

Memoria Anual Central Puerto

Diciembre 2024



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

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

CENTRALES TERMOELÉCTRICAS E HIDRÁULICAS

Centrales y Parques	Provincia	Localidad	Capacidad Instalada (MW)	Instalaciones	Energía producida en 2023 por cada Central/Complejo [MWh]
1 Central Termoeléctrica Brigadier López	Santa Fé	Sauce Viejo	281	1 TG (+1 TV --> futura CC)	95.507
2 Central San Lorenzo	Santa Fé	San Lorenzo	391	1 TG +1 TV	2.263.224
3 Complejo Luján de Cuyo	Mendoza	Luján de Cuyo	576	3 TG + 2 TV +1 CC (1TG+1TV) +1 Cogeneración (2TG) +1 TH Renovable	3.376.286
4 Complejo Nuevo Puerto	Buenos Aires	CABA		2 TV + 1 CC (2TG+1TV)	4.063.244
5 Complejo Puerto Nuevo	Buenos Aires	CABA		3 TV	1.045.589
6 Central Hidroeléctrica Piedra del Águila	Neuquén	Piedra del Águila	1.440 ^{1.747}	4 TH Francis	4.374.507
7 Central Costanera	Buenos Aires	CABA	2.259	4 TV + 1 CC (2TG+1TV)+ 1CC (1TG+1TV)	4.638.499

INFORMACIÓN CORPORATIVA

- ✓ Las centrales térmicas Puerto Nuevo y Nuevo Puerto, ubicadas en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires con una potencia instalada térmica total de 1.747 MW con una planta de ciclo combinado y de turbogrupos a vapor.
- ✓ Centrales térmicas ubicadas en la localidad de Luján de Cuyo, Provincia de Mendoza, con una potencia conjunta instalada de 576 MW y de 125 tn/h de producción de vapor.
- ✓ La concesión del Complejo Hidroeléctrico Piedra del Águila, ubicado sobre el Río Limay, en la Provincia del Neuquén que dispone de cuatro unidades generadoras de 360 MW de potencia cada una.
- ✓ La central térmica Brigadier López ubicada en la localidad de Sauce Viejo, Provincia de Santa Fe, con una potencia instalada de 280,5 MW (operación a ciclo abierto).
- ✓ La central térmica de cogeneración Terminal 6 - San Lorenzo, ubicada en el Municipio de Puerto General San Martín, Provincia de Santa Fe, con una potencia instalada de 391 MW y una capacidad de producción de vapor de 340 tn/h.
- ✓ A través de Proener S.A.U., sociedad íntegramente controlada por CPSA, el Grupo cuenta con el 72,14% en la sociedad Central Costanera S.A., que opera centrales de generación térmica ubicadas en la ciudad de Buenos Aires, conformadas por cuatro unidades turbo-vapor con una capacidad instalada bruta de 661 MW y dos centrales eléctricas a ciclo combinado cuya potencia bruta es de 1.128 MW. Por su parte, a partir del 1º de mayo de 2024, se autorizó la desvinculación de las unidades COSTTV04 (120 MW) y COSTTV06 (350 MW) a través de la Res.57/2024.
- ✓ A través de CP Renovables S.A. (“CPR”) y sus subsidiarias, así como de Vientos La Genoveva S.A.U. y Vientos La Genoveva II S.A.U., el Grupo participa en la operación de centrales de generación a partir de la utilización de fuentes de energía renovables. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, el Grupo posee una capacidad instalada total de 473,8 MW de potencia habilitada comercialmente de fuentes de energía renovables, que se distribuye de la siguiente manera: (i) parque eólico La Castellana 100,8 MW; (ii) parque eólico La Castellana II 15,2 MW; (iii) parque eólico La Genoveva 88,2 MW; (iv) parque eólico La Genoveva II 41,8 MW; (v) parque eólico Achiras 48 MW; (vi) parque eólico Los Olivos 22,8 MW; (vii) parque eólico Manque 57 MW y (viii) parque solar Guañizuil II 100 MW.

INFORMACIÓN CORPORATIVA

PARQUES DE ENERGÍAS RENOVABLES

	Centrales y Parques	Provincia	Localidad	Capacidad Instalada (MW)	Instalaciones	Energía producida en 2024 por cada Central/Complejo [MWh]
1	Parque eólico Manque	Córdoba	Achiras	57	15 Aerogeneradores	254.436
2	Parque eólico Los Olivos	Córdoba	Achiras	23	6 Aerogeneradores	105.681
3	Parque eólico Achiras	Córdoba	Achiras	48	15 Aerogeneradores	185.915
4	Parque eólico La Genoveva I	Buenos Aires	Bahía Blanca	88	21 Aerogeneradores	360.528
5	Parque eólico La Genoveva II	Buenos Aires	Bahía Blanca	42	11 Aerogeneradores	170.767
6	Parque eólico La Castellana I	Buenos Aires	Villarino	101	32 Aerogeneradores	371.690
8	Parque eólico La Castellana II	Buenos Aires	Villarino	15	4 Aerogeneradores	45.672
	P. Solar Guañizuil II A	San Juan	Iglesia	100	358.560 Módulos	280.569

✓ El 18 de septiembre de 2024 se llevaron a cabo las reuniones de Directorio y de Asamblea por las cuales se aprobó la fusión de las sociedades Vientos La Genoveva II S.A.U. (“VLGII”), como sociedad Absorbente, y CP Manque S.A.U. (“CPM”), CP Los Olivos S.A.U. (“CPLO”) y CPR Energy Solutions S.A.U. (“CPRES”), como sociedades absorbidas, las cuales se disuelven sin liquidarse, conforme lo prevé el Artículo 82 y concordantes de la Ley General de Sociedades número 19.550 y sus modificatorias, sobre la base del Balance General Especial Consolidado de Fusión al 30 de junio de 2024 y los Balances Generales Especiales de la sociedad absorbente y de las sociedades absorbidas a igual fecha, y con Fecha Efectiva de Fusión el 01/01/25.

✓ Participaciones accionarias en las sociedades Termoeléctrica José de San Martín S.A. (“TSM”) y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (“TMB”), que operan centrales de generación térmica, con una potencia instalada bruta de 865 MW y 873 MW, respectivamente, y en la sociedad Central Vuelta de Obligado S.A. (“CVOSA”), cuyo objeto fue el gerenciamiento de la construcción y actualmente de la operación de una central eléctrica a ciclo combinado, cuya potencia bruta es de 846 MW.

INFORMACIÓN CORPORATIVA

CENTRALES PARTICIPADAS

Centrales participadas	Provincia	Localidad	Capacidad Instalada (MW)	Instalaciones	Energía producida en 2023 por cada Central/Complejo [MWh]
1 Central Termoeléctrica Vuelta de Obligado	Santa Fé	Timbúes	846	1 CC (2TG+1TV)	2.110.833
2 Central Termoeléctrica Timbúes	Santa Fé	Timbúes	865	1 CC (2TG+1TV)	3.337.861
3 Central Termoeléctrica Manuel Belgrano	Buenos Aires	Campana	873	1 CC (2TG+1TV)	4.451.998

✓ Por otra parte, el Grupo está vinculado al sector de distribución de gas natural en las regiones de Cuyo y Centro de la República Argentina, a través de la inversión en las sociedades asociadas pertenecientes al Grupo ECOGAS.

✓ 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.

✓ Finalmente, a través de Proener S.A.U., sociedad íntegramente controlada por CPSA, el Grupo participa:

- el sector forestal, al ser Proener S.A.U. la sociedad controlante de las sociedades: a) Forestal Argentina S.A. y Loma Alta Forestal S.A., dueñas de activos forestales consistentes en aproximadamente 72.000 hectáreas en las provincias de Entre Ríos y Corrientes, de las cuales aproximadamente 43.000 hectáreas están plantadas con eucalipto y pino, y b) Empresas Verdes Argentina S.A., Las Misiones S.A. y Estancia Celina S.A., dueñas de activos forestales consistentes en 88.063 hectáreas en la provincia de Corrientes, de las cuales aproximadamente 26.000 hectáreas se encuentran plantadas con pino sobre un total de hectáreas plantables de aproximadamente 36.000 hectáreas.

INFORMACIÓN CORPORATIVA

- 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.

CAPITAL SOCIAL

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

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

El ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 arrojó una ganancia neta de miles de pesos \$148.043.845, de forma tal que al 31 de diciembre de 2023 los resultados acumulados no asignados ascienden a miles de pesos \$148.019.840. En la Asamblea de fecha 30 de abril de 2024 se resolvió 1) destinar a la reserva legal la suma de miles de pesos \$7.402.192; 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

La economía mundial se mantiene firme, aunque el grado de solidez varía considerablemente de un país a otro.

La inflación de precios de los bienes ha descendido hasta alcanzar el nivel tendencial o incluso por debajo de este, pero la inflación de precios de los servicios sigue estando por encima de los promedios observados antes de la COVID-19 en muchos países, sobre todo en Estados Unidos y la zona del euro. En algunas economías de países de mercados emergentes y en desarrollo de Europa y América Latina también persisten focos de inflación elevada, debido a una serie de factores idiosincrásicos. Los bancos centrales de las economías en las que la inflación está resultando ser más persistente están avanzando con más cautela en el ciclo de reducción de tasas, vigilando con atención los indicadores de la actividad y el mercado laboral, así como las fluctuaciones cambiarias.

Según últimas proyecciones del Fondo Monetario Internacional ("FMI"), el crecimiento mundial sería de 3,2% en 2024 y del 3,3% para el año 2025 y 2026. Estas tasas de crecimiento están por debajo de la media histórica (2000-19) del 3,7%. El pronóstico para 2025 se mantiene prácticamente sin cambios con respecto a la estimación publicada en octubre de 2024.

Este incremento se debe principalmente porque la revisión al alza en Estados Unidos neutraliza las revisiones a la baja en otras de las principales economías.

Se prevé que la inflación general mundial disminuya al 4,2% en 2025 y al 3,5% en 2026, y que converja hacia el nivel fijado como meta más pronto en las economías avanzadas que en las economías de mercados emergentes y en desarrollo.

La incertidumbre en torno a las políticas económicas se ha disparado, sobre todo en lo que respecta a las cuestiones comerciales y fiscales, aunque hay ciertas diferencias entre los países. Las expectativas de que los gobiernos recientemente electos en 2024 reorienten las políticas han determinado los precios en los mercados financieros en los últimos meses.

Los episodios de inestabilidad política en algunos países de Asia y Europa han generado nerviosismo en los mercados y han aumentado la incertidumbre vinculada al estancamiento de los avances de las políticas fiscales y estructurales. Las tensiones geopolíticas, en particular en Oriente Medio, así como las fricciones comerciales mundiales, permanecen elevadas.

Estas perturbaciones generadas por las políticas que inciden en el proceso de desinflación en curso podrían interrumpir el giro hacia la flexibilización de la política monetaria, con implicaciones para la sostenibilidad fiscal y la estabilidad financiera. Para gestionar estos riesgos, las políticas han de centrarse en equilibrar las disyuntivas entre la inflación y la actividad real, en recomponer los márgenes de maniobra y en mejorar las perspectivas del crecimiento a mediano plazo acelerando las reformas estructurales y fortaleciendo las normas y la cooperación multilaterales.

ACONTECER NACIONAL

Durante el 2024 la economía argentina se contrajo respecto al año 2023, registrando una disminución del 2,1% del PBI en los primeros 9 meses del año. Confirmando este dato, el último informe de Estimación Mensual de Actividad Económica (EMAE) publicado en el mes de enero por el INDEC, muestra que la actividad económica acumulada a noviembre 2024 disminuyó un 0.9% con respecto al año anterior. Si bien la tendencia muestran números positivos en el último trimestre de la medición.

En este sentido, la variación interanual del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) publicado por el INDEC a diciembre 2024 fue del 67,1% mientras que en 2023 fue del 276,4%.

A lo largo de 2024, el Banco Central también pudo incrementar el nivel de sus reservas internacionales respecto del año 2023, recuperando parcialmente lo perdido desde 2022. Al cierre del año las reservas, se situaron en U\$S29.612 millones en comparación con los U\$S23.073 millones del 2023, aproximadamente un 28,3% de incremento.

En el mercado cambiario, el peso argentino desaceleró su depreciación durante el 2024 en comparación con el año anterior luego de la brusca devaluación ocurrida en diciembre 2023 post cambio de gobierno. El dólar mayorista cerró el año a \$1032, con un incremento de 27,6% respecto al cierre de diciembre 2022, \$808,45.

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 31,93% en el último día hábil del año, en comparación con el 109,75% a igual fecha del año anterior.

En cuanto a las previsiones para 2025, el FMI en su informe de Perspectivas de la Economía Mundial de enero 2025 proyecta que la economía argentina tendrá un crecimiento 5% de su PBI luego de estimar que en el año 2024 la economía cayera un 2.8%. En este sentido, el FMI en la actualización de la de Perspectivas de la Economía Mundial, posterior a la publicación del informe, menciona que se ve un cambio significativo en la economía argentina en 2025 luego de la implementación de medidas contractivas, principalmente fiscales, en el 2024 para contener la inflación. Este repunte estará impulsado por el aumento de los salarios reales y del crédito bancario, y ayudará a estabilizar la economía argentina.



03

**El Mercado Eléctrico
Mayorista Argentino**

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Durante el Ejercicio 2024, la demanda neta de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), tuvo un decrecimiento del -0,5% respecto del 2023, alcanzando los 140.227 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]	2023	2024	Variación %	2022	Variación %
TÉRMICA	73,018	75,388	3%	81,746	-8%
HIDRÁULICA	39,332	33,425	-15%	30,186	11%
NUCLEAR	8,963	10,449	17%	7,469	40%
RENOVABLE	20,085	22,875	14%	19,340	18%
IMPORTACIÓN	6,241	4,654	-25%	6,310	-26%
EXPORTACIÓN	98	970.0	890%	31	3029%

En 2024, la generación hidroeléctrica mostró una caída del 15% respecto al 2023, principalmente por menores aportes en Yacyretá y Comahue, lo cual fue contrarrestado con un leve aumento de la generación térmica (3%), con un incremento en la generación renovable (14%), y con una mayor generación nuclear (+17%). Por su parte se evidenció una disminución de las importaciones de energía eléctrica (-25%), y un aumento significativo de las exportaciones de energía (890%) principalmente a Brasil y, en menor medida, a Uruguay.

El récord de demanda de potencia en el SADI se registró el 01 de febrero 2024 a las 14:48hs. con 29.653 MW. La máxima demanda diaria del sistema fue registrada el mismo día alcanzando los 597,7 GWh, lo que representa un incremento del 1,2% respecto del anterior máximo (590,7 GWh registrados en marzo de 2023).

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

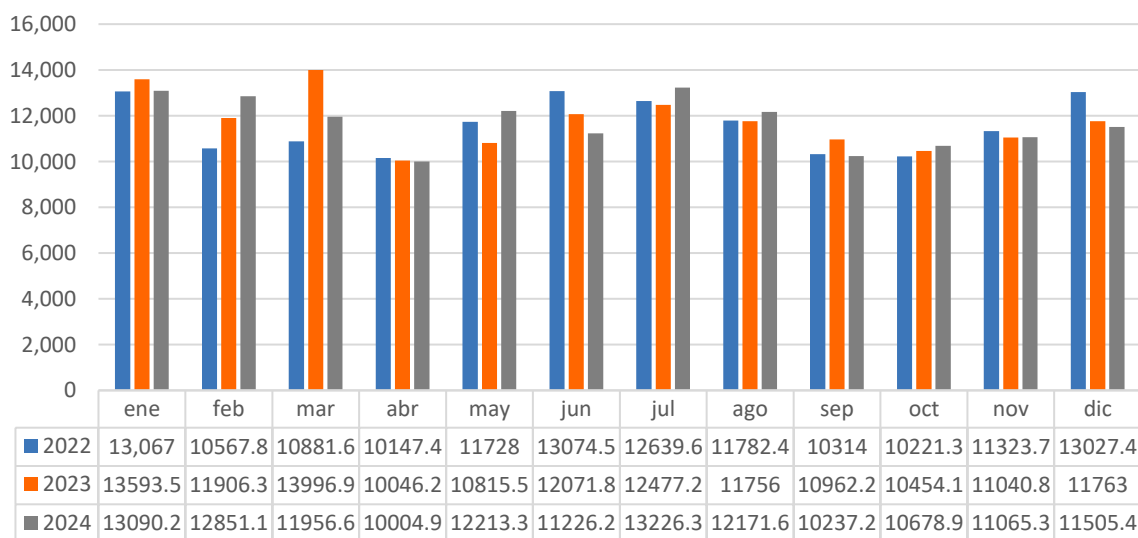
Combustible	2023	2024	Variación %	2022
GAS NATURAL [Miles de dam ³]	13,944	15,222	9%	14,209
FUEL OIL [Miles de TN]	674	233	-65%	1112
GAS OIL [Miles de m ³]	1,300	945	-27%	2,435
CARBÓN MINERAL [Miles de TN]	521	253	-51%	777
GAS NATURAL equiv. [Miles de dam ³]	16,392	16,623	1%	18,494

En 2024, el consumo de gas natural fue mayor al 2023, en tanto que el de combustibles líquidos disminuyó considerablemente (-65% para el Fuel Oil y -27% para el Gas Oil). El consumo de gas equivalente del sistema fue levemente superior en línea con el incremento de generación térmica

Demanda mensual

En el siguiente gráfico se muestra la evolución mensual de la demanda de los Agentes MEM del año 2024 y su comparación con 2023 y 2022. La disminución interanual de la demanda total del MEM fue del -0,5%.

Demanda mensual de energía eléctrica del MEM



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

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Ventas al Mercado Spot

Durante 2024, continuó vigente la resolución de la Secretaría de Energía N° 869/2023 (“Resolución 869”), a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. En la misma se sustituyen los Anexos I a IV de la Resolución 750 y del Anexo V de la resolución 826/2022 y se dispuso un aumento a partir del 1° de noviembre de 2023 de un 28%.

El esquema remunerativo de la Resolución 869 y sus continuadoras se describe a continuación:

Remuneración de potencia a los generadores térmicos.

Remuneración de la potencia disponible (DRP) para los generadores que no declaren DIGO (Remuneración Base): remunera, a Precio Base, la potencia disponible media mensual (sin considerar las horas de mantenimientos programados acordadas con CAMMESA) de la unidad a aquellos generadores que no declaran un compromiso de disponibilidad garantizado (DIGO). El Precio Base se establece por tecnología y escala de la unidad.

Remuneración de la disponibilidad de potencia garantizada ofrecida (DIGO) de los generadores que declaran DIGO (Remuneración DIGO): remunera, a Precio DIGO, la potencia disponible media mensual (sin considerar las horas de mantenimientos programados acordadas con CAMMESA) de la unidad a aquellos generadores que declaran un compromiso de disponibilidad garantizado (DIGO). El Precio DIGO se establece según la estación del año, verano, invierno y resto.

Remuneración de energía a los generadores térmicos.

En cuanto a la remuneración por Energía de la generación térmica, la Resolución 869 actualiza los precios ya definidos para la energía generada según tecnología, escala de la unidad y tipo de combustible utilizado para generar y para la energía operada, con un único precio de remuneración. Por último, para los generadores térmicos, se reconoce la remuneración por generación en horas de punta. La remuneración en hora de punta consiste en reconocer un ingreso equivalente a dos veces el precio de la energía generada para la energía generada todos los días entre las 18 y 23 hs. durante los meses de verano e invierno, y una vez el precio de la misma para la energía generada en ese mismo horario, durante los meses de primavera y otoño.

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Remuneración de potencia a los generadores hidráulicos.

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

Remuneración de energía a los generadores hidráulicos.

En cuanto a la remuneración por Energía de la generación hidráulica, la Resolución 869 actualiza el precio ya definido para la energía generada y para la energía operada según esta tecnología. Por último, para los generadores hidráulicos, se remunera por generación en horas de punta. Esta última remuneración consiste en reconocer un ingreso equivalente a dos veces el precio de la energía generada para la energía generada todos los días entre las 18 y 23 hs. durante los meses de verano e invierno, y una vez el precio de la misma para la energía generada en ese mismo horario, durante los meses de primavera y otoño.

Remuneración a otras tecnologías de generación.

La Resolución 869, actualiza los precios de remuneración de las tecnologías no convencionales con el mismo porcentaje de ajustes respecto a la Resolución 750/2023.

Resoluciones de Secretaría de Energía N° 9/2024, 99/2024, 193/2024, 233/2024, 285/2024, 387/2024 y 603/2024. Resolución de la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería N° 20/2024.

Con fecha 8 de febrero de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 9/2024, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. En dicha resolución se sustituyen los Anexos I a IV de la Resolución N° 869/2023 y se dispuso un aumento a partir del 1° de febrero de 2024 de un 74%.

Con fecha 14 de junio de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 99/2024, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. En dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N° 9/2024 y se dispone un aumento a partir del 1° de junio de 2024 de un 25%.

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Con fecha 2 de agosto de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 193/2024, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. En dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N° 99/2024 y se dispone un aumento a partir del 1° de agosto de 2024 de un 3%.

Con fecha 30 de agosto de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 233/2024, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. En dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N° 193/2024 y se dispone un aumento a partir del 1° de septiembre de 2024 de un 5%.

Con fecha 30 de septiembre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 285/2024, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. En dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N° 233/2024 y se dispone un aumento a partir del 1° de octubre de 2024 de un 2,7%.

Con fecha 1 de noviembre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería N° 20/2024, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. En dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N° 285/2024 y se dispone un aumento a partir del 1° de noviembre de 2024 de un 6%.

Con fecha 2 de diciembre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 387/2024, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. En dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N° 20/2024 y se dispone un aumento a partir del 1° de diciembre de 2024 de un 5%.

Con fecha 27 de diciembre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 603/2024, a través de la cual se actualizaron los valores de remuneración por potencia y energía de la generación que no está comprometida en contratos. En dicha resolución se sustituyen los Anexos I a V de la Resolución N° 387/2024 y se dispone un aumento a partir del 1° de enero de 2025 de un 4%.

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.

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 2024 una generación neta de 21.605 GWh, lo cual representa una participación en la generación del 15,2% sobre el total del SADI, por encima del 14,7% de participación en el año 2023.

Con respecto a la generación total térmica del SADI, Central Puerto alcanzó un 20.5% de participación en 2024, ligeramente superior a la participación del año anterior.

En cuanto a potencia instalada, Central Puerto en 2024 tuvo una participación de mercado del 15,55% sobre el total del SADI, inferior al 16,40% de 2023, como consecuencia de la desvinculación de las unidades COSTTV04 de 120 MW y COSTTV06 con 350 MW, desde mayo de 2024.

% 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%

% 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%

COMERCIALIZACIÓN

En cuanto a la generación eléctrica de origen renovable, en 2024 Central Puerto tuvo una participación de mercado del 7,79%, la cual fue inferior a la de 2023, principalmente por menor recurso eólico y solar, y por indisponibilidades en los WTG de la región de Bahía Blanca (específicamente en La Castellana II) como consecuencia del temporal de diciembre de 2023. Por su parte, la generación hidroeléctrica de la Central Piedra del Águila tuvo una disminución del -16% respecto del 2023, por menores aportes en los ríos Limay y Collón Curá.

CONTRATOS EN EL MERCADO A TÉRMINO

Reseña

El mercado a término comprende actualmente el Mercado a Término Energías Renovables (MATER), el Servicio de Energía Plus, y los contratos remanentes de demanda Base. Durante el año 2024 se mantuvo vigente la restricción establecida en 2013 mediante la Res. SE 95/13 que impide renovar contratos de demanda Base. Esta norma no afecta los contratos por Energía Plus, y los contratos MATER que pueden ser renovados normalmente.

Mientras que en 2012 los GU que se abastecían mediante contrato con generadores representaban el 21% de toda la demanda del sistema, en 2024 solo el 6% de la demanda lo hace con contrato (30 % de la demanda de los Grandes Usuarios). Esta situación se explica por la oferta limitada de generación renovable que actualmente no tiene excedentes para expandir la contratación y por la Res. SE 95/13, que prohíbe a los generadores convencionales la celebración de nuevos contratos de abastecimiento.

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

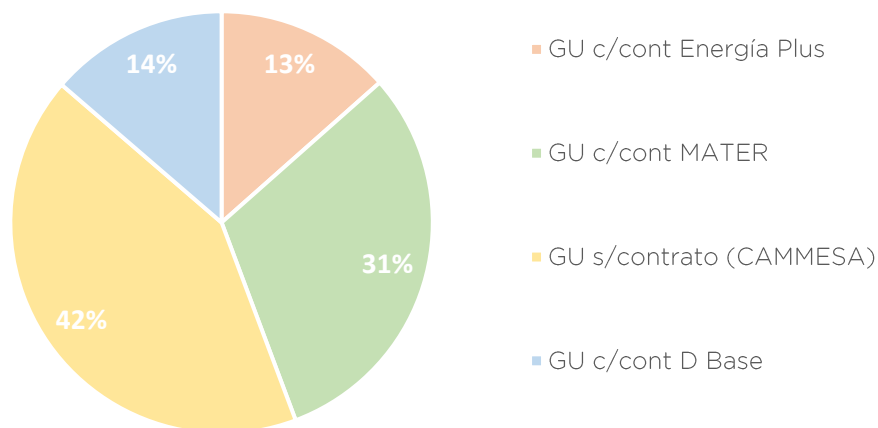
Con relación al servicio de energía Plus, destinado a dar respaldo a la demanda excedente de los GU, ciertas modificaciones introducidas en la normativa logran equiparar el costo medio de la demanda Base con el de la demanda Excedente, quitando de esta manera una señal económica para los GU que buscaban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

Demandas Comercializadas con Grandes Usuarios

La demanda de energía de los Grandes Usuarios Agentes del MEM (“GU”) en 2024, fue de 17.700 GWh. La misma fue abastecida en un 51% (9.062 GWh) mediante contrato de suministro con los generadores en tres modalidades, demanda Base (contratos remanentes), Servicio Energía Plus, y MATER, el restante 49% es abastecido por CAMESA en condición spot. En el gráfico siguiente se observa la participación que tiene cada modalidad de abastecimiento en el total de la demanda de GU.

CONTRATOS EN EL MERCADO A TÉRMINO

Demanda Grandes Usuarios MEM



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

Los contratos de energía Plus, si bien están experimentando en los últimos años una fuerte disminución, en 2021 han recuperado el nivel de demanda que tenían previo a la pandemia. En 2024, la demanda abastecida por contrato plus, representó el 72% del máximo nivel de contrato que se registró en el año 2013, en parte debido a que mucha de esta demanda migró a contratación de energías renovables en el MATER.

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

CENTRAL PUERTO EN EL MERCADO A TÉRMINO

Contratos de Energía Plus

Durante 2024, con una participación del 2% de la potencia Plus instalada en el MEM, las ventas de CPSA al mercado Plus alcanzaron unos 92,5 GWh de energía, con un precio medio de venta de 56,7 u\$s /MWh, y con 29 puntos de suministro contratados.

Puerto Energía S.A.U.

En el Año 2024, mediante resolución SE 269/2024 del 23/09/2024 se habilitó a Puerto Energía SA como participante del MEM, finalizando el año con una participación del 14,5% del total de energía comercializada en el Mercado. Las ventas comenzaron en la transacción de noviembre y alcanzaron unos 5,9 GWh de energía, con 13 puntos de suministro contratados.

CENTRAL PUERTO EN EL MERCADO A TÉRMINO

RESOLUCIONES Y NOTAS DESTACABLES

Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 58/2024 y 66/2024

Con fecha 8 de mayo de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución de la Secretaría de Energía N° 58/2024, y su modificatoria N° 66/2024 (la "Resolución"), mediante la cual se estableció un régimen de pago excepcional, transitorio y único para el saldo de las transacciones económicas del MEM de los meses de diciembre de 2023, enero y febrero de 2024. En la mencionada Resolución (i) se instruyó a CAMMESA a elaborar y determinar los montos de las acreencias por las transacciones económicas indicadas con cada uno de los Agentes Acreedores del MEM, en un plazo de cinco días hábiles desde la entrada en vigencia de la Resolución, (ii) se estableció que la falta de acuerdo respecto de dichos montos habilitaba a los Agentes Acreedores a recurrir a las vías judiciales, administrativas y/o extrajudiciales que correspondieran, (iii) se estipuló que una vez determinados los importes y firmados los respectivos acuerdos particulares, CAMMESA cancelaría las transacciones de la siguiente manera: a) las liquidaciones por las transacciones de los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024, serían canceladas a los diez días hábiles de la fecha de los acuerdos individuales mediante la entrega del Bono AE38 USD y el cálculo de los montos nominales a entregar de cada bono se realizaría al tipo de cambio de referencia (Comunicación "A" 3500) a la cotización vigente al cierre del día de la fecha de la aceptación formal por parte de los Agentes Acreedores; b) las liquidaciones por la transacción de febrero de 2024 serían canceladas con los fondos disponibles en las cuentas bancarias habilitadas en CAMMESA a efectos de las cobranzas y con aquellos fondos disponibles por las transferencias realizadas por el Estado Nacional al Fondo Unificado con destino al Fondo de Estabilización. Las transacciones económicas del MEM de diciembre de 2023, enero y febrero de 2024 prestadas por el Grupo ascienden a 30.681.066, 30.930.604 y 40.511.360, (IVA incluido), medidas a valores nominales de cada momento, respectivamente.

Con fecha 23 de mayo de 2024, el Grupo celebró los acuerdos con CAMMESA en el marco de lo dispuesto por la Resolución. Como resultado de la celebración de dichos acuerdos el Grupo reconoció una pérdida de 22.941.766 que se expone en la línea "Acuerdo con Cammesa - Resoluciones SE N°58/2024 y 66/2024" dentro del rubro "Otros gastos operativos" del estado consolidado de resultados por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024. Durante los meses de mayo y junio de 2024 se ha efectivizado el canje del Bono AE38 USD por las transacciones económicas del MEM de diciembre de 2023 y enero de 2024 y se ha cobrado en su totalidad la transacción económica del MEM de febrero de 2024.

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.

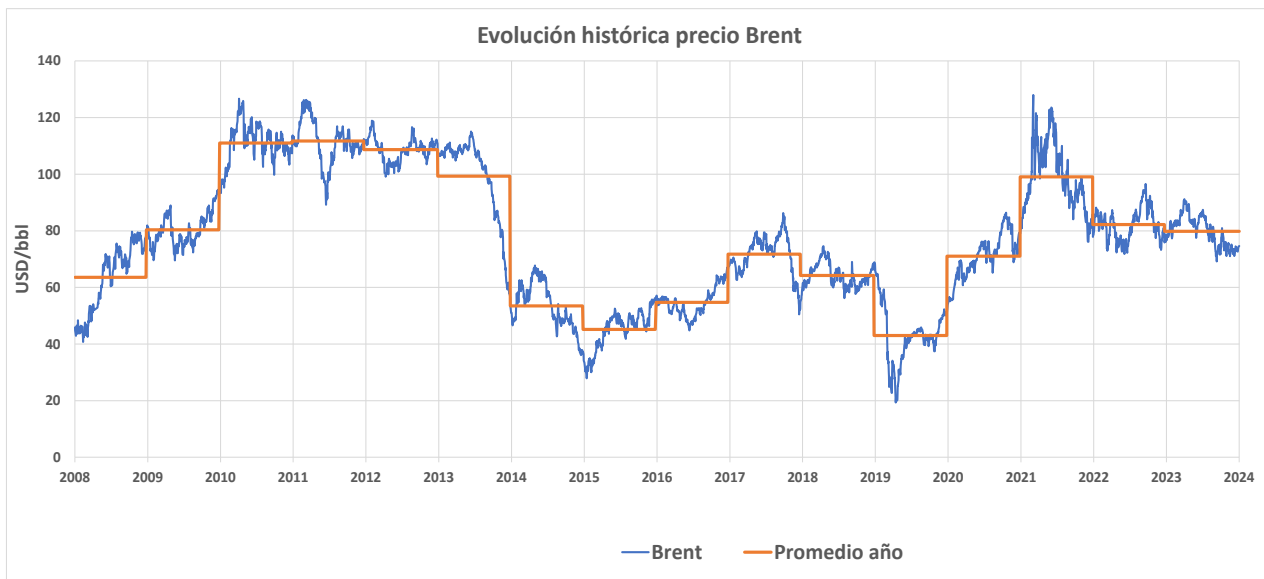


COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Mercado del petróleo

En el ámbito internacional, el precio promedio del Crudo Brent disminuyó su valor en un 17% en 2024 respecto al año anterior, pasando de un promedio anual de 82,2 USD/ bbl en 2023 a 79,9 USD/bbl en 2024.

En 2023, el máximo valor registrado por el Crudo Brent fue de 91,2 USD/bbl y un mínimo de 69,2 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 habilitada 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.

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

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 pago de energía eléctrica de CAMMESA (aprox. 60 días vencido mes 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.

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 MMm³/d. Los productores de gas participantes en el plan se aseguran durante cuatro años (2021-2024) precio y cantidad (valores ofertados y adjudicados en la mencionada subasta) versus un compromiso de mantenimiento de la producción igual a la cantidad adjudicada en la subasta incrementada un 43% (1 unidad de producción por cada 0,7 unidades adjudicadas). Resultado de la implementación del Plan GasAr en el mercado eléctrico mayorista (“MEM”), la Secretaría de Energía emite la resolución 354/2020 con fecha 1° de diciembre de 2020 (Res.354) donde establece a partir del 1 de enero de 2021: (i) un orden de prioridad de despacho de gas natural por parte de CAMMESA en el MEM según el origen del mismo (Plan GasAr, importado de Bolivia por IEASA, LNG y resto de gas natural cuencas nacionales fuera del esquema de Plan GasAr), y (ii) que aquellos Generadores autorizados a realizar autogestión de combustible en el MEM, y por lo tanto no alcanzados por las resoluciones 95/2013 y 529/2014, podrán ceder a CAMMESA la gestión operativa de los volúmenes de gas contratados con productores con volúmenes de gas adjudicados en el Plan GasAr y/o el/los servicio/s de transporte de gas contratados con Transportistas y/o Distribuidoras de gas natural, a fin de que dichos contratos (volúmenes y transporte de gas natural) sean asignados para su consumo en generación térmica de manera tal de minimizar los costos totales de abastecimiento del MEM. De esta manera la totalidad del gas natural y el servicio de transporte y distribución asociado en el MEM será gestionado operativamente y optimizado por CAMMESA (“Despacho centralizado”).

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Adicionalmente, la Res.354 estableció lo siguiente:

- Despacho de gas por orden de prioridad y no por costo del mismo, de acuerdo al siguiente orden:
 1. Gas natural de “take or pay” de Bolivia contratado por IEASA,
 2. Gas de “take or pay” asignado al MEM del Plan GasAr,
 3. Gas restante hasta la cantidad máxima diaria de Plan GasAr (entre 2° y 3° prioridad se incluye el 100% del gas natural de Plan GasAr),
 4. Otros compromisos firmes de CAMMESA (a la fecha de la presente memoria CAMMESA no tenía otros compromisos firmes más allá del gas de PlanGasAr) y/o GNL (Gas Natural Licuado gestionado por IEASA), y
 5. Gas natural subastas spot de CAMMESA, gas natural spot adquirido por Generadores autorizados a tener gestión propia en el MEM (Energía Plus y/o Proyectos resolución 287) y/o gas natural de Plan GasAr adquirido por Generadores autorizados a tener gestión y no cedido operativamente a CAMMESA.
- Aquellos Generadores autorizados a realizar autogestión de combustible en el MEM (Energía Plus y/o Proyectos resolución 287), y por lo tanto no alcanzados por las resoluciones 95/2013 y 529/2014, podrán ceder a CAMMESA la gestión operativa de los volúmenes de gas contratados con productores con volúmenes de gas adjudicados en el Plan GasAr y/o el/los servicio/s de transporte de gas contratados con Transportistas y/o Distribuidoras de gas natural, a fin de que dichos contratos (volúmenes y transporte de gas natural) sean asignados para su consumo en generación térmica de manera tal de minimizar los costos totales de abastecimiento del MEM y respetando el orden de prioridad mencionado en el punto anterior.
- En particular, los agentes generadores que cuenten con obligaciones de abastecimiento propio de gas natural en el marco de la Resolución N° 287/2017, tendrán la opción de dejar sin efecto las mencionadas obligaciones, no así la capacidad de transporte respectiva la cual debe mantenerse como obligación del Generador y, como se menciona en el punto anterior, cedida operativamente a CAMMESA a los efectos de su gestión en el Despacho Centralizado.
- Definió a partir de enero 2021 nuevos precios de referencia de gas natural de cuencas nacionales en el MEM para la valorización de cantidades de dicho combustible que no estén incluidas en el Plan GasAr:

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

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.

A la fecha está pendiente por parte de Secretaría de Energía la emisión de la regulación de detalle que permita poner en práctica los puntos antes mencionados.

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 2024 mostró una caída del 5.9% con respecto al año 2023. Esta merma fue acompañada tanto por el LNG (-2.9 %), impulsado por menor requerimiento para el abastecimiento de la demanda prioritaria de las Distribuidoras de Gas Natural (Clientes residenciales y pequeños comercios), como por el gas natural importado de Bolivia (-3.2%), 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)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Dif. 2024 vs. 2023	
										Volumen	%
LNG	0.0	12.2	9.78	4.76	5.18	9.67	6.27	7.23	4.29	-2.9	-68.6%
Bolivia	0.1	18.1	16.5	14.1	15.1	12.9	10.5	6.4	3.3	-3.2	-97.0%
Chile	0.0	0.8	0.58	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00	0.21	0.2	100.0%
Total	0.1	31.1	26.8	18.8	20.2	22.6	16.8	13.7	7.8	-5.9	-75.9%

Fuente ENARGAS

Producción nacional de gas natural

La inyección de gas local a nivel país disminuyó en 2024^(*) respecto al año 2023, a partir fundamentalmente en un menor consumo de gas en el ámbito de la Industria, el consumo Residencial y Generación de Energía Eléctrica. Lo anterior, producto de la contracción de la economía argentina durante 2024 respecto al año 2023, registrándose en el último informe de Estimación Mensual de Actividad Económica (EMAE) publicado en el mes de enero por el INDEC, una reducción de la actividad económica acumulada a noviembre 2024 del 0.9% con respecto al año anterior.

Promedio (MMm3/d)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 *1	Dif. 2024 vs. 2023 *1	
										Volumen	%
Neuquén	53.9	54.5	66.3	74.1	66.1	71.7	80.49	81.51	82.33	-0.2	-0.2%
Austral	32.3	31.8	33.3	34.2	31.9	29.8	27.1	25.2	22.2	-3.4	-15.1%
Norte	5.7	5.7	4.1	3.9	3.9	3.4	2.89	2.57	2.36	-0.2	-8.8%
Total	91.9	92.0	103.7	112.2	102.0	104.9	110.5	109.3	106.9	-3.8	-3.5%

*1: Datos disponibles hasta noviembre para año 2024. Comparación 2023 vs. 24 para el período enero-noviembre.

Fuente ENARGAS

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Compra de gas natural

Si bien en el año 2024 estuvo vigente la figura de proveedor único de combustibles a Generadores de energía eléctrica por parte de CAMESA (vigencia del artículo 8° de la Resolución de la ex SE N° 95/2013), CPSA en el marco de la resolución SE 287/2017 y para sus 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.) realizó autogestión de combustibles gas natural.

Los volúmenes de gas adquirimos por CPSA para las mencionadas planta de cogeneración durante 2024 fueron los siguientes:

Compras de Gas Natural (m3)		
2024	Lujan de Cuyo *1	San Lorenzo *2
Jan	15,875,447	5,270,000
Feb	14,329,457	5,160,000
Mar	15,078,511	170,000
Apr	14,630,228	3,830,000
May	15,535,218	7,912,086
Jun	18,491,939	9,936,704
Jul	18,827,945	9,111,852
Aug	19,027,543	7,722,685
Sep	15,299,751	7,848,761
Oct	15,387,314	10,109,379
Nov	11,720,362	6,534,441
Dec	14,835,390	6,970,292
Total	189,039,107	80,576,200

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

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

ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

FUELOIL (FO)

En las centrales **Puerto Nuevo y Nuevo Puerto**: Durante el año 2024 el consumo de este combustible fue de 103,7 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 63% menor respecto al del año 2023.

Centrales Térmicas Mendoza: Durante el año 2024 el consumo de combustible FO en CTM fue de 8,7 mil toneladas, las que fueron provistos por CAMMESA por medio de camiones. El consumo de este combustible fue 130% superior al consumido en 2023, fundamentalmente por requerimientos local del área eléctrica Cuyo-Centro.

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).

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

GASOIL (GO)

Central Nuevo Puerto: El consumo de GO del Ciclo Combinado (CC) por requerimiento del sistema durante el año 2024 fue de 61,7 miles de m³. Este consumo de GO en 2024 fue 40% superior al consumo del año 2023 por menor disponibilidad de gas natural asignado al CC por despacho. El volumen fue provisto por CAMMESA en su rol del proveedor único del sistema e ingresó vía fluvial mediante buques de diversos calados.

Brigadier López: El consumo de GO de la TG de esta central fue de 15,5 miles de m³. Este volumen fue provisto por CAMMESA en su rol del proveedor único del sistema e ingresó mediante camiones a la planta. El consumo de Gas Oil en esta central fue 17% menor al del año 2023 fundamentalmente por menor requerimiento por menor demanda de energía eléctrica y mayor disponibilidad de gas natural a partir del nuevo gasoducto de transporte Perito Francisco Pascual Moreno construido por ENARSA y asignado en gran medida para el Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA).

ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

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

Central de Cogeneración San Lorenzo: se consumieron 87,3 miles de m³ de GO, por requerimiento del sistema para el año 2024. El combustible fue provisto por CAMMESA mediante la operación fluvial de buques de distintos calados. Este consumo de GO en 2024 fue 17% menor al consumo del año 2023 por mayor disponibilidad de gas natural asignado por despacho.

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



04

Mantenimiento

MANTENIMIENTO

Durante el ejercicio 2024, 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

Las principales tareas de mantenimiento y logros alcanzados durante el presente ejercicio fueron las siguientes:

UNIDAD N° 6

Se realizó un MAPRO desde el 26/10/2024 al 08/11/2024.

El mantenimiento fue ejecutado dentro de las fechas estipuladas, sin demoras. (Inicialmente se trató de una programación de 7 semanas de duración, que fue reducido en su alcance y plazo, en el contexto de mantenimientos en otras unidades, postergando tareas al 2025).

Alcance:

- Reparación de conductos de los VTF.
- Reparación de válvulas reguladoras atemperadoras de recalentado. Las tareas en caldera se completaron con la reparación de otras válvulas y pérdidas varias.
- Se realizó una limpieza y revisión general en quemadores y registros de aire, actuadores de VTF y VRG.
- Se efectuó una prueba de sincronismo de RIS.
- El cojinete de empuje de la TV fue inspeccionado con éxito, mejorando el acabado superficial de los pads de empuje, lo que redujo la temperatura de trabajo de los mismos y la operación de la turbina de vapor, hasta el mantenimiento programado en 2025.
- Se realizó la revisión de álabes L-0 (sin apertura de carcasas). Se encontró una erosión leve y de forma pareja en ambos flujos, los mismos se encuentran firmes y no están magnetizados.
- Se reemplazó un refrigerante de hidrógeno en el generador, y llevó a cabo una revisión y mejoras de la puesta a tierra rotórica.

UNIDAD N° 9

- Reemplazo de la caja reductora en una bomba de circulación (reparada desde el año anterior)
- Reparación del gasoducto de la caldera 17.

SITIO PUERTO NUEVO Y NUEVO PUERTO

MANTENIMIENTO CICLO COMBINADO

TG 11:

- Reemplazo de álabes de turbina y limpieza de compresor axial
- Reemplazo de rotor de generador.

TG12:

- Inspección de zona de paso de gases calientes en la turbina
- Reemplazo de rotor de generador

TV10:

- Cambio de álabes L-0 de la etapa de baja presión.
- Reemplazo de tubos del condensador

Los logros más importantes fueron los siguientes:

Mantenimiento de puente grúa de 210/23 Tn

Se concluyó con éxito el mantenimiento completo del puente grúa de máquina N°9. El mismo tuvo un desarme considerable, que requirió el diseño y montaje de un pórtico auxiliar en el sector superior.

Instalación de caja reductora de otro equipo en una bomba de circulación de TV9

Debido a una rotura de otra caja reductora en esta unidad (de manera casi simultánea), y sin contar ya con más repuestos, se realizó la evaluación y cálculos (potencia, torque y velocidad) para utilizar una caja de repuesto de otra unidad, bomba de circulación de TV6, la cual está diseñada para una menor potencia y relación de rpm.

Se encontró apta de acuerdo a evaluación. Con adaptaciones se instaló, y operó normalmente, permitiendo que la unidad no tuviera limitaciones de carga.



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

Minnor Inspection TG25 Siemens

- Inspección boroscópica de compresor axial y turbina.
- Reemplazo por condición de Metalic Heat Shield en cámara de combustión.
- Mantenimientos preventivos y correctivos varios.
- Evaluación e Inspección de componentes críticos de Turbina de Gas para determinar alcance final de próxima Inspección Mayor (2025)

Turbina de vapor Skoda

- Mantenimientos preventivos y correctivos varios en auxiliares de Turbina TV15
- Reparación de sellos mecánicos de Bomba de Agua de Alimentación #1

BOP

- Mantenimientos preventivos y correctivos en Ciclo Térmico.
- Implementación de PI Visión.

COGENERACIÓN LdC

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

TG26

Inspección Tipo A (40.000 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

MANTENIMIENTOS MENDOZA

HRSG y BOP

- Inspección completa de HRSG y ductos
- Revisión de transformador principal y auxiliares
- Mantenimiento correctivo en válvulas de HRSG
- Certificación de Válvulas de Seguridad
- Mantenimiento Mayor compresor de Gas #1 y #2
- Mantenimientos preventivos y correctivos varios
- Inspección y reparaciones varias en Vaporducto CPSA-YPF

Upgrade Sistema de Vibraciones Gear Box

- Instalación de sensores adicionales (medición horizontal)
- Configuración y PEM del sistema y vinculación con System 1

TG27

Inspección Tipo A (40.000 EOH)

- Inspección Boroscopica en Compresor Axial (Blading and Stator)
- Inspección Boroscopica 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
- Certificación de Válvulas de Seguridad
- Mantenimiento Mayor compresor de Gas #3
- Mantenimientos preventivos y correctivos varios
- Inspección y reparaciones varias en Vaporducto CPSA-YPF

Upgrade Sistema de Vibraciones Gear Box

- Instalación de sensores adicionales (medición horizontal)
- Configuración y PEM del sistema y vinculación con System 1

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.

MANTENIMIENTOS MENDOZA

TG23 y TG24

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

Inspección boroscópica en compresor axial, cámara de combustión y turbina en ambas unidades.

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.

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 Upgrade del sistema de control de las compuertas de Dique y planta de Agua, además de la ejecución de los trabajos de mantenimientos correctivos y preventivos con el objetivo de cumplir en forma confiable con los requerimientos operativos acordados con el Departamento General de Irrigación.

Incorporación de sistema de control a PI Vision.



SITIO PIEDRA DEL ÁGUILA

De acuerdo con el Programa de Mantenimiento Estacional de las Unidades Generadoras para el año 2024, se realizaron las siguientes intervenciones:

Entre el 23 de septiembre y el 19 de octubre, con 115.029 horas de marcha, se llevó adelante un **MAPRO Mayor en la Unidad G3PA.**

Las tareas más relevantes realizadas fueron:

- Medición índice de polarización y absorción del conjunto GENERADOR-TRAFOS.
- Revisión y reparaciones barras colectoras del bobinado estático.
- Reemplazo de sello en junta flexible de tubería de Presión.
- Cojinete de empuje: repartición de cargas, inspección segmentos, platos y pivotes y espejo de apoyo del rotor.
- Centrado de unidad y nuevos huelgos en cojinetes radiales.
- Purificación aceite cubas de todos los cojinetes.
- Prueba de protecciones eléctricas (protocolo PT29)
- Revisión Interruptores de Campo y Cebado Inicial del Sistema de Excitación.
- Reparación válvula de admisión de aire al rodete.
- Mapeo de áreas cavitadas del rodete.
- Sondeo huelgos alabes móviles del distribuidor.
- Revisión del sello del eje.
- Revisión del regulador automático de velocidad (RAV) y ensayo de aguas muertas.
- Puesta en marcha modificación lógica de control del seguidor motorizado.
- Ensayos eléctricos completos Trafos GSU P5055 (3 fases) .
- Control de nivel y presión aceite sello bushings salida 500Kv trafos GSU (3 fases)
- Revisión contactos auxiliares indicación de posición de interruptores de 500 kv.
- Revisión relés de mínima tensión tablero de mando interruptores de 500 kv.
- Se completó nivel de aceite aislante en tanques compensadores de cubas y CBCs de transformadores GSU.
- Revisión, limpieza y ajuste de borneras de los tableros auxiliares.
- Revisión general de válvulas del sistema de refrigeración principal.
- Reemplazo válvula seguridad Balón SAP por otra calibrada.

SITIO PIEDRA DEL ÁGUILA

- Revisión, limpieza y ajuste de borneras y contraste instrumentación de tableros auxiliares.
- Reubicación fines de carrera de posición Compuerta de Emergencia de Obra de Toma.
- Inspección compuerta de emergencia.

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

Entre el 21 de octubre y el 01 de noviembre, con 135.965 horas de marcha, se llevó adelante un **MAPRO MENOR** en la Unidad G4PA.

Las principales tareas realizadas fueron:

- Medición índice de polarización y absorción del conjunto GENERADOR-TRAFOS.
- Ensayos eléctricos completos TRAFOS GSU (3 fases) y auxiliar.
- Revisión y reparaciones barras colectoras del bobinado estatórico.
- Control acuñado sector ranuras 570-011. Se retiraron suplementos elásticos ondulados de ranuras 572 y 573 para ensayos de constante de rigidez.
- Medición impedancia de polos.
- Limpieza de enfriadores, cajones de enfriadores y cabezas de bobina superior e inferior.
- Purificación aceite cubas de cojinetes.
- Prueba de protecciones eléctricas (protocolo PT29).
- Revisión Interruptores de Campo y Cebado Inicial del Sistema de Excitación, y revisión y limpieza de Anillos Rozantes, control y recambio de carbones.
- Revisión válvula de admisión de aire bajo rodete.
- Mapeo de áreas cavitadas del rodete.
- Sondeo huelgos alabes móviles del distribuidor.
- Revisión del sello del eje.
- Revisión del regulador automático de velocidad (RAV).
- Ensayo de aguas muertas.
- Puesta en marcha modificación lógica de control del seguidor motorizado.
- Se completó nivel de aceite aislante en tanques compensadores de cubas y CBCs de transformadores GSU.
- Purificación de aceite y limpieza TQ deposito SAP y reemplazo válvula seguridad Balón SAP por otra calibrada.
- 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.
- Inspección compuerta de emergencia.

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

SITIO BRIGADIER LOPEZ

Los principales trabajos realizados fueron:

- Calibración de válvulas de seguridad (PSV) de sistema de gas de TG
- Ensayos transformadores y generador de TG
- Medición acústica de tanques de GO
- Certificación de todos los puentes grúas (TG, eje intermedio, generador y lube oil)
- Análisis de aceite en transformadores, skid de lubricación e hidráulico
- Análisis de gas de TG
- Prueba de arranque en negro solicitada por CAMMESA (PT-29) con resultado satisfactorio
- Cambio de junta dieléctrica de 10” en cañería de gas natural.
- Auditoria TGN de las instalaciones de GN de la Central.

MEJORAS

- Construcción de acceso para reemplazo de rotor del generador de TG. Rotor reparado en dos oportunidades en 2023, se coordina reemplazo en 2025.
- Construcción de desagües de edificio de administración
- Construcción de veredas en sector de clarificación y aire de instrumentos
- Construcción / ampliación de acceso a nave de TG y zona de fin fan cooler
- Construcción de cañería de agua desmineralizada para laboratorio
- Hormigonado en zona de clarificación
- Plan de mejora de renovación de aires acondicionados en diferentes sectores de planta tanto de edificios como de shelters
- Instalación filtro CO2 en tanques de agua desmineralizada
- Instalación de agua cruda en sector de TG
- Mejoras en el sistema Minimax de detección de incendio
- Carga de información en modulo DMS de SAP.
- Carga de documentación en generación de MAF (Medios auxiliares de fabricación) de equipos en SAP.
- Se continua con la vinculación de MAF “Documentos DMS y Equipos” en hojas de rutas de planes de mantenimiento.
- Upgrade de sistema de control en próximo MAPRO eHGPI.

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 02.03.24 al 10.04.24 (40 días) se realizó la primer inspección extendida de gases pasos calientes (eHGPI) de la TG21 conjuntamente con la primer Medium Inspección de la unidad TV20 y mantenimiento menores en ambos generadores, establecida según contrato con 23.727 EOH acumuladas. Principales tareas durante la misma:

- 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 la totalidad de cerámicos en cámara de combustión por nueva tecnología (extensión a 33MAC).
- Reemplazo de quemadores.
- Mejoras en sistema de desplazamiento de IGV.
- Reemplazo de cojinete trasero turbina por nuevo modelo.
- Mejoras en cabezas de bobinas estáticas del Generador TG.
- Reemplazo de todos los filtros de casa de filtros.
- Ensayos eléctricos en generadores TG y TV.
- Mantenimiento de interruptores de máquinas.
- Mantenimiento Turbina de Vapor.
- Inspección de HRSG y mejoras en el mismo.
- Prueba efectiva del sistema de extinción de TG y PCC con descarga total de CO₂, prueba hidráulica de tubos y nueva recarga.
- Calibraciones y certificaciones de instrumentación de planta.
- Banqueo de bombas en general.
- Limpieza exhaustiva de equipos en playa de maniobras (500kV y 132kV).
- Ensayos de protecciones y transformadores de potencia.
- Mantenimiento de Interruptores de MT.
- Ensayos eléctricos en motores de MT.
- Ensayos de protecciones de MT y BT.
- Prueba de sistemas de seguridades de planta.
- Mantenimiento ventiladores torre de enfriamiento con tratamiento de pintura en aspas.
- Ensayos bancos de baterías.

SITIO SAN LORENZO (CENTRAL COGENERACIÓN - TERMINAL 6)

Los días 10 y 11 de Agosto 2024, se realizaron Ensayos eléctricos sobre descargadores 500kV que sufrieron contorneo y la reconexión del equipo fase R.

El día 08.12.24 se solicitó parada programada (no contemplada en contrato) para lavado off line de compresor TG.

Mantenimiento no programado de equipos

Se produjo la apertura intempestiva del GIS 132kV (salida generador TV20) por actuación disco de ruptura compartimento transformador de tensión, debido a una falla interna (del 16.10.2024 al 20.10.2024). Se reemplazó equipo dañado por tapa provisoria a la espera del repuesto nuevo.

Preventivos Varios

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

SITIO SAN LORENZO

(CENTRAL COGENERACIÓN - TERMINAL 6)

Correcciones varias

- Reemplazo de descargador de 500kV fase S por contorno.
- 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 aislación térmica en tubbings sistema contra incendio por congelamiento durante el invierno.
- Reparación de válvulas reguladoras de gas.

Piezas del Contrato

- Recepción total de piezas misceláneas período P3.
- Recepción parcial de piezas de Programa período P3, P4 y P5.

CCPSL - Mantenimiento

- Actualización e integración de los sistemas de control de Turbinas (nuevo Omnivise T3000).
- Integración del sistema de Planta de Agua al sistema de control general de planta PCS7.
- Habilitación del monitoreo remoto para asistencia a la turbina de vapor.
- Pintura interna chimenea HRSG.
- Tratamiento y reacondicionamiento de canales en Planta de Agua (mortero y pintura).
- Extracción de barros en torre de enfriamiento y pileta de neutralización.
- Pintura en pileta de Neutralización.
- Limpieza externa de tubos última etapa HRSG (ECO LP).
- Limpieza interna de tubos del condensador.
- Limpieza interna de tanque de agua desmineralizada.
- Certificación de caudalímetros de exportación con inspección interna (LP7, LP13 y retorno de condensado).
- Reacondicionamiento de plataforma y bombas de río (instalaciones en predios de Terminal 6).
- Reparación de luminarias varias.
- Mantenimiento preventivo en salas de baterías de Shelter 132 y 500 kV.

SITIO SAN LORENZO (CENTRAL COGENERACIÓN - TERMINAL 6)

- Reparaciones varias de puertas antipánico en planta.
- Fabricación y montaje de barandas en GRMS.
- Modificaciones de lógicas varias para mejorar el funcionamiento del ciclo.
- Ensayo quinquenal para recertificación tanque de gas propano (Res. SE 1097-2015).
- Inspección termográfica de conexión cables 132kV salida TV20.
- Mantenimiento mensual de ascensor edificio administración (Contrato externo Ascensores HIDRAL)

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 sistema de Protecciones.
- PM puesta a Tierra de torres.
- PM mediciones de altura libre de vanos.
- PM mediciones de ruido ambiental.
- PM verificación de puesta a tierra de alambrados rurales.
- Limpieza de aisladores en torres por contorneo.
- PM Sistema de comunicaciones LEAT/DAG
- Medición de atenuación de FO.
- Cumplimiento mediciones para seguridad pública y ambientales de la LEAT.

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

- PM inspecciones periódicas con distintas frecuencias
- PM verificación de potenciales
- Reposición de cartelería sustraída por vandalismo.
- Reparación por hundimiento parcial en traza.
- Reparaciones varias por vandalismo en el sector planta de lanzamiento (sustracción de portón metálico, rotura de tejido perimetral, sustracción de paneles de acero inoxidable skid de odorante)

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).

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

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





05

**Recursos
Humanos**

RECURSOS HUMANOS

A lo largo del año 2024, nuestra planificación se centró de manera prioritaria en el bienestar y desarrollo profesional de nuestros colaboradores. Con este propósito, continuamos con la adaptación de nuestros programas de salud y formación, implementando diversos formatos. Esta estrategia permitió optimizar la participación de todos los miembros de la compañía, facilitando un mayor acceso y cercanía a los recursos y herramientas necesarias para su desarrollo.

ADMINISTRACIÓN DE PERSONAL

Se consolidó el uso de las plataformas digitales de Recursos Humanos, destacándose “Recibo Digital”, que permite a los usuarios acceder, firmar y descargar su recibo de haberes desde cualquier dispositivo, y “Usina Digital”, un sistema de autogestión de RRHH diseñado para que los empleados de Central Puerto actualicen su información y gestionen solicitudes administrativas habituales.

Con el propósito de fomentar la integración de los nuevos ingresos, continuamos con el proceso de Onboarding bajo el “Programa de mis primeros pasos”, que facilita el intercambio de experiencias, consejos y sugerencias entre los ingresantes para impulsar la mejora continua.

BENEFICIOS

Al inicio del ciclo lectivo, se entregaron 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 y Navidad. Además, se implementó la entrega de un box de tapeo como regalo de cumpleaños y un Kit de Bienvenida para todos los nuevos colaboradores de Central Puerto.

FORMACIÓN Y 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 2024, 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.

RECURSOS HUMANOS

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 y Ciberseguridad 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, creando espacios dinámicos y participativos que promovieron el aprendizaje, la reflexión y el establecimiento de compromisos individuales y grupales.

Durante el año, se impartieron más de 6.502 horas de formación, distribuidas en los diferentes sitios de la compañía y mediante modalidades presencial, virtual e híbrida.

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 92% de participación por parte de nuestros colaboradores.

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:

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.

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 WorkPlace, se difundieron contenidos informativos relacionados con efemérides de salud.

RECURSOS HUMANOS

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.

EQUIDAD DE GÉNERO

Se llevaron a cabo actividades en diversos sitios de la compañía con el propósito de fomentar la reflexión sobre la equidad de género y la identidad. Estas iniciativas estuvieron orientadas a promover los conceptos claves en estas temáticas y a trabajar la perspectiva de género desde las vivencias y experiencias individuales.

POLÍTICA DE EMPLEO

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, al cierre del ejercicio 2024 se logró cubrir el 95% de las vacantes activas. Asimismo, se dio continuidad al Programa de Pasantías, a través del cual se incorporaron 11 pasantes, con el objetivo de permitirles aplicar y desarrollar los conocimientos teóricos adquiridos durante su formación universitaria en diversas áreas dentro de la organización. Este programa también sirvió como base para el programa de contratación de Jóvenes Profesionales, en el que 6 de los 11 pasantes participaron, integrándose a la iniciativa

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 2024 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 2024 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 2024 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 2024 continuamos fortaleciendo y promoviendo una cultura de seguridad y prevención, trabajando en la identificación y mitigación de riesgos de nuestro personal y formando a nuestro equipo para crear y mantener un ambiente seguro y saludable para todas las personas que realizan actividades dentro de nuestras instalaciones.

La gestión de Higiene y Seguridad en el trabajo está enmarcada por el Sistema Integrado de Gestión (SIG). Esto nos permitió mejorar 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 el mantenimiento de la certificación ISO 45001 en los sitios certificados y ampliando la misma a los sitios San Lorenzo y Mendoza.

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. Durante 2024 el procedimiento con el cual realizamos las matrices de riesgos fue actualizado logrando así mejorar la gestión preventiva y controles operativos en busca de un entorno de trabajo seguro y saludable

EMERGENCIAS Y PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

Nuestros procedimientos de “Gestión de emergencias” tienen como objetivo identificar y responder adecuadamente a potenciales situaciones de emergencia y accidentes, que puedan tener impactos en el ambiente, en la seguridad y en la salud ocupacional del personal propio o contratado.

El equipo de Higiene y Seguridad aseguro la capacitación del personal y 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

Dentro del procedimiento de “Seguimiento y gestión de hallazgos” reforzamos la comunicación de la categorización de los incidentes relacionados con la gestión de salud y seguridad en el trabajo

- RSR (Reporte de situación de Riesgo)
- 1er Auxilio
- Accidentes
- Emergencias

HIGIENE & SEGURIDAD

Esto nos permitió identificar condiciones y acciones inseguras antes de que puedan derivar en un accidente sobre las personas, interrupciones operativas o emergencias.

Mediante la utilización de nuestra plataforma del SIG seguimos los incidentes para determinar

- Acciones Inmediatas
- Análisis de Causa Raiz
- Acciones Correctivas
- Evaluación de Eficacia

PLANIFICACIÓN - CUMPLIMIENTO LEGAL

Durante el 2024 cada sitio definió la Planificación de Higiene y Seguridad acorde al marco regulatorio vigente, las mismas fueron monitoreadas a lo largo del año logrando un alto grado de cumplimiento.

CONTRATISTAS

Se realizó el desarrollo de una interfaz entre el sistema de fichada y software con el cual se realiza el control de documentación de los contratistas que nos permitió agilizar y controlar eficazmente al personal contratado que presta servicio en nuestros sitios.

MAPA DE RIESGOS

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

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

CAPACITACIONES

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

Hemos registrado un incremento significativo en las Horas Dictadas de capacitación respecto a 2023.

Durante 2024 se desarrollo la Semana de la Higiene y Seguridad, focalizando a lo largo de una semana la conciencia sobre la importancia del uso de los Elementos de Protección Personal (EPP) y la identificación de Condiciones y acciones inseguras.

HIGIENE & SEGURIDAD

COMITÉ DE HIGIENE, SEGURIDAD Y SALUD

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

CALIDAD

La 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, hemos iniciado un mapeo interno de los procesos clave de la compañía, con el propósito de identificar oportunidades de mejora y fortalecer nuestras capacidades operativas.

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 2024, 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 2024 la Sociedad registró una ganancia operativa de \$ 197.203 millones, mientras que en el ejercicio 2023 dicho resultado fue una ganancia de \$ 736.520 millones.

Como principales causas de esta variación podemos mencionar: a) los menores ingresos operativos por diferencia de cambio netas principalmente por los créditos CVO y menores intereses de clientes, b) mayor resultado negativo operativo producto del acuerdo con CAMMESA Res. SE N°58/2024 y 66/2024, c) la desvalorización de propiedades plantas y equipos y activos intangibles, d) mayores gastos por siniestros y e) menores ingresos por resultado por crecimiento y revaluación de activos biológicos. Estos efectos se vieron compensados parcialmente por a) los mayores ingresos por ventas al mercado spot producto de la adquisición de Central Costanera en febrero de 2023, b) mayores ingresos por ventas por contratos principalmente por la adquisición del parque solar Guañizuil II A en octubre de 2023, c) mayores ingresos por venta producto de la actividad forestal, d) mayor resultado por venta de vapor y e) por el mayor resultado operativo por recupero de seguros.

La ganancia operativa mencionada anteriormente se ve disminuida por los resultados financieros, siendo menor a la registrada en el ejercicio 2023. Las principales causas de esta disminución son: a) el menor resultado por adquisición de participación en sociedades, b) el menor resultado positivo por la tenencia de activos financieros al valor razonable, c) el menor resultado positivo por intereses ganados y d) el menor resultado positivo generado por swap de tasa de interés. Estos efectos se vieron compensados por el menor resultado negativo por la exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda, el menor resultado por diferencia de cambio negativa, el resultado positivo en la participación en los resultados netos de asociadas, y el resultado positivo por inversiones en entidades medidas a su valor razonable.

Como consecuencia de lo anterior, se registró una ganancia neta antes de impuesto para el ejercicio 2024 de \$ 142.712 millones, mientras que en el ejercicio 2023 fue una ganancia de \$ 356.912 millones.

En resumen, las principales causas de la disminución de la ganancia neta del ejercicio fueron: los menores ingresos operativos por diferencia de cambio netas principalmente por los créditos CVO, mayor resultado negativo operativo producto del acuerdo con CAMMESA Res. SE N°58/2024 y 66/2024, el menor resultado positivo por la tenencia de activos financieros al valor razonable y la desvalorización de propiedades plantas y equipos y activos intangibles. Estos resultados se vieron compensados parcialmente por los mayores ingresos por ventas principalmente por la adquisición de la central térmica Costanera en febrero de 2023 y el parque solar Guañizuil II A en octubre de 2023, el mayor ingreso de la actividad forestal, el menor resultado negativo por la exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda y el menor resultado financiero por diferencia de cambio negativa.

COMENTARIOS GENERALES

La ganancia neta del ejercicio 2024 fue equivalente a \$ 33,63 por acción comparado con una ganancia neta de \$ 214,53 por acción para el ejercicio 2023.

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, durante el ejercicio 2024 la Compañía ha firmado los acuerdos para la construcción del Parque Solar San Carlos, ubicado en la provincia de Salta, que aportará una potencia instalada de 10 MW, habiéndose iniciado durante dicho ejercicio el proceso de construcción del parque.

Asimismo, durante 2024 comenzó la obra de cierre de ciclo combinado de la central térmica Brigadier Lopez ubicada en el parque industrial Sauce Viejo, provincia de Santa Fe. Esta obra permitirá que la central tenga una potencia adicional de 140MW.

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 2024 ascendió a miles de pesos 49.598.138, mientras que el saldo de los resultados acumulados no asignados al 31 de diciembre de 2024 ascienden a miles de pesos 50.910.558. El Directorio propone destinar a la reserva legal miles de pesos 2.231.245. Asimismo, propone que se destine el saldo remanente de los resultados acumulados no asignados a incrementar la Reserva Facultativa para Pago de Dividendos en base a la evolución de la condición financiera de la Sociedad y de lo dispuesto en la política de distribución de dividendos vigente de la sociedad, y que se delegue en el Directorio de la Sociedad su desafectación total o parcial para aplicarla al pago del dividendo y la determinación de la oportunidad, moneda, plazos y demás términos y condiciones del pago de acuerdo al alcance de la delegación dispuesta por la asamblea.

