Buenos Aires, 21 de octubre de 2026

CENTRAL COSTANERA SOCIEDAD ANONIMA (antes Enel Generación Costanera Sociedad Anónima)

Av. España 3301, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

INFORME TRIMESTRAL COMPLETO

ACCIONES

Títulos Calificados	Calificación
ACCIONES ORDINARIAS NOMINATIVAS NO ENDOSABLES	2

Nota 1: la definición de la calificación se encuentra al final del dictamen.

Fundamentos principales de la calificación:

- Enel Argentina S.A. celebró el 17 de febrero de 2023 un contrato de compraventa de acciones con Proener S.A.U, una sociedad controlada por Central Puerto S.A. en virtud del cual Enel Argentina acordó vender la totalidad de sus acciones (75,68% del capital social y votos de Costanera) a Proener.
- La compañía participa en el negocio de producción y comercialización en bloque de energía eléctrica. Constituida actualmente por cuatro unidades turbo vapor, con una capacidad instalada de 661 MW y dos ciclos combinados: el ciclo combinado I provisto por la firma Siemens, compuesto de una turbina de gas y una turbina a vapor con una capacidad instalada de 277 MW y el ciclo combinado II provisto por Mitsubishi, con una capacidad instalada de 851 MW. La sociedad cuenta con una potencia instalada total de 1.789 MW brutos.
- La energía generada por Costanera durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026 aumentó un 15% a 2.326 GWh respecto de los 2.020 GWh generados en el mismo período de 2025.
- A partir del 1° de enero de 2026 la Sociedad cambió su moneda funcional de pesos argentinos a dólares estadounidenses, en virtud de que, con el esquema regulatorio establecido por la Resolución SE N° 400/2025, la porción más significativa de sus ingresos se encuentra denominada en dólares, al igual que la mayor parte de sus costos, inversiones y financiamiento. Los estados financieros continúan presentándose en pesos, convertidos al tipo de cambio de cierre, mientras que la información comparativa se expone en moneda de poder adquisitivo de cada cierre anterior, por lo que la comparabilidad entre períodos es limitada.
- El 17 de febrero de 2025 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución de la Secretaría de Energía N° 67/2025, por medio de la cual se autorizó la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional “Almacenamiento AlmaGBA”, con el fin de celebrar contratos de almacenamiento con los agentes distribuidores del MEM Edenor S.A. y Edesur S.A. y con

CAMMESA como garante de pago de última instancia, de conformidad con el pliego de bases y condiciones aprobado por esta resolución. Este nuevo sistema de almacenamiento de energía permitirá cubrir requerimientos de capacidad de corta duración y aportar servicios de reserva de rápida respuesta, como lo evidencian los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en baterías "Battery Energy Storage System". El 15 de julio de 2025 se realizó la presentación de las ofertas. La Sociedad presentó un proyecto de 55 MW. De acuerdo con el cronograma de la Convocatoria AlmaGBA la adjudicación de las ofertas ganadoras se realizó el 29 de agosto de 2025 resultando adjudicada Costanera con el proyecto presentado. La adjudicación implica un contrato de 15 años y contempla ingresos predominantemente fijos denominados en dólares estadounidenses. Consecuentemente, la Sociedad ha iniciado la fase de desarrollo y construcción del proyecto. La construcción del proyecto BESS continúa avanzando. A agosto de 2026, el proyecto Costanera de 55 MW alcanzó un 54% de avance estimando alcanzar la operación comercial a fines de 2026.

- El 7 de julio de 2025, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 450/25, mediante la cual el Poder Ejecutivo aprobó adecuaciones y modificaciones a las Leyes de Energía Eléctrica N° 15.336 y N° 24.065, que componen el Marco Regulatorio Eléctrico, en base a la delegación efectuada por la Ley de Bases. En este sentido, el Poder Ejecutivo destacó que las bases de delegación se orientan a recuperar el objetivo de reducir la intervención del Estado Nacional en el sistema de precios y contrataciones a fin de brindar una mayor libertad a los actores privados y una mayor seguridad jurídica que asegure el suministro a largo plazo. Por otro lado, se consolida el régimen federal de energía eléctrica preservando la primacía del régimen regulatorio nacional respecto de disposiciones locales, a fin de no obstaculizar la libre circulación de la energía. De esta forma, a través del Decreto N° 450/2025 se fijó un período de transición de 24 meses, para la modificación de las reglamentaciones y la normativa complementaria que resulte necesaria, en el cual la Secretaría de Energía debe desarrollar todas las acciones necesarias para una transición gradual, ordenada y previsible hacia los objetivos fijados en el art. 2 de la Ley N° 24.065 y la plena aplicación de dicha norma y su reglamentación.
- En el marco del Decreto N.º 450/2025, el 21 de octubre de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N.° 400/2025, donde se aprobaron las "Reglas para la Normalización el MEM y su Adaptación Progresiva" para la aplicación a las Transacciones Económicas del MEM a partir del 1 de noviembre de 2025.

  En síntesis, la Resolución N.° 400/2025 introduce los siguientes cambios principales en el marco del Decreto 450/2025:

  -Redefine la estructura de la demanda abastecida por los distribuidores del MEM en dos categorías: Demanda de Grandes Usuarios de Distribución (GUDI, consumos ≥300 kW) y Demanda Estacionalizada de Distribución (DEDMEM), que comprende los consumos residenciales y no residenciales de usuarios que aún no contratan su energía en forma independiente

  -Establece que la DEDMEM será abastecida prioritariamente con "Generación Asignada" y el remanente se cubrirá vía Mercado Spot o contratos a término de los distribuidores. Se considera Generación Asignada a: centrales con PPAs vigentes (térmicos y renovables: Res. SE 220/2007, 21/2016, 287/2017, FONINVEMEM, GENREN, RenovAr, RenMDI, MiniRen), generación hidráulica bajo concesión nacional y binacionales (Yacyretá, Salto Grande), generación nuclear (NASA) e importaciones centralizadas. Sus costos se trasladan a la DEDMEM mediante precios estabilizados.

-Otorga prioridad absoluta a la demanda residencial en el uso de la Generación Asignada. La demanda no residencial se abastecerá con el remanente y, ante déficit, los distribuidores deberán cubrirlo con compras Spot o contratos bilaterales en el Mercado a Término (MAT).
-Define que toda generación no asignada se considera Generación Spot, bajo un régimen competitivo con precios determinados por costos marginales

- Las usinas térmicas y renovables, una vez finalizados sus contratos vigentes, pasarán a operar en este esquema, pudiendo vender su energía en el Spot o en el MAT.
- Las centrales hidroeléctricas y nucleares continuarán bajo regímenes específicos
- Las centrales provinciales podrán participar libremente en ambos mercados.

-Crea la categoría de Generación Nueva para toda instalación con habilitación comercial posterior al 1° de enero de 2025. Esta generación accede a reglas pro-competencia (p. ej., factor de renta pleno en energía) y podrá ser reconocida, previa aprobación, en el Servicio de Reserva de Confiabilidad Adicional, con una remuneración específica por potencia y condiciones de localización
-Aprueba un nuevo esquema de remuneración de energía y potencia para la Generación Spot y para la Demanda Spot, basado en señales marginales que reflejan costos reales de abastecimiento, con factores de adaptación durante la transición.
-Relanza el Mercado a Término de Energía y Potencia, habilitando la celebración de contratos bilaterales entre generadores, distribuidores y grandes usuarios, para cubrir tanto los costos variables (energía) como los costos fijos (potencia).
-Implanta un régimen de gestión de combustibles para la transición.
-Prevé tratamientos específicos para activos bajo administración estatal: las termoeléctricas de ENARSA (incluidas San Martín y Belgrano) se destinan al abastecimiento del Mercado Spot hasta su privatización; las unidades de ciclo combinado con acuerdos de disponibilidad (Res. 59/23) conservan su régimen salvo adhesión al nuevo esquema.
-Crea dos servicios de reserva para confiabilidad del sistema: el Servicio de Reserva de Confiabilidad Base, para generación térmica existente, con una remuneración de 1.000 dólares por MW-mes disponible (con exclusiones), y el Servicio de Reserva de Confiabilidad Adicional, orientado a nueva generación hidro/térmica o almacenamiento, con una remuneración de 9.000 dólares por MW-mes por un máximo de diez años, sujeto a aprobación y a necesidades de locación del SADI.

- La Liquidez de las Acciones se considera en nivel alto.
- La Capacidad de Generar Ganancias se considera muy buena:
  - La cobertura de gastos financieros, histórica y proyectada se considera holgada.
  - La empresa presenta un buen posicionamiento dentro del sector que opera.
  - Las características de la administración y propiedad son adecuadas.
  - La rentabilidad histórica se considera adecuada.
  - La rentabilidad proyectada podría verse afectada por la coyuntura económica y posibles cambios en el entorno regulatorio.

Analista Responsable	Hernán | harguiz@evaluadora.com
Consejo de Calificación	Jorge Day | Hernán Arguiz | Gustavo Reyes
Manual de Calificación	Manual de Procedimientos y Metodología de Calificación de Acciones
Último Estado Contable	Estados Contables al 30 de junio de 2026

CAMBIO PAQUETE ACCIONARIO

El 17 de febrero de 2023, Proener S.A.U. -sociedad controlada por Central Puerto S.A.- acordó con Enel Argentina S.A. la compra de su participación de control en la Sociedad, mediante la adquisición de la totalidad de las 531.278.928 acciones de su titularidad de valor nominal $1 (Pesos uno) con un voto cada una acción, representativas del 75,68% del capital social de la Sociedad, por un valor total de US$48.000.000.

Central Puerto es una empresa líder en la producción de energía eléctrica en Argentina que cuenta con 16 plantas de generación de diversas tecnologías, más de 1.000 empleados, alcanzando -luego de la adquisición de Costanera y otras- un 15% de market share a nivel total SADI.

Central Puerto cotiza en la bolsa de Buenos Aires desde 1992 y, desde 2018, en la de Nueva York. Produce energía eléctrica en forma eficiente, contribuyendo al abastecimiento de la demanda con calidad, maximizando el valor tanto para la compañía como para la sociedad de manera sustentable con el medio ambiente.

Cuenta en la actualidad-considerando dicha integración- con una capacidad instalada de generación del orden de 6.900 MW en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

La adquisición generó sinergias a la compañía fortaleciéndose con la experiencia, el management y los sistemas de gestión de Central Puerto. Siguiendo con el objetivo de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de las unidades generadoras con el fin de continuar fortaleciendo y cubriendo la demanda a nivel nacional.

Como consecuencia del cambio de control operado, el comprador se encontraba obligado a promover y completar una oferta pública de adquisición por las acciones (OPA) de la sociedad. En tal sentido, el 29 de mayo de 2023 y conforme a la solicitud formulada por Proener S.A.U., la Sociedad publicó el Prospecto definitivo y el anuncio definitivo de la OPA. La OPA estuvo abierta desde el 30 de mayo de 2023 y hasta el 12 de junio de 2023 y el 13 de junio de 2023 se publicó el Aviso de Resultados de la misma. Como resultado de la OPA, la tenencia accionaria de Proener S.A.U. en la Sociedad ascendió de 531.273.928 acciones a 531.339.028 acciones.

Al 30 de junio de 2026, -a través de Proener S.A.U.-el Grupo Central Puerto cuenta con el 71,94% en la sociedad Central Costanera S.A.

ANTECEDENTES DE LA COMPAÑIA

Central Costanera Sociedad Anónima, anteriormente conocida como Enel Generación Costanera S.A., tiene por objeto la producción y comercialización en bloque de energía eléctrica.

La compañía fue creada a partir de la privatización de SEGBA, adjudicada con el Decreto Nº 839 el 27 de mayo de 1992.

A su vez, posee y opera una planta con una potencia instalada total de 1.789 MW brutos. Esto equivale a una participación en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de aproximadamente un 4,0%, posicionando a Central Costanera como una de las plantas de generación térmica más importantes de Argentina.

Central Costanera S.A. se encuentra estratégicamente ubicada en plena ciudad de Buenos Aires. Esta ciudad, junto al Gran Buenos Aires, demandan aproximadamente el 40% del total de la electricidad producida en el país.

Al 30 de junio de 2026 el capital social de la Sociedad asciende a $ 701.988.378, encontrándose totalmente suscripto, integrado, emitido e inscripto.

ESQUEMA DE REMUNERACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN

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

Resolución	Vigencia	Δ%
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 21 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. Asimismo, establece mecanismos progresivos de descentralización de la compra de combustibles, para pasar a una gestión propia por parte de dichos generadores.

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 USD 12/MW-mes, afectado por un factor KP estipulado en 1,5 para verano e invierno, y 1 para el resto de los meses (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 USD 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 la 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 siguiente expresión:

RMA = (CMgh × FP – CVP) × FRA

Donde:

-RMA: Renta marginal adaptada, con valores mínimos de USD 2/MWh para unidades con Costo Variable de Producción (CVP) inferiores a USD 60/MWh, y de USD 7/MWh para unidades con CVP mayor o igual a USD 60/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): parámetro que limita la renta capturada para generación térmica. Para unidades existentes con gestión propia de combustibles se establece en: 15% (2025-2026); 25% (2027); 35% (2028 en adelante).

En caso de que el generador consuma el denominado “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.

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 USD 50/MWh para la venta de energía y USD 13/MW-mes para la potencia, de acuerdo con una curva creciente de venta de energía y potencia, que se descuenta de la energía y potencia que se comercializa en el mercado spot.

ANALISIS DE RIESGO

PROCEDIMIENTOS NORMALES DE CALIFICACION DE ACCIONES

1. Liquidez del Instrumento

La liquidez de las acciones corresponde a la medición del efecto conjunto de los indicadores de rotación y liquidez de mercado que se detallan a continuación:

a) Indicador de Rotación

Este indicador se calculará dividiendo el monto transado de la acción en el último año, por el valor bursátil promedio del patrimonio en el mismo período.

La Rotación (Ro) se calificará en:

Nivel 1: si 7% ≤ Ro.
Nivel 2: si 2% ≤ Ro < 7%.
Nivel 3: si Ro < 2%.

El Indicador de Rotación de la Sociedad se califica en Nivel 2.

b) Indicador de Liquidez de Mercado

La Sociedad presenta una Liquidez de Mercado Alta. Analizando el ranking de negociación de volumen de acciones se observa que las mismas se ubican en el primer tercio.

En base a los puntos a) y b) precedentes se calificó en Alta la liquidez de la acción de acuerdo con la siguiente matriz:

MATRIZ DE CALIFICACION DE LA LIQUIDEZ

Rotación	Liquidez de mercado		
	Alta	**Media**	**Baja**
Nivel 1	Alta	Alta	Media
Nivel 2	**Alta**	Media	Baja
Nivel 3	Media	Baja	Baja

2. Capacidad de Generar Ganancias

La Capacidad de Generar Ganancias se determinará midiendo el efecto conjunto de la capacidad de pago y de la rentabilidad esperada de la institución.

a) Capacidad de Pago Esperada

a. 1) Cobertura de Gastos Financieros (CGF)

La CGF arroja un resultado de 3,5 considerando los datos de los estados contables anuales cerrados en diciembre de 2022, 2023, 2024 y 2025, y el balance semestral a junio de 2026. La rentabilidad promedio sobre activos para dicho período fue de **26,8**%.

a. 2) Grado de Riesgo del Sector

El sector eléctrico se encuentra expuesto a regulaciones discrecionales que no brindan un sendero de previsibilidad y que han afectado la rentabilidad de las compañías, y por lo tanto su nivel de inversiones y calidad de los servicios.

Esta situación le otorga un alto grado de incertidumbre a la evolución del desempeño de las empresas participantes.

Durante 2025, el sector eléctrico argentino evidenció una dinámica de transición, caracterizada por avances en la normalización regulatoria y en la expansión de la generación renovable, en un contexto aún condicionado por restricciones estructurales y señales económicas en proceso de recomposición.

En el plano regulatorio, 2025 constituyó un punto de inflexión. La Resolución 400/2025 de la Secretaría de Energía introdujo un esquema de normalización progresiva del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), habilitando la celebración de contratos en el Mercado a Término (MAT) por parte de generadores térmicos (hasta 20% de su producción con grandes usuarios y hasta 100% con distribuidoras hasta 2029, sin límites a partir de 2030), y promoviendo una mayor descentralización en la gestión de combustibles. Complementariamente, se avanzó en mecanismos de confiabilidad, incluyendo programas de gestión de la demanda y proyectos de almacenamiento.

En materia tarifaria, durante 2026 continuó el proceso gradual de recomposición de precios y reducción de subsidios, mediante ajustes periódicos del precio estacional y de los cuadros tarifarios. De acuerdo con CAMMESA, en agosto de 2026 el precio monómico estacional medio (con cargos) alcanzó $ 109.214/MWh, un 58% superior al de agosto de 2025.

Se espera que el actual contexto económico y político continúe la normalización progresiva del MEM, disminuyendo la discrecionalidad en la política tarifaria del sector y las mismas continúen el recorrido que permita reflejar el costo del mismo.

Evolución del sector

De acuerdo con el último informe mensual de CAMMESA, en agosto de 2026 la demanda local de energía eléctrica totalizó 12.432 GWh, un 6,1% superior a la de igual mes de 2025, con una temperatura media en el Gran Buenos Aires de 12,3 °C, 1,6 °C inferior a la del año anterior. En términos de año móvil, la demanda creció un 2,2%. La demanda estacionalizada representó el 74% del consumo total, en tanto que la demanda no estacionalizada (grandes usuarios GUMA, GUME y GUDI y contratos MAT de distribuidores) alcanzó el 26%.

Por el lado de la oferta, el suministro total alcanzó 12.886 GWh, un 6,0% más que en agosto de 2025. La generación térmica aportó 5.303 GWh (41% del total), con una caída interanual del 13% (-20% en ciclos combinados), desplazada por una mayor generación hidráulica (+45%) y por mayores importaciones (+54%); la generación renovable no hidráulica y de pequeños aprovechamientos creció un 6%. Bajo el esquema de la Resolución SE N° 400/2025, el 60% de la oferta correspondió a Generación Asignada, el 13% a contratos en el Mercado a Término y el 27% al mercado spot.

En materia de capacidad, la potencia instalada alcanzó 44.652 MW, de los cuales el 56% corresponde a fuentes térmicas y el 40% a fuentes renovables (incluidas las grandes centrales hidroeléctricas); los ciclos combinados concentran 15.525 MW (35% del total). La disponibilidad térmica fue del 82% en agosto de 2026 (79% en el año móvil) y alcanzó el 89% en los ciclos combinados. El gas natural representó el 90% de la matriz de combustibles, con un consumo medio de 34,2 MMm³/d (-16,5% interanual), en el que ganó participación el gas adquirido por los propios generadores (17,7 MMm³/d, frente a 6,1 MMm³/d en agosto de 2025), en línea con la descentralización de la gestión de combustibles.

En cuanto a los precios, el precio monómico medio del mercado spot para los Grandes Usuarios del MEM alcanzó USD 157,9/MWh en agosto de 2026, frente a USD 91,5/MWh en igual mes de 2025 (+73%), mientras que el costo monómico de la Generación Asignada se ubicó en USD 95,1/MWh. El costo marginal operado promedió USD 141,2/MWh.

a. 3) Posición de la empresa en su industria

La compañía participa en el negocio de producción y comercialización en bloque de energía eléctrica en la República Argentina. Central Costanera S.A. se encuentra estratégicamente ubicada en la Ciudad de Buenos Aires. Constituida por cuatro unidades turbo vapor, con una capacidad instalada de 661 MW y dos ciclos combinados: uno de ellos provisto por la firma Mitsubishi (CC MHI) con una capacidad instalada de 851 MW y el otro compuesto de una turbina de gas Siemens y una antigua turbina a vapor BTH con una capacidad instalada de 277 MW. La sociedad cuenta con una potencia instalada total de 1.789 MW brutos. Esto equivale a una participación en el SADI de aproximadamente un 4,0% respecto del total de la potencia instalada, posicionando a Central Costanera como una de las plantas de generación térmica más importantes de Sudamérica.

En relación con el CC MHI la compañía mantiene contratos de largo plazo con MHI Power Argentina S.R.L. y Mitsubishi Power Americas, Inc., vigentes desde 2024, que tienen por objeto la provisión integral de servicios, repuestos y reparaciones para las dos turbinas de gas, la turbina de vapor y los generadores de la central. Estos contratos contemplan el mantenimiento programado bajo un esquema basado en horas equivalentes de operación, la provisión de partes nuevas o reacondicionadas con garantía del fabricante y una estrategia de gestión integral del ciclo de vida de los equipos, incluyendo la incorporación de nuevos rotores prevista para los años 2032 y 2034, destinada a extender la vida útil de ambas turbinas de gas.

Asimismo, los contratos incorporan garantías de desempeño, tales como niveles de confiabilidad y compromisos sobre los tiempos de ejecución de los mantenimientos programados e incluyen la implementación de herramientas

avanzadas de monitoreo y analítica a través de la plataforma digital TOMONI de Mitsubishi.

Análisis de los proveedores: En 2025, el Gobierno argentino introdujo cambios regulatorios orientados a descentralizar progresivamente el abastecimiento de combustibles y a incrementar la responsabilidad de los generadores en la gestión de su propio suministro.

La Resolución SE N° 21/2025 autorizó a generadores, autogeneradores y cogeneradores a adquirir su propio combustible y estableció a CAMMESA como proveedor de última instancia, disponiendo que los costos de combustible asociados a la autogestión serán valorizados sobre la base de precios de referencia declarados en las Declaraciones de Costos Variables de Producción de los generadores, sujetos a las condiciones regulatorias aplicables.

La Resolución SE N° 400/2025 avanzó en la normalización y reestructuración del MEM, estableciendo un marco para la transición progresiva hacia la autogestión del abastecimiento de combustibles, tanto para gas natural como para combustibles líquidos. En este marco, los volúmenes contractuales del Plan Gas administrados por CAMMESA se mantendrán vigentes hasta el vencimiento de sus respectivos contratos, previsto hasta diciembre de 2028, mientras que los generadores asumirán crecientemente la responsabilidad de asegurar suministros adicionales de combustible por fuera de dicho esquema. La resolución contempla una transición gradual, con una reducción progresiva del rol de CAMMESA como proveedor centralizado de combustible.

Eficiencia relativa: El despacho de energía a la red nacional es administrado por CAMMESA. Los generadores avisan a CAMMESA de su energía disponible y de cierta información sobre su costo marginal de producción. En base a esta información CAMMESA elabora un ranking de los generadores en orden creciente de sus costos marginales.

Las primeras en despacharse son las hidroeléctricas de base, las plantas nucleares y los ciclos combinados grandes. Dependiendo del momento del día y las condiciones climáticas, se intercalan las centrales de generación renovable.

Liderazgo: la empresa es una de las principales compañías en su sector. Los principales competidores de la compañía constituyen las grandes centrales conectadas al SADI.

Dentro de los grupos empresarios más relevantes que tienen participación en la actividad de generación en el Mercado Eléctrico Argentino se encuentran: AES, Central Puerto, PAMPA ENERGIA e YPF LUZ. Otras empresas con participación son Genneia, Enel, MSU, entre otras.

a. 4) Características de la Administración y Propiedad

El 17 de febrero de 2023, Proener S.A.U., una sociedad controlada por Central Puerto S.A., adquirió de Enel Argentina S.A. 531.273.928 acciones, representativas del 75,68% del capital social y votos de la Sociedad. De esta forma, a partir de dicha fecha, Proener S.A.U. se convirtió en la sociedad controlante de la Sociedad. Adicionalmente a raíz de la oferta pública de acciones concluida el 12 de junio del 2023 el accionista controlante Proener S.A.U. adquirió un 0,0093% adicional de la Sociedad.

Central Puerto es una empresa líder en la producción de energía eléctrica en Argentina que cuenta con 16 plantas de generación de diversas tecnologías, más de 1.000 empleados y ha alcanzado -luego de la incorporación de Costanera- un 15% de market share.

Central Puerto cotiza en la bolsa de Buenos Aires y, desde 2018, en la de Nueva York. Produce energía eléctrica en forma eficiente, contribuyendo al abastecimiento de la demanda con calidad, maximizando el valor tanto para la compañía como para la sociedad de manera sustentable con el medio ambiente.

Cuenta actualmente -considerando dicha integración- con una capacidad instalada de generación del orden de 6.900 MW en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

La adquisición generó sinergias a la compañía, fortaleciéndose con la experiencia, el management y los sistemas de gestión de Central Puerto. 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, centrando sus esfuerzos en la optimización de los recursos disponibles, desde una perspectiva tanto de negocios como administrativa y tecnológica, y centrándose también en aprovechar las sinergias operativas con el fin de continuar fortaleciendo y cubriendo la demanda a nivel nacional.

Se considera satisfactoria la preparación de los profesionales, directores y ejecutivos involucrados en el manejo de la empresa.

INDICADORES DE LA COMPAÑÍA

Analizando la rentabilidad de la sociedad y considerando los datos de los últimos estados contables anuales a 2022, 2023, 2024 y 2025 y el balance intermedio a junio de 2026 se obtiene un coeficiente de variación de 85%, resultante de un desvío estándar de la rentabilidad de 22% y una rentabilidad promedio sobre activos de 26%.

Los ingresos por actividades ordinarias del primer semestre de 2026 ascendieron a $ 211.520 millones, frente a $ 57.878 millones en igual período de 2025 (expresados en moneda de junio de 2025). Como principales causas de esta variación se encuentra el incremento de las ventas en el mercado spot

relacionado con las modificaciones que introdujo la Res. SE Nº 400/2025 y el mayor ingreso por ventas por contratos. (Debido al cambio de moneda funcional y a que la información comparativa se expone en moneda de poder adquisitivo de junio de 2025, limitan la comparabilidad de las cifras).

Cabe mencionar que durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026, la empresa registró un aumento del 15% en el volumen de energía generada (2.326 GWh) respecto de idéntico período de 2025 (2.020 GWh).

El resultado operativo del semestre ascendió a $ 78.703 millones (margen de 37,2% sobre ingresos), frente a $ 5.597 millones en el primer semestre de 2025, y el EBITDA (resultado operativo más amortizaciones) alcanzó $ 100.969 millones (margen de 47,7%). Luego de resultados financieros netos negativos por $ 5.603 millones, principalmente por intereses de deudas y préstamos, y de un cargo por impuesto a las ganancias de $ 17.095 millones, la Sociedad registró una ganancia neta de $ 56.004 millones, frente a $ 2.425 millones en igual período de 2025. Adicionalmente, reconoció en otros resultados integrales una diferencia de conversión positiva de $ 3.474 millones.

El plazo en el que la utilidad neta esperada amortiza la deuda no corriente es cercano a los 9 meses. Se considera adecuado el calce de plazos de la compañía.

La liquidez ácida presenta un coeficiente de 1,3. Se considera adecuado el indicador de liquidez que presenta la compañía.

El indicador de endeudamiento al 30 de junio de 2026 se ubica en 51%. Se observa un crecimiento del 27% del coeficiente respecto del último balance anual (40%), explicado principalmente por el aumento de las cuentas por pagar comerciales, de las deudas bancarias de corto plazo y del impuesto a las ganancias a pagar.

La sociedad mantiene pasivos que devengan interés principalmente con Mitsubishi Corporation, cuyo saldo de capital al 30 de junio de 2026 asciende a USD 49,0 millones en valores nominales (tasa fija de 0,25% anual y cancelación total prevista antes del 15 de diciembre de 2032). Adicionalmente, durante 2026 la Sociedad tomó préstamos de corto plazo con BBVA para financiar operaciones de comercio exterior por USD 22,7 millones, que fueron cancelados a su vencimiento en julio de 2026.

Al 30 de junio de 2026 la Sociedad presenta una posición pasiva neta en moneda extranjera de $ 81.140 millones, equivalente al 33% del patrimonio neto. Este descalce se ve mitigado por la denominación en dólares de la porción más significativa de sus ingresos.

En base a los puntos a.1), a.2), a.3) y a.4) precedentes y a los indicadores de la Compañía se mantiene la calificación de la capacidad de pago esperada de Central Costanera S.A. en Categoría B.

b) Rentabilidad Esperada de la Institución

El análisis de la Rentabilidad Esperada de la Institución comprende el análisis histórico de la rentabilidad y la rentabilidad proyectada.

b.1) Rentabilidad Histórica

La Rentabilidad Histórica se calificará en dos niveles, en base al análisis de un indicador consistente en el cociente del resultado final y el valor de mercado del patrimonio. Este indicador corresponderá al promedio de los últimos tres años, u otro plazo que a juicio del Agente de Calificación de Riesgo sea representativo para la sociedad. La Rentabilidad Histórica de la compañía se considera en Nivel 1.

b.2.) Rentabilidad Proyectada

La Rentabilidad Proyectada se calificará en dos niveles de acuerdo con el siguiente criterio:

Nivel 1: si se espera que la rentabilidad proyectada (respecto del patrimonio a valor de mercado) sea mayor a la tasa SOFR (Secured Overnight Financing Rate, que reemplazó a la LIBOR como tasa de referencia) y/u otra tasa que el agente de calificación considere representativa.

Nivel 2: si se espera que la rentabilidad proyectada (respecto del patrimonio a valor de mercado) sea menor o igual que dicha tasa y/u otra tasa que la calificadora considere representativa.

La Rentabilidad Proyectada se calificó en Nivel 1.

Las proyecciones de rentabilidad podrían verse afectadas en el corto plazo por la coyuntura económica y posibles cambios en el marco regulatorio.

En base a estos criterios, la Rentabilidad Esperada se calificará de acuerdo con la siguiente matriz:

MATRIZ DE RENTABILIDAD ESPERADA

Rentabilidad Proyectada	Rentabilidad Histórica	
	Nivel 1	Nivel 2
Nivel 1	**Nivel 1**	Nivel 2
Nivel 2	Nivel 2	Nivel 3

En concordancia, la Capacidad de Generar Ganancias se calificará de acuerdo con la siguiente matriz:

MATRIZ DE CAPACIDAD DE GENERAR GANANCIAS

Capacidad de Pago Esperada	Rentabilidad Esperada		
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
A	Muy Buena	Muy Buena	Buena
B	**Muy Buena**	Buena	Regular
C	Buena	Regular	Baja

MATRIZ DE CALIFICACION FINAL

En función de las calificaciones de Liquidez y Capacidad de Generar Ganancias y las evaluaciones realizadas por la calificadora se obtiene una Calificación Final de las acciones en Categoría 2.

CALIFICACION FINAL

Se decide mantener la calificación de las acciones ordinarias emitidas por Central Costanera S.A. (antes Enel Generación Costanera S.A.) en Categoría 2.

ANEXO I - ESTADOS CONTABLES
(Expresados a moneda de cierre de cada período/ejercicio contable)

Fecha	Jun26	Dic25	Dic24	Dic23	Dic22
Meses	6	12	12	12	12
	Moneda Funcional USD				
ESTADO DE SITUACION PATRIMONIAL					
En Pesos					
Disponibilidades	106.814.268	37.749.117	16.110.674	12.289.514	2.718.938
Inversiones	–	–	–	2.863.835	527.407
Deudores por Ventas	128.144.085	58.897.757	29.121.603	16.500.336	5.038.353
Documentos a Cobrar	–	–	–	–	–
Bienes de Cambio	37.029.138	24.600.531	9.182.907	2.227.234	3.358.237
Otros Activos Corrientes	9.418.392	5.777.969	8.327.969	–	2.159.697
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	281.405.883	127.025.374	62.743.153	33.880.919	13.802.632
Bienes de Uso	203.083.170	166.930.370	148.015.896	70.289.807	32.706.912
Inversiones	478.808	470.085	402.938	183.531	1.146.447
Otros Créditos a Largo Plazo	3.658.686	5.631.335	6.858.426	7.517.191	2.156.557
Cargos Diferidos e Intangibles	20.899	31.711	41.125	30.376	2.631.476
Otros	10.881.035	10.682.798	–	6.405.639	854.496
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	218.122.598	183.746.299	155.318.385	84.426.545	39.495.888
TOTAL ACTIVOS	499.528.481	310.771.673	218.061.538	118.307.464	53.298.520
Obligaciones Financeras	45.329.518	4.288.739	3.089.296	3.838.637	686.430
Otros Pasivos No Financieros	20.490.997	9.948.978	3.096.305	1.802.650	–
Cuentas a Pagar + Proveedores	71.501.433	11.656.973	14.688.731	19.905.735	7.140.275
Provisiones	2.155.403	2.156.971	1.601.871	383.858	106.796
Sueldos a Pagar	11.513.105	11.894.633	10.270.041	5.499.601	1.688.487
Impuesto a Pagar	31.333.012	–	–	–	754.796
Otros Pasivos Corrientes	–	–	–	–	43.090
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	182.323.468	39.946.294	32.746.244	31.430.481	10.419.875
Obligaciones Financeras	47.598.854	46.976.662	33.422.041	27.098.720	6.197.263
Otras Cuentas a Pagar	–	–	–	–	–
Pasivo Impuesto Diferido	19.119.583	33.422.118	14.591.909	–	–
Provisiones	–	–	–	–	–
Otros Pasivos Corrientes	3.818.967	3.236.471	2.577.991	1.194.623	553.286
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	70.537.404	83.635.251	50.591.941	28.293.342	6.750.549
TOTAL PASIVOS	252.860.872	123.581.545	83.338.185	59.723.824	17.170.424
PATRIMONIO NETO	246.667.609	187.190.128	134.723.353	58.583.641	36.128.096
ESTADO DE RESULTADOS					
En Pesos					
Ingresos de Explotacion	211.519.552	161.457.210	110.414.425	46.647.880	17.119.156
Costos de Explotacion	(130.929.813)	(128.817.443)	(98.374.320)	(58.627.965)	(15.181.229)
UTILIDAD BRUTA	80.589.739	32.639.767	12.040.105	(11.980.085)	1.937.927
Gastos de Adm y Comerc. (1)	(1.887.199)	2.374.680	2.306.051	(19.327.560)	(1.619.459)
RESULTADO OPERATIVO	78.702.540	35.014.447	14.346.156	(31.307.645)	318.469
Otros Ingresos No Operativos	6.548.623	9.678.609	15.392.520	14.105.915	8.035.545
Gastos Financieros	(12.152.029)	(22.239.750)	(15.511.800)	(39.436.139)	(10.623.041)
Otros Egresos No Operativos	–	2.510.721	20.002.166	(3.646.533)	3.821.678
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	73.099.134	24.964.027	34.229.042	(60.284.402)	1.552.651
Impuesto a las Ganancias	(17.095.288)	(15.155.348)	(27.079.548)	3.568.626	2.175.749
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	56.003.846	9.808.679	7.149.494	(56.715.777)	3.728.400

(1) Incluye Otros ingresos y egresos operativos

ANEXO II – INDICADORES

Fecha	Jun26	Dic25	Dic24	Dic23	Dic22
Meses	6	12	12	12	12
INDICADORES FINANCIEROS					
Indicadores de Liquidez					
Liquidez Corriente (AC/PC)	1,5	3,2	1,9	1,1	1,3
Liquidez Acida [(AC-Bs de cambio)/PC]	1,3	2,6	1,6	1,0	1,0
(1) Días Bienes de Cambio por 1 día vta.	32	56	30	17	72
(2) Días Deudores por Venta por 1 día vta.	111	133	96	129	107
(3) Días Cuentas a Pagar por 1 día vta.	62	26	49	156	152
(4=1+2-3) Duración Ciclo de Caja	81	162	78	-9	27
Capital de Trabajo (AC-PC)/ Activo Total	19,8%	28,0%	13,8%	2,1%	6,3%
Indicadores de Solvencia					
Activo Fijo / Activo Total	40,7%	53,7%	67,9%	59,4%	61,4%
Pasivo No Corriente + PN / Activo Total	63,5%	87,1%	85,0%	73,4%	80,4%
Pasivo Total / Activo Total	50,6%	39,8%	38,2%	50,5%	32,2%
Pasivo Corriente / Pasivo Total	72,1%	32,3%	39,3%	52,6%	60,7%
Deuda ByF / Pasivo Total	36,8%	41,5%	43,8%	51,8%	40,1%
Deuda ByF CP / Deuda ByF Total	48,8%	8,4%	8,5%	12,4%	10,0%
Indicadores de Cobertura					
EBITDA/gastos financieros	8,3	3,1	2,6	-0,6	0,6
Deuda ByF Total / EBITDA	0,5	0,7	0,9	-1,3	1,2
Pasivo Total / (Ventas/365)	218	279	275	467	366
Deuda ByF Total / (Ventas/365)	80	116	121	242	147
Costo Financiero Implicito*	26%	43%	42%	127%	154%
*Se define como gastos financieros sobre deudas ByF					
Indicadores de Margenes					
Margen Bruto = Utilidad bruta / Ingresos	38,1%	20,2%	10,9%	-25,7%	11,3%
Margen EBITDA = EBITDA / Ingresos	47,7%	43,0%	36,2%	-52,2%	34,8%
Margen EBIT = EBIT / Ingresos	37,2%	21,7%	13,0%	-67,1%	1,9%
Margen EBT = EBT / Ingresos	34,6%	15,5%	31,0%	-129,2%	9,1%
Margen Final = Utilidad del Ej./Ingresos	26,5%	6,1%	6,5%	-121,6%	21,8%
Indicadores de Rentabilidad					
ROA bruto = EBIT / Activos	31,5%	11,3%	6,6%	-26,5%	0,6%
ROA neto = Utilidad del Ej. / Activos	22,4%	3,2%	3,3%	-47,9%	7,0%
ROE neto = Utilidad del Ej. / PN	45,4%	5,2%	5,3%	-96,8%	10,3%
Indicadores de Eficiencia					
Rotación de Activos Fijos (/ingresos)	2,1	1,0	0,7	0,7	0,5
Rotación de Activos Totales (/ingresos)	0,8	0,5	0,5	0,4	0,3

Referencias:
EBITDA: Resultado operativo + amortizaciones
EBIT: Resultado operativo
EBT: Resultado antes de impuestos
AC: Activo Corriente
PC: Pasivo Corriente
PN: Patrimonio Neto
ByF: Bancarias y Financieras

DEFINICION DE LA CALIFICACIÓN OTORGADA

Categoría 2: Corresponde a aquellas acciones con una buena capacidad de generar ganancias y que presentan liquidez media.

INFORMACIÓN UTILIZADA

- Estados Contables al 30 de junio de 2026.
- Reseña Informativa al 30 de junio de 2026.
- www.argentina.gob.ar/cnv | Comisión Nacional de Valores.
- www.bolsar.info | Sitio financiero de internet de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires
- www.indec.gob.ar | Informes del Indicador Sintético Energético (ISE) publicado por el INDEC.
- www.cammesa.com | Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Informe Mensual de agosto de 2026).

Las calificaciones tienen un alcance relativo, es decir, se emiten con la información disponible suministrada o no por la Sociedad bajo calificación y con la proyección de hechos razonablemente previsibles, pero no incluye la ocurrencia de eventos imprevisibles que puedan afectar la calificación emitida.
El Agente de Calificación no audita la veracidad de la información suministrada por el cliente, emitiendo una calificación de riesgo basada en un análisis completo de toda la información disponible y de acuerdo a las pautas establecidas en sus metodologías de calificación (art. 39, Secc. X, Cap. I, Tit. IX de las Normas CNV). La información cuantitativa y cualitativa suministrada se ha tomado como fidedigna y por tanto libera al Agente de Calificación de cualquier consecuencia de los eventuales errores que esta información pudiera contener.
Este Dictamen de Calificación no debe considerarse una recomendación para adquirir, negociar o vender los Títulos emitidos o a ser emitidos por la empresa, sino como una información adicional a ser tenida en cuenta por los acreedores presentes o futuros de la empresa.