor Solutions Argentina S.A. (actualmente denominada CP Servicios Renovables S.A.), sociedades propietaria y operadora, respectivamente, de un parque solar ubicado en la Provincia de San Juan, con una potencia aproximada de 105 MW.

### PARQUES DE ENERGÍAS RENOVABLES

	Centrales y Parques	Provincia	Localidad	Capacidad Instalada (MW)	Instalaciones	Energía producida en 2023 por cada Central/Complejo [MWh]
1	Parque eólico Manque	Córdoba	Achiras	57	15 Aerogeneradores	237.830
2	Parque eólico Los Olivos	Córdoba	Achiras	23	6 Aerogeneradores	99.567
3	Parque eólico Achiras	Córdoba	Achiras	48	15 Aerogeneradores	187.612
4	Parque eólico La Genoveva I	Buenos Aires	Bahía Blanca	88	21 Aerogeneradores	377.597
5	Parque eólico La Genoveva II	Buenos Aires	Bahía Blanca	42	11 Aerogeneradores	176.808
6	Parque eólico La Castellana I	Buenos Aires	Villarino	101	32 Aerogeneradores	398.035
7	Parque eólico La Castellana II	Buenos Aires	Villarino	15	4 Aerogeneradores	69.801

Centrales y Parques	Ubicación	Pot. Adjudicada (MW)	Capacidad d DC (MWp)	Módulo	Cant. Módulos	Inverter	Cant. Inverter	Tracker	Cant. Tracker	Energía Oct(**)-Nov-Dic 2023 (MWh)	Energía Producida 2023 (MWh)
P. Solar Guañizuil IIA	Iglesia-San Juan	100	117	RISEN	358.560	Huawei	996	Nextracker	3.984	73.370	285.869

(\*) en el ciclo combinado Buenos Aires se redujo potencia neta operable a 270MW (equivalente a 277MW brutos).

(\*\*) a partir del 18/10 se tomó posesión del Parque Solar, por ello se considera una generación proporcional.



## INFORMACIÓN CORPORATIVA

✓ 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. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, el Grupo 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 bruta 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 bruta es de 846 MW.

Centrales participadas	Provincia	Localidad	Capacidad Instalada (MW)	Instalaciones	Energía producida en 2023 por cada Central/Complejo [MWh]
1 Central Termoeléctrica Vuelta de Obligado	Santa Fé	Timbúes	846	1 CC (2TG+1TV)	1.627.247
2 Central Termoeléctrica Timbúes	Santa Fé	Timbúes	865	1 CC (2TG+1TV)	2.989.363
3 Central Termoeléctrica Manuel Belgrano	Buenos Aires	Campana	873	1 CC (2TG+1TV)	3.731.046

## INFORMACIÓN CORPORATIVA

- ✓ Por otra parte, el Grupo está vinculado al sector de distribución de gas natural en las regiones de Cuyo y Centro de la República Argentina, a través de la inversión en las sociedades asociadas pertenecientes al Grupo ECOGAS.
- ✓ Asimismo, 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.
- ✓ Finalmente, a través de Proener S.A.U., sociedad íntegramente controlada por CPSA, el Grupo participa con en el sector forestal al ser Proener S.A.U. la sociedad controlante de las sociedades: a) Forestal Argentina S.A. y Loma Alta Forestal S.A., dueñas de activos forestales 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, y b) Empresas Verdes Argentina S.A., Las Misiones S.A. y Estancia Celina S.A., dueñas de activos forestales consistentes en 88.063 hectáreas en la provincia de Corrientes, de las cuales aproximadamente 26.000 hectáreas se encuentran plantadas con pino sobre un total de hectáreas plantables de aproximadamente 36.000 hectáreas.



## INFORMACIÓN CORPORATIVA

### CAPITAL SOCIAL

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.

El ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 arrojó una ganancia neta de miles de pesos \$19.040.491, de forma tal que al 31 de diciembre de 2022 los resultados acumulados no asignados ascienden a miles de pesos \$18.887.833. Con fecha 28 de abril de 2023, la Asamblea de Accionistas de la Sociedad aprobó que 1) destinar a la reserva legal la suma de miles de pesos \$952.025; y 2) el saldo remanente de los resultados acumulados no asignados a la creación de una reserva facultativa a ser destinada 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, delegando en el directorio su desafectación total o parcial para aplicarla al pago del dividendo y la determinación de la oportunidad, moneda, plazos y demás términos y condiciones del pago de acuerdo al alcance de la delegación dispuesta por la asamblea.





02

Contexto Macroeconómico

## CONTEXTO INTERNACIONAL

La recuperación económica mundial resultó ser resiliente tras la pandemia de COVID-19, la invasión rusa de Ucrania y la crisis del costo de vida.

La inflación está disminuyendo más rápidamente de lo previsto tras testear máximos en 2022 y está afectando menos de lo esperado al empleo y la actividad económica, como resultado de la evolución favorable por el lado de la oferta y el endurecimiento de las políticas monetarias por parte de los bancos centrales, que han mantenido ancladas las expectativas de inflación.

Por otro lado, se espera que las elevadas tasas de interés dirigidas a combatir la inflación, unidas al retiro del respaldo fiscal en un contexto de deuda elevada, frenen el crecimiento en 2024.

Según últimas proyecciones del Fondo Monetario Internacional (“FMI”), el crecimiento mundial sería de 3,1% en 2023, manteniendo la misma tasa de crecimiento del 3,1% para el año 2024. En comparación con el informe del FMI de octubre, el pronóstico para 2024 se incrementó en 0,2 puntos porcentuales. Este incremento se debe a una resiliencia mayor de lo esperado en Estados Unidos y en varias economías de mercados emergentes y en desarrollo importantes, así como al estímulo fiscal en China.

De todos modos, las previsiones para 2024–25 son inferiores al promedio histórico de 3,8% (2000–19), ante las elevadas tasas de interés de política monetaria para combatir la inflación, el repliegue del apoyo fiscal en un entorno de fuerte endeudamiento que frena la actividad económica y el bajo crecimiento de la productividad subyacente. La inflación está disminuyendo más rápidamente de lo previsto en la mayoría de las regiones, mientras se disipan los problemas en el lado de la oferta y se aplica una política monetaria restrictiva. Se prevé que el nivel general de inflación a escala mundial descienda a 5,8% en 2024 y a 4,4% en 2025, lo que supone una revisión a la baja del pronóstico para 2025.



## ACONTECER NACIONAL

Durante el 2023 la economía argentina se estancó respecto al año 2022, registrando una disminución del 0,8% del PBI en los primeros 9 meses del año. Confirmando este dato, el último informe de Estimación Mensual de Actividad Económica (EMAE) publicado en el mes de enero por el INDEC, muestra que el PBI acumulado a noviembre 2023 disminuyó un 0,9% con respecto al año anterior.

En este sentido, la variación interanual del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) publicado por el INDEC a diciembre fue del 276,4% mientras que en 2022 fue del 94,8%.

A lo largo de 2023, el Banco Central también disminuyó el nivel de sus reservas internacionales respecto del año 2022 en aproximadamente un 51,7%. Al cierre del año, se situaron en U\$S23.073 millones en comparación con los U\$S44.598 millones del 2022.

En el mercado cambiario, el peso argentino aceleró su depreciación durante el 2023 en comparación con el año anterior producto del endurecimiento de las medidas de control de cambio y el nivel de inflación sumado al cambio de gobierno del mes de diciembre. El dólar mayorista cerró el año a \$808,45, con un incremento de 456,3% respecto al cierre de diciembre 2022, \$177,16.

En el sector bancario las tasas de interés se incrementaron acompañando el contexto alta inflación, así la tasa BADLAR (en pesos de bancos privados, TNA) alcanzó el nivel de 109,75% en el último día hábil del año, en comparación con el 69,37% a igual fecha del año anterior.

En cuanto a las previsiones para 2024, el FMI en su informe de Perspectivas de la Economía Mundial de enero 2024 indica que la economía argentina tendrá un crecimiento negativo en el contexto de un ajuste significativo de la política económica para restablecer la estabilidad macroeconómica, estimando una reducción del PBI del 2,8% en 2024.





*03*

---

El Mercado Eléctrico  
Mayorista Argentino

## EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Durante el Ejercicio 2023, la demanda neta de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), tuvo un crecimiento del 1,5% respecto del 2022 alcanzando los 140.883 GWh (5,2% respecto del 2021).

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

GENERACIÓN SADI E INTERCAMBIO INTERNACIONAL [GWh]*					
ENERGÍA [GWh]	2022	2023	Variación %	2021	Variación %
TÉRMICA	81.746	73.018	-11%	90.073	-19%
HIDRÁULICA	30.186	39.332	30%	24.116	63%
NUCLEAR	7.469	8.963	20%	10.170	-12%
RENOVABLE	19.340	20.085	4%	17.437	15%
IMPORTACIÓN	6.310	6.241	-1%	819	662%
EXPORTACIÓN	31	98	215%	3.850	-97%

\*Participación de cada fuente de generación de energía eléctrica en 2021, 2022 y 2023.

En 2023, la generación hidroeléctrica, que mostró una recuperación del 30% respecto al 2022, principalmente por mayores caudales en Yacyretá y Salto Grande, junto con el crecimiento de las energías renovables (4%), la mayor disponibilidad nuclear (+20%) y el aumento de las importaciones (13%) compensaron la disminución de la energía térmica (-11%), para cubrir el aumento del 1,5% de la demanda local. Por su parte hubo poca exportación de energía (98 GWh).

El récord de demanda de potencia en el SADI se registró el 13 de marzo 2023 a las 15:28hs. con 29.105 MW. La máxima demanda diaria del sistema fue registrada el 13 marzo de 2023 alcanzando los 590,7 GWh, lo que representa un incremento del 2,6% respecto del anterior máximo (575,9 GWh registrados en enero de 2022).

En 2023, el consumo de gas natural fue similar respecto del año anterior, en tanto el de combustibles líquidos disminuyó considerablemente, en línea con la menor generación térmica.



## EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

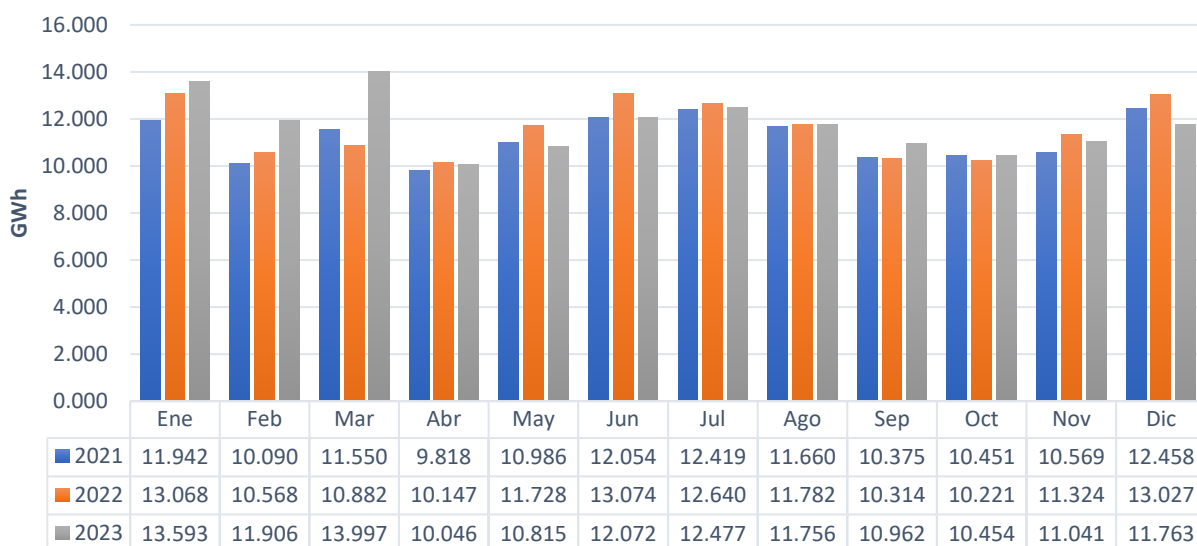
El siguiente cuadro refleja el comportamiento en el uso de los diferentes combustibles para generación de energía eléctrica respecto al año anterior (adicionada al final la equivalencia total como GAS NATURAL equivalente).

Combustible	2022	2023	Variación %	2021
GAS NATURAL [Miles de dam <sup>3</sup> ]	14.209	13.944	-2%	16.352
FUEL OIL [Miles de TN]	1.112	674	-39%	750
GAS OIL [Miles de m <sup>3</sup> ]	2.435	1.300	-47%	2.024
CARBÓN MINERAL [Miles de TN]	777	521	-33%	866
GAS NATURAL equiv. [Miles de dam <sup>3</sup> ]	18.494	16.392	-11%	19.856

### Demanda mensual

En el siguiente gráfico se muestra la evolución mensual de la demanda de los Agentes MEM del año 2023 y su comparación con el 2022 y 2021. El aumento interanual de la demanda total del MEM fue del 1,5%.

### Demanda mensual de energía eléctrica del MEM



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

## EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

### Ventas al Mercado Spot

Durante 2023, continuó vigente 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.

## EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

### 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.

## EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

### Resolución de Secretaría de Energía N°59/2023

Con fecha 7 de febrero de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 59/2023 ("Resolución 59") mediante la cual se habilita a los generadores que tengan unidades de ciclo combinado a adherir al Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de Eficiencia (el "Acuerdo") con el objetivo de incentivar las inversiones necesarias de mantenimientos mayores y menores de las máquinas.

Mediante este acuerdo, los generadores adherentes se comprometen a alcanzar, como mínimo, un 85% de disponibilidad de potencia media mensual a cambio de un nuevo precio de potencia y energía compuestos, en parte, con sumas establecidas en dólares. En el caso de la potencia, se establece un monto de USD 2.000 / Mw-mes más la suma en pesos correspondiente al 85% y al 65% del valor de potencia establecido en la Resolución 826 para los períodos de primavera/otoño y verano/invierno, respectivamente. Adicionalmente, el precio por energía generada se fija en USD 3,5 / MWh en caso de utilizar gas y en USD 6,1 / MWh para el combustible alternativo (gasoil).

Con fecha 25 de abril de 2023 CAMMESA aceptó la suscripción al Acuerdo presentada por CPSA para todas las unidades de ciclo combinado del Grupo, excepto la unidad denominada Buenos Aires perteneciente a Central Costanera S.A. que fue aceptada con posterioridad a esa fecha. Este acuerdo permite obtener la mejora en la remuneración de dichas unidades por sus ventas al mercado spot a partir de las transacciones del mes de marzo 2023.

Para el caso del ciclo combinado Buenos Aires, CPSA presentó a CAMMESA y esta última aceptó la suscripción al Acuerdo con fecha 28 de julio de 2023 (con vigencia a partir de las transacciones del mes de julio), una vez obtenida la aprobación de SE respecto a:

- La conversión a mono combustible: operación solo con gas natural, suprimiendo la posibilidad de uso de gasoil, y
- Adecuación de la potencia instalada: en línea con la posibilidad técnica real de producción de energía eléctrica del ciclo combinado.

### Resolución de Secretaría de Energía N°750/2023

Con fecha 6 de septiembre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 750/2023 ("Resolución 750"), 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 IV de la Resolución 826 y se dispuso un aumento a partir del 1° de septiembre de 2023 de un 23%.

## EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

### Resolución de Secretaría de Energía N°869/2023

Con fecha 30 de octubre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 869/2023 (“Resolución 869”), 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 IV de la Resolución 750 y se dispuso un aumento a partir del 1° de noviembre de 2023 de un 28%.

### Resolución de Secretaría de Energía N°9/2024

Con fecha 8 de febrero de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 9/2024 (“Resolución 9”), 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 IV de la Resolución 869 y se dispuso un aumento a partir del 1° de febrero de 2024 de un 74%.

## COMERCIALIZACIÓN

### Participación de mercado

En cuanto a la generación eléctrica, Central Puerto tuvo en 2023 una generación neta de 20.773,7 GWh (\*), lo cual representa una participación en la generación del 14,7% sobre el total del SADI.

Con respecto a la generación total térmica del SADI, Central Puerto alcanzó un 19,14% de participación en 2023,.

En cuanto a potencia instalada, Central Puerto alcanzó en 2023 una participación de mercado del 16,40% 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%
2023	13,15%	8,10%	19,14%	14,70%

% 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%
2023	13,30%	8,35%	20,65%	16,40%

(\*) Se considera la generación de Costanera y del PS Guañizuil II desde sus fechas de traspaso, en febrero y octubre de 2023 respectivamente..

En cuanto a la generación eléctrica de origen renovable, en 2023 Central Puerto produjo 1.620 GWh, lo cual representa un -0,22% respecto al año anterior. Tuvo además un incremento del 58% en la generación de Piedra del Águila respecto del 2022, por mayores aportes en los ríos Limay y Collón Curá.

## 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 2023 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 2023 solo el 6,9% de la demanda lo hace con contrato. Esta situación se explica por la oferta limitada de generación renovable que actualmente no tiene excedentes para expandir la contratación, la medida regulatoria y la Res. SE 95/13, que prohíbe a los generadores convencionales la celebración de nuevos contratos de abastecimiento.

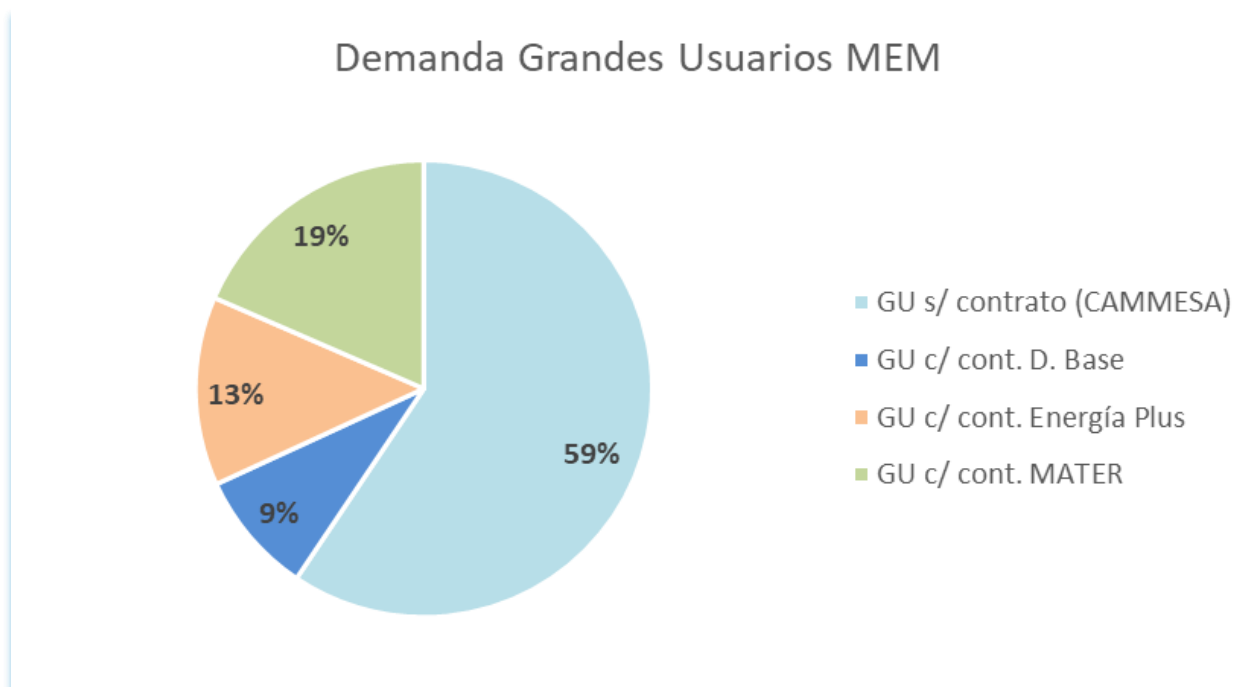
El MATER está limitado actualmente por la oferta de generación disponible, dado que toda la potencia instalada que está habilitada para operar en dicho mercado se encuentra mayoritariamente contratada.

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, quitando de esta manera una señal económica para los GU que buscaban cubrir su abastecimiento mediante un contrato con un generador (plus) más eficiente.

## DEMANDAS COMERCIALIZADAS CON GRANDES USUARIOS

La demanda de energía de los Grandes Usuarios Agentes del MEM (“GU”) en 2023, fue de 23.867 GWh. La misma fue abastecida en apenas un 40,5% (9.686 GWh) mediante contrato de suministro con los generadores en tres modalidades, demanda Base (contratos remanentes), Servicio Energía Plus, y MATER, el restante 59,5% 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.

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



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, 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. En 2023, la demanda abastecida por contrato plus, representó el 83% del máximo nivel de contrato que se registró en el año 2013, en parte debido a que mucha de esta 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 2023, con una participación del 2% de la potencia Plus instalada en el MEM, las ventas de CPSA al mercado Plus alcanzaron unos 31.4 GWh de energía, con un precio medio de venta de 65 us\$/MWh, y con 17 puntos de suministro contratados.

### RESOLUCIONES Y NOTAS DESTACABLES

#### Resolución de Secretaría de Energía N°36/2023

Con fecha 2 de febrero de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 36/2023 (“Resolución 36”), para lanzar la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional “RenMDI” con el fin de obtener nueva capacidad de generación de energía eléctrica de fuente renovable con los objetivos de sustitución de generación forzada y de diversificación de la matriz energética. Con fecha 20 de julio de 2023 se publicó en Boletín Oficial la Resolución N° 609/2023 con los resultados mediante la cual se adjudicaron 98 Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable por un total de 633.7 MW de potencia.

#### Resolución de Secretaría de Energía N°360/2023

Con fecha 10 de mayo de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 360/2023, que optimiza la disponibilidad y determinación de prioridades de uso de la capacidad de transporte de energía eléctrica para proyectos a partir de fuentes de energía renovables para su comercialización en el MATER (Mercado a Término de Energías Renovables):

- CAMMESA informará al mercado nuevas capacidades de transporte con probabilidad de 92% de despacho garantizado, para los corredores donde no existe disponibilidad para asignar Prioridad de Despacho en forma plena (al 100%): Viabiliza nuevos proyectos, con riesgo de despacho sobre el 8% de la energía proyectada (“vertimiento”).
- CAMMESA otorgará prioridad de despacho asociada futura nueva demanda (a partir de 10 MW) que genere nueva capacidad de transporte a aquel proyecto que tenga un acuerdo explícito con la futura nueva demanda: Viabiliza proyectos para aquel agente/s que se asocie a la nueva demanda.
- Nueva capacidad de transporte a partir de obras íntegramente construidas y costeadas por uno o más proyectos de generación a partir de fuentes renovables, con el acuerdo técnico de CAMMESA, serán otorgados en primera prioridad a estos (para uso propio o cesión a terceros): Inversiones en el sistema de transporte que viabilicen nuevos proyectos renovables (incorporando la inversión en transporte al proyecto renovable).
- Habilita a los Generadores que ingresaron bajo el régimen GENREN a participar en el MATER una vez terminado su contrato MEM (duración 15 años): Posibilita a estos proyectos ya amortizados a competir en el mercado de contratos contra nuevos proyectos.

## CENTRAL PUERTO EN EL MERCADO A TÉRMINO

### DESARROLLO:

Proyectos de Demanda Nueva/Gen. Renovable con prioridad operativa.

Proyectos de Transporte Nuevo/Gen. Renovable con prioridad sobre la obra.

### ORDENAMIENTO:

Incorpora un plazo extra de prórroga de ingreso (+720 días)

Habilita a gen. GENREN a participar en el MATER una vez terminado su contrato.

Pagos de prioridad sólo por la potencia no habilitada (a partir del 50%).

Uniformiza penalización por incumplimiento a 4 trimestres.

### ADMINISTRATIVO:

Destino de lo recaudado por pagos MATER pasan de FODER a FOTAE..

### Resolución de Secretaría de Energía N°507/2023

Con fecha 6 de junio de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 507/2023, que aprueba el Plan de Expansión de la Red de Energía Eléctrica de 500 y 132 KV.

La resolución aprueba planes de:

- Expansión Sistema de Transmisión en Alta Tensión
- Readecuación Estaciones Existentes en AT
- Readecuación Estaciones Existentes de 132 kV (DISTROS y Distribuidoras del interior)
- Expansión Sistema de Transporte de DISTROs (líneas y ET de 132 kV)

Este plan tiene su origen en un conjunto de ampliaciones propuestas por la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA), analizado y complementado por los Comités Regionales de Transporte Eléctrico coordinados por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), CAMMESA, el Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (CAF) y la Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE), con la participación de Secretaría de Energía de la Nación.

### Resolución de Secretaría de Energía N°562/2023

Con fecha 4 de julio de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 562/2023, propiciando manifestaciones de interés ("MDI") para gestionar y financiar ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica bajo las siguientes premisas principales:

## CENTRAL PUERTO EN EL MERCADO A TÉRMINO

- A Generadores:
  - Convoca a Generadores del MEM interesados a realizar MDI para gestionar y financiar, con otros interesados o con el Estado Nacional (hasta 50%) ampliaciones del Sistema de Transporte AT para:
    - nueva oferta de generación hacia los centros de consumo, y/o
    - incrementos de potencia en sus centrales existentes.
  - Otorgar prioridad de despacho eléctrico, en función de la capacidad de transporte incremental que resulta de la ampliación.
  - Los interesados podrán acompañar propuestas de mecanismos de comercialización de energía y condiciones que permitan instrumentar las MDI propuestas.
  
- A Demandas mineras u otras ubicadas en área aisladas.
  - Convocar a interesados a realizar MDI con aportes económicos para gestionar y financiar (o cofinanciar con otros interesados) ampliaciones del Sistema de Transporte en AT para abastecimiento de demandas mineras.
  - Otorgar prioridad de uso de las nuevas líneas en función de la capacidad de transporte incremental que resulta de la ampliación.
  - Los Interesados podrán acompañar propuestas de condiciones que permitan instrumentar las MDI de interés propuestas.
  - Sin aportes del Estado Nacional.

### Resolución de Secretaría de Energía N°574/2023

Con fecha 11 de julio de 2023 se publicó la resolución 574/23 que extiende por 60 días la fecha de finalización del Contrato de concesión de las centrales hidráulicas Chocón, Alicurá, Cerros Colorados y Piedra del Águila

### Resolución de Secretaría de Energía N°621/2023

Con fecha 11 de julio de 2023 se publicó la resolución 621/23 que lanzó la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional TerConf, con el objetivo de incorporar generación térmica firme y confiable, y garantizar el abastecimiento de la demanda en forma eficiente a mediano y largo plazo.

La licitación se dividió en dos renglones:

- i. Generación Térmica para fiabilidad y suministro del Sistema Interconectado (“SADI”) con un objetivo de 2.250 MW a 3.000 MW,
- ii. Generación Térmica para reemplazar y hacer más eficiente el sistema de generación eléctrica de Tierra del Fuego, con un objetivo de 30 MW a 70 MW.

## **CENTRAL PUERTO EN EL MERCADO A TÉRMINO**

La recepción de ofertas se realizó el día 26 de septiembre de 2023. Se presentaron 66 proyectos por un total de 7112 MW. En esa instancia Central Puerto S.A. presentó cuatro (4) proyectos por 576 MW, y Central Costanera S.A. presentó dos (2) proyectos por 515 MW.

La calificación técnica de los 66 proyectos se realizó el día 25 de octubre, y la apertura de las ofertas económicas el día 27 de octubre.

El día 24 de noviembre de 2023, a través de la Resolución 961/23, se anunció a los 29 proyectos adjudicados (28 proyectos bajo el Renglón 1, y 1 proyecto bajo el Renglón 2), por un total de 3340 MW.

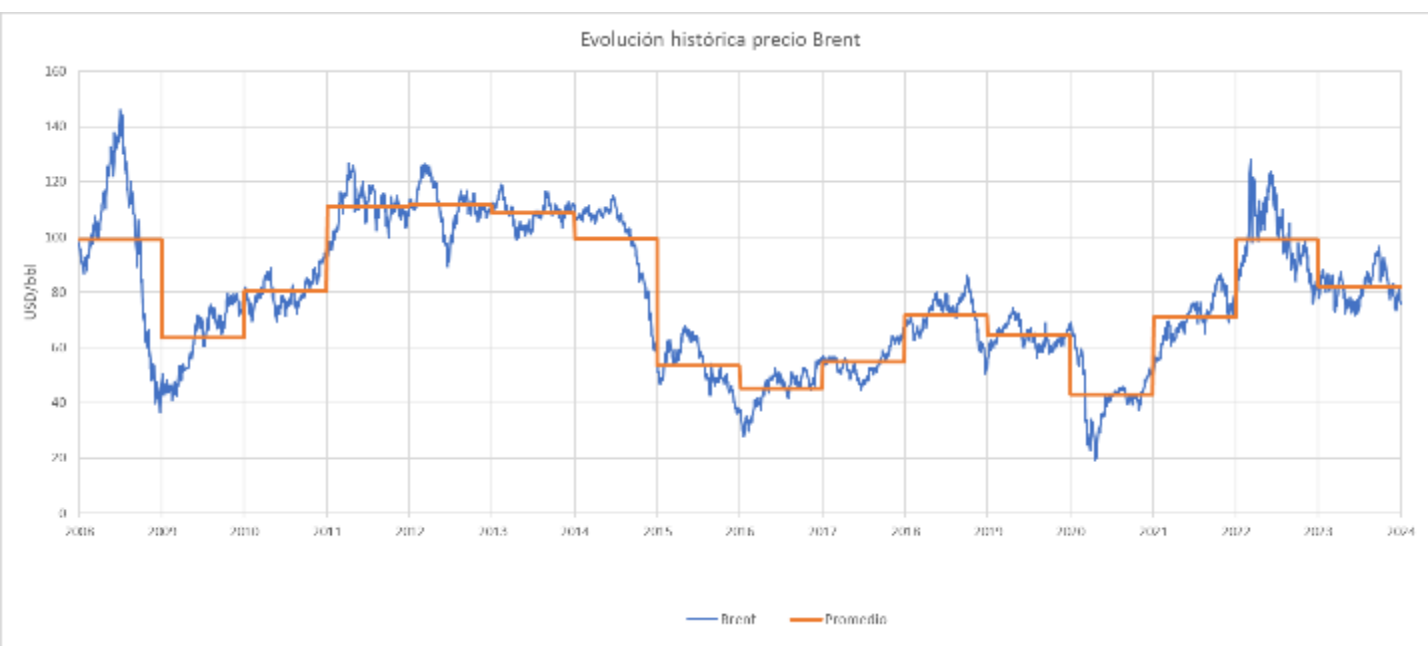
Los dos proyectos presentados por Central Costanera S.A. (la instalación de una Turbina de Gas 4000F de 313 MW, y el reemplazo de la Turbina de Gas del Ciclo Combinado Buenos Aires de 202 MW) resultaron adjudicados, no así los proyectos presentados por Central Puerto S.A.

## COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

### Mercado del petróleo

En el ámbito internacional, el precio promedio del Crudo Brent disminuyó su valor en un 17% en 2023 respecto al año anterior, pasando de un promedio anual de 99 USD/ bbl a uno de 82 USD/bbl en 2023.

En 2023, el máximo valor registrado por el Crudo Brent fue de 96,55 USD/bbl y un mínimo de 71,84 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 CMMESA, 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.

## COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

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.

## COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

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

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 Secretaría de Energía 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

## COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

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:



## COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

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

En noviembre de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional por Decreto N°892/20 aprueba 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 MMm<sup>3</sup>/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 354/2020 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”).

## COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

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:

## COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

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.

## COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

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 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 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.

Con fecha 11 de febrero de 2023 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N°76, otorga a ENARSA la concesión de Transporte sobre el “GASODUCTO PRESIDENTE NÉSTOR KIRCHNER” (en adelante “GPNK”), para transportar gas natural desde la cuenca gasífera de NEUQUEN, atravesando las Provincias de RÍO NEGRO, LA PAMPA, BUENOS AIRES, hasta la Provincia de SANTA FE.

Posteriormente, Con fecha 22 de junio de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Secretaría de Energía N°532/2023, aprobando el texto definitivo del Contrato de Transporte Firme a celebrarse entre ENARSA y CAMMESA por la nueva capacidad de transporte de gas natural a crearse a partir de la construcción del gasoducto Presidente Néstor Kirchner (“GPNK”), según instrucción emanada por el Ministerio de Economía vía resolución N°828/2023 en el marco del Decreto PEN N°76/2022, cuyas principales características son las siguientes:

- Plazo: 35 años (20/06/2023 al 20/06/2058).

## COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

- Cantidad: 25 MMm3/día.
  - 11 MMm3/día – Ruta/tramo Tratayén (Pcia. Neuquén) - Saliqueló (Pcia. Buenos Aires), con 7 MMm3/día en la ruta/tramo BA-GBA,
  - 10 MMm3/día - Adicionales en ruta/tramo Tratayén - Saliqueló una vez habilitada nueva capacidad de compresión en dicha ruta,
  - 14 MMm3/día – en reemplazo 10 MMm3/día una vez habilitada la nueva ruta/tramo Saliqueló - San Jerónimo (Pcia. Santa Fé)
- Precio:
  - Primeros 15 años: 1.023 USD/m3 de capacidad contratada disponible,
  - A partir año 16: 0.023 USD/m3 de capacidad contratada disponible.
- Cesión: Se contempla la cesión de capacidad contratada a Generadores MEM.
- Derecho prioridad: CAMMESA tendrá derecho de prioridad de contratar a ENARSA toda nueva capacidad adicional que aporte el proyecto GPNK, en el cual ENARSA obtenga derechos de transporte de gas natural.

En noviembre de 2022, el Poder Ejecutivo Nacional por Decreto N°730/22 aprueba una serie de modificaciones al Plan GasAr, extendido el mismo por 4 años (en adelante “Plan Gas.Ar Extendido”).

Las modificaciones más relevantes fueron las siguientes:

1. Extensión de 4 años, pasando de diciembre 2024 a diciembre 2028 la vigencia del Plan GasAr, en volumen y precio de los compromisos de suministro de gas natural del mencionado plan,
2. Licitación nuevos volúmenes de gas natural adicionales al Plan Gas.Ar para cuenca Austral (Tierra del Fuego, Santa Cruz y Chubut) y
3. Licitación volúmenes adicionales de gas natural a los fines de cubrir la nueva capacidad de transporte troncal de gas natural generada por la construcción del nuevo gasoducto GPNK.

Posteriormente, también en el mes de noviembre de 2022 vía resolución Secretaría de Energía N° 770/2022, se definieron los volúmenes a licitar a los fines de dar cumplimiento a los puntos mencionados anteriormente. En particular, los volúmenes del punto 3 a licitar serían los siguientes:

- I. “Gas Plano Julio”: 11.000.000 m3 por día para el período comprendido entre el 1° de julio de 2023 y el 31 de diciembre de 2028, ambos inclusive;
- II. “Gas Plano Enero”: 3.000.000 m3 por día para el período comprendido entre el 1° de enero de 2024 y el 31 de diciembre de 2028, ambos inclusive;
- III. “Gas de Pico 2024”: 7.000.000 m3 por día para los períodos comprendidos entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre, ambos inclusive, de los años 2024 a 2028, ambos inclusive;
- IV. “Gas de Pico 2025”: 7.000.000 m3 por día para los períodos comprendidos entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre, ambos inclusive, de los años 2025 a 2028, ambos inclusive.

## COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

### 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%
<b>Total</b>	<b>32,7</b>	<b>31,6</b>	<b>29,9</b>	<b>31,1</b>	<b>31,1</b>	<b>26,8</b>	<b>18,8</b>	<b>20,2</b>	<b>22,6</b>	<b>16,8</b>	<b>-5,8</b>	<b>-25,5%</b>

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%
<b>Total</b>	<b>86,5</b>	<b>85,0</b>	<b>87,0</b>	<b>91,9</b>	<b>92,0</b>	<b>103,7</b>	<b>112,2</b>	<b>102,0</b>	<b>94,7</b>	<b>100,8</b>	<b>6,1</b>	<b>6,1%</b>

FUENTE: ENARGAS.

## COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

En sucesivas resoluciones, Secretaría de Energía adjudicó a partir de diciembre 2022 y durante el año 2023 los volúmenes conceptualmente requeridos por el Plan Gas.Ar Extendido y detallados en la resolución SE 770/2022.

### 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 2023:

2023	CTM	San Lorenzo*
	m3	
ene-23	14,881,340	4,695,984
feb-23	13,218,212	3,595,000
mar-23	13,847,079	4,116,248
abr-23	12,087,791	5,136,642
may-23	12,286,031	6,215,019
jun-23	15,990,000	7,371,532
jul-23	15,951,415	5,279,486
ago-23	18,852,520	6,491,747
sep-23	14,838,468	2,411,319
oct-23	14,251,843	178,063
nov-23	13,927,745	6,519,998
dic-23	13,705,083	4,980,000
<b>TOTAL</b>	<b>173,837,527</b>	<b>56,991,038</b>
	<b>230,828,565</b>	

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

\*\* Compras propias relacionadas a la operación comercial de la Cogeneración San Lorenzo (Gas para Vapor).

## COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

### Importación de gas natural

Como se puede observar en el siguiente cuadro, la importación de Gas Natural durante el año 2023 mostró una caída del -23% con respecto al año 2022. Esta merma se debió principalmente a la reducción del gas natural importado desde Bolivia (-64%), el cual responde a la caída en la producción que viene sufriendo este país en los últimos años, adicionalmente a la mayor prioridad que éste le asigna a la exportación hacia Brasil. Por otro lado, la importación de LNG tuvo un incremento respecto del año anterior (13 %) y la importación desde Chile se mantuvo nula.

Promedio (MMm3/d)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Diferencias 2023 vs. 2022	
											Volumen	Porcentaje
LNG	15,2	13,2	12,3	12,2	9,78	4,76	5,18	9,67	6,27	7,23	1,0	13%
Bolivia	16,4	15,7	18,1	18,1	16,5	14,1	15,1	12,9	10,5	6,4	-4,1	-64%
Chile	0,00	0,98	0,8	0,8	0,58	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,0	0,0%
Total	31,6	29,9	31,1	31,1	26,8	18,8	20,2	22,6	16,8	13,7	-3,1	-23%

FUENTE: ENARGAS.

### Producción nacional de gas natural

La inyección de gas local a nivel país se mantuvo en línea con el año 2022, presentando un leve crecimiento (2,5%) sobre la cuenca Neuquina compensado por la disminución en la producción de la cuenca Norte (-12,6%) y Austral (-6,1%)

Promedio (MMm3/d)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023(*)	Diferencias 2023 vs. 2022	
											Volumen	Porcentaje
Neuquén	48,2	51,5	53,9	54,5	66,3	74,1	66,1	71,7	80,5	82,53	2	2,5%
Austral	31,0	30,6	32,3	31,8	33,3	34,2	31,9	29,8	27,1	25,5	-1,6	-6,1%
Norte	5,8	4,9	5,7	5,7	4,1	3,9	3,9	3,4	2,89	2,56	-0,3	-12,6%
Total	85,0	87,0	91,9	92,0	103,7	112,2	102,0	04,9	110,5	110,6	0,2	0,1%

FUENTE: ENARGAS.

(\*) información disponible a Noviembre 2023



## COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

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 y representativos de los volúmenes licitados y adjudicados los siguientes:

## COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Período	Volumen adjudicado MMm3/día	Plazo	Valor presente neto (VPN) USD/M MBTU@10% anual
<b>Anual</b>	67,43*	2021-2024	3,410***
<b>Período estacional de invierno</b>	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 resoluciones N° 1091 y 169/2021 Secretaría de Energía licitó y adjudicó volúmenes adicionales, 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

Volúmenes Adjudicados Res 169/21

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

## COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

En Noviembre de 2022 Secretaría de Energía convocó en el marco del Plan GasAr Extendido a los productores de gas natural para que oferten (i) la aceptación de extensión de 4 años (ene/2025-dic/2028) los vigentes volúmenes y precios del Plan Gas.Ar y (ii) oferten volúmenes adicionales de gas natural y precio para cubrir la nueva capacidad de transporte troncal de gas natural generada por la construcción del nuevo gasoducto GPNK.

En sucesivas resoluciones, de Secretaría de Energía entre diciembre 2022 y noviembre 2023, fue adjudicando los volúmenes requeridos en su resolución 770/2022, con las siguientes características:

1. Logró extender en cantidad y precio a diciembre 2028 los volúmenes adjudicados oportunamente en el Plan Gas.Ar (vencimiento original diciembre 2024),
2. Logró volúmenes incrementales en cuencas gasífera del sur argentino (Chubut y TDF) a precio en el orden de entre 9,5 y 4,5 USD/MMBTU boca de pozo, y
3. Logró cubrir los volúmenes adicionales asociados a la nueva capacidad de transporte del gasoducto GPNK a precios similar al Plan.Gas.Ar (3,6 USD/MMBTU boca de pozo).

### Consumo de gas natural

El consumo de gas a nivel país del año 2023 fue ligeramente superior al año pasado, mostrando un incremento del 0,8%.

Para el caso particular del rubro de industrias se observa un principio de recuperación respecto de años anteriores.

Promedio (MMm3/d)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023(*)	Diferencias 2023 vs. 2022	
											Volumen	Porcentaje
Residencial	27,7	28,0	29,5	26,4	26,2	25,3	26,3	26,6	28,6	28,4	-0,2	-0,8%
Comercial	3,6	3,7	3,9	3,5	3,4	3,9	3,0	3,2	3,4	3,8	0,5	12,1%
Entes Oficiales	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	0,9	1,1	1,3	1,4	0,1	6,4%
Industrias	34,2	34,6	33,1	34,2	36,1	37,0	35,0	33,2	33,7	35,1	1,4	4%
Centrales Eléctricas	39,8	40,9	43,7	47,3	47,1	42,0	39,6	44,2	36,7	36,1	-0,6	-1,6%
SDB	2,7	2,9	3,0	2,9	2,9	2,7	2,3	2,2	2,5	2,6	0,1	4,1%
GNC	7,8	8,1	7,7	7,0	6,6	6,7	5,1	6,4	6,5	6,2	-0,3	-5,6%
<b>Total</b>	<b>117,1</b>	<b>119,3</b>	<b>122,1</b>	<b>122,5</b>	<b>123,5</b>	<b>118,8</b>	<b>112,2</b>	<b>117,0</b>	<b>112,6</b>	<b>113,5</b>	<b>-0,9</b>	<b>0,8%</b>

FUENTE: ENARGAS

(\*) información disponible a Noviembre 2023.

## ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

### FUELOIL (FO)

En las centrales **Puerto Nuevo y Nuevo Puerto**: Durante el año 2023 el consumo de este combustible fue de 281,7 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 50,3% menor respecto al del año 2022.

**Centrales Térmicas Mendoza**: Durante el año 2023 el consumo de combustible FO en CTM fue de aproximadamente 3,7 mil toneladas, las que se repusieron por medio de 265 camiones. El consumo de este combustible fue 11% menor en 2023 respecto a 2022.

**Central Térmica Costanera**: Durante el año 2023 el consumo de este combustible fue de 55,3 mil toneladas, recibido a través de flete fluvial mediante 10 embarques de diversos calados para ser consumido en las unidades turbo vapor. El consumo de FO fue 12% menor respecto al del año 2022.

Los menores consumos antes mencionados para las centrales de Puerto Nuevo, Nuevo Puerto, Central Térmica Mendoza y Central Costanera obedecen fundamentalmente a mayor oferta de gas natural y disponibilidad del nuevo gasoducto de transporte Nestor Kirchner asignado para el Mercado Eléctrico Mayorista .

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 2023 fue de 42,3 mil m3. Este consumo de GO en 2023 fue 80% menor al consumo del año 2022 por mayor disponibilidad de gas natural asignado al CC por despacho. Para esta operación ingresaron 5 buques de diversos calados con GO.

**Brigadier López**: El consumo de GO de la TG de esta central fue de 26,7 mil m3, este volumen ingresó mediante 776 camiones de este combustible. El consumo de Gas Oil en esta central fue 38% menor al del año 2022.

## 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 124,5 miles m<sup>3</sup> de GO, por requerimiento del sistema para el año 2023. Para este año de operación ingresaron 12 buques con este combustible. Este consumo de GO en 2023 fue 33% menor al consumo del año 2022 por mayor disponibilidad de gas natural asignado por despacho

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.

**Central térmica Costanera**: Durante el año 2023 el consumo de este combustible fue de 13,3 mil m<sup>3</sup>, recibido a través de flete fluvial mediante 3 embarques de diversos calados para ser consumido en este sitio. El consumo de GO fue 70% menor respecto al del año 2022.





04

Mantenimiento



## MANTENIMIENTO

Durante el ejercicio 2023, se realizaron diversos trabajos de mantenimiento e inspecciones tendientes a la correcta operación y buen funcionamiento de la planta.

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

### SITIO PUERTO NUEVO Y NUEVO PUERTO

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

Unidad N° 6

Se realizó MAPRO desde el 25/4/2023 al 16/05/2023: Reparación de Casing y Conductos de Caldera. Tareas destacadas:

- Limpieza exterior de serpentinas C14.
- Reparación de expansiones y conductos.
- Ensayos dieléctricos en transformador principal.
- Cambio tablero de sopladores.
- Actualización relé de protecciones Transformador Principal.
- Cambio motor VRG 14 B.
- Revisión general de quemadores.
- Válvulas reguladoras de agua de alimentación.
- Transmisor de presión diferencias filtros fríos de Fuel Oil C14.
- Revisión general de pistones y válvulas.
- Reparación tolvas de los CAR 14A y 14B, economizador C14, chimenea C14.
- Reparación General de aislaciones C 14.
- Inspección de masas rotantes Ventiladores y compresores.
- Reparar paredes 4° piso de fuga de gases y casing de caldera de C14.
- Reparación de válvulas de seguridad.
- Reposición de losetas.
- Revisión general de Cojinete #2 de TV.
- Revisión general de Bomba de alimentación C.
- Revisión y reparación de purgas de turbina.
- Reparaciones perdidas en el sistema de Hidrógeno del generador.

## SITIO PUERTO NUEVO Y NUEVO PUERTO

Unidad N° 7

Se realizó MAPRO desde el 25/9/2023 al 18/10/2023: Reparación de Casing, Conductos de Caldera, ENDs y Válvulas de seguridad. Tareas destacadas:

- Ensayos dieléctricos generador.
- Ensayos dieléctricos transformador grupo.
- Ensayos dieléctricos transformador principal.
- END Colectores de salida de sobrecalentador secundario y salida recalentado.
- Aislación Colectores C15.
- Aislación de cañerías y conductos en C-15.
- Reparación de expansiones y conductos.
- Retubado refrigerante H2 U7.
- Control Masas Rotantes.
- Calibración válvulas de seguridad.
- Reparación de Casing y Skin Casing.
- Secado y filtrado de aceite trafos ppal U7.
- Ensayos transformador de excitacion U7.
- Secado y filtrado transformador usina 7.
- Ensayos dielectricos en transformadores.
- Gunitado en penthouse bajas de colectores.

Unidad N° 8

Se realizó MAPRO desde el 23/10/2023 al 19/11/2023: Reparación de Casing, Conductos de Caldera, ENDs y Válvulas de seguridad. Tareas destacadas:

- END Colectores, Tanque de alimentación y casquetes domo
- Cambio interruptore BT 380V SG U8
- Inspección masas rotantes C-16
- Válvulas de seguridad
- Ensayo de transformador grupo
- Ensayo de generador U8
- Tratamiento aceite transformador grupo U8
- Tratamiento aceite transformador U8
- Reparación de esquina de quemadores N°3 C16
- Reparación de Casing y Skin Casing C-16
- Instalar válvula eléctrica de Agua Alimentación
- Gunitado en penthouse bajas de colectores.

## SITIO PUERTO NUEVO Y NUEVO PUERTO

Los logros más importantes fueron los siguientes:

### Reparación en sala de 4,16 kV

En enero se produjo un incendio en la sala eléctrica de equipos auxiliares de TV9, provocado por el arco no extinguido en un interruptor que se encontraba despejando una falla eléctrica.

El siniestro dejó indisponible la unidad TV9. Se dividió la reparación en dos etapas, alcanzando la primera de ellas en tiempos acotados que permitieron a la unidad aportar generación nuevamente a la red.

### Instalación de nuevo sincronizador en PN

Se instaló un nuevo Sincronizador para las unidades de PN. Instalado y cableado en un 50 %, a coordinar los pendientes para minimizar los impactos en la indisponibilidad de planta.

### Detección temprana, diagnóstico y reparación de bomba circ. TV7

Entre el 25/Sep y 18/Oct se llevó a cabo el mantenimiento programado de la unidad N°7. Dentro del alcance se realizó la reparación de la bomba de circulación, decisión tomada de acuerdo a las mediciones periódicas que se realizan dentro del plan, para aplicar técnicas de diagnóstico y mant. Predictivo. De forma acertada se tomó la decisión de desarmar la bomba y repararla.

### Mejoras de performance en el cojinete de empuje axial TV6

Hasta tanto se puedan corregir desgastes internos en la unidad, se cuenta con esfuerzos axiales límites, para lo cual se tuvo que extremar las condiciones de armado, considerando además los propios desgastes de partes de este cojinete.



## MANTENIMIENTOS MENDOZA

A continuación, se detallan las tareas de mantenimiento más relevantes realizadas en las distintas unidades durante el presente ejercicio:

### SITIO CICLO COMBINADO – Siemens/Skoda (CC25)

En el mes de Abril se realizó el mantenimiento programado (Inspección Menor en TG25) establecido por el tecnolo, durante dicha parada se ejecutaron tareas en Turbina de vapor y BOP, siendo las más importante las detalladas a continuación:

#### Minnor Inspection TG25 Siemens

Inspección boroscópica de compresor axial y turbina.  
Reemplazo por condición de Metalic Heat Shield en cámara de combustión.  
Bump Test en Generador.  
Se repararon fisuras halladas en Exhaust.  
Mantenimientos preventivos y correctivos varios.

#### Turbina de vapor Skoda

Se realizó inspección y reparación de válvulas HP #1 y #4 de turbina.  
Mantenimientos preventivos y correctivos varios.

### COGENERACIÓN LdC

Durante los meses de Abril y Junio se realizó el mantenimiento programado (Inspección Tipo B ) en las unidades SGT-800 de acuerdo con lo establecido por el tecnolo, las tareas más importantes se detalladas a continuación:

#### TG26

##### **Implementación de recomendaciones Siemens en Gear Box:**

Reemplazo de piñon y cojinetes  
Remoción de AeroMaxx y adaptación de nuevo sistema de lubricación

##### **Inspección Tipo B (30.000 EOH)**

Reemplazo de Quemadores y cámara de combustión  
Reemplazo de Blades and Vanes de turbina  
Reemplazo de Disc #2 de turbina y otros componentes en función de finding durante la inspección  
Mantenimiento L3 y ensayos eléctricos en Generador  
Revisión y calibración de Protecciones de Generador  
Reemplazo completo de aceite de lubricación (Movil DTE846).

## MANTENIMIENTOS MENDOZA

### **HRSG y BOP**

Modificación de quemadores de fuego suplementario  
Mantenimiento preventivo en motores de compresores de Gas #1 y #3  
Mantenimiento preventivo (8.000 Hs) en compresores de Gas #2 y #3  
Mantenimiento preventivo en Bombas de Agua Demi #1, #2 y #3  
Ensayos Eléctricos en Cables subterráneos de 132 kV

### TG27

#### **Implementación de recomendaciones Siemens en Gear Box**

Reemplazo de Corona, piñon y cojinetes  
Remoción de AeroMaxx y adaptación de nuevo sistema de lubricación

#### **Inspección Tipo B (30.000 EOH)**

Reemplazo de Quemadores y cámara de combustión  
Reemplazo de Blades and Vanes de turbina  
Reemplazo de Disc #2 de turbina y otros componentes en función de finding durante la inspección  
Mantenimiento L3 y ensayos eléctricos en Generador  
Revisión y calibración de Protecciones de Generador  
Reemplazo completo de aceite de lubricación (Movil DTE846)

### **HRSG y BOP**

Modificación de quemadores de fuego suplementario  
Mantenimiento preventivo en motores de compresores de Gas #2  
Mantenimiento preventivo (8.000 Hs) en compresores de Gas #1  
Ensayos Eléctricos en Cables subterráneos de 132 kV

### TV11 y TV12

Se realizaron mantenimientos correctivos y preventivos a lo largo del año, planificados y no planificados. Se efectuaron tareas de reparación en tubos de paredes de agua y haz convectivo en caldera, reparaciones en válvulas, sopladores de hollín y calentadores de aire rotativos.

Se completaron los planes de mantenimiento preventivos en instrumentación y se realizaron mantenimientos correctivos varios en válvulas de turbina de vapor y ciclo térmico.

### TG23 y TG24

Se realizaron mantenimientos correctivos y preventivos a lo largo del ejercicio sin novedades relevantes.

## MANTENIMIENTOS MENDOZA

### TG22

Se realizaron mantenimientos correctivos y preventivos cada 1.500 hs de operación, con el objetivo de evaluar el estado actual de la cámara de combustión.

### Mini hidro

Se realizaron mantenimientos correctivos y preventivos a lo largo del ejercicio sin novedades relevantes.

### Dique Las Compuerta y Planta de Agua

Se realizaron trabajos de mantenimientos correctivos y preventivos con el objetivo de cumplir en forma confiable con los requerimientos operativos acordados con el Departamento General de Irrigación.





## SITIO PIEDRA DEL ÁGUILA

De acuerdo con el Programa de Mantenimiento Estacional de las Unidades Generadoras para el año 2023, se realizaron las siguientes intervenciones:

Entre el 20 de marzo y el 30 de marzo, con 149.891 horas de marcha, se llevó adelante un **MAPRO Menor en la Unidad G1PA.**

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)
- Instalación nuevos sensores de nivel y detección de agua en aceite cuba CE.
- Revisión Interruptores de Campo y Cebado Inicial del Sistema de Excitación.
- 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.
- Revisión del regulador automático de velocidad (RAV).
- Ensayo de aguas muertas.
- Purificación de aceite y limpieza TQ deposito SAP
- Ensayos eléctricos completos Trafos GSU P5015 (3 fases) y Trafo Auxiliar PT01A
- Control de nivel y presión aceite sello bushings salida 500Kv trafos GSU (3 fases)
- Revisión Bobinas Limitadoras.
- Revisión contactos auxiliares indicación de posición de 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.
- Revisión general de válvulas del sistema de refrigeración principal.
- Instalación válvula aislación adicional Sist. de Excitación.
- Reemplazo válvula seguridad Balón SAP por otra calibrada.
- Revisión, limpieza y ajuste de borneras y contraste instrumentación de tableros auxiliares.
- Inspección compuerta de emergencia.

## SITIO PIEDRA DEL ÁGUILA

Entre el 10 de abril y el 04 de mayo, con 117.695 horas de marcha, se llevó adelante un **MAPRO MAYOR en la Unidad G2PA.**

Las principales tareas realizadas fueron:

- Medición índice de polarización y absorción del conjunto GENERADOR-TRAFOS.
- Revisión y reparaciones barras colectoras del bobinado estatórico.
- Control acuñado sector ranuras 564-012. Se retiraron suplementos elásticos ondulados para ensayos.
- Medición impedancia de polos.
- Limpieza de enfriadores, cajones de enfriadores y cabezas de bobina superior e inferior.
- Reemplazo enfriador #6 del generador el cual se encontró con pérdidas
- Purificación aceite cubas CE y CGS.
- Prueba de protecciones eléctricas (protocolo PT29).
- Revisión Interruptores de Campo y Cebado Inicial del Sistema de Excitación, y revisión y limpieza de Anillos Rozantes, control y recambio de carbones.
- Cojinete de empuje: Instalación nuevos sensores de nivel y detección de agua en aceite cuba. Medición de reparto de cargas y centrado de la unidad, inspección segmentos, platos y pivotes. Purificación aceite cuba, pulido y medición de aislación espejo de apoyo del rotor.
- Cojinete guía superior, inspección segmentos, medición y posterior ajuste de huelgos. Purificación aceite cuba.
- Instalación de detector de agua en aceite cuba CGS
- Reparación válvula de admisión de aire bajo rodete.
- Mapeo de áreas cavitadas del rodete.
- Cojinete guía inferior, inspección segmentos, medición y posterior ajuste de huelgos. Purificación aceite cuba.
- Sondeo huelgos alabes móviles del distribuidor.
- Revisión del sello del eje.
- Purificación aceite cuba CGI.
- Revisión del regulador automático de velocidad (RAV).
- Ensayo de aguas muertas.
- Purificación de aceite y limpieza TQ deposito SAP y reemplazo válvula seguridad Balón SAP por otra calibrada.
- Ensayos eléctricos completos TRAFOS GSU (3 fases)
- Control de nivel y presión aceite sello bushings salida 500Kv TRAFOS GSU (3 fases)
- Revisión contactos auxiliares indicación de posición INTERRUPTORES de 500 KV.
- Inspección compuerta de emergencia.

## SITIO BRIGADIER LOPEZ

Las principales tareas realizadas desarrolladas fueron:

- Realización de MAPRO Menor de acuerdo al contrato LTP de Siemens para la TG (37.693EOH- 1096 arranques). Desde el día 15/02/23 al 24/02/23 se desarrollaron las siguientes tareas.
  - Reemplazo de cerámicos de cámara de combustión.
  - Inspección de quemadores.
  - Inspecciones en casa de filtro, Plenum e IGV.
  - Inspección de escape de TG.
  - Realización de boroscopia en alabes de turbina y compresor.
  - Adicionalmente se realizaron de verificación de ignitores, limpieza del cono de entrada de aire e IGV, limpieza de casa de filtro y Plenum.
- Revisión de las propuestas de Siemens para Upgrades de sistemas de planta para ciclo abierto (sistema de control T3000, Win TS, ARGUS, Controlador de la turbina y sistema SFC/SEE).
- Reemplazo bomba de levantamiento sistema de lubricación.
- Prueba completa del sistema de pulsadores de paradas de emergencia de la TG.
- Se continuó con las capacitaciones internas de sistemas del ciclo combinado.
- Realización del RCA por evento en quemador #13.
- Realización de mediciones de puestas a tierra de planta. Se comparte información al área HyS.
- Capacitaciones en Termodinámica y Materiales Metálicos por externo.
- Inspección con proveedor del sistema diverter damper.
- Trabajo de pintura para reacondicionamiento de techo de los tanques de Gas Oil (Tanques semanales y diarios).
- Ensayo y trabajos de externo en Transformador principal, auxiliar y de estación (11BAT, 11BBT y 01BCT).
  - Resistencia de arrollamientos.
  - Resistencia de aislación.
  - Relación de transformación.
  - SFRA.
  - Adicionalmente se realizaron trabajos de reemplazo de conduits en el transformador 11BAT y mantenimiento preventivo de los conmutadores bajo carga de los transformadores 11BAT y 11BBT.
- Calibración de válvulas de seguridad en sistema de gas.
- 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).

## SITIO BRIGADIER LOPEZ

- Prueba exitosa del sistema de arranque en negro, cumpliendo con los requerimientos del PT N°29 de CAMMESA.
- Pruebas de recorrido de válvulas de combustible (GO, GN), agua NOx e IGV.
- Mantenimiento y calibraciones en CEMS.
- El área de Mantenimiento Predictivo comienza a realizar seguimiento y análisis de vibraciones de equipos rotantes, termografías y mediciones por ultrasonido.
- Ensayo completo de los sistema Minimax por proveedor.
- Durante el mes de Febrero y Septiembre se realizaron tareas de reparación en el rotor del generador de la TG a cargo de Siemens.
- Trabajos de pintura epoxi en contención de sistema de lubricación y enclosure de TG.
- Ensayos externo Generador máquina:
  - Medición de resistencia de aislación
  - Polarización
  - Salto de tensión
  - Resistencia de bobinados

### MEJORAS

- Se continua con el recambios e instalación de equipos de aire acondicionado de planta.
- Se continua con el reemplazo de luminarias viales, retirando luminarias del tipo descarga (sodio) por sistema LED.
- Reemplazo de luminarias de seguridad aumentada en enclosure de TG, por luminarias de tecnología LED.
- Mejora de señalización e iluminación de emergencia en PCC's.
- Instalación de nuevas luminarias en pasarela superior de nave de TG.
- Instalación de nuevas luminarias en la zona de transformadores de isla de potencia.
- Obras civiles en planta de clarificación de agua para mejora de caminos y separación física de tanques de productos químicos.
- Se continua con el reemplazo de dosificadoras de planta de clarificación y cañerías.
- Instalación de aislación y chapeo de tanque de PAC. Se instala además resistencia calefactora sumergida.
- Instalación de plataformas para trabajo en detectores de llama de los tanques de Gas Oíl.
- Instalación de malla antipájaros bajo techo de las instalaciones de PCI.
- Supervisión de cambios realizados a polinomio de kv de válvulas de Premix y difusión de agua NOx, para disminuir las aceleraciones de cámara de combustión durante y luego de la inyección de agua NOx.

## SITIO BRIGADIER LOPEZ

### MEJORAS

- Se incluye al sistema de control señalizaciones del sistema de detección Minimax
- Retiro de aislación y pintura al pulmón de compensación del sistema de Gas Natural.
- Finalización de los trabajos de reparación de motores del sistema fin fan cooler del MPR.
- Trabajos de pintura interior y exterior de nave de TG.
- Reemplazo de cañerías de combustible de grupos Black Start y de emergencia.
- Proyecto y gestión de pedido para nueva cañería de combustible, que permitirá mejorar las condiciones y operatividad del sistema.
- Instalación de pantallas en laboratorio para seguimiento de parámetros de producción de agua.
- Desarrollo de tablero de indicadores en Power BI para seguimiento de las áreas de Mantenimiento.
- Desarrollo de diagrama completo del sistema de control, protecciones y comunicación de CTBL indicando equipos, cableado y protocolos.
- Ampliación sistema de agua cruda para limpieza de intercambiadores del sistema MPR.
- Instalación de alambrado para división de Obra de las instalaciones de Ciclo Abierto.
- Remodelaciones edilicias en las
- Trabajos en modulo PM de SAP:
  - Carga de información en modulo DMS de SAP.
  - Carga de documentación en generación de MAF (Medios auxiliares de fabricación) de equipos en SAP.
  - Se continua con la vinculación de MAF "Documentos DMS y Equipos" en hojas de rutas de planes de mantenimiento.

## **SITIO SAN LORENZO**

### **(CENTRAL COGENERACIÓN – TERMINAL 6)**

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 27.03.23 al 03.04.23 se realizó la segunda parada Menor Inspección de la TG21 establecida según contrato con 16.099 EOH acumuladas y la primer parada menor de la TV20. Principales tareas durante la misma:

- Reemplazo de 55 cerámicos de la cámara de combustión.
- Inspección visual de primeras etapas de álabes del compresor.
- Inspección visual del ducto de escape.
- Inspección visual de casa de filtros.
- 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).
- Inspección del generador de la TG21 realizado por especialistas de Siemens.
- Revisión de torque fijación del generador (Anchor bolts).
- Inspección visual del HRSG por especialista.
- PM Limpieza de aisladores y bushings en playa de maniobras.
- Ensayos eléctricos en motores de media tensión.
- Mantenimiento válvulas reguladoras de Gas Natural.
- Colocación de nueva instrumentación en HRSG.
- Inspección tubos del condensador.
- Inspección generador TV
- Tareas de restitución de variables en sistema de control, pendientes de finalización.
- Reemplazo de un quemador dañado.

El día 03.06.23 se solicitó parada programada (no contemplada en contrato) para revisión y reemplazo de los internos de las válvulas de agua NOx:

- Se reemplazó el interno de la válvula Premix.
- Reemplazo de banco de baterías 48Vcc en Shelter 500kV.



## **SITIO SAN LORENZO**

### **(CENTRAL COGENERACIÓN – TERMINAL 6)**

#### **Mantenimiento no programado de equipos**

No se produjeron Mantenimientos no programados durante el 2023.

#### **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 (verificaciones mensuales y certificación anual).
- PM bancos de baterías.
- PM análisis de aceites lubricantes y aislantes.
- PM Equipos de refrigeración.
- PM Revisión Integral sistema pulsadores Parada de Emergencia de planta.

#### **Correctivos Varios**

- Reparación de bombas de río en muelle de Terminal 6.
- Reparaciones varias de bombas de planta.
- Reparación de bombas de agua de circulación.
- Instalación de termocuplas en HRSG para evaluar funcionamiento.
- Reemplazo de toberas en tanque de intercambio de planta de agua

## **SITIO SAN LORENZO**

### **(CENTRAL COGENERACIÓN – TERMINAL 6)**

#### **Piezas del Contrato**

- Recepción total de piezas misceláneas período P3.
- Recepción parcial de piezas de Programa período P3.
- Recepción de las piezas del contrato con Brasil de P2 a P6.

#### **CCPSL – Mantenimiento**

- Reparación de luminarias varias
- Mantenimiento preventivo en salas de baterías de Shelter 132 y 500 kV.
- Reparaciones de Puesta a Tierra vandalizadas.
- Reparaciones varias de puertas antipánico en planta.
- Fabricación y montaje de barandas.
- Modificaciones de lógicas varias para mejorar el funcionamiento del ciclo.
- Reparación de los cuatro tanques de almacenamiento de soda cáustica (tanques de PRFV con daños en la barrera química interna)
- Calibración anual de caudalímetros de exportación (LP7, LP13 y retorno de condensado).

#### **TRANSENER – Contrato O&M Electroducto 500kV y DAG 500kV. (desde el 1 de agosto 2020 y 1 de diciembre 2022)**

Finalización del primer período de contrato LEAT (3 años) y comienzo del primer año de extensión. Contrato Mantenimiento DAG 500kV vigente.

- 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.
- PM verificación de puesta a tierra de alambrados rurales.
- Limpieza de aisladores en torres por contorno.
- Revisión y pruebas sistema DAG 500kV.
- PM Sistema de comunicaciones LEAT/DAG
- Medición de atenuación de FO.
- Cumplimiento mediciones para seguridad pública y ambientales de la LEAT.
- Reemplazo de placa de comunicación dañada en MUX.

## **SITIO SAN LORENZO** **(CENTRAL COGENERACIÓN – TERMINAL 6)**

### **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.
- Reparaciones varias por vandalismo en el sector planta de lanzamiento (sustracción de portón metálico, rotura de tejido perimetral, sustracción de paneles de acero inoxidable skid de odorante).

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

- PM inspecciones periódicas con distintas frecuencias
- PM verificación de potenciales
- PM detección de pérdidas
- Reparaciones por vandalismo en el sector (sustracción de baterías y cargador, paneles solares, transformador de alimentación perteneciente a la EPE).



# 05

---

## Recursos Humanos





## RECURSOS HUMANOS

A lo largo del año 2023 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 continuó con el fortalecimiento de 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.

Con el objetivo de promover la integración de los ingresos, incorporamos al proceso de Onboarding, el “Programa de mis primeros pasos” donde los ingresantes intercambian experiencias, consejos y sugerencias que nos lleven a la mejora continua, así como también el “Programa de Recorrida a Planta” con la intención de familiarizarlos con la actividad de la empresa.

### 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, Nacimiento de hijo/a, Día de la mujer y Navidad.

Se implementó la entrega de un box de desayuno como regalo por el día del cumpleaños, como así también un Kit de bienvenida para todos los colaboradores de Central Puerto.

### FORMACIÓN Y DESARROLLO

Consideramos que la capacitación es clave para potenciar el desarrollo de nuestros colaboradores y es por ello que año a año trabajamos en conjunto con cada área de la Cía en la elaboración del Plan Anual de Capacitación.

Para ello, a lo largo del año continuamos con capacitaciones a través de 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.

Con el objetivo de fortalecer e incorporar competencias básicas indispensables, comunes en las áreas de negocio, que permitan mejorar la performance individual y grupal de los equipos de trabajo, actualizamos el programa de “Formación Transversal” a una nueva versión híbrida que permitió la participación de las áreas de Operaciones y Mantenimiento, así como también la de todos los sitios de país.

## RECURSOS HUMANOS

A su vez, continuamos trabajando con las áreas de Higiene y Seguridad; Ambiental; Salud Ocupacional; Cyber Seguridad; en las actividades con el objetivo de impartir formación e instrucciones con el objetivo de modificar conductas, generar compromisos y conciencia en dichas temáticas.

Siete gerencias 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.

Durante 2023, se impartieron 11.026 horas de formación distribuidas en los diferentes sitios de la compañía, y bajo diversas modalidades: presencial, virtual e híbrida.

Con el objetivo fortalecer las competencias actuales y favorecer el desarrollo de nuevas que permitan a los colaboradores asumir diversos roles que demande la compañía, incorporamos al proceso de Gestión del desempeño la plataforma HRadvant donde los colaboradores pueden fijar objetivos, reflejar las instancias de Feedback así como también la evaluación de competencias. Para favorecer el uso de la plataforma acompañamos las capacitaciones con manuales de Competencias y de Gestión del desempeño lo que dio como resultado un mayor compromiso por parte de los colaboradores, obteniendo como resultado un 84% de participación.

### SALUD OCUPACIONAL

El Servicio Médico realizó diferentes acciones y actividades a fin de mantener y promover el bienestar físico y mental de todas las personas que forman parte de la Compañía. Se llevo a cabo la Campaña de Vacunación Antigripal, Semana de la Hipertensión Arterial, que tuvo como objetivo concientizar sobre la importancia de los controles. Simulacros de Accidentología, se realizaron acciones sobre la Prevención del Cáncer de Mama en la cual se realizaron ecografías mamarias, y charla con una Medica Especialista. Se llevaron a cabo los Exámenes Periódicos Anuales, el Plan Anual de Capacitacion se llevó a cabo según la Res 905/15, se realizaron cursos, talleres, charlas tanto presenciales como virtuales. Por medio del Perfil de Servicio Médico en WorkPlace se informaron días alusivos a efemérides de Salud (Dia Mundial del Corazón, Dia Mundial de la Diabetes, etc.) Se participo en Auditorías internas y Externas de la Norma ISO 45001. Se equipo a los distintos sitios con Insumos fundamentales, DEA/ Bolso de Trauma/Botiquines adicionales. 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. Estas son algunas de las acciones que permitieron brindar acompañamiento medico a los colaboradores.



## RECURSOS HUMANOS

### 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 2023, se cubrió el 82% de las búsquedas activas.

Se continuo con el Programa de Pasantías, por el cual, ingresaron 9 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, Calidad, Impuestos, Compras y Energías Renovables.

# 06

---

Medio Ambiente,  
Higiene & Seguridad  
y Calidad



## **MEDIO AMBIENTE, HIGIENE & SEGURIDAD y CALIDAD**

### **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.

## 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, cuerpos de agua superficiales y red de distribución. En este sentido, en todos los sitios de Central Puerto, se llevan adelante las gestiones correspondientes para la obtención de las autorizaciones y permisos establecidos por cada una de las Autoridades de Aplicación según 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. En paralelo, realizamos monitoreos constantes del recurso e incluso simulacros para prevenir derrames a los ríos. Se realizan junto con los organismos con jurisdicción en las comunidades donde estamos presentes.

Parques Solares: El agua potable para consumo humano se proporciona a través de bidones de agua mineral y agua utilizada para las actividades operativas (limpieza de paneles, riego eventual, entre otras) se obtiene de acuíferos y es traído a planta por un proveedor externo.

## MEDIO AMBIENTE

### 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 2023 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 los principios de la economía circular a través de 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 para proteger el suelo ante derrames o filtraciones. Todos los años hacemos simulacros de derrames de HC en 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 normativa vigente.

Durante el transcurso del año 2023 no se registraron eventos de magnitud o de relevante impacto sobre el suelo.

## **MEDIO AMBIENTE**

### **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 2023 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 Parques 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.

### **OBRAS DE MEJORA**

En el mes de mayo de este año, inauguramos la nueva Planta de Tratamiento de Efluentes en nuestra Central Térmica de Luján de Cuyo (Mendoza), la cual representa importantes mejoras en las piletas de evaporación ante posibles contingencias.



## HIGIENE & SEGURIDAD

A lo largo de 2023 el foco de la gestión estuvo en promover una cultura de seguridad y prevención, trabajando en la identificación y mitigación de riesgos de nuestro personal y formando a nuestro equipo para crear y mantener un ambiente seguro y saludable para todas las personas que realizan actividades dentro de nuestras instalaciones.

La gestión de Higiene y Seguridad en el trabajo está enmarcada por el Sistema Integrado de Gestión (SIG). Esto nos permitió establecer procesos, políticas y mecanismos para gestionar las actividades, además de definir objetivos y metas estratégicas a los fines de lograr la mejora continua y su correcto desempeño. Logrando así la certificación ISO 45001.

### IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

Nuestra gestión preventiva se basó en la confección de una matriz de clasificación de tareas, la identificación de peligros y la evaluación de los riesgos para la definición de controles operativos.

### EMERGENCIAS Y PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

Se actualizaron los procedimientos de “Gestión de emergencias” con el fin de identificar y responder adecuadamente a potenciales situaciones de emergencia y accidentes, que puedan tener impactos en el ambiente, en la seguridad y en la salud ocupacional del personal propio o contratado.

El equipo de Higiene y Seguridad aseguro la disponibilidad de todos los elementos de protección contra incendios de los sitios.

Se realizaron simulacros de emergencia con participación del personal y fuerzas externas que permitieron analizar el grado de conocimiento y efectividad de los mismos. No se detectaron desvíos significativos.

### INCIDENTES

En los incidentes que se desarrollaron en 2023 fueron gestionados mediante la investigación de las “causas - raíces” del hecho y la implementación de las acciones inmediatas y correctivas.

Planificación – Cumplimiento Legal

Durante el 2023 cada sitio definió la Planificación de Higiene y Seguridad acorde al marco regulatorio vigente, las mismas fueron monitoreadas a lo largo del año logrando un alto grado de cumplimiento.

### CONTRATISTAS

Se realizó la actualización del software con el cual se realiza el control de documentación de los contratistas.

## HIGIENE & SEGURIDAD

### MAPA DE RIESGOS

Trabajamos en la actualización de los mapas de riesgo identificando agentes químicos, físicos, biológicos y los aspectos ergonómicos en los puestos de trabajo.

Los Mapas de Riesgo fueron presentados a la ART (Aseguradora de Riesgo del Trabajo) para el seguimiento adecuado de la salud de los trabajadores y el cumplimiento del marco regulatorio.

### CAPACITACIONES

Diseñamos un plan de capacitación que abarcó todos los temas de Higiene, Seguridad y Salud Ocupacional requeridos por el marco regulatorio vigente y la matriz de identificación de peligros y evaluación de riesgos.

### COMITÉ DE HIGIENE, SEGURIDAD Y SALUD

Planificamos reuniones y comités de Higiene, Seguridad y Salud periódicos con los distintos sectores y gerencias para expresar necesidades de prevención, hacer seguimientos y desarrollar proyectos de mejoras en cada sitio de la Compañía.

## CALIDAD

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 y Confiabilidad

La mejora continua de los procesos implica analizar y optimizar constantemente las operaciones para aumentar la eficiencia.

Para ello, hemos iniciado un mapeo interno de los procesos Core de la compañía con el objeto de identificar potenciales áreas de mejora.

Ambos conceptos se complementan para lograr una gestión eficaz y eficiente.

### 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 nuestros activos en operación. Dicho sistema se encuentra certificado por organismos de certificación externos e independientes.

Durante 2023, se realizaron las auditorías internas y externas del sistema integrado de gestión a todos los sitios en operación alcanzados en nuestros certificados ISO 9001, ISO 14001 e ISO 45001 con resultados satisfactorios.



*07*

---

Finanzas

## COMENTARIOS GENERALES

Durante los doce meses del ejercicio 2023 la Sociedad registró una ganancia operativa de \$ 338.220 millones, mientras que en el ejercicio 2022 dicho resultado fue una ganancia de \$ 192.732 millones.

Como principales causas de esta variación podemos mencionar: a) el mayor ingreso por diferencia de cambio netas e intereses principalmente por los créditos de CVO, b) el mayor resultado positivo por la reversa neta de la desvalorización de propiedades, plantas y equipos y activos intangibles, c) por el mayor ingreso por ventas de energía y potencia en el mercado spot, y d) el mayor resultado por producción y revaluación de activos biológicos y mayores ingresos por venta de la actividad forestal, producto ambos de la incorporación de nuevos activos forestales durante 2023. Estos efectos se vieron compensados parcialmente por a) menores ingresos por ventas por contratos principalmente por la finalización del contrato de la central Brigadier Lopez y b) el mayor costo de ventas principalmente por un incremento en las depreciaciones de propiedades planta y equipos, por mayor consumo de materiales y repuestos y por mayores gastos de producción forestal y silvicultura, dada la incorporación de nuevos activos forestales durante 2023.

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

Como consecuencia de lo anterior, se registró una ganancia neta antes de impuesto para todo el ejercicio 2023 de \$ 163.899 millones, mientras que en el ejercicio 2022 fue una ganancia de \$ 80.337,50 millones.

En resumen, las principales causas del incremento de la ganancia neta del ejercicio fueron: el mayor ingreso por diferencia de cambio netas e intereses principalmente por los créditos de CVO, el mayor resultado positivo por la reversa neta de la desvalorización de propiedades, plantas y equipos y activos intangibles, el mayor ingreso por ventas de energía y potencia, el resultado por adquisición de participación en sociedades y el mayor resultado positivo por la incorporación de activos forestales. Estos resultados se vieron compensados parcialmente por menores ingresos por ventas por contratos principalmente por la finalización del contrato de la central Brigadier Lopez, el mayor costo de ventas principalmente por un incremento en las depreciaciones de propiedades planta y equipos, el resultado negativo por la exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda y el mayor resultado financiero negativo por diferencia de cambio.

La ganancia neta de los doce meses del ejercicio 2023 fue equivalente a \$ 98,52 por acción comparado con una ganancia neta de \$ 39,39 por acción para el ejercicio 2022.



## **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 y forestal en Argentina.

### **GESTIÓN FINANCIERA**

Durante el ejercicio 2023 la Compañía ha incorporado:

- las centrales de generación térmica pertenecientes a Central Costanera S.A., conformadas por seis unidades turbo-vapor con una capacidad instalada de 1.131 MW y dos centrales eléctricas a ciclo combinado cuya potencia es de 1.173 MW,
- las sociedades Empresas Verdes Argentina S.A., Las Misiones S.A. y Estancia Celina S.A. que poseen más de 88.000 hectáreas de activos forestales,
- la sociedad Cordillera Solar VIII S.A. propietaria de un parque solar ubicado en la provincia de San Juan con una potencia 105 MW.

De esta forma la Compañía continuará concentrándose en la expansión de su capacidad de generación eléctrica y producción forestal consolidándose de esta forma como una de las empresas líderes del sector eléctrico y forestal.

### **DESTINO DE LOS RESULTADOS DEL EJERCICIO**

La Ganancia Neta del Ejercicio 2023 ascendió a miles de pesos 148.043.845, mientras que el saldo de los resultados acumulados no asignados al 31 de diciembre de 2023 ascienden a miles de pesos 147.954.677. El Directorio propone destinar a la reserva legal miles de pesos 7.402.192. Asimismo, propone que se destine el saldo remanente de los resultados acumulados no asignados a incrementar la Reserva Facultativa para 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, y que se delegue en el Directorio de la Sociedad su desafectación total o parcial para aplicarla al pago del dividendo y la determinación de la oportunidad, moneda, plazos y demás términos y condiciones del pago de acuerdo al alcance de la delegación dispuesta por la asamblea.

