

Memoria Anual

Central Costanera

Diciembre 2025



CONTENIDO

01. Descripción de la Compañía

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

02. Situación y contexto macroeconómicos

03. El mercado eléctrico mayorista argentino

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

04. Mantenimiento

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
Destino de los resultados del ejercicio





01

Descripción
de la Compañía

GOBIERNO CORPORATIVO

Directores Titulares

Osvaldo RECA

Martín RUETE AGUIRRE

Marcelo BASALDUA TORASSA

Luis Maria ALTGELT

Eduardo ERIZE

Gustavo Ronaldo BAYUGAR

Directores Suplentes

Mario ELIZALDE

Oscar GOSIO

Diego PEREYRA IRAOLA

José Manuel PAZOS

Leonardo KATZ

Jose Maria SALDUNGARAY

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

Martín RUETE AGUIRRE

Marcelo BASALDUA TORASSA

Eduardo ERIZE

Suplentes

Leonardo KATZ

Oscar GOSIO

INFORMACIÓN CORPORATIVA

La sociedad Central Costanera S.A., opera centrales de generación térmica ubicadas en la ciudad de Buenos Aires, se encuentra conformada 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 (*).

La totalidad del capital social de la sociedad se encuentra bajo listado en Bolsas y Mercados Argentinos ("BYMA")

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

CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

	Central Eléctrica	Provincia	Localidad	Capacidad Instalada (MW)	Instalaciones	Energía producida en 2025 por cada Central/Complejo [GWh]
1	Planta Turbovapor(*)	Buenos Aires	CABA	661	4 TV	376
2	Ciclo Combinado Buenos Aires	Buenos Aires	CABA	277	1CC (1 TG +1 TV)	462
3	Ciclo Combinado Mitsubishi	Buenos Aires	CABA	851	1 CC (2TG+1TV)	3.136

(*) A partir del 1° 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.

INFORMACIÓN CORPORATIVA

CAPITAL SOCIAL

Central Costanera cuenta con un Capital Social Suscripto, integrado, emitido e inscripto integrado por: Acciones ordinarias, nominativas no endosables de valor nominal 1 y un voto cada una 701.988.378.

CENTRAL COSTANERA S.A.		
Fecha: 31.12.2025		
Capital Social: \$ 701.988.378		
ACCIONISTA	TENENCIA	PORCENTAJE
PROENER S.A.U.	504,995,601	71.94%
ANSES	108,011,285	15.39%
OTROS INVERSORES	88,981,492	12.67%



02

Contexto Macroeconómico

CONTEXTO INTERNACIONAL

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

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

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

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

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

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

ACONTECER NACIONAL

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

En este sentido, la variación interanual del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) publicado por el INDEC a diciembre 2025 fue del 26,2%, una fuerte disminución respecto del 67,1% año 2024.

A lo largo de 2025, el Banco Central también pudo incrementar el nivel de sus reservas internacionales respecto del año 2024. Al cierre del año las reservas, se situaron en U\$41.167 millones en comparación con los U\$29.612 millones del 2024, aproximadamente un 39% de incremento.

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

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

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



03

El Mercado Eléctrico
Mayorista Argentino

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Ventas al Mercado Spot

Durante el Ejercicio 2025, la demanda neta de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), tuvo un crecimiento del +0,7% respecto del 2024, alcanzando los 141.253 GWh. Dicha demanda de electricidad fue cubierta con generación cuyo origen se muestra en la siguiente tabla:

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

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

La máxima demanda diaria del sistema durante 2025 fue registrada el 10/02/2025 a las 14:47 alcanzando un nuevo récord histórico de 30.257 MW de potencia y 590,3 GWh de energía. El siguiente cuadro refleja el comportamiento en el uso de los diferentes combustibles para generación de energía eléctrica respecto al año anterior (adicionada al final la equivalencia total como GAS NATURAL equivalente):

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

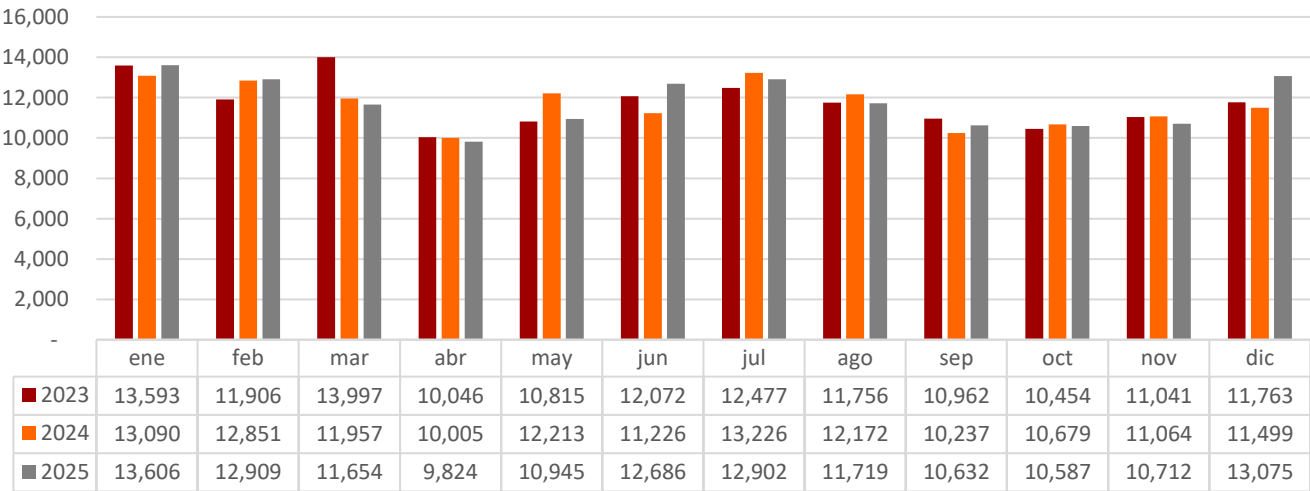
COMBUSTIBLE	2024	2025	VARIACION %	2023
GAS NATURAL [Miles de dam3]	15261	15402	1%	13952
FUEL OIL [Miles de Ton]	234	91	-61%	674
GAS OIL [Miles de m3]	945	439	-54%	1300
CARBÓN MINERAL [Miles de TN]	253	266	5%	521
GAS NATURAL equiv. [Miles de dam3]	16662	16128	-3%	16401

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

Demanda mensual

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

Demanda mensual de energía eléctrica del MEM



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

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Ventas al mercado spot.

Durante 2025, en el marco de un mercado regulado, se publicaron en el Boletín Oficial las siguientes resoluciones de la Secretaría de Energía:

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

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

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

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

Cabe destacar que para que los ciclos combinados puedan acceder a este esquema remunerativo, previamente deben haber presentado la renuncia al acuerdo de la Resolución 59/2023, la cual fue presentada a CAMMESA a través de nota CECO-GC-N-0073/25 del 31 de octubre de 2025.

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

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

En la cual:

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

CMgh: Costo marginal horario del sistema.

FP: Factor de pérdidas,

CVP: Costo variable de producción declarado por la unidad.

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

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

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

En el marco del test de impairment, se consideró que las unidades COSTCC y BSASCC son lo suficientemente competitivas como para suscribir contratos en este marco, con precios estimados de 50 USD/MWh para la venta de energía y 13 USD/MW-Mes para la potencia, de acuerdo a una curva creciente de venta de energía y potencia, que se descuenta de la energía y potencia que se comercializa en el mercado spot.

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.

Las unidades pertenecientes al Grupo que adhirieron a esta resolución son las unidades TV (turbovapor) COSTTV01, COSTTV02, COSTTV03 y COSTTV07.

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Resolución de Secretaría de Energía N° 21/2025.

Con fecha 28 de enero de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la resolución de la Secretaría de Energía N° 21/2025 ("Resolución 21"), en la que se establece que los nuevos proyectos de generación de energía eléctrica de fuente convencional, habilitados comercialmente a partir del 1 de enero de 2025 podrán celebrar contrato de abastecimiento en el Mercado a Término con Grandes Usuarios y Distribuidores. Adicionalmente se deroga la Resolución SE 354/2020, modificando algunas consideraciones del Plan GasAr y las prioridades de consumo de gas natural en el Mercado Eléctrico. Se establece también que a partir del 1 de marzo de 2025 los generadores que venden su energía en el mercado spot pueden comprar su combustible, y el mismo será reconocido por CAMMESA según el costo variable de producción declarado y reconocido por el generador. Se fija también el costo de la energía no suministrada en el MEM, con un valor máximo de 1500 USD/MWh cuando la misma supera el 10% de la demanda del sistema. Finalmente se deroga el Servicio de energía Plus, manteniéndose vigentes los contratos existentes hasta su finalización.



COMERCIALIZACIÓN

Participación de mercado

En cuanto a la generación eléctrica, Central Costanera tuvo en 2025 una generación neta de 3.974 GWh, lo cual representa una participación en la generación del 2,8% sobre el total del SADI, y del 5,3% sobre la generación térmica total.

% Participación de Mercado – Generación		
Año	Térmica	Total
2020	7,9%	4,9%
2021	6,4%	4,0%
2022	7,0%	4,1%
2023	5,8%	3,0%
2024	6,2%	3,3%
2025	5,3%	2,8%

% Participación de Mercado - Potencia instalada		
Año	Térmica	Total
2020	9,1%	5,5%
2021	9,1%	5,4%
2022	9,1%	5,4%
2023	8,9%	5,2%
2024	7,1%	4,1%
2025	7,1%	4,0%

En cuanto a potencia instalada, Central Costanera alcanzó en 2025 una participación de mercado del 4,0% sobre el total del SADI, la cual resultó similar a la participación en 2024.

CONTRATOS EN EL MERCADO A TÉRMINO

Reseña

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

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

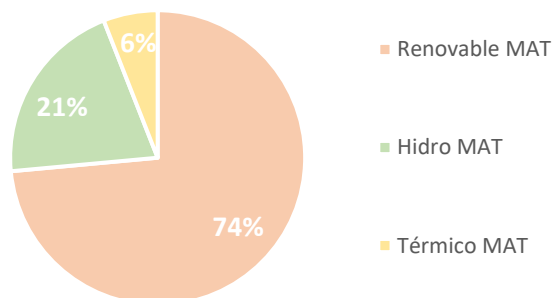
CONTRATOS EN EL MERCADO A TÉRMINO

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

Demandas Comercializadas con Grandes Usuarios

La demanda de energía de los Grandes Usuarios Agentes del MEM (“GU”) de 2025, fue de 18.092 GWh. A partir de noviembre el 54% de la demanda de los Grandes Usuarios se abastece mediante contrato de suministro con los generadores en cuatro modalidades, demanda MAT Resolución SE 400/2025, Servicio Energía Plus, y MATER, el restante 46% es abastecido por CAMMESA en condición spot. En el gráfico siguiente se observa la participación que tiene cada modalidad de abastecimiento en el total de la demanda del Mercado a Término a partir del mes de noviembre de 2015

Demanda MAT Resolución SE 400/2025



Contratos en el MAT Resolución SE 400/2025

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

CONTRATOS EN EL MERCADO A TÉRMINO

RESOLUCIONES Y NOTAS DESTACABLES

Normalización del Mercado Eléctrico Mayorista – Resoluciones SE N° 21/2025 y N° 400/2025

Durante el ejercicio 2025, la Secretaría de Energía emitió las Resoluciones N° 21/2025 y N° 400/2025, mediante las cuales se inició un proceso de normalización del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), introduciendo modificaciones relevantes en el esquema de comercialización de energía eléctrica y en la organización económica del sector.

La Resolución SE N° 21/2025 restableció la libre contratación entre agentes del MEM para los generadores con habilitación comercial posterior al 1 de enero de 2025, reactivando el Mercado a Término (MAT) como ámbito para la celebración de contratos bilaterales de abastecimiento entre generadores, distribuidores y grandes usuarios. La norma dispuso la eliminación progresiva de restricciones regulatorias vigentes sobre la contratación directa de energía y sentó las bases para una transición gradual desde mecanismos de comercialización administrados hacia esquemas basados en acuerdos entre privados. Asimismo, inició el ordenamiento de regímenes contractuales implementados en períodos anteriores, con el objetivo de restablecer señales económicas que promuevan eficiencia operativa e inversión en capacidad de generación estableciendo un período de transición.

En continuidad con dichas medidas, la Resolución SE N° 400/2025 aprobó las reglas para la adecuación progresiva del funcionamiento del MEM, orientados a avanzar hacia un esquema de formación de precios más alineado con los costos reales de generación y a reducir gradualmente la centralización de la compra de combustible y de la compra de energía térmica y renovable y de potencia por CAMMESA. En este contexto, el Mercado a Término adquiere un rol creciente como mecanismo principal de cobertura contractual de la demanda eléctrica, incrementando la relevancia de la gestión comercial activa por parte de los generadores.

CONTRATOS EN EL MERCADO A TÉRMINO

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

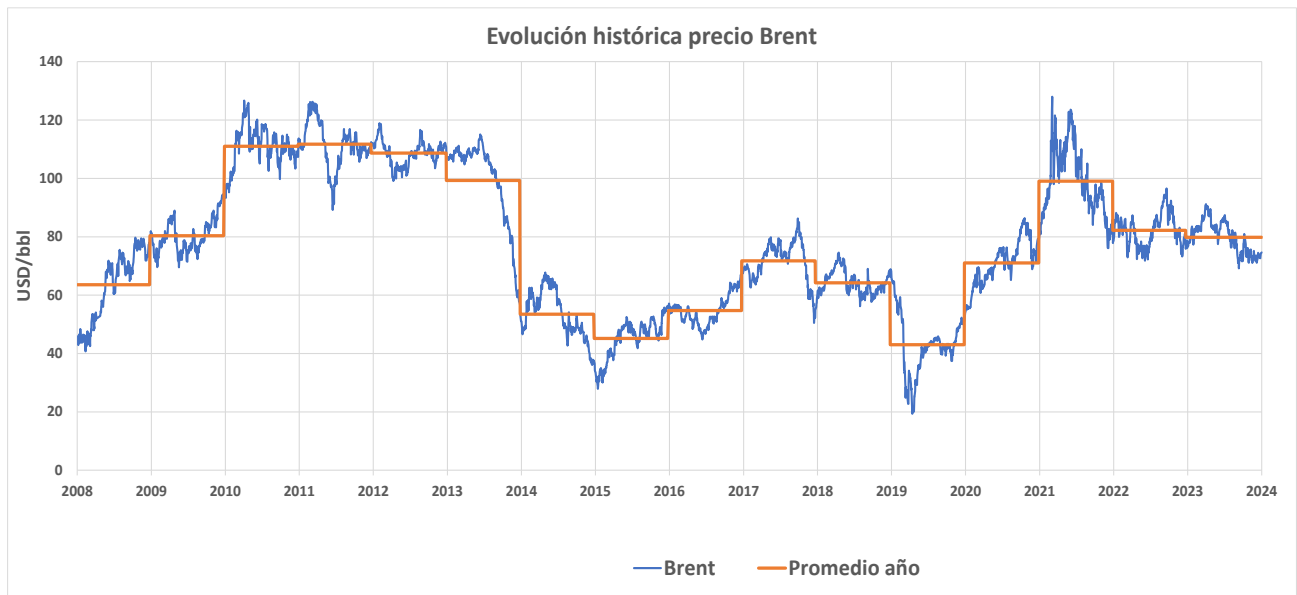
En conjunto, las Resoluciones SE N° 21/2025 y N° 400/2025 establecen una transición gradual hacia un modelo de mercado eléctrico con mayor participación de mecanismos competitivos de contratación, reduciendo progresivamente la intervención administrativa en la asignación de energía y fortaleciendo el rol de las señales económicas en la determinación de precios. Este proceso podría generar cambios en la dinámica de ingresos del sector, incrementando la exposición de los generadores a condiciones de mercado, aunque también ampliando las oportunidades de optimización comercial y gestión de portafolio energético.

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Mercado del petróleo

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

En 2025, el máximo valor registrado por el Crudo Brent fue de 80 USD/bbl y un mínimo de 55,2 USD/bbl.



En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), a través de la resolución del Ministerio de Desarrollo Productivo N° 12/2019 (publicada en el Boletín Oficial el 30 de diciembre de 2019) oportunamente se había vuelto a centralizar en CAMMESA la compra de combustibles (Gas Natural, Fuel Oil -FO- y Gas Oil -GO-) con destino a la generación de energía eléctrica, derogando la Resolución de la ex SGE N° 70/2018, que había habilitado la autogestión de los Generadores manteniendo a CAMMESA como proveedor de última instancia, convirtiendo a CAMMESA en único proveedor en el MEM.

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

Posteriormente, con fecha 6 de noviembre de 2018 se publicó la Resolución N° 70/2018 de la SGE, facultando a los Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores del MEM a gestionar la compra de su combustible propio, manteniendo a CAMMESA como proveedor de última instancia, no obstante lo cual, y dado los elevados costos financieros de la operación de compra (alto

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

costo unitario combustible más efecto pago contado) y posterior recupero de costos vía pagó de energía eléctrica de CAMMESA (aprox. 60 días vencido mes de consumo), la elevada volatilidad de consumo de dichos combustibles y la baja rentabilidad asociada a la utilización de dichos combustibles, llevó a que no hubiera gestión propia de compra por parte de generadores. Finalmente, y como se menciona en el párrafo anterior, a través de la resolución del Ministerio de Desarrollo Productivo N° 12/2019 (publicada en el Boletín Oficial el 30 de diciembre de 2019) se volvió a centralizar la compra de combustible con destino a la generación de energía eléctrica a través de CAMMESA.

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

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

Mercado del Gas

A continuación se desarrollará un breve racconto de las señales regulatorias emanadas de las autoridades competentes en el Mercado de Gas (en particular para el Mercado Eléctrico) a los fines de incentivar la producción de gas natural nacional (cuencas locales) a los fines de lograr minimizar la importación de energéticos sustitutos y/o lograr excedentes exportables.

La Ley de Emergencia Económica promulgada en el 2002 dispuso la pesificación de todos los contratos en dólares y también de las tarifas de servicios públicos. En el ámbito del gas natural esto significó la pesificación de los contratos de abastecimiento y de las tarifas publicadas por el ENARGAS.

El precio de Gas Natural para generación de Energía Eléctrica fue evolucionando por distintos mecanismos desde 2004 hasta Julio 2009, mes en el que se firmó un acuerdo entre el Ministerio de Planificación, Sindicatos de la Industria del Gas y Petróleo y Empresas Operadoras de Gas Natural, por el cual, las empresas se comprometían a mantener el nivel de actividad a cambio de una suba en el precio de Gas Natural a diversos segmentos del consumo.

Con respecto al segmento de generación energía eléctrica, el precio fue dolarizado y se instruyó un sendero de precios que culminaba en diciembre 2009 con un valor de 2,68 USD/MMBTU para el Gas Natural de cuenca Neuquina.

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

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

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

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

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

En diciembre 2018 Secretaría de Energía publicó la nota N°66680075, mediante la cual se aumentaron los precios máximos en los meses de invierno, y se redujeron los restantes meses del año, de manera tal que durante el año calendario resulten similares a los establecidos en la Resolución MEyM 46/18, de acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla:

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

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

En enero de 2020, mediante nota N°05333189, Secretaría de Energía modificó los precios de referencia de gas en el Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) a partir de febrero 2020. Dicha modificación fue fundada en los precios obtenidos durante las compras mensuales de gas spot que CAMMESA realizara durante el año 2019 en su rol de proveedor de última instancia a Generadores que no hiciesen autogestión de suministro, y cuyo resultado en precio obedeció a la libre interacción entre oferta y demanda de gas natural. Estos nuevos valores referenciales fueron los indicados en la siguiente tabla:

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

Posteriormente, en mayo de 2020, mediante nota N°33627304, la Secretaría de Energía con el argumento del impacto que la pandemia por COVID-19 estaba produciendo en la economía argentina, modificó los precios de referencia de gas en el MEM para el invierno 2020 (junio-julio-agosto), manteniendo en dicho período los precios de referencia de verano:

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

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

En noviembre de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional por Decreto N°892/20 aprueba el “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024” (“Plan GasAr”), cuya implementación es delegada a la Secretaría de Energía. Dicho Plan “GasAr” promueve la producción de gas en cuencas gasíferas nacionales (Neuquén y Austral) basado en un sistema competitivo de subasta de precio y por hasta 70 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. Licitar nuevos volúmenes de gas natural adicionales al Plan Gas.Ar para cuenca Austral (Tierra del Fuego, Santa Cruz y Chubut) y
3. Licitar 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 (CAMMESA proveedor único).
- A partir de marzo 2025 se habilita a los Generadores a autogestionarse los combustibles necesarios para generación de energía eléctrica.
- Mantiene a CAMMESA como proveedor de combustibles de última instancia para aquellos generadores que no asuman la autogestión para su propio abastecimiento.

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

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

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GAS NATURAL

Importación de gas natural

Como se puede observar en el siguiente cuadro, la importación de Gas Natural durante el año 2025 mostró una caída del 89,3% con respecto al año 2024. Esta merma obedece fundamentalmente a (i) menor importación de LNG, impulsado por menor requerimiento para el abastecimiento de la demanda prioritaria de las Distribuidoras de Gas Natural (Clientes residenciales y pequeños comercios) combinada con mayor disponibilidad de gas cuencas locales a partir de la habilitación completa del gasoducto Perito Moreno (GPFPM), (ii) como por el gas natural importado de Bolivia, impulsado por la caída en la producción de gas natural que viene sufriendo Bolivia en los últimos años, como así también por la mayor prioridad que ésta le asigna a la exportación hacia Brasil.

Promedio (MMm3/d)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Dif. 2025 vs. 2024	
								Volumen	%
LNG	4.76	5.18	9.67	6.27	7.23	4.29	3.62	-0.7	-18.4%
Bolivia	14.1	15.1	12.9	10.5	6.4	3.3	0.40	-2.9	-724.9%
Chile	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00	0.21	0.08	-0.1	-160.0%
Total	18.8	20.2	22.6	16.8	13.7	7.8	4.1	-3.7	-89.3%

Fuente ENARGAS

Producción nacional de gas natural

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

Producción local de Gas Natural

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

Fuente ENARGAS

Demanda local de Gas Natural

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

Fuente ENARGAS

ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Compra de gas natural

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

Los volúmenes de gas natural adquiridos durante 2025 por Central Costanera sus unidades térmicas para generación de energía eléctrica en el marco de lo señalado en el primer párrafo se concentraron en el mes de diciembre y fueron por un volumen de 9.506 dam³.

ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

FUELOIL (FO)

Durante el año 2025 el consumo de este combustible fue de 10,1 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 48% menor respecto al del año 2024.

GASOIL (GO)

Durante el año 2025 el consumo de este combustible fue de 3 mil m³, para ser consumido en la unidad de ciclo combinado Mitsubishi. El consumo de GO fue 400% mayor respecto al del año 2024.

Todos los ingresos de combustible FO como 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

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

Resumen de logros destacados e hitos relevantes del 2025:

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

DETALLE DE MANTENIMIENTOS 2025

CICLO COMBINADO MITSUBISHI:

Ciclo Combinado Mitsubishi - Unidad 8 TG

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

MANTENIMIENTO

Ciclo Combinado Mitsubishi - Unidad 9 TG

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

Ciclo Combinado Mitsubishi - Unidad 10 TV

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

Ciclo Combinado Mitsubishi - Equipos Comunes BOP

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

MANTENIMIENTO

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

CICLO COMBINADO CBA:

Ciclo Combinado CBA – Unidad 11 TG

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

MANTENIMIENTO

Ciclo Combinado CABA – Unidad 5 TV

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

Unidad 7 TV

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

MANTENIMIENTO

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

Unidad 3 TV

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

MANTENIMIENTO

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

Unidad 2 TV

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

MANTENIMIENTO

Unidad 1 TV

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

Mantenimientos generales y equipos comunes

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

MANTENIMIENTO

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





05

Recursos
Humanos

RECURSOS HUMANOS

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

FORMACIÓN & DESARROLLO

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

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

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

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

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

RECURSOS HUMANOS

DESEMPEÑO & TALENTO

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

CULTURA & EXPERIENCIA

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

SALUD OCUPACIONAL

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

Entre las iniciativas realizadas, destacamos:

Se aplicaron 120 dosis en el marco de la Campaña de Vacunación Antigripal y la Semana de la Hipertensión Arterial, destinadas a concientizar sobre la importancia de los controles de salud periódicos, Simulacros de accidentología, enfocados en reforzar la preparación ante emergencias, Prevención del Cáncer de Mama, mediante una charla a cargo de una médica especialista, Salud integral masculina, Ejecución de los Exámenes Periódicos Anuales, cumpliendo con la normativa establecida en la Resolución 905/15.

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

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.

ATRACCIÓN DEL TALENTO

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

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

06

Medio Ambiente,
Higiene & Seguridad
y Calidad



NUESTRO COMPROMISO

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

POLÍTICA

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

Para alcanzar estos propósitos, asumimos el compromiso de:

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

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

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

MEDIO AMBIENTE

GESTIÓN DE RECURSOS NATURALES

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

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

ENERGÍA

Tomando conciencia del impacto ambiental generado por el consumo energético seguimos introduciendo mejoras que impacten tanto en los procesos de generación como en la eficiencia del consumo eléctrico interno de la planta.

AGUA

El consumo de agua proviene de cuerpos de agua superficiales y de la red de distribución de AYSA. En este sentido, se llevan adelante las gestiones correspondientes para la obtención de las autorizaciones y permisos establecidos por cada una de las Autoridades de Aplicación.

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

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 superficial o para su reutilización en los sistemas de riego.

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

MEDIO AMBIENTE

RESIDUOS

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

Asimismo, el transporte y su disposición se gestionan a través de proveedores debidamente habilitados. Los objetivos establecidos en materia de gestión de residuos son:

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

La planta valoriza los RAEEs y reciclables junto a la Cooperativa de trabajo “Reciclando Trabajo y Dignidad” para la recuperación del 98% de los elementos que componen nuestros residuos eléctricos y electrónicos para su reintroducción en otros procesos productivos. El proyecto genera también impacto positivo en las familias que trabajan en la cooperativa, ya que generan ingresos a partir de la valorización de estos materiales.

SUELO

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

Paralelamente, en forma anual gestionamos las correspondientes auditorias de seguridad de los tanques de combustible., así como también las auditorias técnicas y ambientales en cumplimiento con la normativa vigente.

EMISIONES

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

A su vez, mantenemos un inventario de emisiones corporativo de Gases de Efecto Invernadero (GEI) calculados a partir de los protocolos del GHG (Greenhouse Gas Protocol).

En paralelo, analizamos periódicamente la evolución de los resultados para identificar los desvíos y mantener actualizado nuestro inventario.

HIGIENE & SEGURIDAD

A lo largo de 2025 el foco de la gestión estuvo en promover una cultura de seguridad y prevención, trabajando en la identificación y mitigación de riesgos de nuestro personal como también de todos los contratistas que prestan servicio a la compañía y formando a nuestro equipo para crear y mantener un ambiente seguro y saludable para todas las personas que realizan actividades dentro de nuestras instalaciones.

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

IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

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

EMERGENCIAS Y PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

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

Los equipos de Higiene y Seguridad aseguran la disponibilidad de todos los elementos de protección contra incendios de los sitios.

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

INCIDENTES

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

PLANIFICACIÓN – CUMPLIMIENTO LEGAL

Durante el 2025 el referente HyS de cada sitio definió la Planificación de Higiene y Seguridad acorde al marco regulatorio vigente, las mismas fueron monitoreadas a lo largo del año logrando un alto grado de cumplimiento.

HIGIENE & SEGURIDAD

CONTRATISTAS

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

MAPA DE RIESGOS

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

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

CAPACITACIONES

Diseñamos y ejecutamos un plan de capacitación que abarcó todos los temas de Higiene, Seguridad y Salud Ocupacional requeridos por el marco regulatorio vigente y la matriz de identificación de peligros y evaluación de riesgos logrando superar las Hs reales realizadas en 2024.

COMITÉ DE HIGIENE, SEGURIDAD Y SALUD

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

PROYECTOS Y OBRAS

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

CALIDAD

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

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

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

También hemos participado y colaborado con las áreas involucradas en los análisis de causa raíz de los eventos ocurridos en la central, identificando oportunidades de mejora que permiten minimizar la probabilidad de repetición del incidente analizado.

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 el 2025 se llevó adelante exitosamente la auditoría externa de renovación de la certificación de los Sistemas de Gestión Medioambiental según la Norma Internacional ISO 14001:2015, el de Gestión de Calidad conforme a la Norma Internacional ISO 9001:2015 y el de Seguridad y Salud Ocupacional de acuerdo con ISO 45001:2018 a través del ente certificador TÜV Rheinland.



07

Finanzas

COMENTARIOS GENERALES

Durante los doce meses del ejercicio 2025 la Sociedad registró una ganancia operativa de \$ 35.014,45 millones, mientras que en el ejercicio del año 2024 dicho resultado fue una ganancia de \$ 26.514,61 millones.

Como principales causas de esta variación podemos mencionar: los mayores ingresos por actividades ordinarias producto del incremento de las ventas en el mercado spot relacionado con las modificaciones que introdujo la Res. SE N° 400/2025, el menor gasto operativo producto del Acuerdo con Cammesa – Resoluciones SE N°58/2024 y 66/2024 del año 2024 y el mayor ingreso por liquidación de siniestros. Estos efectos se vieron compensados parcialmente por los mayores costos por mantenimiento producto de la parada programada del ciclo combinado Mitsubishi, un menor ingreso operativo por menores intereses de clientes y diferencia de cambio principalmente por los créditos de CVO y el resultado negativo por desvalorización de materiales y repuestos.

La ganancia operativa mencionada anteriormente se ve disminuida por los resultados financieros cuyas principales causas son: el menor resultado positivo por la exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda, mayores costos financieros producto de una mayor diferencia de cambio de pasivos y el menor resultado positivo por el efecto catch-up del préstamo de Mitsubishi. Estos efectos se vieron compensados parcialmente por un menor resultado negativo por intereses por deudas y préstamos.

Como consecuencia de lo anterior, se registró una ganancia neta antes de impuesto para los doce meses del ejercicio 2025 de \$ 24.964,03 millones, mientras que en el mismo período del ejercicio 2024 fue una ganancia de \$45.027,88 millones.

En resumen, las principales causas de la disminución de la ganancia neta antes de impuestos del período fueron: el menor resultado positivo por la exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda, los mayores costos financieros producto de una mayor diferencia de cambio de pasivos y el menor resultado positivo por el efecto catch-up del préstamo de Mitsubishi. Estos resultados se vieron compensados parcialmente por los mayores ingresos por actividades ordinarias producto del incremento de las ventas en el mercado spot relacionado con las modificaciones que introdujo la Res. SE N° 400/2025, los menores gastos operativos producto del Acuerdo con Cammesa – Resoluciones SE N°58/2024 y 66/2024 del año 2024 y un menor resultado negativo por intereses por deudas y préstamos.

La ganancia neta de los doce meses del ejercicio 2025 fue equivalente a \$ 14,19 por acción comparado con una ganancia neta de \$ 13,18 por acción para el mismo período del año 2024

COMENTARIOS GENERALES

PERSPECTIVAS PARA EL PRESENTE EJERCICIO

A futuro, la Compañía se focalizará en continuar la mejora de su eficiencia, no sólo en lo que respecta al manejo de las unidades de generación, sino también en la administración de sus recursos, de manera de continuar posicionándose como una de las empresas líderes del sector eléctrico.

DESTINO DE LOS RESULTADOS DEL EJERCICIO

El resultado del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 arrojó una ganancia neta de \$ 9.808,68 millones. En virtud de que la Reserva Legal ha alcanzado el límite previsto por el artículo 70 de la Ley General de Sociedades N° 19.550, el Directorio propone destinar la totalidad del resultado del ejercicio a la constitución de Reserva para futuras distribuciones de dividendos.



