

# Memoria Anual Central Puerto

Diciembre 2025



## **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**

Oswaldo Arturo RECA (Presidente)

Miguel DODERO (Vicepresidente)

José Luis MOREA

Tomás José WHITE

Marcelo Atilio SUVA

Jorge Eduardo VILLEGAS

Martina BLANCO

Diego Gustavo PETRACCHI

Martín LHEZ

### **Directores Suplentes**

Fernando Roberto BONNET

José Manuel ORTIZ

Adrián Gustavo SALVATORE

Martín OROZCO

Mario ELIZALDE

José Manuel PAZOS

Alejo VILLEGAS

Ramón Nazareno ULLOA

## **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

Tomás José WHITE (experto financiero)

Jorge Eduardo VILLEGAS

#### **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 Bolsas y Mercados Argentinos (“BYMA”) bajo el símbolo “CEPU” 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 HIDROELÉCTRICAS

Centrales y Parques	Provincia	Localidad	Capacidad Instalada (MW)	Instalaciones	Energía generada en 2025 por cada Central/Complejo [GWh]
1 Central Termoeléctrica Brigadier López	Santa Fé	Sauce Viejo	421	1 TG (+1 TV (*))	59
2 Central San Lorenzo	Santa Fé	San Lorenzo	391	1 TG +1 TV	2486
3 Complejo Luján de Cuyo	Mendoza	Luján de Cuyo	576	3 TG + 2 TV +1 CC (1TG+1TV) +1 Cogeneración (2TG) +1 TH Renovable	2563
4 Complejo Nuevo Puerto	Buenos Aires	CABA	1.158	2 TV + 1 CC (2TG+1TV)	4940
5 Complejo Puerto Nuevo	Buenos Aires	CABA	589	3 TV	
6 Central Hidroeléctrica Piedra del Águila	Neuquén	Piedra del Águila	1.440	4 TH Francis	2683
7 Central Costanera	Buenos Aires	CABA	1.789	4 TV + 1 CC (2TG+1TV)+	3974

(\*) TV 140 MW con Habilitación Comercial prevista en el transcurso de 2026

La Central térmica de Luján de Cuyo cuenta con una capacidad de 125 tn/h de producción de vapor y la central térmica de cogeneración Terminal 6 - San Lorenzo, cuenta con una capacidad de producción de vapor de 340 tn/h.

## INFORMACIÓN CORPORATIVA

La Compañía posee una capacidad instalada total de 568,8 MW de potencia habilitada comercialmente de fuentes de energía renovables, que se distribuye de la siguiente manera:

### PARQUES DE ENERGÍAS RENOVABLES

Centrales y Parques	Provincia	Localidad	Capacidad Instalada (MW)	Instalaciones	Energía generada en 2025 por cada Central/Complejo [GWh]
1 Parque eólico Manque	Córdoba	Achiras	57	15 Aerogeneradores	254
2 Parque eólico Los Olivos	Córdoba	Achiras	23	6 Aerogeneradores	107
3 Parque eólico Achiras	Córdoba	Achiras	48	15 Aerogeneradores	195
4 Parque eólico La Genoveva I	Buenos Aires	Bahía Blanca	88	21 Aerogeneradores	369
5 Parque eólico La Genoveva II	Buenos Aires	Bahía Blanca	42	11 Aerogeneradores	175
6 Parque eólico La Castellana I	Buenos Aires	Villarino	101	32 Aerogeneradores	398
7 Parque eólico La Castellana II	Buenos Aires	Villarino	15	4 Aerogeneradores	68
8 P. Solar Guañizuil II A	San Juan	Iglesia	100	358.560 Módulos	275
9 P. Solar Cafayate	Salta	Cafayate	80	289.900 Módulos	211 (*)
10 P. Solar San Carlos	Salta	San Carlos	15	31.590 Módulos	5.5 (**)

(\*) Adquisición del complejo por parte de CPSA en Sep'25

(\*\*) Se considera la Generación a partir del momento de la Habilitación Comercial del parque Nov'25

Central Puerto posee participaciones accionarias en tres sociedades Termoeléctricas:

### CENTRALES PARTICIPADAS

Centrales participadas	Provincia	Localidad	Capacidad Instalada (MW)	Instalaciones	Energía generada en 2025 por cada Central/Complejo [GWh]
1 Central Termoeléctrica Vuelta de Obligado	Santa Fé	Timbúes	847	1 CC (2TG+1TV)	2.717
2 Central Termoeléctrica Timbúes	Santa Fé	Timbúes	865	1 CC (2TG+1TV)	4.075
3 Central Termoeléctrica Manuel Belgrano	Buenos Aires	Campana	873	1 CC (2TG+1TV)	3.722

## INFORMACIÓN CORPORATIVA

- ✓ 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.
- ✓ La sociedad Puerto Energía S.A.U. (sociedad íntegramente controlada por CPSA), fue inscripta como comercializador de Gas Natural en el Registro De Comercializadores del Enargas con fecha 22 de marzo de 2024, en tanto que con fecha 20 de septiembre del 2024 se autorizó su ingreso como Participante Comercializador del MEM.
- ✓ Con fecha 31 de marzo de 2025, el Directorio de CPSA aprobó llevar adelante una reorganización societaria por medio de la cual, sujeto a la aprobación de las Asambleas de Accionistas de las compañías involucradas, CPSA absorbe los activos y pasivos de la sociedad subsidiaria CPR. Dado que CPSA poseía el 100% de las acciones de CPR, el patrimonio de CPSA no se vió incrementado como resultado de la fusión, mientras que la sociedad subsidiaria CPR será disuelta sin liquidarse. Con fecha 22 de mayo de 2025 la reorganización societaria fue aprobada por las respectivas Asambleas de Accionistas. La fecha efectiva de la fusión quedó fijada para el día 1 de octubre de 2025, una vez que se cumplieron las condiciones precedentes establecidas en el Acuerdo Definitivo de Fusión y luego de que se produjera la aprobación de la reorganización societaria por parte de la CNV, la cual tuvo lugar con fecha 10 de septiembre de 2025.
- ✓ El sector minero, con una participación accionaria del: a) 9,9% de AbraSilver Resource Corp. (“AbraSilver”), sociedad que cotiza en la bolsa canadiense con concesiones mineras en la Argentina, dentro de los cuales se incluye el proyecto de plata-oro Diablillos ubicado en noroeste de la República Argentina, en el límite entre la Provincia de Salta y la Provincia de Catamarca, y b) 27,5% del capital social de 3C Lithium Pte. Ltd. (“3C”), (sociedad constituida bajo las leyes de Singapur), la cual es titular del 100% del capital social de Minera Cordillera S.A., una sociedad argentina que detenta los derechos mineros del proyecto “Tres Cruces”, ubicado en la provincia de Catamarca, Argentina. El proyecto “Tres Cruces” constituye un depósito de litio recientemente descubierto, teniendo como objetivo el desarrollo de las actividades de exploración, perforación y explotación del mineral.
- ✓ El Grupo participa del sector forestal con activos en las provincias de Entre Ríos y Corrientes, a través de las siguientes sociedades controladas por Proener S.A.U. (sociedad íntegramente controlada por CPSA): a) Forestal Argentina S.A., dueña de activos forestales consistentes en aproximadamente 141.000 hectáreas en las provincias de Entre Ríos y Corrientes, de las cuales aproximadamente 67.000 hectáreas están plantadas con eucalipto y pino, sobre un total de hectáreas plantables de aproximadamente 77.500 hectáreas y b) Loma Alta Forestal S.A., dueña de activos forestales consistentes en aproximadamente 19.400 hectáreas en la provincia de Corrientes, de las cuales aproximadamente 10.400 hectáreas se encuentran plantadas con pino.



## INFORMACIÓN CORPORATIVA

✓ Por último, el Grupo estaba 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. Con fecha 31 de marzo de 2025, el Directorio de CPSA aprobó avanzar con una reorganización societaria por medio de la cual, sujeto a la aprobación de las Asambleas de Accionistas de las compañías involucradas, CPSA escinde su participación en las sociedades del Grupo ECOGAS y 305.000 en efectivo, para ser absorbidos por la sociedad Ecogas Inversiones S.A. Con fecha 22 de mayo de 2025 la reorganización societaria fue aprobada por las respectivas Asambleas de Accionistas. La fecha efectiva de esta escisión-fusión quedó fijada para el día 1 de octubre de 2025, una vez que se cumplieron las condiciones precedentes establecidas en el Acuerdo Definitivo de Escisión - Fusión y luego de que se produjera la aprobación de la reorganización societaria por parte de la CNV, la cual tuvo lugar con fecha 10 de septiembre de 2025. Las acciones que Ecogas Inversiones S.A. emitió a cambio de la incorporación de los activos escindidos mencionados fueron recibidas directamente por los accionistas de CPSA, a razón de 1 acción de Ecogas Inversiones S.A. por cada 18,6694 acciones de titularidad de CPSA.

### CAPITAL SOCIAL

En el marco del plan de adquisición de acciones propias aprobado por la Sociedad con fecha 11 de octubre de 2022, y lo dispuesto por el artículo 67 de la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831, se ha producido la cancelación de pleno derecho de 252.034 acciones ordinarias, de un voto por acción cada una. Dicha cancelación obedece a que, habiendo transcurrido el plazo de tres (3) años desde su adquisición (efectuado entre los días 20 de octubre y 23 de noviembre de 2022), las referidas acciones propias permanecieron en cartera sin haber sido enajenadas ni habiéndose adoptado resolución asamblearia respecto de su destino, conforme lo exige la normativa aplicable. En virtud de ello, el capital social de la Sociedad queda disminuido de pleno derecho en un monto igual al valor nominal de las acciones canceladas, ascendiendo el nuevo capital social a la suma de \$ 1.513.770.222, representado por 1.513.770.222 acciones ordinarias con derecho a un (1) voto por acción y de \$1 valor nominal cada una.

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.

## INFORMACIÓN CORPORATIVA

El ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 arrojó una ganancia neta de miles de pesos \$80.578.982, de forma tal que al 31 de diciembre de 2024 los resultados acumulados no asignados ascienden a miles de pesos \$66.972.208. En la Asamblea de fecha 30 de abril de 2025 se resolvió 1) destinar a la reserva legal la suma de miles de pesos \$2.935.175; 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. Asimismo, mociona y vota que se pague el bono de participación del personal de la Sociedad, conforme los artículos 12 y 33 del Estatuto Social, delegando en el directorio las condiciones de su pago.



02

Contexto Macroeconómico



## CONTEXTO INTERNACIONAL

Caracterizado por la variabilidad y la inestabilidad, 2025 ha sido un año cuya dinámica ha estado determinada principalmente por el reordenamiento del comercio internacional, nuevas medidas arancelarias y perspectivas de crecimiento mundial

Según últimas proyecciones del Fondo Monetario Internacional (“FMI”), el crecimiento mundial sería de 3,3% en 2025 y se mantendría en niveles del 3,3% para el año 2026 y 3,2% en 2027. El pronóstico para 2026 y 2027 supone una revisión al alza con respecto a las cifras publicadas en octubre de 2025.

Esta evolución es producto de fuerzas divergentes, pero que se equilibran. El impacto negativo derivado del cambio en las políticas comerciales se ve contrarrestado por vientos a favor provenientes del aumento de la inversión relacionada con la tecnología, en particular la inteligencia artificial (IA), y también por el apoyo fiscal y monetario, y la adaptabilidad del sector privado.

Se prevé que la inflación general mundial disminuya de un 4,1% estimado en 2025 hasta un 3,8% en 2026 y un 3,7% en 2027. Las proyecciones de inflación también se mantienen prácticamente sin cambios con respecto a las de octubre y hacen pensar que la inflación retornará al nivel fijado como meta de forma más gradual en Estados Unidos que en otras de las principales economías.

Las perspectivas siguen expuestas a factores adversos. Una revaluación de las expectativas acerca del aumento de la productividad relacionado con la IA podría dar lugar a un declive en la inversión y desencadenar una corrección brusca en el mercado financiero, que se extendería de las empresas del sector de la IA a otros segmentos y mermaría la riqueza de los hogares. Las tensiones comerciales podrían exacerbarse, lo cual prolongaría la incertidumbre y retrasaría la actividad. Existen indicios que durante 2026 podrían surgir tensiones políticas internas o geopolíticas, que introducirían nuevas aristas de incertidumbre y alterarían la economía mundial debido a su impacto en los mercados financieros, las cadenas de suministro y los precios de las materias primas. Un aumento de los déficits fiscales y una deuda pública abultada podrían ejercer presión sobre las tasas de interés a largo plazo y, a su vez, sobre las condiciones financieras en términos más generales.

Por el lado positivo, la actividad podría verse impulsada aún más por la inversión relacionada con la IA, que a la larga podría dar paso a un crecimiento sostenible si una adopción más rápida de la IA redundara en aumentos sustanciales de la productividad y un mayor dinamismo de las empresas. Una disipación sostenida de las tensiones comerciales también podría contribuir a la actividad. Las políticas para fomentar la estabilidad y mejorar de forma sostenible las perspectivas de crecimiento a mediano plazo han de enfocarse decididamente en reponer los márgenes de maniobra fiscal, preservar la estabilidad financiera y de los precios, reducir la incertidumbre y ejecutar reformas estructurales sin más demora.

## ACONTECER NACIONAL

Durante el 2025 la economía argentina creció respecto al año 2024, registrando un incremento del 3,3% del PBI en los primeros 9 meses del año. Sin embargo, el último informe de Estimación Mensual de Actividad Económica (EMAE) publicado en el mes de enero por el INDEC, muestra que la actividad económica acumulada a noviembre 2025 disminuyó levemente un 0,3% 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 2025 fue del 26,2%, una fuerte disminución respecto del 67,1% año 2024.

A lo largo de 2025, el Banco Central también pudo incrementar el nivel de sus reservas internacionales respecto del año 2024. Al cierre del año las reservas, se situaron en U\$S41.167 millones en comparación con los U\$S29.612 millones del 2024, aproximadamente un 39% de incremento.

En el mercado cambiario, el peso argentino se depreció un 41% durante el 2025 en comparación con el año anterior. En este sentido, el dólar mayorista cerró el año a \$1455 en comparación al cierre del año 2024, \$1032.

En el sector bancario las tasas de interés también se ajustaron a la baja acompañando el contexto de menor inflación, así la tasa BADLAR (en pesos de bancos privados, TNA) alcanzó el nivel de 26,68% en el último día hábil del año, en comparación con el 31,93% a igual fecha del año anterior. Sin embargo, a lo largo del 2025, las tasas de interés se mantuvieron volátiles, alcanzando niveles del 59% en distintos momentos del año.

En cuanto a las previsiones para 2025, el FMI en su informe de Perspectivas de la Economía Mundial de enero 2026 proyecta que la economía argentina tendrá un crecimiento 4% de su PBI luego de estimar que en el año 2025 la economía crecería también un 4%.



**03**

**El Mercado Eléctrico  
Mayorista Argentino**

## EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Durante el Ejercicio 2025, la demanda neta de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), tuvo un crecimiento del +0,7% respecto del 2024, alcanzando los 141.253 GWh.

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

GENERACIÓN SADI E INTERCAMBIO INTERNACIONAL [GWh]*					
ENERGÍA [GWh]	2024	2025	Variación %	2023	Variación %
TÉRMICA	75388	75225	-0,2%	73020	3%
HIDRÁULICA	33424	30144	-10%	39332	-23%
NUCLEAR	10449	10761	3,0%	8963	20%
RENOVABLE	22877	26659	17%	20086	33%
IMP.	4654	4304	-7,5%	6241	-31%
EXP.	970	509	-48%	98	421%

En 2025, la generación hidroeléctrica mostró una caída del -10% respecto al 2024, principalmente por menores aportes en Yacyretá y Comahue, lo cual fue contrarrestado con un incremento en la generación renovable (+17%), y con una mayor generación nuclear (+3%). Por su parte se evidenció una disminución en la generación térmica (-0.2%), en las importaciones de energía eléctrica (-7,5%) como también una caída de las exportaciones de energía (-48%).

La máxima demanda diaria del sistema durante 2025 fue registrada el 10/02/2025 a las 14:47 alcanzando un nuevo récord histórico de 30.257 MW de potencia y 590,3 GWh de energía.

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):

## EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

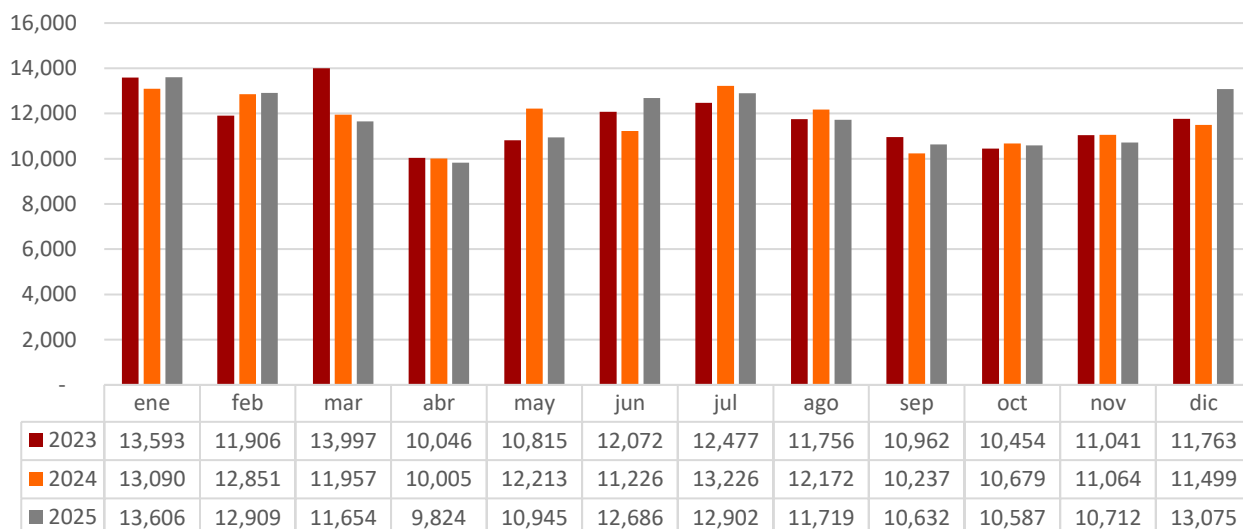
COMBUSTIBLE	2024	2025	VARIACION %	2023
GAS NATURAL [Miles de dam3]	15261	15402	1%	13952
FUEL OIL [Miles de Ton]	234	91	-61%	674
GAS OIL [Miles de m3]	945	439	-54%	1300
CARBÓN MINERAL [Miles de TN]	253	266	5%	521
GAS NATURAL equiv. [Miles de dam3]	16662	16128	-3%	16401

En 2025, el consumo de gas natural fue similar al 2024, en tanto que el de combustibles líquidos disminuyó considerablemente (-61% para el Fuel Oil y -54% para el Gas Oil). El consumo total de combustibles del sistema expresado como Gas Natural equivalente fue levemente inferior (-3%) respecto de 2024.

### Demanda mensual

En el siguiente gráfico se muestra la evolución mensual de la demanda de los Agentes MEM del año 2025 y su comparación con 2024 y 2023. El incremento interanual de la demanda total del MEM durante 2025 fue del +0,7%.

### Demanda mensual de energía eléctrica del MEM



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



## EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

### Ventas al Mercado Spot Evolución regulatoria Ene-Octubre 2025

Durante 2025, en el marco de un mercado regulado, se publicaron en el Boletín Oficial las siguientes actualizaciones de Precios Spot:

Resolución	Vigente desde	Aumento Vs Res. Anterior
Res.603/2024	ene-25	4,0%
Res.27/2025	feb-25	4,0%
Res.113/2025	mar-25	1,5%
Res.143/2025	abr-25	1,5%
Res.177/2025	may-25	2,0%
Res.227/2025	jun-25	1,5%
Res.280/2025	jul-25	1,0%
Res.331/2025	ago-25	0,4%
Res.356/2025	sep-25	0,5%
Res.381/2025	oct-25	0,5%

### Proceso de normalización del MEM: Resolución 400

Con fecha 10 de Octubre de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución de la Secretaría de Energía N° 400/2025, a través de la cual se establecen las Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva. Dicha resolución entró en vigencia a partir del 1° de Noviembre de 2025 provocando la liberalización del Mercado Eléctrico, permitiendo a los generadores térmicos legacy celebrar contratos en el Mercado a Término de Energía (MAT-E) y de Potencia (MAT-P) de hasta un 20% de su producción con Grandes Usuarios y de hasta 100% con Distribuidoras hasta 2029, y sin límites a partir de enero de 2030. Por otra parte, la Resolución establece los mecanismos progresivos de descentralización de la compra de combustibles para así pasar a realizar gestión propia.

## EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

### Nuevo esquema remunerativo- Resolución 400

Con respecto al esquema remunerativo, desde la entrada en vigencia de la Res.400/2025, se prevé que las unidades reciban un cobro de potencia durante las HRP (Horas de Remuneración de Potencia) en las que cada máquina se encuentre disponible, con un precio horario de la Potencia Puesta a Disposición (PPAD) de 12 USD/MW-Mes, afectado por un factor KP, estipulado en 1,5 para verano e invierno, y 1 para los meses de resto (excepto para las máquinas que operan solo con gas natural), en las cuales el KP se establece en 1,1 y 0,9). Por otro lado, se reconoce un valor adicional de US\$ 1.000 por MW-mes como Servicio de Reserva de Confiabilidad Base.

Cabe destacar que para que los ciclos combinados puedan acceder a este esquema remunerativo, previamente deben haber presentado la renuncia al acuerdo de la Resolución 59/2023, la cual en el caso de Central Puerto fue presentada a CAMMESA a través de nota CPSA-GC-N-0412-25 del 31 de octubre de 2025.

Por otra parte, la remuneración de la energía de cada unidad prevista en la Res. 400 capturarán parcialmente la renta marginal sobre el costo variable de producción de acuerdo con la expresión:

$$RMA = (CMgh \times FP - CVP) \times FRA$$

En la cual:

RMA: Renta marginal adaptada, que tiene valores mínimos de 2 USD/MWh para unidades con Costo Variable de Producción (CVP) inferiores a 60 USD/MWh y de 7 USD/MWh para unidades con CVP mayor o igual a 60 USD/MWh.

CMgh: Costo marginal horario del sistema.

FP: Factor de pérdidas,

CVP: Costo variable de producción declarado por la unidad.

FRA (Factor de Renta Adaptado): es un parámetro que limita la renta capturada para generación térmica y para unidades existentes con gestión propia de combustible se establece en: 15% (2025-2026), 25% (2027), 35% (2028 en adelante).

En caso de que el generador consuma el llamado "GN Acuerdo" (volumen comprometido por CAMMESA según el Plan Gas) se deberá afectar el FRA por un segundo factor "FRC" que variará entre 0,8 para los primeros dos años y 0,5 desde 2028 en adelante.

## EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

### Resolución de Secretaría de Energía N° 294/2024

Con fecha 2 de octubre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 294/2024 ("Resolución 294"), en la que se establece un "Plan de Contingencia y Previsión para meses críticos del período 2024/2026", definiendo medidas que abarcan la oferta de generación, el transporte y la distribución de energía.

Para la generación se propone una remuneración adicional, complementaria y excepcional sujeta a un compromiso de disponibilidad en las máquinas que no estén comprometidas en contratos con el MEM o que no hayan adherido a la Resolución de la S.E. N° 59/2023. Esta resolución continúa vigente hasta marzo de 2027.

Adhiriendo a esta normativa, los generadores asumen un compromiso de disponibilidad de potencia por cada unidad, en ciertos horarios del día, caracterizados como críticos, durante los días hábiles de los meses de verano (diciembre a marzo) e invierno (junio a agosto). Se definen precios de remuneración en dólares, tanto para el cumplimiento de disponibilidad de potencia (2.000 us\$/MW-mes) como para la energía generada en las horas comprendidas en los períodos de evaluación antes indicados, según se muestra a continuación:

Tecnología	Gas Natural USD/MWh	Fuel Oil USD/MWh	Gas Oil USD/MWh	BioComb. USD/MWh	Carbón USD/MWh
TG	6.4		8.6	8.7	
TV	3.4	6.0		8.7	10.4
Motores	8.1	15.4	10.5	8.7	

Para determinar la remuneración de cada unidad, los precios indicados de potencia y energía serán afectados por un factor de criticidad, pudiendo este variar entre 0,75 y 1,25, dependiendo de los nodos en los que se vinculan las unidades al sistema de transporte.

El Grupo adhirió a la Resolución 294 con las unidades TV (turbovapor) ubicadas en Buenos Aires y Luján de Cuyo y las unidades TG (turbogas) ubicadas en Luján de Cuyo y en la central térmica Brigadier López.

## COMERCIALIZACIÓN

### Participación de mercado

En cuanto a la generación eléctrica, Central Puerto tuvo en 2025 una generación neta de 18.764 GWh, lo cual representa una participación en la generación del 13,1% sobre el total del SADI, por debajo del 15,2% de participación en el año 2024 como consecuencia de, principalmente, una disminución en los aportes hidrológicos del Collón Curá y Limay en C.H Piedra del Águila.

Con respecto a la generación total térmica del SADI, Central Puerto alcanzó un 18,6% de participación en 2025, por debajo del 20,5% de participación en el año anterior, como consecuencia principalmente del mantenimiento del ciclo combinado CEPUCC durante los meses de octubre y noviembre.

En cuanto a potencia instalada, Central Puerto en 2025 tuvo una participación de mercado del 15,5% sobre el total del SADI, similar a la participación de 2024. Las incorporaciones 2025 fueron los parques P.S. Cafayate (adquirido en Septiembre 2025) y P.S. San Carlos (desde Noviembre 2025).

% 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%
2024	13.01%	7.79%	20.54%	15.20%
2025	8.90%	7.75%	18.63%	13.1%

% 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%
2024	14.94%	7.12%	19.10%	15.55%
2025	14.94%	7.66%	19.09%	15.50%

## COMERCIALIZACIÓN

En cuanto a la generación eléctrica de origen renovable, en 2025 Central Puerto tuvo una participación de mercado del 7,75%, la cual fue superior a la de 2024, como consecuencia de las incorporaciones de los parques PS Cafayate (adquirido en Septiembre 2025) y PS San Carlos (desde Noviembre 2025) y mejor disponibilidad de los parques . Por su parte, la generación hidroeléctrica de la Central Piedra del Águila tuvo una disminución del -38% respecto del 2024, por menores aportes en los ríos Limay y Collón Curá.

## CONTRATOS EN EL MERCADO A TÉRMINO

### Reseña

Hasta el mes de febrero de 2025, el mercado a término estuvo comprendido por el Mercado a Término Energías Renovables (MATER), el Servicio de Energía Plus, y los contratos remanentes de demanda Base. A partir de febrero de 2025, la Secretaría de Energía avanzó en la normalización del Mercado Eléctrico Mayorista mediante las Resoluciones N° 21/2025 y N° 400/2025. La primera restableció la libre contratación en el Mercado a Término para todas las Centrales de Generación que se instalasen posteriormente al 1 de enero de 2025, eliminando restricciones regulatorias vigentes y limitando la continuidad del régimen Energía Plus a Febrero de 2026. Posteriormente, la Resolución SE N° 400/2025 profundizó este proceso mediante la aprobación de nuevas reglas para la normalización y adaptación progresiva del MEM, orientadas a una mayor formación de precios basada en condiciones de mercado y a una reducción gradual de los mecanismos centralizados de asignación de energía administrados por CMMESA. En este marco, el MAT adquiere un rol creciente como instrumento principal de cobertura contractual para distribuidores y grandes usuarios. En particular, dicha resolución habilitó a los generadores térmicos a comercializar en el Mercado a Término una porción de su producción. Como consecuencia, Central Puerto S.A. quedó facultada a comercializar hasta el veinte por ciento (20%) de la energía generada por sus unidades térmicas bajo contratos del Mercado a Término con los Grandes Usuarios del Mercado ( GUMES Y GUMAS ) y de la Distribuidora (GUDIS) y quedó facultada para comercializar la totalidad de la energía generada para la demanda estacionalizada No Cubierta, según se define en la Resolución SE N° 400/2025, incrementando su flexibilidad comercial. Adicionalmente, durante 2025 Central Puerto S.A. resultó adjudicataria del proceso licitatorio para la adquisición de la Central Hidroeléctrica Piedra del Águila, incorporando a su portafolio uno de los principales activos hidroeléctricos del país. Conforme al nuevo marco regulatorio, a partir de enero de 2026 dicha central se encuentra habilitada a comercializar en el Mercado a Término hasta un cinco por ciento (5%) de su energía y potencia a Grandes Usuarios y Distribuidoras, fortaleciendo la estrategia comercial de la Sociedad mediante la participación directa en contratos bilaterales de abastecimiento.

## CONTRATOS EN EL MERCADO A TÉRMINO

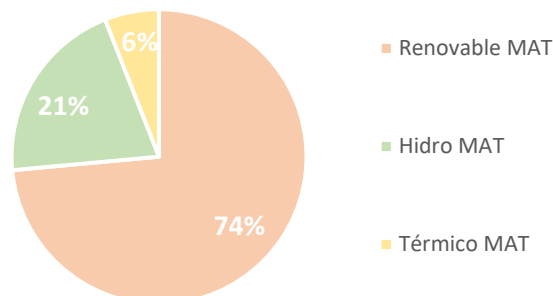
En conjunto, estas medidas regulatorias consolidan al Mercado a Término como un eje creciente del modelo comercial del sector eléctrico argentino, incrementando gradualmente la participación de mecanismos competitivos de contratación y otorgando a los generadores mayores herramientas para la gestión activa de sus portafolios de energía.

Mientras que en 2024 solo el 6% de la demanda se abastecía con contratos (30 % de la demanda de los Grandes Usuarios), a partir del mes de noviembre de 2025 comenzó un sendero de contractualización que se espera alcance el tope permitido del 20% de las máquinas con habilitación comercial anterior al 2025 durante el primer semestre de 2026. Por otra parte, el MATER está actualmente limitado por la oferta de generación disponible, dado que toda la potencia instalada que está habilitada para operar en dicho mercado se encuentra mayoritariamente contratada, creando competencia entre las tecnologías renovable, térmica e hidroeléctrica.

### Demandas Comercializadas con Grandes Usuarios

La demanda de energía de los Grandes Usuarios Agentes del MEM (“GU”) de 2025, fue de 18.092 GWh. A partir de noviembre el 54% de la demanda de los Grandes Usuarios se abastece mediante contrato de suministro con los generadores en cuatro modalidades modalidades, demanda MAT Resolución SE 400/2025, Servicio Energía Plus, y MATER, el restante 46% 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 del Mercado a Término a partir del mes de noviembre de 2015

Demanda MAT Resolución SE 400/2025



### Contratos en el MAT Resolución SE 400/2025

Central Puerto se posicionó en los dos primeros meses de la Normalización del Mercado (noviembre y 2025), con una participación del 11%, considerando las transacciones del Mercado Térmico y Hidroeléctrico. Las ventas del Grupo alcanzaron 37,2 GWh de energía, con un precio medio de venta de 58,4 u\$s /MWh, y con 94 puntos de suministro contratados. En el mercado de Potencia

## CONTRATOS EN EL MERCADO A TÉRMINO

### Puerto Energía S.A.U.

En el Año 2025, Puerto Energía SA se posicionó como la 4ta comercializadora de Energía Eléctrica del país, con 5 Acuerdos de Comercialización suscriptos, con el único acuerdo térmico bajo la Resolución SE 21/25 del mercado. Las ventas anuales alcanzaron unos 49,22 GWh de energía, con 62 puntos de suministro contratados.

### RESOLUCIONES Y NOTAS DESTACABLES

#### Normalización del Mercado Eléctrico Mayorista – Resoluciones SE Nº 21/2025 y Nº 400/2025

Durante el ejercicio 2025, la Secretaría de Energía emitió las Resoluciones Nº 21/2025 y Nº 400/2025, mediante las cuales se inició un proceso de normalización del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), introduciendo modificaciones relevantes en el esquema de comercialización de energía eléctrica y en la organización económica del sector.

La Resolución SE Nº 21/2025 restableció la libre contratación entre agentes del MEM para los generadores con habilitación comercial posterior al 1 de enero de 1025, reactivando el Mercado a Término (MAT) como ámbito para la celebración de contratos bilaterales de abastecimiento entre generadores, distribuidores y grandes usuarios. La norma dispuso la eliminación progresiva de restricciones regulatorias vigentes sobre la contratación directa de energía y sentó las bases para una transición gradual desde mecanismos de comercialización administrados hacia esquemas basados en acuerdos entre privados. Asimismo, inició el ordenamiento de regímenes contractuales implementados en períodos anteriores, con el objetivo de restablecer señales económicas que promuevan eficiencia operativa e inversión en capacidad de generación estableciendo un período de transición.

En continuidad con dichas medidas, la Resolución SE Nº 400/2025 aprobó las reglas para la adecuación progresiva del funcionamiento del MEM, orientados a avanzar hacia un esquema de formación de precios más alineado con los costos reales de generación y a reducir gradualmente la centralización de la compra de combustible y de la compra de energía térmica y renovable y de potencia por CAMMESA. En este contexto, el Mercado a Término adquiere un rol creciente como mecanismo principal de cobertura contractual de la demanda eléctrica, incrementando la relevancia de la gestión comercial activa por parte de los generadores.

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

Como consecuencia del nuevo marco regulatorio, los generadores térmicos fueron habilitados a comercializar una porción de su producción mediante contratos en el Mercado a Término. En virtud de ello, Central Puerto S.A. quedó facultada a destinar hasta un veinte por ciento (20%) de la energía generada por sus unidades térmicas a la celebración de contratos bilaterales con Grandes Usuarios del Mercado y con Distribuidoras para sus GUDIs y hasta el 100% con Distribuidoras para la Demanda Estacionalizada no Cubierta, lo que amplía sus alternativas comerciales y podría modificar progresivamente la composición de sus ingresos entre esquemas administrados y contratos de mercado a término.

Adicionalmente, durante el ejercicio 2025 la Sociedad resultó adjudicataria del proceso licitatorio correspondiente a la Central Hidroeléctrica Piedra del Águila, incorporando dicho activo a su portafolio de generación. Conforme al marco regulatorio vigente, a partir de enero de 2026 dicha central se encuentra habilitada a comercializar hasta un cinco por ciento (5%) de su energía y potencia en el Mercado a Término. En conjunto, las Resoluciones SE N° 21/2025 y N° 400/2025 establecen una transición gradual hacia un modelo de mercado eléctrico con mayor participación de mecanismos competitivos de contratación, reduciendo progresivamente la intervención administrativa en la asignación de energía y fortaleciendo el rol de las señales económicas en la determinación de precios. Este proceso podría generar cambios en la dinámica de ingresos del sector, incrementando la exposición de los generadores a condiciones de mercado, aunque también ampliando las oportunidades de optimización comercial y gestión de portafolio energético.



## CENTRAL PUERTO EN EL MERCADO A TÉRMINO

**Nota Secretaría de Energía número NO-2024-44424318-APN-SE#MEC:** Uso prioritarios de la capacidad del Gasoducto Perito Francisco Pascacio Moreno (“GPFPM” - ex Gasoducto Presidente Néstor Kirchner), y el gas natural en boca de pozo licitado y adjudicado asociado a dicha capacidad (“Gas Ronda 4.2 Plan GasAr”), para el abastecimiento de la demanda prioritaria de gas natural por redes.

Con fecha 30 de abril de 2024 el secretario de energía, con el objetivo de evitar situaciones que eventualmente puedan poner en riesgo el abastecimiento de la demanda prioritaria ininterrumpible de las Prestadoras de Servicios de Distribución (“DISTRIBUIDORAS”), instruyó a ENARSA a utilizar prioritariamente parte o la totalidad de la capacidad de transporte sobre el GPFPM oportunamente contratado en firme por CAMMESA para generación de energía eléctrica, para cumplir con el mencionado objetivo.

Para ello instruyó complementariamente a ENARSA a poner a disposición de las DISTRIBUIDORAS identificadas con faltantes el Gas Ronda 4.2 Plan Gas.Ar, hasta el total adjudicado de 21 MMm3/día si fuese necesario, en los puntos de entrega de la subzona Buenos Aires (SALLIQUELO) del GPFPM y en la subzona Gran Buenos Aires del Gasoducto Mercedes-Cardales.

Una vez satisfecha la demanda ininterrumpible de las DISTRIBUIDORAS, ENARSA pondrá a disposición de CAMMESA el gas natural y la capacidad de transporte remanente del GPFPM para ser destinado a la demanda de generación de energía eléctrica.

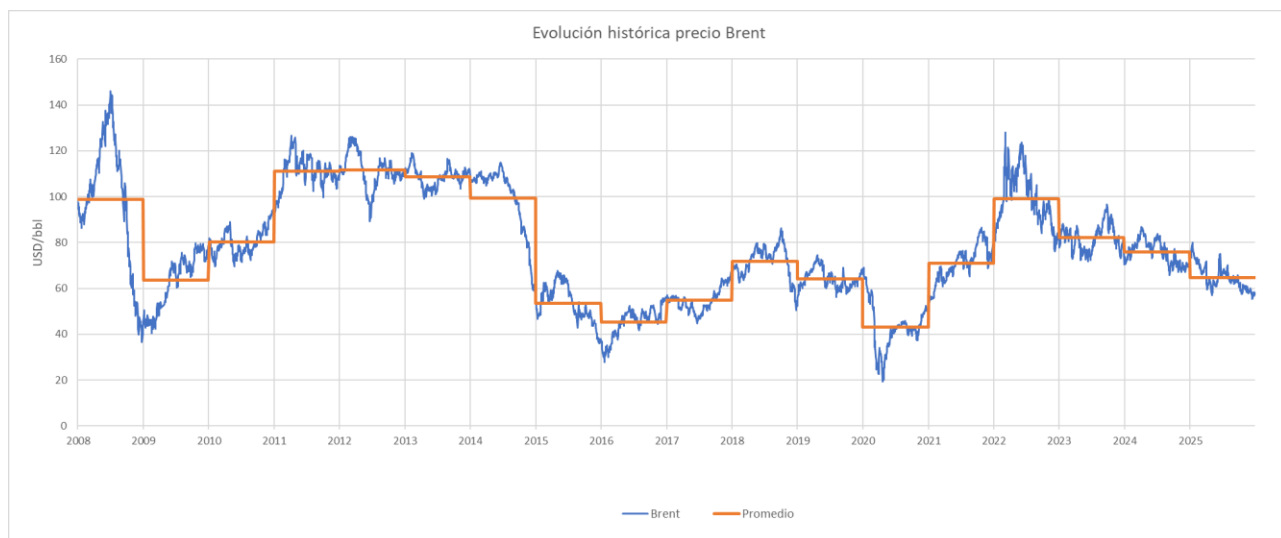


## COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

### Mercado del petróleo

En el ámbito internacional, el precio promedio del Crudo Brent disminuyó su valor en un 15% en 2025 respecto al año anterior, pasando de un promedio anual de 75,7 USD/ bbl en 2024 a 64,7 USD/bbl en 2025.

En 2025, el máximo valor registrado por el Crudo Brent fue de 80 USD/bbl y un mínimo de 55,2 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) oportunamente se había vuelto a centralizar en CAMMESA la compra de combustibles (Gas Natural, Fuel Oil -FO- y Gas Oil -GO-) con destino a la generación de energía eléctrica, derogando la Resolución de la ex SGE N° 70/2018, que había habilitado la autogestión de los Generadores manteniendo a CAMMESA como proveedor de última instancia, convirtiendo a CAMMESA en único proveedor en el MEM. Al respecto, yendo puntalmente al mercado de combustibles líquidos para la industria de generación de energía eléctrica, desde marzo de 2013, a través de la Resolución SE N° 95/13 CAMMESA centralizó las compras de combustible FO y GO del mercado local (Proveedor de única instancia), como así también las importaciones de GO complementarias a la oferta local necesarias para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

Posteriormente, con fecha 6 de noviembre de 2018 se publicó la Resolución N° 70/2018 de la SGE, facultando a los Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores del MEM a gestionar la compra de su combustible propio, manteniendo a CAMMESA como proveedor de última instancia, no obstante lo cual, y dado los elevados costos financieros de la operación de compra (alto costo unitario combustible más efecto pago contado) y posterior recupero de costos vía pagó de energía eléctrica de CAMMESA (aprox. 60 días vencido mes

## COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

de consumo), la elevada volatilidad de consumo de dichos combustibles y la baja rentabilidad asociada a la utilización de dichos combustibles, 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.

El 28 de enero de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 21/2025, con los primeros lineamientos de la nueva regulación para el Mercado Eléctrico orientados a dar más libertad de gestión a los actores del mencionado mercado, entre los cuales se encuentra la posibilidad de autogestionar el abastecimiento de combustibles a Generadores de energía eléctrica, manteniendo a CAMMESA como proveedor de “última instancia”.

Posteriormente, con fecha 20 de octubre de 2025, fue publicada la resolución SE N°400/2025, completando los lineamientos para la transición hacia un mercado plenamente desregulado, ratificando en particular la decisión de promover la autogestión en el suministro de combustibles a centrales térmicas.

### Mercado del Gas

A continuación se desarrollará un breve racconto de las señales regulatorias emanadas de las autoridades competentes en el Mercado de Gas (en particular para el Mercado Eléctrico) 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.

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 energía eléctrica, 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 N°66680075, mediante la cual se aumentaron los precios máximos en los meses de invierno, y se redujeron los restantes meses 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)	
	Sep-May	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 N°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 que CAMMESA realizara durante el año 2019 en su rol de proveedor de última instancia a Generadores que no hiciesen autogestión de suministro, y cuyo resultado en precio obedeció a la libre interacción entre oferta y demanda de gas natural. Estos nuevos valores referenciales fueron los indicados en la siguiente tabla:

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)	
	Sep-May	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 N°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)	
	Sep-May	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 CMMESA 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 CMMESA 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 CMMESA (“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

Cuenca Origen	Precio (USD/MMBTU)	
	Oct-Abr	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 sigue realizando en el ámbito del Mercado Electrónico de Gas S.A. (MEGSA) para complementar los volúmenes firmes contratados en el marco del mencionado Plan GasAr y en su rol de único proveedor a Generadores de Energía eléctrica.

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, que otorgó a ENARSA la concesión de Transporte sobre el “GASODUCTO PRESIDENTE NÉSTOR KIRCHNER” (actualmente GASODUCTO PERITO FRANCISCO PASCASIO MORENO en adelante “GPFPM”), 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.

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 mencionado GPFPM, 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 GPFPM, 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 GPFPM.

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:

1. “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;
2. “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;
3. “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;
4. “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

Con fecha 28 de enero de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 21/2025, con los primeros lineamientos de la nueva regulación para el Mercado Eléctrico orientados a dar más libertad de gestión a los actores del mencionado mercado. En lo que respecta al abastecimiento de combustibles a Generadores de energía eléctrica, se define lo siguiente:

- Deroga la Resolución SE 354/2020, modificando algunas consideraciones del Plan GasAr y las prioridades de consumo de gas natural en el Mercado Eléctrico.
- Deroga el artículo 8° de la Resolución de la ex SE N° 95/2013 que prohibía la autogestión de combustible (CMMESA proveedor único).
- A partir de marzo 2025 se habilita a los Generadores a autogestionarse los combustibles necesarios para generación de energía eléctrica.
- Mantiene a CMMESA como proveedor de combustibles de última instancia para aquellos generadores que no asuman la autogestión para su propio abastecimiento.

El 20 de octubre de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 400/2025, aprobando y publicando las “Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva” para su aplicación a las Transacciones Económicas del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) a partir del 1° noviembre de 2025, ratificando la decisión manifestada en la resolución SE N°21/2025 respecto a propender a la autogestión por parte de los agentes Generadores de los combustibles gas natural (de origen cuencas nacionales y de países limítrofes) y alternativos (gas oil y fuel oil –excluye LNG Escobar-).

En particular, en lo que respecta a gas natural, vía notas complementarias SE instruye a CMMESA a priorizar para el despacho del parque térmico el uso de los volúmenes de gas natural asignados a CMMESA en el marco del Plan GasAr y asignados a ENRASA, y que esta no utilice, en el marco de la licitación de gas natural realizada oportunamente para cubrir la nueva capacidad de transporte del gasoducto Perito Moreno. Ambos volúmenes, y por ende la prioridad de uso, estarán vigentes hasta diciembre 2028, fecha en la cual se finalizarán los compromisos contractuales asumidos por CMMESA y ENRASA respectivamente.

## 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 2025 mostró una caída del 89,3% con respecto al año 2024. Esta merma obedece fundamentalmente a (i) menor importación de LNG, impulsado por menor requerimiento para el abastecimiento de la demanda prioritaria de las Distribuidoras de Gas Natural (Clientes residenciales y pequeños comercios) combinada con mayor disponibilidad de gas cuencas locales a partir de la habilitación completa del gasoducto Perito Moreno (GPFPM), (ii) como por el gas natural importado de Bolivia, impulsado 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)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Dif. 2025 vs. 2024	
								Volumen	%
LNG	4.76	5.18	9.67	6.27	7.23	4.29	3.62	-0.7	-18.4%
Bolivia	14.1	15.1	12.9	10.5	6.4	3.3	0.40	-2.9	-724.9%
Chile	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00	0.21	0.08	-0.1	-160.0%
<b>Total</b>	<b>18.8</b>	<b>20.2</b>	<b>22.6</b>	<b>16.8</b>	<b>13.7</b>	<b>7.8</b>	<b>4.1</b>	<b>-3.7</b>	<b>-89.3%</b>

Fuente ENARGAS

### Producción nacional de gas natural

La inyección de gas local a nivel país se incrementó en 2025 respecto al año 2024, a partir la habilitación completa del gasoducto Perito Moreno (GPFPM) que posibilitó reemplazar parcialmente gas de importación (LNG y Bolivia) por gas nacional. A lo anterior, se debe sumar que la demanda local de gas natural, en todos sus segmento, tuvo en el año 2025 un incremento de 5% respecto ala año 2024.

#### Producción local de Gas Natural

Promedio (MMm3/d)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Dif. 2025 vs. 2024	
								Volumen	%
Neuquén	74.1	66.1	71.7	80.49	81.51	88.83	92.27	3.4	3.7%
Austral	34.2	31.9	29.8	27.1	25.2	24.2	26.59	2.4	9.0%
Norte	3.9	3.9	3.4	2.89	2.57	2.58	2.73	0.1	5.2%
<b>Total</b>	<b>112.2</b>	<b>102.0</b>	<b>104.9</b>	<b>110.5</b>	<b>109.3</b>	<b>115.6</b>	<b>121.6</b>	<b>6.0</b>	<b>4.9%</b>

Fuente ENARGAS

#### Demanda local de Gas Natural

Promedio (MMm3/d)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Diferencias 2025 vs. 2024	
								Volumen	Porcentaje
Residencial	25.3	26.3	26.6	28.6	26.8	26.6	27.6	1.0	3.8%
Comercial	3.9	3.0	3.2	3.4	3.9	3.5	3.7	0.2	5.3%
Entes Oficiales	1.2	0.9	1.1	1.3	1.3	1.2	1.2	0.0	3.3%
Industrias	37.0	35.0	33.2	33.7	35.2	31.0	33.3	2.3	6.9%
Centrales Eléctricas	42.0	39.6	44.2	36.7	35.9	35.1	36.5	1.4	3.8%
SDB	2.7	2.3	2.2	2.5	2.5	2.4	2.5	0.1	3.0%
GNC	6.7	5.1	6.4	6.5	6.1	5.2	5.7	0.5	8.5%
<b>Total</b>	<b>118.8</b>	<b>112.2</b>	<b>117.0</b>	<b>112.6</b>	<b>111.7</b>	<b>105.0</b>	<b>110.5</b>	<b>5.5</b>	<b>5.0%</b>

Fuente ENARGAS

## COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

### Compra de gas natural

Durante los dos primeros meses del año 2025 estuvo vigente la figura de proveedor único de combustibles a Generadores de energía eléctrica por parte de CAMMESA (vigencia del artículo 8° de la Resolución de la ex SE N° 95/2013), habilitándose a partir del mes de marzo la posibilidad de autogestionar el suministro de gas natural para generación de energía eléctrica en el marco de la resolución SE 21/2025 y resolución SE 400/2025.

Paralelamente, en el marco de la resolución SE 287/2017 se continuó autogestionando gas natural para nuestras centrales de Cogeneración Luján de Cuyo en Mendoza (off-taker de vapor refinería Lujan de Cuyo YPF S.A.) y San Lorenzo en Santa Fe (off taker de vapor Planta de Crushing T6 S.A.) para la producción de vapor en ambas cogeneraciones y también para energía eléctrica en el primer caso.

Los volúmenes de gas natural adquiridos durante 2025 por CPSA para las mencionadas plantas de cogeneración según se detalló en el párrafo anterior, y para las restantes unidades térmicas para generación de energía eléctrica en el marco de lo señalado en el primer párrafo durante fueron los siguientes:

<b>Compras de Gas Natural (m3)</b>			
<b>2025</b>	<b>Lujan de Cuyo *1</b>	<b>San Lorenzo *2</b>	<b>C. Puerto *3</b>
Jan	20,126,408	7,200,000	
Feb	17,233,748	5,379,081	
Mar	34,191,903	4,511,561	
Apr	16,595,393	8,556,155	
May	32,347,408	8,233,856	
Jun	20,070,234	12,583,000	1,608,926
Jul	37,422,214	15,114,576	
Aug	22,027,335	28,085,313	3,150,000
Sep	19,343,230	13,649,555	
Oct	15,893,586	7,963,167	
Nov	13,092,291	6,460,515	
Dec	16,158,656	10,363,932	9,789,275
<b>Total</b>	<b>264,502,406</b>	<b>128,100,711</b>	<b>14,548,201</b>

\*1: Compras propias relacionadas a la operación comercial de la Cogeneración Luján de Cuyo (Gas para Vapor y Energía Eléctrica) + Compras propias para generación energía eléctrica Res SE 21/2025 y 400/2025.

\*2: Compras propias relacionadas a la operación comercial de la Cogeneración San Lorenzo (Gas para Vapor) + Compras propias para generación energía eléctrica Res SE 21/2025 y 400/2025 (Incluyendo gas importado de Bolivia).

\*3: Compras propias para generación energía eléctrica Res SE 21/2025 y 400/2025

## ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

### FUELOIL (FO)

En las centrales **Puerto Nuevo y Nuevo Puerto**: Durante el año 2025 el consumo de este combustible fue de 28,8 mil toneladas, recibido a través de flete fluvial mediante buques de diversos calados para ser consumido en las unidades turbo vapor. El consumo de FO fue 61,7% menor respecto al del año 2025.

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

Los menores consumos antes mencionados para las centrales de Puerto Nuevo y Nuevo Puerto obedecen fundamentalmente a mayor oferta de gas natural por disponibilidad del nuevo gasoducto de transporte Perito Francisco Pascual Moreno construido por ENARSA y asignado en gran medida para el Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA).

Los ingresos de combustible FO en invierno fueron en parte autogestionados y en parte provistos por CAMMESA por cuenta y orden del Estado Nacional en el marco de proveedor de última instancia según lo establecido en las resoluciones MDP N°12/2019 y SE N°21/2025.

Bajo el esquema de gestión propia de combustibles, se compró un total de 18,9 mil toneladas para las máquinas de Puerto Nuevo y Nuevo Puerto de un total consumido de 28,8 mil toneladas mencionado en el primer párrafo.

Las compras propias se realizaron a la empresa Raizen Argentina, para su fuel oil producido en su refinería en la localidad de Dock Sud.

### GASOIL (GO)

Los ingresos de combustible GO en invierno fueron en parte autogestionados y en parte provistos por CAMMESA por cuenta y orden del Estado Nacional en el marco de proveedor de última instancia según la establecido en la resoluciones MDP N°12/2019 y SE N°21/2025.

## ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

**Central Nuevo Puerto:** El consumo de GO del Ciclo Combinado (CC) por requerimiento del sistema durante el año 2025 fue de 28,8 miles de m<sup>3</sup>. Este consumo de GO en 2025 fue 46% inferior al consumo del año 2024 por mayor disponibilidad de gas natural asignado al CC por despacho.

Bajo el esquema de gestión propia de combustibles, se compró un total de 19,9 mil m<sup>3</sup> (a la empresa YPF) del total de consumo indicado en el párrafo anterior.

**Brigadier López:** No hubo consumo de combustible al no requerirse con dicho combustible el despacho de las unidades de generación por parte de CAMMESA.

**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 45,9 miles de m<sup>3</sup> de GO, por requerimiento del sistema para el año 2025. El combustible fue provisto por CAMMESA y gestión propia de Central Puerto mediante la operación fluvial de buques de distintos calados. Este consumo de GO en 2025 fue 52% menor al consumo del año 2024 por mayor disponibilidad de gas natural asignado por despacho.

Bajo el esquema de gestión propia de combustibles, se compró un total de 11,9 mil m<sup>3</sup> de GO para la cogeneración de San Lorenzo (al comercializador Trafigura Argentina).





04

Mantenimiento

## MANTENIMIENTO

Durante el ejercicio 2025, 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 de cada sitio.

### SITIO PUERTO NUEVO Y NUEVO PUERTO

Dentro de una gran cantidad de tareas de mantenimiento realizadas en el año, se destacan las siguientes actividades en el marco de mantenimientos programados y logros alcanzados:

#### UNIDAD N° 6

Se realizó un MAPRO desde el 07/04/2025 al 14/06/2025.

Alcance:

- Turbina-Generador: Apertura de etapa de AP y MP, extracción del rotor del generador y reacondicionado del estator (pérdida de ajuste detectado con ensayo de dureza al inicio, una vez extraído el rotor).
- Evaluación del sistema de control de la unidad para consideración de un posible “upgrade” del sistema hidráulico a futuro, con asistencia de Voith Alemania.
- En el BOP, se realizaron diversas tareas como ser: revisión integral de motores, bombas principales, inspección de transformadores de fase de unidad, equipos de calderas y equipos de alta tensión (incluyendo la prueba del interruptor de 132 kV). Ensayos eléctricos varios.
- Ensayos no destructivos en colectores, domo, downcommers y masas rotantes.
- En la caldera las actividades se desarrollaron en reconstrucción de aislamientos, reparación de válvulas de seguridad y de proceso, reparación de conductos, reparación del frente de quemadores y lavado químico. Se realizaron además soldaduras estructurales en el domo detectadas mediante ENDs (Ensayos No Destructivos). El objetivo de estas tareas fue eliminar fugas, corregir pérdidas térmicas y garantizar la integridad mecánica de la caldera. Adicionalmente, se reemplazaron los CAV (Calentadores de Aire a Vapor), requiriendo su previa fabricación mediante ingeniería inversa.
- Como resultado tangible se redujo el consumo de combustible y de agua en la unidad.



## MANTENIMIENTO

### UNIDAD N° 7

Se realizó un MAPRO desde el 22/09/2025 al 12/10/2025.

Alcance:

- Reemplazo de tramos de tubos de caldera en dos de las paredes (200 metros lineales), y otros tantos fueron enderezados, para poder reestablecer las aislaciones correspondientes y permitir la estructura de aislación según diseño (200 m2 de chapas y ladrillos aislantes).
- Cambio de niples en colector de economizador, incluyendo inspección y ensayos de soldadura. Esto se realizó para reducir las fallas recurrentes de pinchaduras detectadas en esta zona.
- Rectificado del colector del generador. Esta intervención se ejecutó con el rotor instalado y maquinaria ajustada a estas condiciones. El objetivo fue normalizar la durabilidad de carbones y evitar posibles limitaciones de potencia reactiva operada.
- Realización END en componentes y soldaduras críticas como parte del control de integridad de la instalación y base para su seguimiento.
- Ejecución de tareas de inspección y ajuste de válvulas de seguridad.
- Reconstrucción de la junta de expansión del cenicero debido a ingresos de aire no controlados que limitaban la carga de la unidad. Reparación de aislaciones, conductos y válvulas de proceso.
- Ensayos eléctricos en el generador y transformador de excitación. Revisión de motores de MT y BT.
- Reemplazo del RIS (registrador de eventos)
- Como resultado la unidad pudo reestablecer un 12% adicional hacia su potencia nominal original.

### UNIDAD N° 9

Se realizó un MAPRO breve desde el 01/09/2025 al 08/09/2025.

Alcance:

- Aislaciones varias. Refuerzo de chimenea.
- Revisión de cojinete axial de TV
- Avance en reparaciones sala de celdas de 4,16 kV
- Reparaciones en válvulas de retención de bombas de alimentación.

## MANTENIMIENTO

### Logros alcanzados:

- Estudio de “Motion amplification” en bombas de refrigeración en NP (llamadas “+47”) como herramienta de detección de “causa raíz” por fallas recurrentes, con grandes resultados de visualización de defectos. Lo que ayudó a dirigir el foco de reparaciones, modificaciones de la instalación y disminuir las fallas.
- Reparación del transformador de grupo de TV6. Equipo de 18 MVA para consumos internos de la máquina. El mismo se realizó por mantenimiento predictivo, según detección de aumento de gases combustibles disueltos en aceite. Se programó la reparación que consistió en el traslado al sitio de reparación (dentro de planta), descubado, revisión, reparación de contactos del OLTC, secado de parte activa, tratamiento de aceite, ensayos y montaje con traslado a sitio. Todos los ensayos arrojaron valores normales antes y durante operación.
- Reparación del puente grúa en sala/taller dedicado a reparación de transformadores de potencia en planta NP, que permitió la intervención mencionada en transformador de grupo de TV6.
- Instalación de limitador de carga en puentes grúa de agua de río NP y PN para reducir fallas.
- 8/11/2025: cambio de la válvula principal de gas natural en planta PN. Implicó un corte general a la dársena mediante una compleja programación y adaptaciones del despacho.
- Instalación de detectores de descargas parciales en generador de TV6 y TV9 para monitoreo y ensayos predictivos.
- Dado que luego de la Mapro, la unidad 6 quedó con una limitación de potencia por temperatura de trabajo del cojinete axial, a causa de una deformación de carcasa de pistón de balance de AP que no fue posible corregir totalmente en la intervención, que permite la migración de vapor y en consecuencia un mal desempeño de éste. Con el soporte de un proveedor se realizó el análisis, modelado y simulaciones, lo que permitió llegar a conclusiones, y recomendación de instalar de una cañería especial en etapa de AP para mejorar el desempeño del pistón de balance. Esta recomendación y diseño junto con el proveedor, y la posterior instalación hacia el fin del año, permitió retirar la limitación de potencia.

## SITIO PUERTO NUEVO Y NUEVO PUERTO

### MANTENIMIENTO CICLO COMBINADO

Mantenimiento programado (04/10/2025 a 04/12/2025)

#### TG 11:

- Reparación de tubos y estructura de HRSG
- Pintura de chimenea
- Tratamiento de aceite del transformador auxiliar
- Boroscopia de turbina

#### TG12:

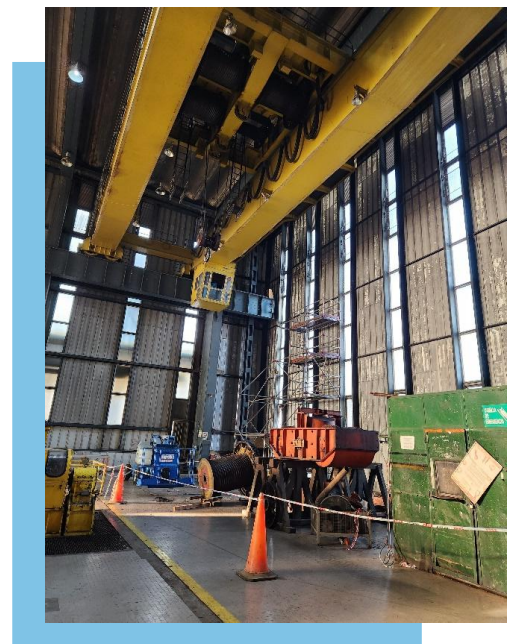
- Inspección de HRSG (especialista Vogt)
- Reparación de tubos y estructura de HRSG
- Pintura de chimenea
- Boroscopia de turbina
- Reparación atemperaciones bypass de HP

#### TV10:

- Cambio de álabes de 1°, 2° y 3° etapa de HP.
- Rebobinado del generador

#### BOP

- Ensayos Interruptores de 6KV
- Mantenimientos y ensayos transformadores
- Mantenimiento de seccionadores de 132Kv
- Prueba efectiva del sistema contra incendios de todos los transformadores



## **MANTENIMIENTO CENTRAL COSTANERA**

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

### **Resumen de logros destacados e hitos relevantes del 2025:**

- Upgrade F4 de turbina de Gas 701F.
- Incremento en la capacidad de producción de agua desmineralizada.
- Mitigación en tratamiento y disposición final de peces en toma de agua
- Reacondicionamiento de sistema de ácido sulfúrico y soda caustica en planta de agua
- Puesta en servicio de ultrafiltración para producción de agua desmineralizada.

### **DETALLE DE MANTENIMIENTOS 2025**

#### **CICLO COMBINADO MITSUBISHI:**

##### **Ciclo Combinado Mitsubishi - Unidad 8 TG**

- Reacondicionamiento integral de HRSG 8 y ducto de gases.
- Recambio de vigas estructurales de HRSG 8 y ducto de gases.
- Reacondicionamiento junta GE01 HRSG 8.
- Inspección, reparación, reacondicionamiento y reemplazo válvulas de circuito Agua-Vapor de HRSG 8.
- Inspección, mantenimiento general, y tratamiento anticorrosivo de recinto de toma de filtros de aire TG8
- Ensayos no destructivos en TG8 y HRSG 8.
- Tratamientos anticorrosivos en Inlet TG8.
- Tratamientos anticorrosivos en estructura metálica HRSG 8.

## MANTENIMIENTO

### Ciclo Combinado Mitsubishi - Unidad 9 TG

- Reacondicionamiento HRSG9 y ducto de gases.
- Recambio de vigas estructurales de ducto de gases.
- Reacondicionamiento junta GE01 HRSG 9.
- Inspección, reparación, reacondicionamiento y reemplazo válvulas de circuito Agua-Vapor de HRSG 9.
- Reemplazo de Niples de precalentador HSRG 9.
- Inspección, mantenimiento general, y tratamiento anticorrosivo de recinto de toma de filtros de aire TG9
- Ensayos no destructivos en TG9 y HRSG 9.
- Tratamientos anticorrosivos en TG9.
- Tratamientos anticorrosivos en estructura metálica HRSG 9.

### Ciclo Combinado Mitsubishi - Unidad 10 TV

- Reparación de filtro Debris.
- Reemplazo de la Válvula Mammoth DN 1900 de salida de canal de agua de circulación B.
- Mantenimiento del Sistema de Incendio Minimax.
- Revisión, mantenimiento y reparación de guías rastrillos A y B de toma de agua.
- Mantenimientos preventivos generales de lubricación y engrase.
- Calibración de instrumentación ISO9001
- Mantenimientos preventivos en bombas.
- Mantenimientos preventivos en Válvulas.

### Ciclo Combinado Mitsubishi - Equipos Comunes BOP

- Inspección, reparación, reacondicionamiento y reemplazo válvulas de circuito Agua-Vapor de HRSG 8 y 9.
- Ensayos en motores de MT y BT.
- Mantenimiento de iluminación general del Ciclo Combinado.
- Mantenimientos preventivos generales de lubricación y engrase.
- Limpieza general de refrigerantes.
- Inspección y limpieza de condensadores.
- Mantenimiento de compresores.

## MANTENIMIENTO

- Mantenimiento de generador de parada segura.
- Mantenimiento de bombas de inyección de combustible.
- Mantenimiento de Instrumentación analítica del ciclo combinado.
- Mantenimiento de sistemas de aceite de lubricación y bombas de aceite de lubricación.
- Mantenimiento de sistemas de compresores de gas y compresores.
- Mantenimiento de bombas de inyección química.
- Mantenimiento y calibración de válvulas de seguridad.
- Mantenimiento, reparación y reemplazo de válvulas de purga y venteo.
- Calibración de instrumentación ISO9001.
- Mantenimiento del sistema FOG.
- Mantenimiento y/o reemplazo de actuadores de válvulas Rotork.

### CICLO COMBINADO CBA:

#### Ciclo Combinado CBA – Unidad 11 TG

- Reemplazo de aislación térmica HRSG.
- Reemplazo de pasa muros HRSG.
- Mantenimiento en compresores de gas.
- Mantenimiento en válvulas de sistema de gas combustible.
- Mantenimientos preventivos generales de lubricación y engrase.
- Reparaciones en casing HRSG.
- Mantenimientos preventivos en bombas.
- Prueba hidráulica, inspección y reparaciones en HRSG.
- Reparaciones en drenajes de HRSG.
- Reparaciones en actuadores de válvulas de HRSG.
- Reparación de válvulas y cañerías del sistema de agua de alimentación.
- Control de escobillas de generador.
- Calibración y mantenimiento en CEMS.



## MANTENIMIENTO

### Ciclo Combinado CABA – Unidad 5 TV

- Inspección y reparación de fugas en sistemas de vapor y extracciones de TV.
- Mantenimiento en sistema de purificación de aceite TV.
- Mantenimiento en sistema de control de regulación TV.
- Mantenimiento en servo-válvulas de turbina, reguladoras e interceptoras.
- Reparaciones en eyectores de vapor.
- Reparaciones en refrigerantes de H2 de generador.
- Mantenimiento en bombas y válvulas del sistema de agua de refrigeración y circulación.
- Mantenimiento y limpieza de escobillas de excitatriz de generador.
- Mantenimiento en bombas y válvulas del sistema de aceite de sellos del generador.
- Limpieza de refrigerantes y filtros.
- Limpieza de placas y tubos de Condensadores.

### Unidad 7 TV

- Prueba hidráulica, inspección y reparaciones en caldera.
- Mantenimiento preventivo de tamiz 7A.
- Mantenimiento preventivo de tamiz 7B.
- Mantenimiento preventivo de bombas.
- Mantenimiento preventivo de motores de MT y BT.
- Limpieza de tanque de aceite de regulación de turbina.
- Mantenimiento preventivo del condensador.
- Limpieza de refrigerantes.

## MANTENIMIENTO

- Reparación integral de tanque de alimentación.
- Mantenimiento general motor VTI 7B.
- Mantenimiento general intercambiadores Motor VTF 7A.
- Mantenimiento general intercambiadores Motor VTF 7B.
- Mantenimiento en bombas de alimentación.
- Mantenimiento y reparación de válvulas del circuito Agua-Vapor.
- Reparaciones en válvulas del sistema de agua de río.
- Mantenimiento y reparaciones en sistema Aire-Gases, pantallas y ventiladores.
- Mantenimientos preventivos generales de lubricación y engrase.
- Mantenimiento en transformador de Unidad.
- Trabajos en iluminación.
- Limpieza de placas y tubos de Condensadores.
- Calibración y mantenimiento en CEMS.

### Unidad 3 TV

- Mantenimiento en bombas de alimentación.
- Mantenimiento y reparación de válvulas del circuito Agua-Vapor.
- Mantenimiento y reparaciones en sistema Aire-Gases, pantallas y ventiladores.
- Mantenimientos preventivos generales de lubricación y engrase.
- Mantenimiento en sistema de regulación de turbina y HPU.
- Calibración y mantenimiento en CEMS.
- Mantenimiento en válvulas de turbina Stop AP y MP y Reguladoras.
- Reparaciones en sistema de eyectores de vapor.
- Reparaciones en evaporador de caldera.
- Calibración de válvulas de seguridad.
- Mantenimiento en sistema de sopladores de vapor de caldera y calentadores de aire.

## MANTENIMIENTO

- Mantenimiento en bombas de sistema combustible Fuel Oil.
- Mantenimiento en cajas de quemadores de caldera y lanzas de quemadores, quemadores de gas y detectores.
- Mantenimiento preventivo en motores de calentadores de aire.
- Mantenimientos preventivos en generador y excitatriz.
- Mediciones en equipos de 6,6 KV.
- Mantenimiento en Sistema de Tensión estabilizada (UPS).
- Limpieza de placas y tubos de Condensadores.

### Unidad 2 TV

- Mantenimiento en bombas de alimentación.
- Mantenimiento y reparación de válvulas del circuito Agua-Vapor.
- Mantenimiento y reparaciones en sistema Aire-Gases, pantallas y ventiladores.
- Mantenimientos preventivos generales de lubricación y engrase.
- Mantenimiento en sistema de regulación de turbina y HPU.
- Mantenimiento en válvulas de turbina Stop AP y MP y Reguladoras.
- Reparaciones en sistema de eyectores de vapor.
- Reparaciones en evaporador de caldera.
- Calibración de válvulas de seguridad.
- Mantenimiento en bombas de sistema combustible Fuel Oil.
- Mantenimiento en cajas de quemadores de caldera y lanzas de quemadores, quemadores de gas y detectores.
- Mantenimiento preventivo en motores de calentadores de aire.
- Mantenimientos preventivos en generador y excitatriz.
- Reparación en sistema de rotación lenta de TV.
- Inspección y reparación de refrigerantes de H2 del generador.
- Limpieza de placas y tubos de Condensadores.
- Calibración y mantenimiento en CEMS.

## MANTENIMIENTO

### Unidad 1 TV

- Mantenimiento en bombas de alimentación.
- Mantenimiento y reparación de válvulas del circuito Agua-Vapor.
- Mantenimiento y reparaciones en sistema Aire-Gases, pantallas y ventiladores.
- Mantenimientos preventivos generales de lubricación y engrase.
- Mantenimiento en sistema de regulación de turbina y HPU.
- Mantenimiento en válvulas de turbina Stop AP y MP y Reguladoras.
- Reparaciones en sistema de eyectores de vapor.
- Reparaciones en evaporador de caldera.
- Calibración de válvulas de seguridad.
- Mantenimiento en sistema de sopladores de vapor de caldera y calentadores de aire.
- Mantenimiento en bombas de sistema combustible Fuel Oil.
- Mantenimiento en cajas de quemadores de caldera y lanzas de quemadores, quemadores de gas y detectores.
- Mantenimiento preventivo en motores de calentadores de aire.
- Mantenimientos preventivos en generador y excitatriz.
- Mediciones en equipos de 6,6 KV.
- Mantenimiento en Sistema de Tensión estabilizada (UPS).
- Limpieza de placas y tubos de Condensadores.
- Calibración y mantenimiento en CEMS.

### Mantenimientos generales y equipos comunes

- Mantenimiento de Instrumentación analítica general, comunes y de TVs.
- Mantenimiento de compresores de aire de instrumentos.
- Mantenimiento de compresores de aire de servicios generales.
- Iluminación en planta baja de nave U1 a U5.
- Mantenimiento en bombas elevadoras y motores de bombas.
- Reparación de tamices rotativos.
- Reparación de rastrillos de toma de agua.
- Reparaciones en compuertas de agua de río.
- Trabajos en sistema de neutralización de planta de tratamiento de agua.

## MANTENIMIENTO

- Mantenimientos preventivos generales de lubricación y engrase.
- Mantenimiento de montacargas, puentes grúa y ascensores.
- Certificación de puentes grúa y elementos de izaje.
- Reparaciones en sistemas de vapor auxiliar.
- Mantenimiento general en sistemas de incendio.
- Mantenimiento en sistema de tratamiento de agua, osmosis, filtración.
- Mantenimiento y reparación de bombas y válvulas de los sistemas de neutralización con reactivos químicos.
- Reparaciones en caldera auxiliar.
- Mantenimiento y reparaciones en sistema de bombeo de trasvase de combustible líquido Fuel Oil.
- Mantenimientos eléctricos generales.
- Puesta en valor de sala de control de planta de gas.
- Puesta en valor de sala de estar en depósito



## MANTENIMIENTOS MENDOZA

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

### CICLO COMBINADO SIEMENS/SKODA (CC25)

En el mes de Marzo se realizó una inspección programa en la unidad LDCUTG25 para evaluar la condición de la TG25 y habilitar extensión de EOH hasta próxima Inspección Mayor (Octubre 2025)

#### Minnor Inspection TG25 Siemens

- Inspección boroscópica de compresor axial y turbina.
- Reemplazo por condición de Metalic Heat Shield en cámara de combustión.
- Mantenimientos preventivos y correctivos varios.

#### Turbina de vapor TV15, HRSG

- Mantenimientos preventivos y correctivos varios en auxiliares de Turbina TV15 y caldera en recuperación.

#### BOP

- Mantenimientos preventivos y correctivos en Ciclo Térmico.

### CICLO COMBINADO SIEMENS/SKODA (CC25)

En el mes de Octubre se realizó un Mantenimiento Mayor con Extensión de Vida útil en la unidad LDCUTG25 , a continuación se detallan las tareas mas relevantes:

#### Mayor Inspection con RCIE de TG25 Siemens

- Reemplazo de Rotor de Turbina de Gas., New Rotor
- Reemplazo completo de Blades and Vanes de Compresor (Filas 1-17)
- Reemplazo completo de Blades and Vanes de Turbina (Filas 1-4)
- Reemplazo completo de Hub (Cámara de Combustión)
- Medium Inspection Generador TG25
- Upgrade de Sistema de Excitación
- Upgrade de Protecciones de Generador
- Upgrade Sistema de Vibraciones
- Upgrade de Sistema de Control T3000 (de Versión 7.2 a 9.2)



## MANTENIMIENTOS MENDOZA

### Turbina de Vapor TV15

- Inspección completa de Válvulas HP
- Inspección completa de Válvulas MP
- Inspección completa de Etapa de Baja Presion
- Reemplazo de Cojinetes HP, MP y LP
- Upgrade de Protecciones de Generador y Trafo Principal
- Upgrade de Sistema de Control T3000 (de Versión 7.2 a 9.2)
- Limpieza Hidrocinética de Condensador

### HRSO y BOP

- Inspección y reparación de válvulas de proceso
- Inspección y calibración de válvulas de Seguridad
- Mantenimientos preventivos y correctivos en Ciclo Térmico.
- Reemplazo de Interruptores de media tensión
- Limpieza Hidrocinética de Refrigerantes Aceite
- Ensayos Eléctricos y Mantenimientos preventivos en Trafos de Potencia y Auxiliares

## COGENERACIÓN LdC

### TG26

El día 22/11/2025 actuó la protección “87 Differential Protection” del Generador de la unidad LDCUTG26. Al finalizar la secuencia de virado de la Turbina de Gas, se realizaron mediciones eléctricas que arrojaron valores de aislación inaceptables (<500 k Ohm) en L1-N, L2-N y L3-N.

La inspección visual dentro del generador confirmo daños severos en el devanado del estator del lado NDE, lo que implica la indisponibilidad de la unidad y el inicio de un Mantenimiento No Programado.

Se iniciaron las actividades relacionadas con el Análisis de Causa Raíz efectuado por el tecnólogo (Siemens Energy) y otro en forma independiente impulsado por CPSA.

Tras evaluar diversas alternativas de remediación, se decidió efectuar el reemplazo completo del Estator (Footprint) junto con una inspección y reparación del Rotor en fábrica (Siemens Energy Mülheim).

La puesta en marcha de unidad se estima para el segundo semestre de 2026.

## MANTENIMIENTOS MENDOZA

### TG27

Durante el mes de Septiembre se realizó el mantenimiento programado (Inspección Tipo A ) en la unidad LDCUTG27 de acuerdo con lo establecido por el tecnólogo. Las tareas más importantes se detalladas a continuación.

#### **Inspección Tipo A (50.000 EOH)**

- Inspección Boroscópica en Compresor Axial (Blading and Stator)
- Inspección Boroscópica de Turbina (Blading and Stator)
- Inspección de Quemadores y Cámara de combustión
- Inspección visual de Generador y Sistemas Auxiliares
- Revisión y calibración de protecciones

#### **HRSG y BOP**

- Inspección completa de HRSG y ductos
- Revisión de transformador principal y auxiliares
- Mantenimiento correctivo en válvulas de HRSG
- Mantenimientos preventivos y correctivos varios
- Inspección y reparaciones varias en Vaporducto CPSA-YPF

### 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.

En Septiembre se iniciaron las tareas de planificación y conformado de tubos de Nariz en TV12 para completar el retubado parcial de dicha pared de caldera en primer trimestre 2026.

### TG23 y TG24

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

### 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. Sin observaciones relevantes.

## MANTENIMIENTOS MENDOZA

### Mini hidro

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

### Dique Las Compuerta y Planta de Agua

Se realizó el reemplazo de las compuertas de Planta de Agua #5 y #6, además de la ejecución de los trabajos de mantenimientos correctivos y preventivos en Dique Las Compuertas y Planta de Agua 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 2025, se realizaron las siguientes intervenciones:

- G1PA MAPRO Menor desde el 13/10/25 al 07/11/25
- G2PA MAPRO Menor desde el 17/12/25 al 12/12/25

Por retrasos en la entrega de los materiales para el reemplazo de los sistemas de Excitación (RAT) se decidió pasar para el año 2026 el MAPRO de G2PA y retrasar el comienzo del MAPRO de G1PA.

Las tareas más relevantes realizadas fueron:

- Medición índice de polarización y absorción del conjunto GENERADOR-TRAFOS.
- Medición de IP, Capacidad y Tg por fase.
- Revisión y reparaciones barras colectoras del bobinado estatórico.
- Control acñado sector ranuras 563-022. Se retiraron suplementos elásticos ondulados de ranuras 574 y 574 para ensayos de constante de rigidez.
- Revisión y reemplazo de resistencias calefactoras del generador.
- Medición impedancia de polos.
- Ensayos eléctricos completos TRAFOS GSU (3 fases) y auxiliar.
- Control de nivel y presión aceite sello bushings salida 500Kv TRAFOS GSU (3 fases)
- Limpieza de enfriadores, cajones de enfriadores y cabezas de bobina superior e inferior.
- Prueba de protecciones eléctricas (protocolo PT29).
- Se realizo el reemplazo de la parte de control del sistema de excitación. Mismo equipamiento al instalado en G3PA y G4PA. Marca Basler.
- Revisión y limpieza de Anillos Rozantes, control y recambio de carbones.
- Se retiraron 2 polos para revisión de reacñado estatórico y retiro de suplementos.
- Revisión del regulador automático de velocidad (RAV).
- Ensayo de aguas muertas.
- Puesta en marcha modificación lógica de control del seguidor motorizado.
- Revisión de Tablero de Unidad y tableros Aux.
- Revisión de manómetros y transductores de presión de los servos del distribuidor.

## SITIO PIEDRA DEL ÁGUILA

- Revisión del Sistema de Vibraciones.
- Revisión de detectores de incendio del generador.
- Revisión de detectores de nivel y sensores de agua en aceite de CE, CGI y CGS.
- Revisión purgas enfriadores del generador.
- Reubicación fines de carrera de posición Compuerta de Emergencia de Obra de Toma.
- Se relleno la pala 7 del rodete y se pulió el resto.
- Reemplazo de sellos de cuero del CGS por sellos de fieltro.
- Revisión válvula de admisión de aire bajo rodete.
- Revisión de válvulas de cierre intempestivo.
- Se reemplazaron los espárragos y empaquetaduras de servos del distribuidor.
- Sondeo huelgos alabes móviles del distribuidor.
- Se dieron vuelta la totalidad de las zapatas de freno.
- Purificación aceite cubas de cojinetes.
- Purificación de aceite y limpieza TQ deposito SAP.
- Se verifico el funcionamiento de la válvula de seguridad de aire del SAP.
- Inspección compuerta de emergencia.
- Control de nivel y presión aceite sello bushings salida 500Kv TRAFOS GSU (3 fases)
- Reubicación fines de carrera de posición Compuerta de Emergencia de Obra de Toma.

Nota: todas las revisiones, reparaciones, ensayos y mejoras realizadas tuvieron resultados satisfactorios.



## SITIO BRIGADIER LOPEZ

Los principales trabajos realizados fueron:

- eHGPI TG (40 días)
- Inspección Media Generador TG y reemplazo de rotor (36 días)
- Up grade sistema T3000 –Argus-Win TS – SFC/SEE
- Mantenimiento BOP – A cargo de CPSA (40 días)
- Se realizó la primer Inspección extendida de paso de gases calientes de Turbina de Gas (eHGPI) junto con la Inspección Media de Generadores TG, según tareas establecidas en el contrato LTP que posee CPSA Planta Brigadier López (CTBL) con la Empresa Siemens Energy S.A.
- Reemplazo de las tres primeras etapas de álabes de Turbina de Gas
- Pretratamiento de primeras etapas de álabes de compresor y reemplazo de álabes etapa 6.
- Reemplazo de cerámicos en cámara de combustión
- Reemplazo de flexibles
- Mejoras en sistema de desplazamiento de IGV
- Reemplazo interno (partes blandas) de válvulas de control y cierre rápido (CV – ESV)
- Mantenimiento general en virador
- Ensayo de descargas parciales y Bump test
- Inspección de los 2 cojinetes de generador y los 2 de TG
- Ensayo de generador de TG
- Actualización del sistema de control y sistemas críticos de planta
- Mantenimiento de sistemas (lube oil. Skid de GO agua Nox, etc)
- Mantenimiento de Interruptores de MT
- Ensayos de protecciones y transformadores de potencia
- Mantenimiento de baterías
- Prueba efectiva del sistema de extinción de TG y PCC con descarga total de CO<sub>2</sub>, prueba hidráulica de tubos y nueva recarga
- Ensayo en motores de MT
- Reemplazo de filtros celulósicos y coalescentes de casa de filtro de TG
- Calibración de válvulas de seguridad
- Calibración de medidor de caudal de gas meternig
- Calibración de caudalímetro de planta de agua y gas oil de TG
- Limpieza y pintura interna en Tanque de Gas Oil
- Limpieza y pintura externa e interna en Tanque de agua de incendio



## SITIO BRIGADIER LOPEZ

### MEJORAS

- Plan de mejora de renovación de aires acondicionados en diferentes sectores de planta tanto de edificios como de shelters
- Construcción de By Pass GO
- Instalación de cañería resiste a productos químico en planta de agua demi agua potable y clarificación
- Cerramiento de recinto en planta de clarificación
- Hormigonado MPR y acceso a TG
- Reparación techo TG y construcción de escalera
- Reparación y puesta en valor de banco de baterías
- Calibración equipos de mantenimiento
- Análisis programados según plan de mantenimiento predictivo de aceite en trasformadores, sistema de lubricación e hidráulico según en CA y CC
- Análisis de Gas Oil
- Auditoria de Tk diario de GO Resolución 785 - apertura de tanque, inspección interior medición de espesores
- Auditoria de Tks semanales de GO - Medición acústica en Tk

### OBRA CIERRE DEL CICLO

Supervisión y colaboración en la puesta de marcha de Ciclo Cerrado

Hitos:

- 26/06/2025: Energización media tensión
- 06/08/2025: Energización baja tensión
- 6/09/2025: Puesta en servicio bombas de extracción
- 13/09/2025: Puesta en servicio bombas de alimentación
- 16/09/2025: Prueba de HRSG
- 06/10/2025 – 12/10/2025: Finalización de soplado de caldera
- 08/11/2025: Primer virado de TV
- 13/11/2025: Puesta en marcha de bombas de agua de río
- 18/12/2025: Ensayo de backfeed
- 23/12/2026: TV a 3000 RPM
- 26/12/2025: Primer sincronización



## **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 08.03.25 al 15.03.25 (8 días) se realizó una inspección menor de las unidades TG21 y TV20, establecida según contrato con 33.148 EOH acumuladas. Principales tareas durante la misma:

- Reemplazo parcial de cerámicos en cámara de combustión.
- Inspección de quemadores.
- Reemplazo de un quemador por bajo flujo.
- Limpieza de IGV y primera etapa de álabes de compresor.
- Inspección visual del generador y chequeo de fijación (anchor bolts).
- Reemplazo de todos los filtros coalescentes en casa de filtros.
- Mantenimiento de interruptores de máquinas.
- Mantenimiento Turbina de Vapor.
- Inspección de HRSG.
- Calibraciones y certificaciones de instrumentación de planta.
- Limpieza exhaustiva de equipos en playa de maniobras (500kV y 132kV).
- Ensayos de protecciones de transformadores de potencia y SS.AA.
- Reemplazo de rodamientos en ventiladores del transformador principal de TG.
- Mantenimiento de Interruptores de MT.
- Ensayos de protecciones de MT y BT.
- Prueba de sistemas de seguridades de planta.
- Medición anual de Puesta a tierra de equipos de planta.

## **SITIO SAN LORENZO**

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

El día 20.11.25 se solicitó parada programada (no contemplada en contrato) para inspección de estado de álabes y reemplazo de los filtros coalescentes de la casa de filtro por alarma alto DP. Dicha parada se extendió hasta el 25.11.25 por inconvenientes en el intercambiador de calor de aceite de la TG.

#### **Mantenimiento programado de equipos**

Durante la parada programada mencionada en el párrafo precedente se trabajó en la isla de potencia para instalar un TV nuevo en GIS 132kV (reposición del TV retirado por daño) y ecualización de presión de SF6 en compartimento de seccionadores en fase S GIS 500kV.

Por otra parte, se dio comienzo de reemplazo de aisladores en torre de retención N° 4 por vandalismo. Se reemplazaron aisladores de vidrio por poliméricos.

#### **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.

## **SITIO SAN LORENZO**

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

- PM Equipos de refrigeración.
- PM Revisión Integral sistema pulsadores Parada de Emergencia de planta.
- PM calentadores de gas
- PM válvulas reguladoras de gas

#### **Correcciones varias**

- Reparación de bombas de río en muelle de Terminal 6.
- Reparaciones varias de bombas de planta.
- Reparaciones en colectores internos tanques de tratamiento de agua demi.
- Colocación de tracing eléctrico y aislación térmica en cañerías de hidróxido de sodio de ingreso y salida de tanques por congelamiento durante el invierno.
- Reparación de válvulas reguladoras de gas.

#### **Piezas del Contrato**

- Recepción total de piezas misceláneas período P4.
- Recepción parcial de piezas misceláneas P5.

#### **CCPSL – Mantenimiento**

- Pintura interna chimenea HRSG.
- Tratamiento y reacondicionamiento de canales en Planta de Agua (mortero y pintura).
- Limpieza externa de tubos última etapa HRSG (ECO LP).
- Limpieza interna de tubos del condensador.
- Limpieza interna de tanque de agua de retorno de condensado.
- Certificación de funcionamiento en línea de caudalímetros de exportación (LP7, LP13 y retorno de condensado).
- Reparación de luminarias varias.
- Reparaciones varias de puertas antipánico en planta.
- Continuación de fabricación y montaje de barandas en GRMS.
- Modificaciones de lógicas varias para mejorar el funcionamiento del ciclo.
- Inspección termográfica de conexión cables 132kV salida TV20.
- Mantenimiento mensual de ascensor edificio administración (Contrato externo Ascensores HIDRAL)
- Mantenimiento de Aires Acondicionados de planta no incluidos en contrato LTSA (Nuevo Contrato de Mantenimiento con MINCONE)

## **SITIO SAN LORENZO**

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

- Reparaciones varias de puertas antipánico en planta.
- Modificaciones de lógicas varias para mejorar el funcionamiento del ciclo.
- Inspección termográfica de conexión cables 132kV salida TV20.
- Mantenimiento mensual de ascensor edificio administración (Contrato externo Ascensores HIDRAL)
- Limpieza de canales cloacales de planta.
- Pintura de cañerías varias con identificación de flujos.
- Demarcaciones horizontales de planta.
- Reemplazo de zócalos dañados en edificios.
- Pintura de paredes varias.

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

Continuación de los contratos por el mantenimiento de la LEAT 5CN-TSE1 y Mantenimiento DAG 500kV vigente.

- Inspección termográfica en conexiones línea aéreas – Cable Enterrado.
- Inspección de cajas de corss-bonding.
- Inspección mensual terrestre.
- 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 y primer tratamiento externo con pintura para evitar dicho contorno.
- PM Sistema de comunicaciones LEAT/DAG
- Cumplimiento mediciones para seguridad pública y ambientales de la LEAT.
- Comienzo de reemplazo de aisladores en torre de retención N° 4 por vandalismo. Se reemplazaron aisladores de vidrio por poliméricos.

### **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.

## **SITIO SAN LORENZO**

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

#### **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).
- Incorporación de un autogenerador con gas para alimentar eléctricamente el cromatógrafo, con independencia del transformador de la distribuidora por baja disponibilidad principalmente por vandalismo.

#### **INQUINAT – Contrato Asistencia y Provisión de insumos Ósmosis Inversa (desde Octubre 2023)**

- Evaluación de funcionamiento de equipos.
- Provisión de insumos para funcionamiento.
- Visitas mensuales a planta.
- Informes mensuales de performance.

#### **MEJORAS**

- Incorporación de nuevo sistema de detección de intrusos con alarma sonora y cámaras fotográficas en predio zona inicio del gasoducto para disuadir posible vandalismo / hurto.
- Reemplazo portón de acceso sobre calle Combate Punta Quebracho.
- Nuevas plataformas de acceso a válvulas de planta.
- Instalación de cañerías para recuperación de agua de proceso en planta de agua.
- Reemplazo de grating metálico en planta de agua por PRFV en zona de químicos.
- Reemplazo de rejillas reforzadas en cruces viales de canales pluviales
- Reparaciones edilicias varias en Portería, Planta de agua y Administración.



## **SITIO SAN LORENZO**

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

- Nueva calzada vehicular para acceso a zona operativas con autoelevador.
- Colocación de redes antipájaros en patio de tanques químicos (erradicación de palomas en el sector)
- Instalación de malla electrosoldada en inferior de cubiertas para evitar nidos de pájaros en zonas de bombas varias
- Instalación de laser en edificio de turbinas para ahuyentar palomas.
- Relleno de terrenos en planta de agua para evitar hundimientos.
- Comisionamiento y Puesta en marcha de planta de tratamiento Sanitaria.
- Relleno y modificación de pendientes en canales pluviales a pedido de Terminal 6.
- Instalación de plataformas pasa caños para acceso a equipos.
- Fabricación y montaje de barandas en GRMS.
- Modificación de funcionamiento del sistema oleoso para mejorar su funcionamiento.
- Instalación de cañerías para recircular agua en pileta de neutralización.
- Reemplazo de cañerías metálica de dosificación de producto en planta de agua por UPVC con mejor resistencia.
- Nueva cañería para recibir agua sedimentada desde Terminal 6.
- Adecuación circuito agua de sello para bombas de efluentes.
- Automatización de válvulas varias en planta de agua.
- Incorporación de nuevas licencias en PCS7.
- Incorporación de disco NAS en PCS7 para back ups.
- Reemplazo de los tableros de comando de ventiladores de edificio de turbinas.
- Incorporación de instrumentación em bombas de río para protección de las mismas.
- Reemplazo de válvula esférica por exclusiva salida tanque sedimentada.

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

### MEJORAS INICIADAS EN PROCESO DE EJECUCIÓN

- Refuerzo de estructura de bombas de río en muelle de terminal 6.
- Nueva cañería en colector de bombas de río en Terminal 6 (LOOP).
- Nuevas plataformas pasa caños en zona de GRMS.
- Instalación de mandos a cadena en válvulas en altura sin acceso.
- Instalación de cañerías para recirculación de agua de bombas de torre de enfriamiento.
- Comisionamiento y Puesta en Marcha de cargadero de camiones.
- Construcción de nuevo cuadro de dilución para lecho mixto de pulido.
- Instalación de nuevos sensores de dilución en planta de agua.
- Nuevas Obras civiles de reparaciones varias.
- Redireccionamiento de descarga de muestras a industriales calientes.
- Contenciones de agua de refrigeración auxiliar.
- Nuevos cerramientos en cuadros de válvulas de incendio para evitar congelamiento en invierno.
- Proyecto DAG 132kV.
- Nuevo recinto de acopio de gases.
- Reacondicionamiento mesa de laminación: mejorar accesos y contenciones anti caídas.
- Trabajos civiles en planta de agua.
- Trabajos civiles en estación de recepción scrapper gasoducto.
- Reposición de puertas y cerramientos en estación lanzadora de gas por vandalismo.
- Nuevo cerramiento en parral de acopio de equipos / productos.





05

Recursos  
Humanos

## RECURSOS HUMANOS

Durante 2025, nuestra planificación se orientó a fortalecer el desempeño organizacional y el desarrollo sostenible de las personas. A través de un enfoque integral, se impulsaron iniciativas destinadas a potenciar capacidades, desarrollar liderazgos y consolidar una experiencia del colaborador alineada a nuestra cultura, contribuyendo a la construcción de equipos comprometidos y preparados para acompañar los desafíos de la compañía.

### FORMACIÓN & DESARROLLO

Reconocemos que la capacitación es un pilar fundamental para impulsar el desarrollo y el crecimiento profesional de nuestros colaboradores. Por ello, año tras año, trabajamos en conjunto con todas las áreas de la compañía para diseñar y ejecutar el Plan Anual de Capacitación. Durante 2025, consolidamos nuestras iniciativas a través de “Usina Digital”, específicamente mediante su módulo de Capacitación, el cual ofrece cursos en línea, facilita la gestión de actividades presenciales, permite consultar historiales de formación individuales y de equipo, y brinda la opción de recomendar actividades formativas, entre otras funcionalidades.

En línea con nuestro compromiso de fortalecer las competencias claves de negocio y mejorar la performance individual y colectiva de los equipos, impartimos talleres especializados dirigidos a analistas, jefes, gerentes y directores. Este enfoque permitió alinear las habilidades esenciales con los objetivos estratégicos de la compañía.

Adicionalmente, trabajamos en conjunto con las áreas de Higiene y Seguridad, Ambiental, Salud Ocupacional, Calidad, Auditoría Interna y Tecnología Informática para desarrollar programas de capacitación enfocados en promover cambios de conducta, generar conciencia y fortalecer el compromiso en estas temáticas clave.

Continuamos impulsando jornadas de team building de interáreas, creando espacios dinámicos y participativos que promovieron el aprendizaje, la reflexión y el establecimiento de compromisos individuales y grupales. Impulsamos iniciativas de sensibilización en sesgos inconscientes y perspectiva de género, a través de talleres innovadores.

Durante el año, se impartieron más de 11.016 horas de formación, distribuidas en los diferentes sitios de la compañía y mediante modalidades presencial, virtual e híbrida.

## RECURSOS HUMANOS

### DESEMPEÑO & TALENTO

Asimismo, reforzamos el proceso de gestión del desempeño a través de la plataforma HRadvant, con el objetivo de potenciar las competencias actuales y desarrollar nuevas habilidades que permitan a nuestros colaboradores asumir roles estratégicos dentro de la organización. Este proceso incluyó la definición de objetivos, sesiones de retroalimentación y la evaluación de competencias, complementadas con manuales específicos de Competencias y Gestión del Desempeño de la compañía. Estas acciones generaron un mayor compromiso organizacional, reflejado en un 68% de participación por parte de nuestros colaboradores.

### CULTURA & EXPERIENCIA

Al inicio del ciclo lectivo, se entregaron gift card por útiles escolares para los hijos de los colaboradores, junto con obsequios en ocasiones especiales como el Día del Niño, el nacimiento de un hijo/a, el Día de la Mujer, Navidad, Regalo de cumpleaños y un Kit de Bienvenida para todos los nuevos colaboradores de Central Puerto. Implementamos mejoras en el servicio de cafetería y en la máquina de snacks, e incorporamos el festejo mensual de cumpleaños como parte de la experiencia del colaborador. Con el objetivo de favorecer la integración de los nuevos ingresos, continuamos fortaleciendo el proceso de onboarding a través del programa “Mis primeros pasos”, que promueve el intercambio de experiencias, consejos y sugerencias entre los ingresantes, impulsando la mejora continua. Asimismo, se sostuvieron las “Recorridas en planta”, permitiendo a los nuevos colaboradores conocer de manera directa el core del negocio.

### SALUD OCUPACIONAL

El Servicio Médico desarrolló diversas acciones y actividades con el objetivo de promover y mantener el bienestar físico y mental de todas las personas que forman parte de la compañía.

Entre las iniciativas realizadas, destacamos:

Se aplicaron 110 dosis en el marco de la Campaña de Vacunación Antigripal y la Semana de la Hipertensión Arterial, destinadas a concientizar sobre la importancia de los controles de salud periódicos, Simulacros de accidentología, enfocados en reforzar la preparación ante emergencias, Prevención del Cáncer de Mama, mediante una charla a cargo de una médica especialista, Salud integral masculina, Ejecución de los Exámenes Periódicos Anuales, cumpliendo con la normativa establecida en la Resolución 905/15.



## RECURSOS HUMANOS

El Plan Anual de Capacitación incluyó cursos, talleres y charlas, impartidos tanto de manera presencial como virtual, para garantizar el acceso a la formación en materia de salud y seguridad ocupacional. Además, a través del perfil del Servicio Médico en Viva Engage se difundieron contenidos informativos relacionados con efemérides de salud.

En cuanto a auditorías, se participó activamente en las revisiones internas y externas. Se continuó con el acondicionamiento de nuestra infraestructura en los diferentes sitios de trabajo mediante la provisión de insumos esenciales, incluyendo DEA (desfibriladores externos automáticos), bolsos de trauma y botiquines adicionales.

Estas acciones reflejan el compromiso de la compañía con el cuidado integral de sus colaboradores, asegurando su bienestar y seguridad en todo momento.

### ATRACCIÓN DEL TALENTO

Central Puerto, a través de su Política de Empleo y el Código de Conducta Empresarial, garantiza la plena igualdad de oportunidades laborales para todas las personas que cumplan con los requisitos necesarios para desempeñar una función, sin discriminación por motivos de raza, sexo, religión, ascendencia u otros factores diferenciadores. De esta manera, aquellos que reúnan los criterios de idoneidad para los cargos que aspiren tendrán acceso a las mismas oportunidades en todos los aspectos de la relación laboral.

En lo que respecta a los procesos de reclutamiento y selección consolidamos nuestras búsquedas a través de "Hiring Room". Al cierre del ejercicio 2025 se logró cubrir el 82% de las vacantes. consolidamos nuestras iniciativas a través de "Usina Digital", Asimismo, se dio continuidad al Programa de Pasantías, a través del cual se incorporaron 10 pasantes, con el objetivo de permitirles aplicar y desarrollar los conocimientos teóricos adquiridos durante su formación universitaria en diversas áreas dentro de la organización. Se concretó la contratación de 5 Jóvenes Profesionales, fortaleciendo el desarrollo de talento joven en la compañía.



# 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

Asumimos el compromiso pleno de reducir los riesgos que conllevan nuestras operaciones y así lograr el bienestar de nuestra comunidad. Para ello, nos basamos en 4 conceptos ambientales:

- Reducir la generación de residuos.
- Generar Conciencia Ambiental.
- Introducir conceptos de economía circular a los materiales en su fin de vida.
- Proteger y preservar la flora y fauna.

### ENERGÍA

Conscientes del impacto ambiental del consumo energético, tanto eléctrico como de combustibles fósiles, continuamos incorporando energía renovable a la matriz nacional para reducir la emisión de los gases de efecto invernadero a través de la generación en nuestros siete parques eólicos y en la reciente incorporación del parque solar. Esto beneficia al ambiente y, como consecuencia, mejora la calidad de vida de la sociedad en su conjunto.

### 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 los 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.

## MEDIO AMBIENTE

Parques Eólicos: Sólo 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 el 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.

### EFLUENTES

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

Durante 2025 no se registraron derrames que hayan generado impactos significativos a cursos de agua o hábitats naturales.

### RESIDUOS

En todas las plantas, realizamos la segregación de residuos en su origen, 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.

## MEDIO AMBIENTE

### SUELO

En nuestras plantas térmicas realizamos estrictos controles preventivos sobre las instalaciones de almacenamiento de combustibles para proteger el suelo ante posibles derrames o filtraciones. Todos los años, hacemos simulacros de derrames de HC en nuestras plantas incluidos los parques eólicos, como parte de nuestro programa 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.

Asimismo, 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 2025 no se registraron eventos de magnitud o de relevante impacto sobre el suelo.

### EMISIONES

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

A su vez, mantenemos un inventario corporativo de emisiones 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 2025 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.

## HIGIENE & SEGURIDAD

A lo largo de 2025 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 como también de todos los contratistas que prestan servicio a la compañía 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.

Los equipos de Higiene y Seguridad aseguran 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

Se actualizaron los procedimientos de incidentes y los que se identificaron en 2025 fueron gestionados mediante la investigación de las “causas - raíces” del hecho y la implementación de las acciones inmediatas y correctivas dentro del sistema informático destinado a tal fin.

### PLANIFICACIÓN – CUMPLIMIENTO LEGAL

Durante el 2025 el referente HyS de 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.

## **HIGIENE & SEGURIDAD**

### **CONTRATISTAS**

Se realizó la actualización del procedimiento corporativo con el cual se realiza el control de documentación de los contratistas, se incorporaron mejoras al servicio que permiten asegurar un proceso más eficiente.

### **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 y ejecutamos 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 logrando superar las Hs reales realizadas en 2024.

### **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.

### **PROYECTOS Y OBRAS**

Nuestra gestión preventiva incluye todo el ciclo de vida del negocio, por ese motivo Higiene y Seguridad durante 2025 brindo soporte a las distintas áreas para la adquisición y/o construcción de sitios. Se desarrollaron documentos y estrategias de control que permitieron lograr una muy buena performance preventiva.



## HIGIENE & SEGURIDAD

### CALIDAD

La gestión de calidad en nuestros procesos se orienta a satisfacer de manera integral los requerimientos de nuestros clientes internos y externos. Esto se logra asegurando que la producción de las unidades generadoras se lleve a cabo bajo los principios fundamentales de seguridad, disponibilidad y confiabilidad.

El compromiso con la mejora continua nos impulsa a analizar y optimizar de forma constante nuestras operaciones, con el objetivo de incrementar la eficiencia y alcanzar resultados sostenibles a largo plazo.

Como parte de esta estrategia, continuamos trabajando en el mapeo interno de los procesos clave de la compañía, con el propósito de identificar oportunidades de mejora y fortalecer nuestras capacidades operativas.

Por otra parte, hemos participado en diferentes análisis de causa raíz de eventos ocurridos en nuestras centrales, colaborando con los diferentes actores de los procesos afectados en la búsqueda de la causa raíz del incidente y recomendando acciones de mejora que minimicen la probabilidad de recurrencia.

Ambos conceptos, calidad y mejora continua, trabajan de manera complementaria para garantizar una gestión organizacional eficaz y eficiente, alineada con los estándares más altos de desempeño.

### SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN (SIG)

El desempeño y la gestión de nuestros procesos son monitoreados de manera continua mediante el Sistema Integrado de Gestión (SIG), que abarca la totalidad de nuestros activos en operación. Este sistema cuenta con certificaciones otorgadas por organismos externos e independientes, lo que garantiza el cumplimiento de estándares internacionales reconocidos.

Durante 2025, se llevaron a cabo auditorías internas y externas del Sistema Integrado de Gestión (SIG) en todos los sitios operativos incluidos en nuestras certificaciones bajo las normas ISO 9001 (Gestión de la Calidad), ISO 14001 (Gestión Ambiental) e ISO 45001 (Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo). Los resultados obtenidos por ambos procesos fueron satisfactorios, reflejando nuestro compromiso con la excelencia operativa y la mejora continua.



**07**

**Finanzas**

## COMENTARIOS GENERALES

Durante el ejercicio 2025 la Sociedad registró una ganancia operativa de \$ 370.373 millones, mientras que en el ejercicio 2024 dicho resultado fue una ganancia de \$ 259.419 millones.

Como principales causas de esta variación podemos mencionar: a) los mayores ingresos por ventas al mercado spot y mayores ventas por contrato, b) menores gastos operativos por el Acuerdo con Cammesa Resolución SE N° 58/2024 y 66/ 2024, c) la reversa de desvalorización de propiedades, plantas y equipos y activos intangibles, d) menor resultado negativo por gastos por siniestro y e) los mayores ingresos por recupero de seguros. Estos efectos se vieron compensados parcialmente por: a) los menores ingresos operativos por diferencia de cambio netas e intereses de clientes principalmente por los créditos de CVO, b) el resultado negativo por crecimiento y revaluación de activos biológicos y c) mayor costo de ventas principalmente por la compra de combustible.

La ganancia operativa mencionada anteriormente se ve incrementada por los resultados no operativos, los cuales son mayores a los registrados en el ejercicio 2024. Las principales causas de este incremento son: a) el mayor resultado positivo en la participación en los resultados netos de asociadas, b) el mayor resultado por inversiones en entidades medidas a su valor razonable, c) el menor resultado por intereses de préstamos y d) el mayor resultado positivo por la exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda. Estos efectos se vieron compensados por el menor resultado por tenencia de activos financieros, el mayor resultado negativo por diferencia de cambio y el resultado negativo generado por swap de tasa de interés.

Como consecuencia de lo anterior, se registró una ganancia neta antes de impuesto para el ejercicio 2025 de \$ 453.028 millones, mientras que en el ejercicio 2024 fue una ganancia de \$ 187.736 millones.

En resumen, las principales causas del aumento de la ganancia neta del ejercicio fueron: los mayores ingresos por ventas al mercado spot y mayores ventas por contrato, menores gastos operativos por el Acuerdo con Cammesa Resolución SE N° 58/2024 y 66/ 2024, la reversa de desvalorización de propiedades, plantas y equipos y activos intangibles, el mayor resultado positivo en la participación en los resultados netos de asociadas y el mayor resultado por inversiones en entidades medidas a su valor razonable. Estos resultados se vieron compensados parcialmente por los menores ingresos operativos por diferencia de cambio netas e intereses de clientes principalmente por los créditos de CVO, por el mayor costo de ventas principalmente por la compra de combustibles y por el menor resultado por tenencia de activos financieros.

## COMENTARIOS GENERALES

La ganancia neta del ejercicio 2025 fue equivalente a \$ 230,61 por acción comparado con una ganancia neta de \$ 43,42 por acción para el ejercicio 2024.

### **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.

En este sentido, con fecha 1º de septiembre 2025, fueron adjudicados dos proyectos de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en baterías (un proyecto de 150 MW en la central Nuevo Puerto y otro proyecto de 55 MW en la central Costanera). Este proyecto se suma a la generación adicional proveniente de las obras y adquisiciones completadas durante 2025 (parques solares San Carlos y Cafayate y cierre de ciclo combinado de la central Brigadier López) que aportarán en conjunto 235 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 2025 ascendió a miles de pesos 346.353.873, mientras que el saldo de los resultados acumulados no asignados al 31 de diciembre de 2025 ascienden a miles de pesos 332.495.992. El Directorio propone que los mismos sean destinados a la constitución de una reserva facultativa para ser utilizada indistintamente: (i) 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, y (ii) para la adquisición de acciones propias de la Sociedad, delegando en el Directorio de la Sociedad la oportunidad, términos y condiciones de su desafectación, ya sea total o parcial, para aplicarla a tal fin. Asimismo se propone desafectar el excedente de la reserva legal por miles de pesos 29.273.279



## COMENTARIOS GENERALES

### GESTIÓN FINANCIERA

Durante el año 2025, la Compañía prosiguió con su proyecto de cierre de ciclo de la Central Termoeléctrica Brigadier López y la construcción del Parque Solar San Carlos, habilitándose ambas obras hacia fines del año e incrementando la capacidad instalada del Grupo en aproximadamente 155 MW. A este crecimiento orgánico se adicionan 80 MW vía crecimiento inorgánico, fruto de la adquisición del Parque Solar Cafayate, ubicado en la Provincia de Salta, a principios de septiembre de 2025.

Por otro lado, en 2025 la Sociedad resultó ganadora en dos destacadas licitaciones. En primer lugar, a fines de agosto Central Puerto fue adjudicada en dos proyectos de almacenamiento de energía a través de la licitación Alma-GBA: 150 MW a ser instalados en el sitio Nuevo Puerto y 55 MW a construirse en el sitio Costanera. En segundo lugar, hacia fines de año el Grupo resultó ganador en la subasta llevada adelante por el Gobierno Nacional para adjudicar el paquete accionario de la sociedad que detenta la concesión para operar la central Hidroeléctrica Piedra del Águila por 30 años (Piedra del Águila Hidroeléctrica Argentina S.A.), dando continuidad a la operación que Central Puerto viene llevando a cabo en este complejo hidroeléctrico desde 1993.

Todos estos logros han podido concretarse gracias a, por un lado, equipos de trabajo multidisciplinarios altamente profesionales y competentes comprometidos en mantener la posición de liderazgo de Central Puerto en los mercados en los que opera. Por otro, a la sana y sólida posición patrimonial de la Compañía como así también a la eficiente gestión de sus recursos financieros. En este último aspecto, merecen destacarse dos importantes hitos acaecidos durante 2025 que permitieron llevar adelante los citados logros comerciales. En primer lugar, la emisión de la Obligación Negociable (ON) Clase C, por valor nominal USD 89.067.309, lanzada al mercado a fines de agosto. El citado valor nominal fue resultado de dos colocaciones consecutivas logrando captar fondos en el mercado financiero local a una tasa muy competitiva en términos de monto y plazo, excediendo holgadamente el objetivo inicial de la emisión en cuando a fondos. En segundo lugar, la Sociedad firmó con el International Finance Corporation (IFC) un préstamo sindicado del tipo A/B por USD 300.000.000 con una vida promedio de 5 años, aproximadamente. Este préstamo se organizó específicamente para atender las necesidades financieras originadas en la adjudicación de Piedra del Águila Hidroeléctrica Argentina S.A. y parte del proyecto baterías.

