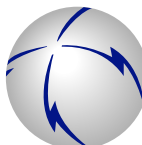




MEMORIA DE LABORES

20
25





CONTENIDO

04 Introducción

06 Accionistas

08 ¿Quiénes somos?

09 Nuestra Filosofía

10 Estructura Organizativa

MEMORIA DE LABORES

20
25

11 Cifras Relevantes del
Mercado Mayorista

17 Nuestros
Logros

37 Mercado Eléctrico
Regional

38 Nuestros
Retos

43 Dictamen de los
Auditores Independientes

Introducción

La Memoria de Labores 2025 de la Unidad de Transacciones (UT) presenta los principales resultados, avances y retos asociados a la operación del Sistema Eléctrico de Potencia y a la administración del Mercado Mayorista de Electricidad en El Salvador.

Durante este período, el sistema eléctrico nacional operó en un entorno cada vez más dinámico, influenciado por factores climáticos, variaciones en los precios internacionales de los combustibles y una creciente incorporación de tecnologías de generación renovable. En este contexto, la UT continuó desempeñando un rol fundamental en la coordinación eficiente de la operación del sistema y en la gestión transparente de las transacciones energéticas.

A lo largo del documento se detallan los principales indicadores del mercado, la evolución de la demanda, el comportamiento de los recursos energéticos, así como los logros alcanzados en materia operativa, regulatoria y tecnológica. Asimismo, se presentan los desafíos identificados para el corto y mediano plazo, en un entorno caracterizado por una mayor complejidad operativa y la necesidad de fortalecer la flexibilidad del sistema.

Esta memoria refleja el compromiso de la UT con la seguridad, confiabilidad y eficiencia del suministro eléctrico, así como con el desarrollo sostenible del sector energético nacional y su integración regional.

Resumen ejecutivo

Durante el año 2025, la Unidad de Transacciones consolidó su rol como operador del sistema de transmisión y administrador del Mercado Mayorista de Electricidad, garantizando una operación eficiente, segura y confiable del sistema eléctrico nacional.

En términos de desempeño del mercado, la demanda eléctrica mostró un crecimiento moderado del 1.1% respecto al año anterior, manteniendo un comportamiento alineado con los patrones estacionales históricos. La máxima demanda alcanzó los 1,203 MW, reflejando la evolución del consumo eléctrico en el país.

El contexto internacional estuvo marcado por una disminución en los precios de los combustibles, lo que contribuyó a una reducción en los costos de generación térmica y en el costo marginal de operación. Asimismo, condiciones climáticas más estables favorecieron una mayor previsibilidad en la planificación operativa.

En el ámbito del manejo de recursos, la generación hidroeléctrica mantuvo una participación relevante dentro de la matriz energética, respaldada por una adecuada gestión del recurso hídrico. Por su parte, la integración de energías renovables continuó avanzando, incrementando la complejidad operativa del sistema y demandando mayores capacidades de monitoreo, análisis y respuesta.

Entre los principales logros del período destacan la implementación de modificaciones regulatorias, la suscripción de nuevos contratos con Participantes del Mercado, el fortalecimiento de los procesos de planificación operativa y la mejora en los niveles de satisfacción de las partes interesadas.

En el Mercado Eléctrico Regional, el país registró un comportamiento dinámico en sus intercambios, con periodos de importación y exportación asociados a condiciones climáticas y a la disponibilidad de recursos energéticos.

De cara al 2026, los principales retos se centran en la gestión de la variabilidad climática, la creciente penetración de energías renovables, la incorporación de nuevas tecnologías y la necesidad de fortalecer la flexibilidad del sistema para garantizar una operación segura, eficiente y sostenible. En conjunto, los resultados de 2025 reflejan una gestión sólida y una capacidad institucional fortalecida, orientada a responder a los desafíos actuales y futuros del sector eléctrico.

Accionistas



Serie Generadores

Acajutla Energía Solar I, Ltda. de C.V.
Capella Solar, S.A. de C.V.
Cenergica Energy El Salvador, S. en C. de C.V.
Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa
Compañía Azucarera Salvadoreña, S.A. de C.V.
Energía Borealis, S.A. de C.V.
Energía del Pacífico Ltda. de C.V.
Holcim El Salvador, S.A. de C.V.
Ingenio Central Azucarero Jiboa, S.A. de C.V.
Ingenio Chaparrastique, S.A. de C.V.
Ingenio El Ángel, S.A. de C.V.
Ingenio La Cabaña, S.A. de C.V.
Inversiones Energéticas, S.A. de C.V.
LaGeo, S.A. de C.V.
Nejapa Power Company, S.A.
Potencia y Energía Corp., S.A. de C.V.
Proyecto La Trinidad, Ltda. de C.V.
Providencia Solar, S.A. de C.V.
Sonsonate Solar, S.A. de C.V.
Textufil, S.A. de C.V.
Ventus, S.A. de C.V.



Serie Transmisores

Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V.



Serie Distribuidores

AES CLESA y Compañía S. en C., de C.V.
B&D Servicios Técnicos, S.A. de C.V.
Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador, S.A. de C.V.
Deusem, S.A. de C.V.
Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. de C.V.
Empresa Distribuidora Eléctrica Salvadoreña, S.A. de C.V.
Empresa Eléctrica de Oriente, S.A. de C.V.

Accionistas



Serie Usuarios Finales

Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados

Alas Doradas, S.A. de C.V.

Avícola Salvadoreña, S.A. de C.V.

Corporación Industrial Centroamericana, S.A. de C.V.

Editorial Altamirano Madriz, S.A.

Empresas ADOC, S.A. de C.V.

Hilanderías de Exportación, S.A.

Industrias Duraflex, S.A. de C.V.

Inversiones Intercontinentales, S.A. de C.V.

La Constancia, Ltda. de C.V.

Plastipak, S.A. de C.V.

Rayones de El Salvador, S.A. de C.V.

Salvaplastic, S.A. de C.V.

Termoencogibles, S.A. de C.V.

Textiles San Andrés, S.A.



Serie Comercializadores Independientes

Edecsa, S.A. de C.V.

Electric Power Markets, S.A. de C.V.

Energy Business Retailers El Salvador, S.A. de C.V.

Excelergy, S.A. de C.V.

Infotekne, S.A. de C.V.

Intellergy, S.A. de C.V.

Lynx, S.A. de C.V.

Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V.

Origem, S.A. de C.V.

¿Quiénes somos?



La Unidad de Transacciones, S. A. de C.V. (UT) es una sociedad privada constituida en abril de 1998, que inició operaciones en octubre del mismo año, como parte del proceso de reforma del sector eléctrico salvadoreño.



Sus funciones están establecidas en el artículo 33 de la Ley General de Electricidad, aprobada mediante el Decreto Legislativo N.º 843 del 10 de octubre de 1996, y se desarrollan conforme al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).



Entre sus principales responsabilidades se encuentran la administración del Mercado Mayorista de Electricidad y la coordinación de la operación del Sistema Eléctrico de Potencia, incluyendo las interconexiones internacionales con los países de Centroamérica y Panamá, en coordinación con el Ente Operador Regional (EOR).

Nuestra Filosofía

Visión

Ser reconocidos como un referente que impulsa la transformación del mercado para el desarrollo del sector eléctrico nacional y la integración energética regional.

Misión

Somos la sociedad estratégica del mercado de electricidad que opera el sistema de transmisión en forma eficiente, segura, confiable, y administra las transacciones energéticas al mínimo costo, asegurando a las partes interesadas el acceso a la información.

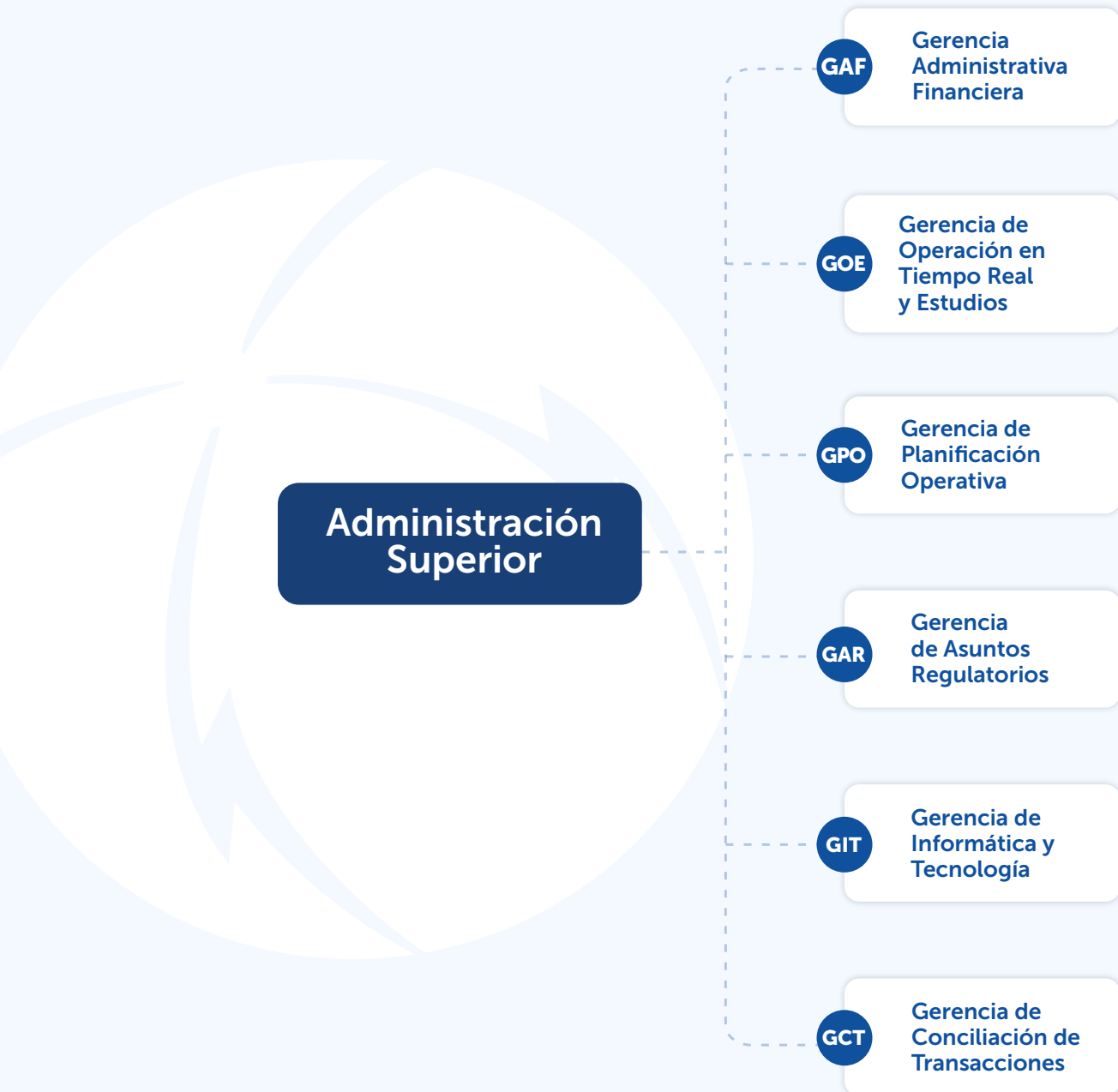
Valores

- Transparencia
- Excelencia
- Integridad
- Creatividad
- Pasión

Principios

- Servicio al cliente
- Trabajo en equipo
- Integración
- Resiliencia
- Potenciar el talento

Estructura Organizativa



MEMORIA DE LABORES 2025

Cifras Relevantes del Mercado Mayorista de Electricidad



2025

Demanda Máxima de Potencia (MW)

2024

1,194



2025

1,203

Precio Promedio del MRS (USD/MWh)

2024

111.39



2025

97.25

Pérdidas de Transmisión (GWh)

2024

145.7



2025

134.1

Intercambios Regionales (GWh)

Importaciones

2024

209.9



2025

185.6

Exportaciones

2024

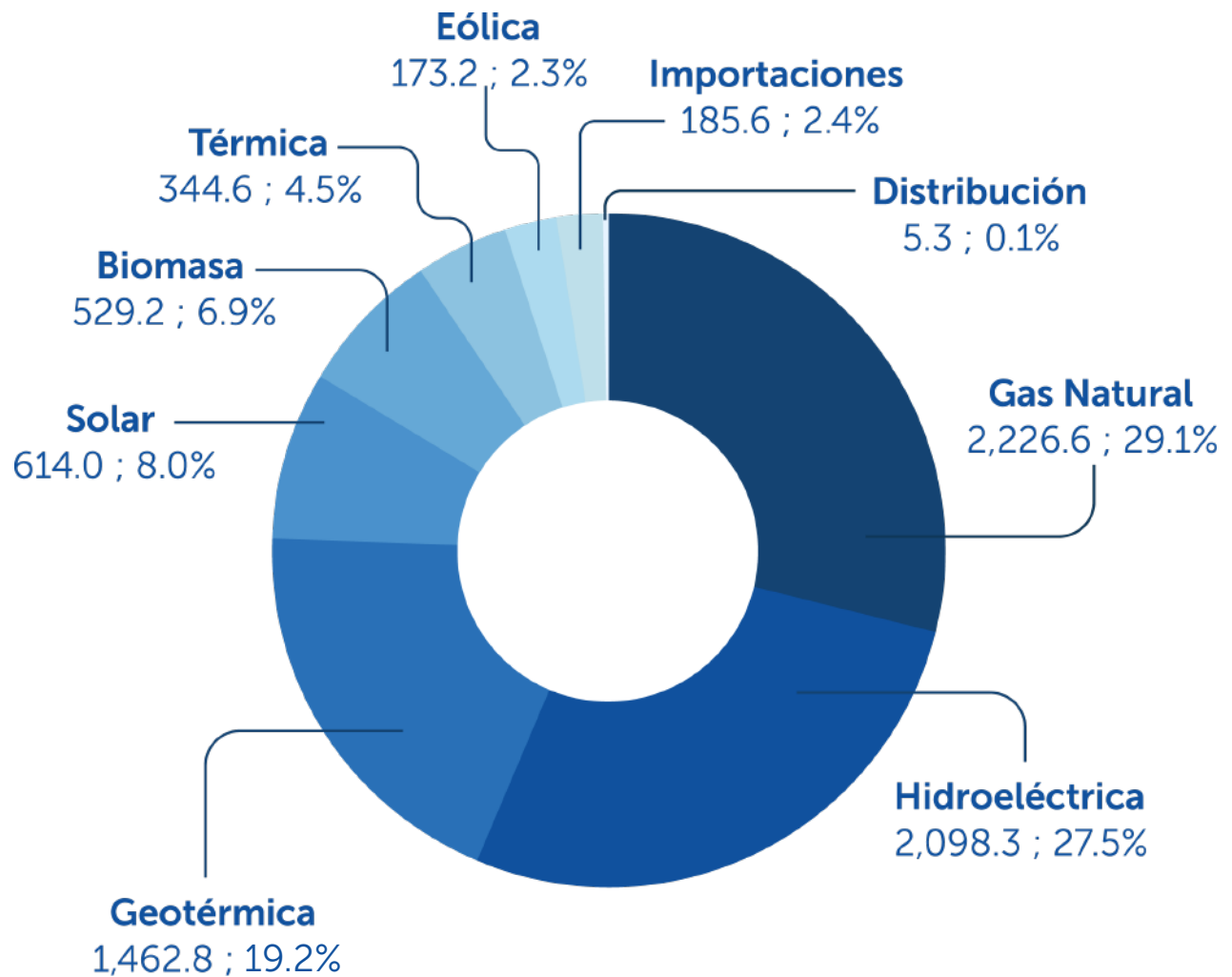
253.6



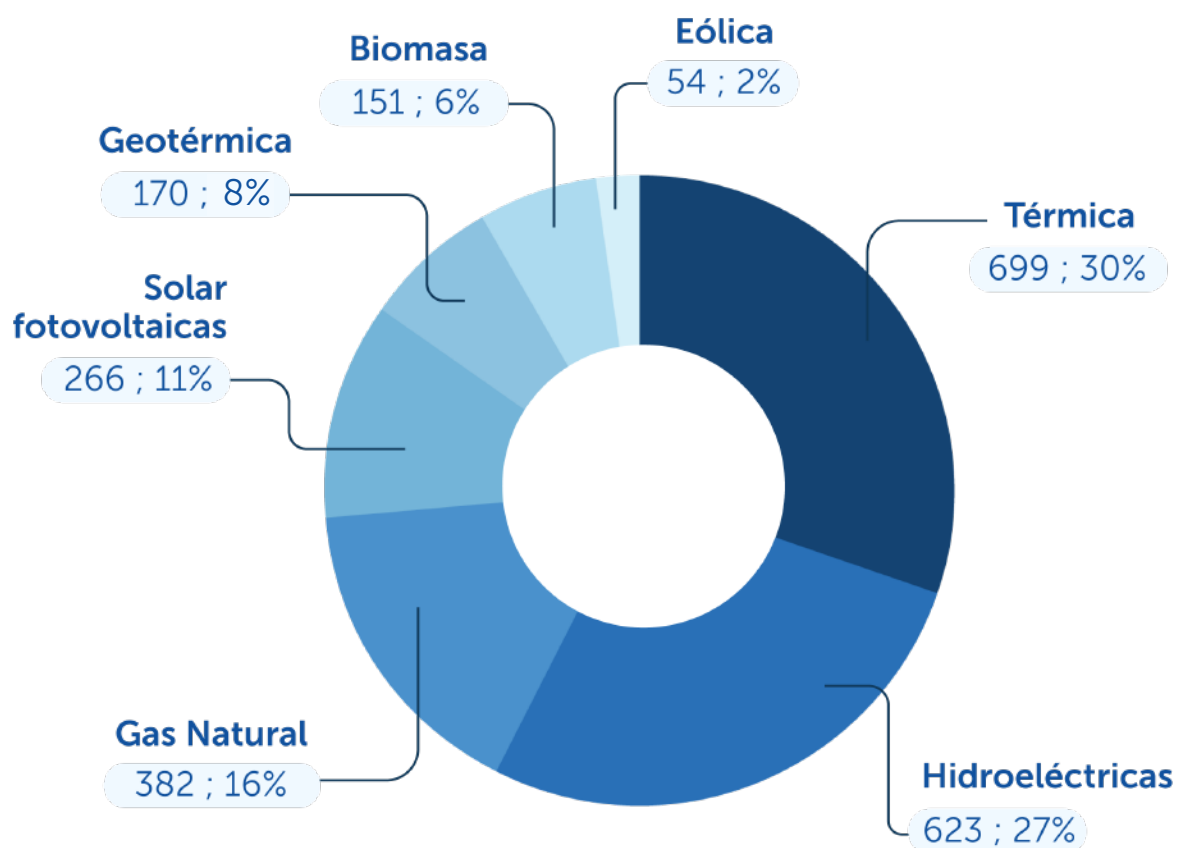
2025

284.1

Generación de Energía por Tipo de Recurso (GWh) en 2025



Capacidad por Tipo de Recurso (MW) en 2025



Demanda de Energía por Tipo de Mercado en 2025

CONTRATOS: 4,022.8 GWh (56%)

Contratos Bilaterales

465.5 GWh (12%)

**Contratos de Libre
Concurrencia**

2,889.1 GWh (72%)

**Contratos de
Naturaleza Pública**

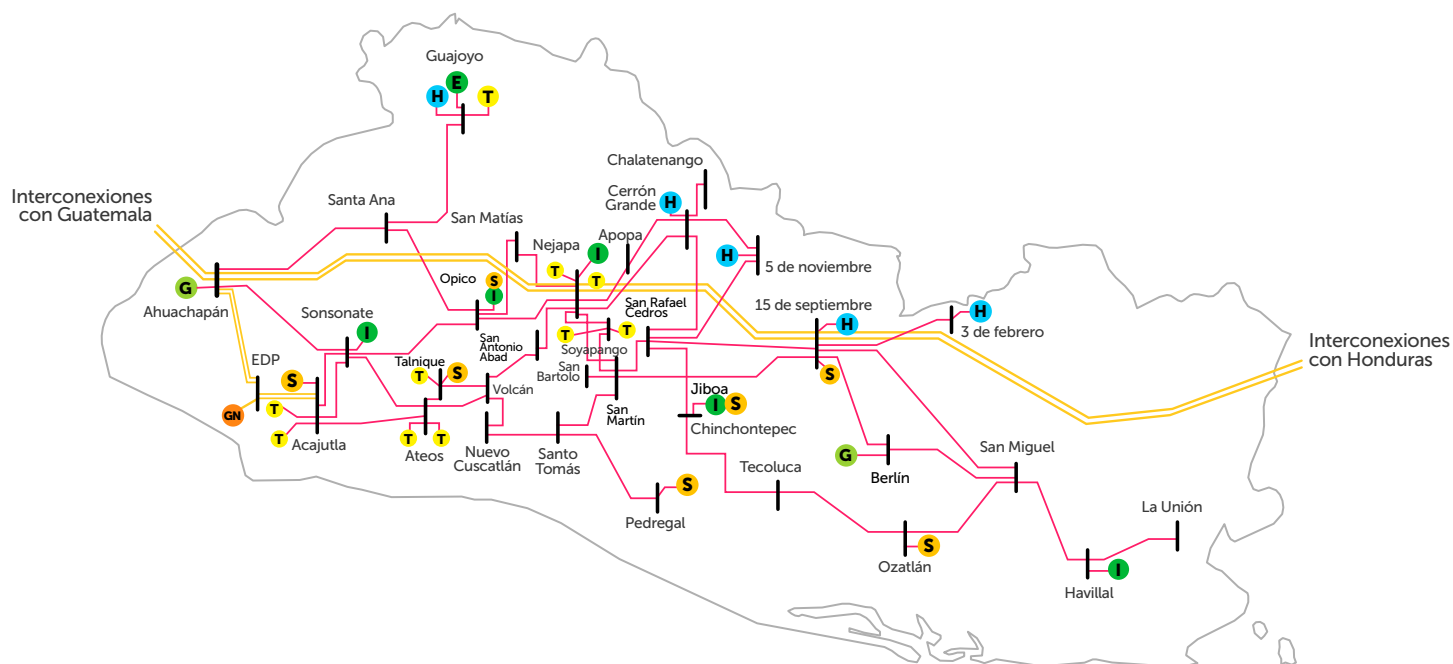
662.1 GWh (16%)

MRS*: 3,198.4 GWh (44%)

TOTAL: 7,221.3 GWh

*MRS: Mercado Regulador del Sistema

Sistema Eléctrico de Potencia de El Salvador



Simbología	
—	Línea de transmisión a 115 kV
—	Línea de transmisión a 230 kV
H	Generación hidroeléctrica
G	Generación geotérmica
T	Generación térmica
S	Generación solar
E	Generación eólica
I	Generación biomasa
GN	Generación gas natural

- 44 Líneas de transmisión a 115 kV
- 6 Líneas de transmisión a 230 kV
- 2 Interconexiones El Salvador - Guatemala
- 2 Interconexiones El Salvador - Honduras
- 31 Subestaciones de potencia a 115 kV
- 4 Subestaciones de Potencia 115/230 kV

MEMORIA DE LABORES 2025

Gestión 2025

en la Administración y Operación
del Mercado Mayorista de Electricidad



Gestión 2025

Suscripción de Nuevos Contratos de Prestación de Servicios

La Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM), mediante el Acuerdo N.º 13/2025/DE, aprobó modificaciones al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

Entre los cambios incorporados, se actualizó el Anexo 01 – Inscripción, en el que se establecen los requisitos que toda persona natural o jurídica debe cumplir para adquirir y mantener la calidad de Participante en el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador (PM). Asimismo, se sustituyó el Apéndice A del referido anexo, que contiene el modelo de Contrato de Prestación de Servicios (CPS) que debe ser suscrito por cada PM. Como resultado, fue necesario formalizar la suscripción de nuevos CPS entre la UT y los Participantes del Mercado inscritos.

En atención a estas disposiciones, la Asesoría Legal de la UT, en conjunto con la Gerencia de Asuntos Regulatorios, llevó a cabo la elaboración y suscripción de los nuevos Contratos de Prestación de Servicios con los Participantes del Mercado inscritos ante la UT, dando cumplimiento a lo establecido por la DGEHM.

Nuevos Participantes del Mercado

Durante 2025, se recibieron y tramitaron las solicitudes de inscripción de las sociedades Energy 4 Development Proyectos Energéticos El Salvador, S.A. de C.V.; Desarrollos Agrícolas Santa Marta, S.A. de C.V.; Velhen Energy, S.A. de C.V.; Comercializadora de Energía de Centroamérica, S.A. de C.V.; Grupo Energía e Inversiones, S. A. de C.V.; y Ecológica, S.A. de C.V., para incorporarse como Participantes del Mercado Mayorista de Electricidad.

Como parte del proceso, se realizó el análisis y la verificación del cumplimiento de los requisitos establecidos en el ROBCP. Habiéndose acreditado el cumplimiento de dichos requisitos a satisfacción de la UT, se formalizó la suscripción del Contrato de Prestación de Servicios correspondiente, quedando inscritas en la categoría de Comercializador, lo que les permite continuar con el proceso de habilitación comercial respectivo.

Prevención de Lavado de Dinero y Activos

En octubre de 2025, la Asamblea Legislativa de la República de El Salvador, mediante el Decreto Legislativo N.º 426, aprobó la Ley Especial para la Prevención, Control y Sanción del Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y Financiamiento de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva.

Con la entrada en vigencia de esta normativa, diversas personas naturales y jurídicas que desarrollaban actividades reguladas por la legislación anterior dejaron de tener la calidad de sujetos obligados, entre ellas la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

No obstante, la UT continúa aplicando buenas prácticas orientadas a la prevención del lavado de dinero y activos, en concordancia con la normativa vigente. En este marco, se mantiene la capacitación al personal de nuevo ingreso y la ejecución de procedimientos de debida diligencia, así como la verificación de bases de datos de listas de cautela y sanciones oficiales internacionales dentro de los procesos de inscripción de Participantes del Mercado.

Gestión de la Calidad

Satisfacción de Partes Interesadas

Durante el último trimestre de 2025, con el propósito de medir el grado de cumplimiento de la UT hacia los Participantes del Mercado (PMs) conforme al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), se diseñó y ejecutó una encuesta en línea correspondiente al período 2024-2025. Dicha encuesta fue remitida a los representantes de los PMs que participan en los Comités de Planificación Operativa, Operación en Tiempo Real y Conciliación de Transacciones. A través de este instrumento, se valoró el cumplimiento de la UT respecto a aspectos críticos de cada uno de los procesos. Además, se incluyeron preguntas abiertas orientadas a identificar expectativas y oportunidades de mejora para cada proceso.

El grado de cumplimiento obtenido en la medición realizada durante 2024 fue de 98.48%, un nivel de excelencia que representa un gran desafío para la UT mantener e incluso superar. No obstante, en 2025 se logró incrementar alcanzando un porcentaje del 99.15%.

A pesar de estos excelentes resultados, se llevó a cabo un exhaustivo análisis de los resultados obtenidos y de la retroalimentación proporcionada por los PMs, lo cual permitió identificar oportunidades de mejora que han sido incorporadas en los planes de mejora para el año 2026. De esta manera, se completa el ciclo de mejora continua que promueve la UT y que garantiza el cumplimiento de los procesos hacia los Participantes del Mercado.

Adicionalmente, se enviaron encuestas en línea a otras partes interesadas como la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), el Ente Operador Regional (EOR), la Dirección General de Electricidad, Hidrocarburos y Minas (DGEHM) y los proveedores. De estas encuestas se obtuvo un índice de satisfacción del 100%, lo que permitió también identificar áreas de oportunidad para fortalecer nuestras relaciones y optimizar los procesos con dichas entidades, reafirmando así nuestro compromiso con la excelencia y la colaboración interinstitucional.

Planificación Operativa



Demanda del Mercado Mayorista

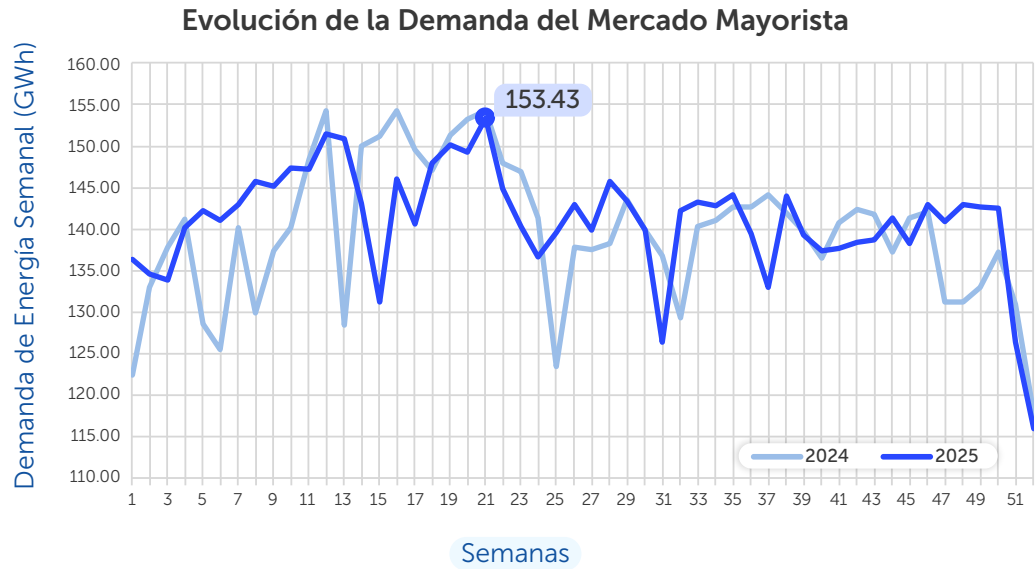
Durante el año 2025, la demanda eléctrica del MM presentó un comportamiento acorde con el patrón estacional histórico, con mayores niveles de consumo concentrados en la primera mitad del año, asociados a la época seca.

Como se observa en el gráfico, la máxima demanda semanal se registró en la semana 21, alcanzando un valor de 153.43 GWh, sin superar la demanda máxima observada en 2024, la cual se presentó en la semana 16 con 154.24 GWh. Este resultado refleja un menor impacto climático sobre la demanda en comparación con el año anterior, en el cual el fenómeno de El Niño, de acuerdo con el seguimiento del Oceanic Niño Index (ONI) publicado por la NOAA, se manifestó con mayor intensidad en la primera mitad del año.

A partir del segundo semestre del año, la transición hacia condiciones climáticas aún más neutrales se tradujo en una mayor estabilidad en los niveles de demanda, con variaciones semanales más moderadas y un comportamiento similar al observado en años previos bajo condiciones normales.

En términos anuales, la demanda eléctrica nacional presentó un crecimiento del 1.1% con respecto al año 2024, evidenciando una desaceleración en la tasa de crecimiento. Este comportamiento resalta la importancia de continuar fortaleciendo los procesos de seguimiento y actualización de la programación anual, a fin de asegurar una adecuada planificación operativa ante escenarios de variabilidad climática y cambios en los patrones de consumo.

Figura 1. Evolución de la Demanda del Mercado Mayorista

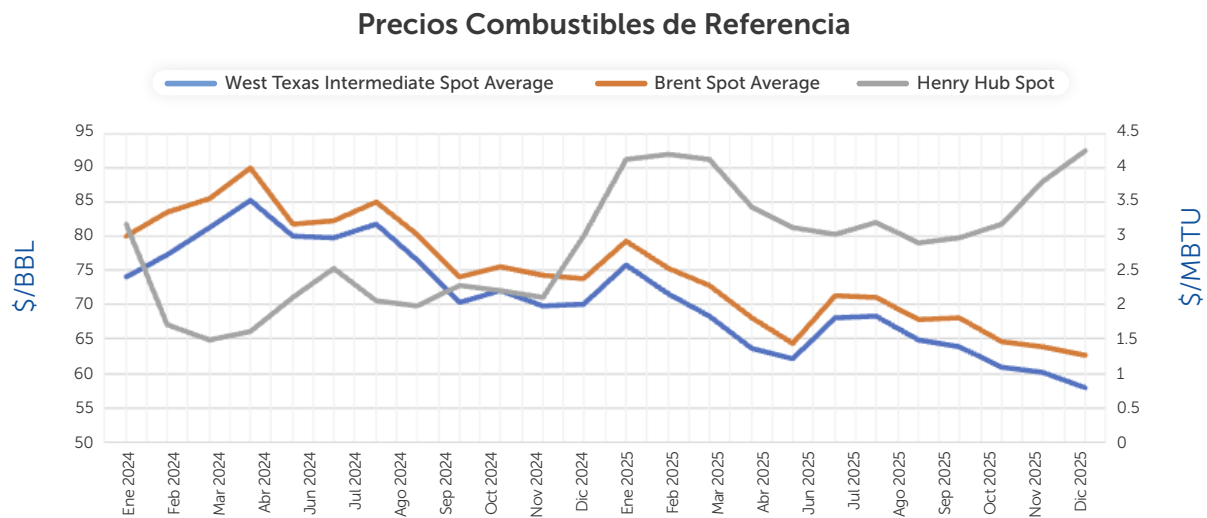


Combustibles e Inventario

Durante el año 2025, las referencias internacionales de combustibles ligadas al costeo de la generación térmica, presentaron una disminución significativa en comparación con el año 2024, en línea con el contexto del mercado energético global. Como se observa en el gráfico, tanto el crudo Brent como el WTI mostraron una tendencia general a la baja a lo largo del año.

El precio promedio anual del Brent se situó alrededor de \$69.10 por barril, mientras que el WTI alcanzó un promedio de \$65.46 por barril, lo que representa una reducción aproximada del 14% respecto a los valores promedio observados en 2024. Este comportamiento estuvo influenciado por una demanda global moderada, una oferta relativamente holgada, particularmente de países fuera del grupo OPEP y niveles adecuados de inventarios internacionales, factores que contribuyeron a contener presiones alcistas sobre los precios del crudo.

Figura 2. Precios Combustibles de Referencia

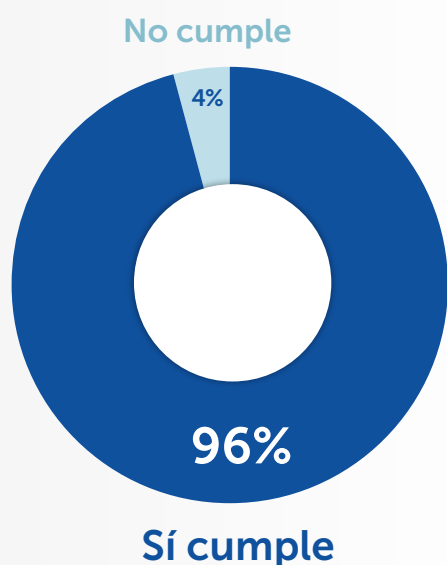


La disminución en los precios internacionales de los combustibles, en conjunto con condiciones climáticas más neutras según el ONI durante el año 2025, tuvo un impacto directo en los costos de generación térmica del sistema. Como resultado, el Costo Marginal de Operación (CMO) promedio anual se redujo, situándose en \$83.34, valor inferior al registrado en 2024.

Figura 3. Costo Marginal de Operación 2025



Figura 4. Cumplimiento Inventario Mínimo



En cumplimiento de lo establecido en el Reglamento de Operación del Mercado Basado en Costos de Producción (ROBCP), durante el seguimiento semanal a la disponibilidad de inventarios mínimos de combustibles de los generadores térmicos, mediante los reportes presentados todos los días lunes de cada semana, se verificó la capacidad de los agentes generadores para cubrir su generación programada semanal o, en su defecto, el requerimiento mínimo semanal establecido. Como resultado de este seguimiento, se registró un nivel de cumplimiento del 96% a lo largo del año, evidenciando una adecuada gestión de inventarios por parte de los agentes.

El alto nivel de cumplimiento en la disponibilidad de inventarios mínimos de combustibles por parte de los generadores térmicos fortaleció la confiabilidad operativa del sistema, mitigando riesgos asociados al desabastecimiento de combustible y asegurando la atención de la demanda conforme a la programación establecida.

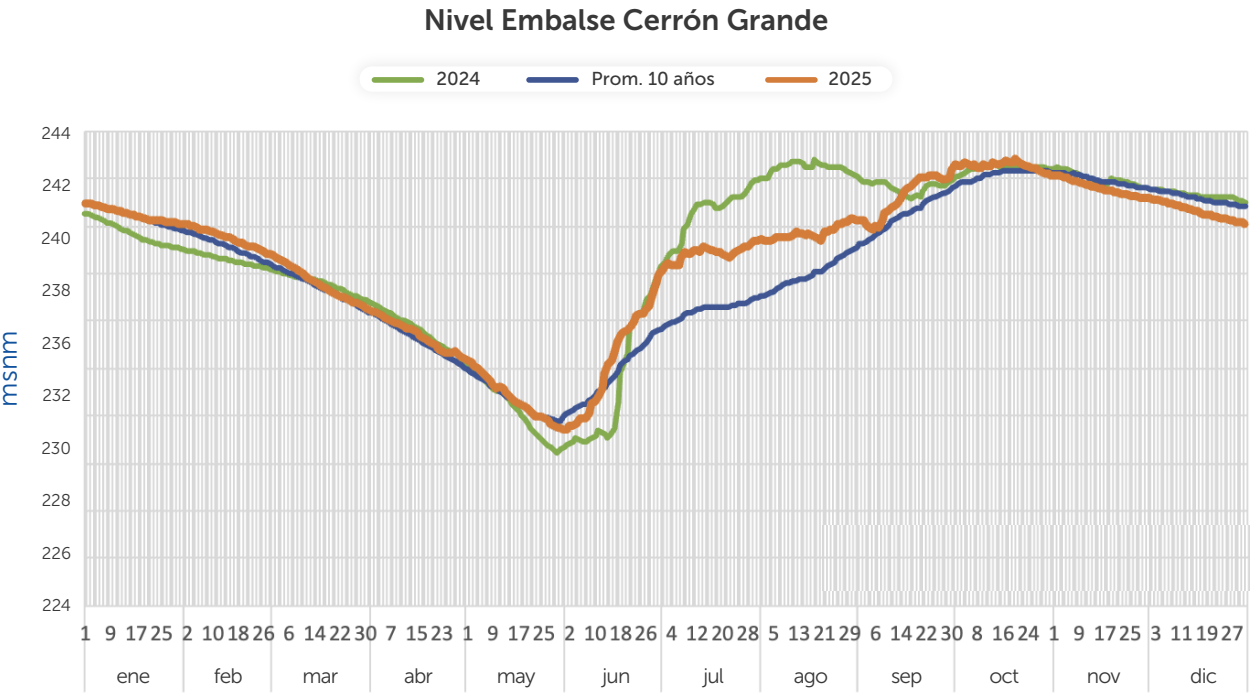
En conjunto, estos factores evidencian la importancia de una planificación operativa integral, que incorpore de manera coordinada el análisis climático, el seguimiento de los mercados internacionales de combustibles y la supervisión del cumplimiento regulatorio, como elementos clave para garantizar una operación eficiente, segura y económicamente sostenible del sistema eléctrico.

Manejo Hidrológico

El manejo hidrológico durante el año 2025 estuvo fuertemente condicionado por la distribución temporal de las precipitaciones durante el invierno, lo que reafirmó la importancia del monitoreo continuo de las variables macroclimáticas y de los inlfujos a los embalses para una adecuada planificación operativa del sistema.

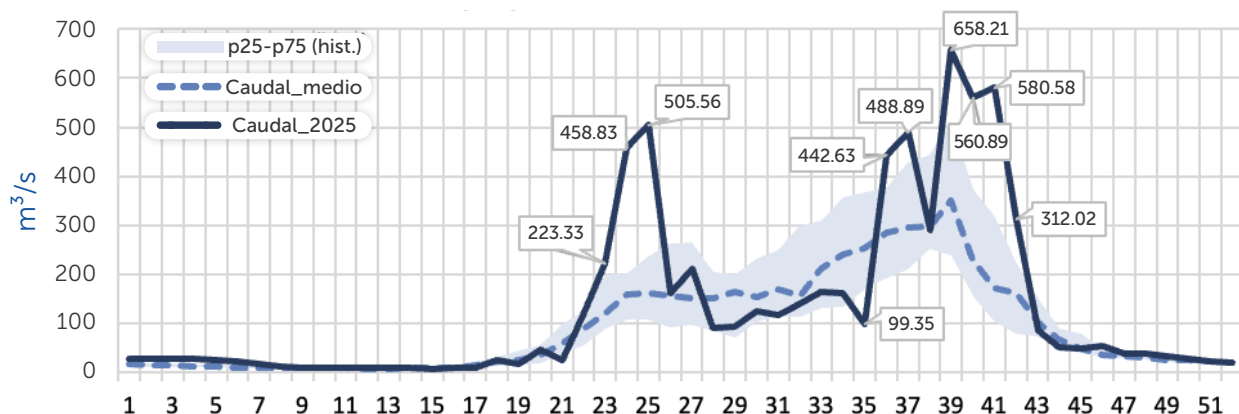
Como se observa, la evolución de la cota del embalse Cerrón Grande presentó un comportamiento más estable durante los meses de julio y agosto en comparación con el año 2024. No obstante, los niveles se mantuvieron por encima del promedio de los últimos diez años, evidenciando una condición hidrológica favorable desde el punto de vista de disponibilidad del recurso.

Figura 5. Nivel Embalse Cerrón Grande



Durante el período invernal se registraron precipitaciones abundantes, las cuales se concentraron en semanas específicas, generando incrementos significativos en los influjos al embalse. El análisis de los influjos históricos muestra que, en las semanas 36, 37 y 39 a 42, los influjos observados en 2025 superaron ampliamente la banda histórica comprendida entre los percentiles P25–P75, incrementando el riesgo de inundaciones en las zonas aledañas a los embalses.

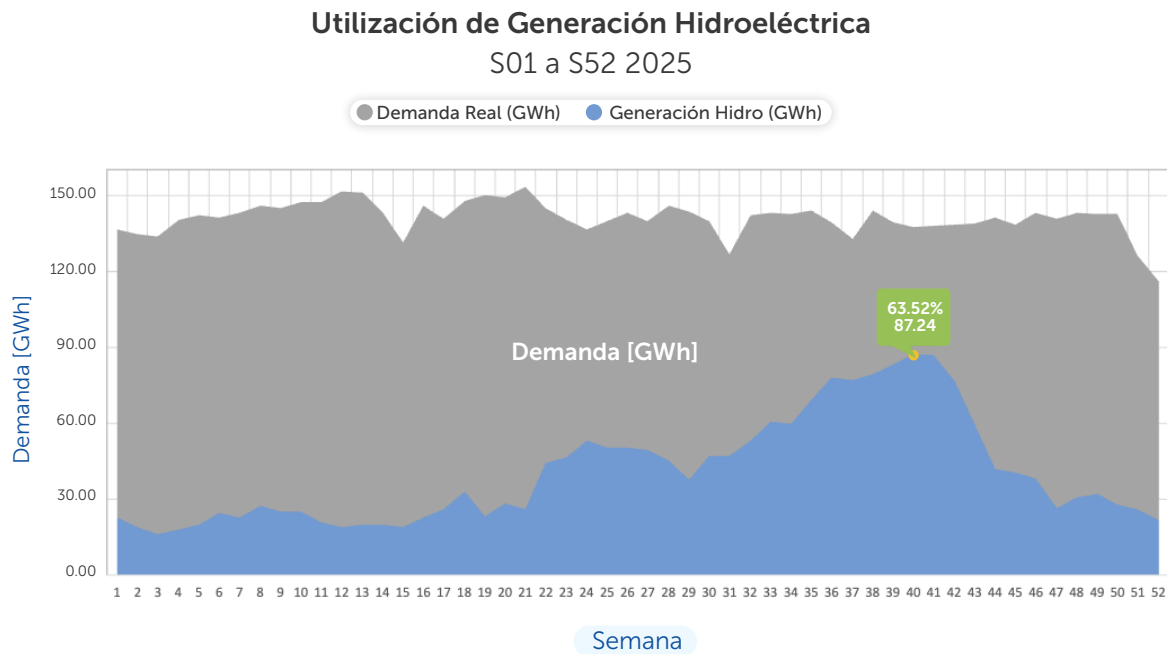
Figura 6. Influjos promedios Cerrón Grande



Ante este escenario, y considerando además que las proyecciones del ENSO (El Niño-Southern Oscillation) del IRI (International Research Institute for Climate and Society), con condiciones iniciales de octubre, anticipaban una posible transición hacia una condición “La Niña” en los meses siguientes, se adoptó una estrategia operativa orientada a la gestión preventiva del riesgo hidrológico. Esta estrategia incluyó la realización de descargas controladas, con el objetivo de preservar márgenes de seguridad en el embalse y mitigar posibles impactos en zonas aledañas.

A pesar de estas medidas, la generación hidroeléctrica mantuvo una contribución significativa a la matriz energética nacional. Durante el año 2025, la generación hidroeléctrica cubrió aproximadamente el 29% de la demanda eléctrica anual, alcanzando su mayor aporte en la semana 40, en la cual representó el 63.5% de la generación semanal. Este desempeño refleja un manejo balanceado del recurso hídrico, que permitió compatibilizar la seguridad operativa del sistema con el aprovechamiento eficiente de la generación hidroeléctrica.

Figura 7. Utilización de Generación Hidroeléctrica



Capacitaciones

Durante el año 2025, el equipo participó en diversas actividades de capacitación orientadas al fortalecimiento de competencias técnicas y al intercambio de experiencias, con el objetivo de consolidar una planificación operativa más robusta y alineada con las mejores prácticas del sector eléctrico.

En este marco, se realizó un intercambio de conocimiento en la DOCSE (División Operación y Control del Sistema Eléctrico) de Costa Rica, que permitió profundizar en las prácticas regionales relacionadas con las áreas de planificación, operación y mercado eléctrico, fortaleciendo la visión integral del funcionamiento del sistema y promoviendo la adopción de enfoques armonizados a nivel regional.

Adicionalmente, el equipo recibió capacitaciones en temáticas estratégicas como redes inteligentes, aplicaciones de la inteligencia artificial en el sector eléctrico y funcionamiento de los mercados eléctricos, entre otros temas relevantes. Estas actividades contribuyeron a mantener al equipo actualizado frente a las tendencias tecnológicas y regulatorias, y a reforzar las capacidades necesarias para enfrentar los retos asociados a la creciente complejidad del sistema eléctrico.

En conjunto, estas instancias de formación fortalecen el capital humano del área, permitiendo una mejor adaptación a los cambios del entorno operativo y contribuyen a una planificación más eficiente, flexible y orientada al futuro.



Visita técnica a la Dirección de Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE) del ICE en Costa Rica. Octubre 2025.

Operación en Tiempo Real y Estudios



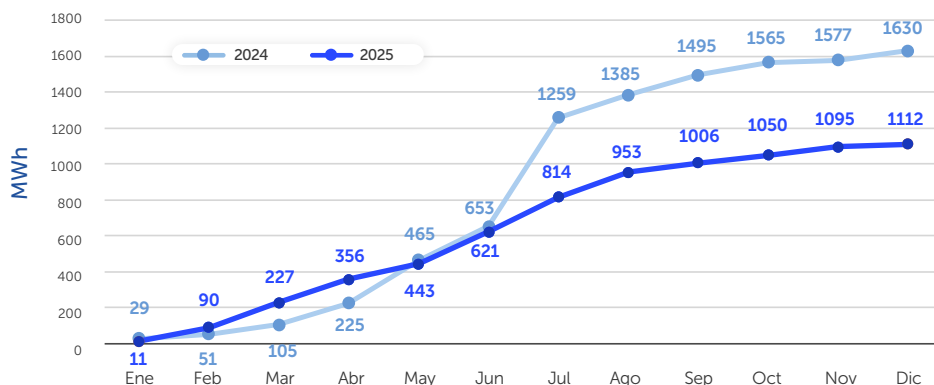
Eventos en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)

En el año 2025 se realizó el fortalecimiento y mejoramiento de las aplicaciones del sistema SCADA, lo cual permitió la supervisión continua de las principales variables operativas asociadas a las distintas tecnologías del sistema eléctrico nacional, incluyendo los recursos renovables variables. Estas acciones tuvieron como objetivo garantizar la seguridad, calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

Durante 2025, el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) presentó un total de 1,255 aperturas de interruptores de circuitos de distribución y 137 aperturas de líneas de transmisión, ambos datos por fallas.

La comparación mensual de la Energía No Suministrada (ENS) entre 2024 y 2025 muestra una disminución en la mayoría de los meses del año. En 2024, la ENS alcanzó un total cercano a 1,630 MWh, mientras que en 2025 se redujo aproximadamente a 1,112 MWh.

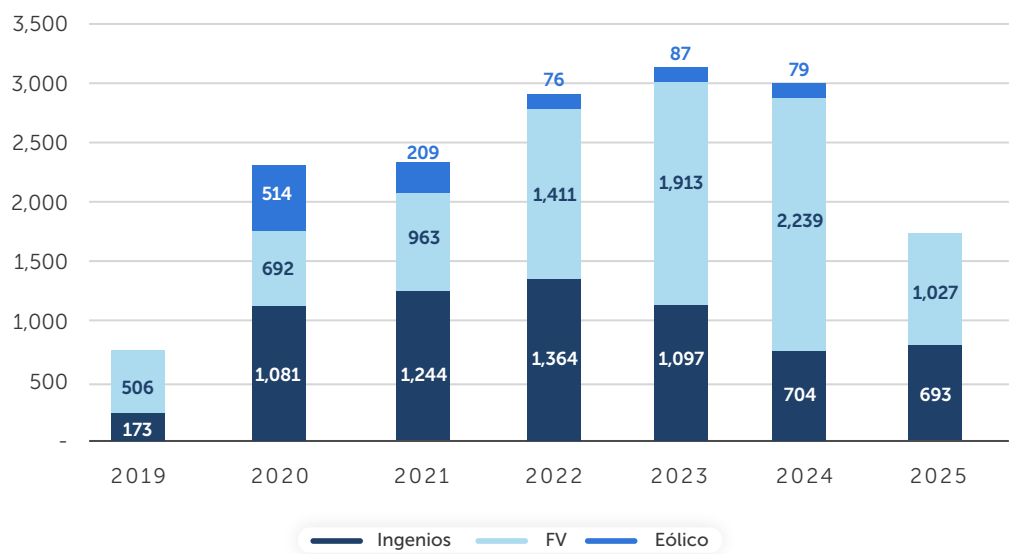
Figura 8. Energía no servida por fallas, acumulada mensual



En 2025 se registró una reducción sustancial en los niveles de vertimiento de generación base, resultado de la aplicación de los nuevos lineamientos establecidos en las modificaciones al Anexo 21 del ROBCP, aprobadas mediante el Acuerdo SIGET N.º 412-E-2024. Entre los cambios más relevantes destaca el fortalecimiento del mecanismo de administración de vertimiento, al exigir a las distribuidoras reducir a cero las inyecciones al SEP provenientes de generadores que operan fuera del Mercado Mayorista, y hacerlo además por cada punto de retiro.

La incorporación de estas nuevas obligaciones permitió controlar con mayor eficacia las inyecciones al SEP, reduciendo de manera notable la necesidad de recortes a la generación base, tal como se refleja en la imagen.

Figura 9. Vertimiento de Generación Base



Condiciones de Emergencia

El 5 de agosto de 2025, tras el disparo de la central generadora Energía del Pacífico (EDP), que inyectaba aproximadamente 380 MW de generación, se declaró estado de alerta en el SEP de El Salvador, debido al desbalance significativo entre generación y demanda, que provocó una disminución en la frecuencia. La activación del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (EDCBF) hasta la etapa 3 permitió contener la caída de frecuencia y mantener la estabilidad del sistema.

Ante la magnitud del evento, la UT tuvo que coordinar con las empresas distribuidoras la ejecución temporal de desconexión manual de demanda, mientras se sincronizaban progresivamente las unidades de generación, y se avanzaba en la normalización segura y ágil de la carga afectada, mitigando el impacto sistémico derivado de la contingencia en la central EDP.

Mantenimientos Anuales Programados

Se coordinaron y evaluaron oportunamente los mantenimientos mayores y menores de unidades generadoras, líneas de interconexión y transmisión, subestaciones y las solicitudes de modificación al Plan Anual de Mantenimientos Mayores (PAMM), conforme a los parámetros de calidad y seguridad estipulados en el ROBCP.

Con relación al Programa de Mantenimiento en las unidades de generación, se procura maximizar el margen en la confiabilidad del sistema de generación. De 130 mantenimientos mayores asociados a generadores, 25 se reprogramaron y 58 se suspendieron, principalmente por pocas horas de operación de algunos generadores térmicos y retrasos de proveedores de servicios y repuestos.

Proyectos especiales ejecutados durante 2025.

Proceso de Restablecimiento del Sistema Eléctrico de El Salvador

En junio 2025 se llevó a cabo el taller “Proceso de Restablecimiento del Sistema Eléctrico de El Salvador”, el cual permitió compartir con los operadores en tiempo real una hoja de ruta, con pasos claros, ante un evento de colapso total. En las diferentes sesiones se compartieron ideas y se fortalecieron conceptos y competencias en conjunto con el personal de sala de control y área de análisis.

Para el 2026, se trabajará en extender este taller a los Participantes del Mercado, de modo que todos los agentes involucrados en un eventual restablecimiento estandaricen conceptos, optimicen tiempos de respuesta y conozcan las metodologías que aplica la UT, con el fin de robustecer la operatividad del sistema ante un evento de esta magnitud.

Estudio del impacto en la reserva rodante operativa

Durante 2025 se desarrolló la consultoría para la elaboración del “Estudio del impacto en la reserva rodante operativa por la inclusión de unidades generadoras renovables no convencionales en el sistema”. Este estudio analizó el impacto que tendrán las unidades generadoras renovables no convencionales, que se espera comiencen operación entre el 2026 y el 2028.

Los resultados de este estudio proporcionaron a la UT, DGEHM y SIGET información relevante sobre los retos operativos y recomendaciones de mejores prácticas internacionales relacionadas a escenarios de alta incorporación de energías renovables variables en las matrices de generación, lo cual ayuda en el proceso de toma de decisiones que impacten positivamente en la confiabilidad y seguridad operativa del SEP.

Principales aspectos que incidieron en el comportamiento de la demanda durante 2025

Al igual que ocurrió en el 2024, se observó un crecimiento de la demanda máxima histórica. La demanda máxima histórica ocurrida el 20 de mayo de 2024 a las 15 horas fue de 1,194 MW en potencia instantánea, y el 29 de mayo de 2025 a las 19 horas se alcanzó un valor de 1,203 MW en potencia instantánea.

La demanda de energía eléctrica continúa influenciada por las condiciones climáticas de cada época del año, los ciclos normales de producción de El Salvador, además de la continua expansión de la generación renovable variable que abastece demanda en distribución, que poco a poco, y con los años provoca una disminución del consumo en horas de mayor generación fotovoltaica. Sin embargo, en las horas donde esta generación se reduce, se observa un crecimiento continuo de la demanda.

Conciliación de Transacciones



Mercado Nacional

La UT como Operador del sistema de transmisión nacional y administrador del Mercado, ha sido un actor activo para garantizar el suministro de energía eléctrica para el país, por lo que la Gerencia de Conciliación de Transacciones (GCT) fue un elemento clave en la administración del Mercado Mayorista, para la consecución, desarrollo y ejecución de las medidas impulsadas por el Gobierno, cuyo objetivo principal ha sido mitigar el alza de los precios de la energía a trasladar a los usuarios finales.

En 2025, los mecanismos implementados en 2024 continuaron siendo aplicados conforme a las directrices de la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM). Asimismo, la aprobación y aplicación de las modificaciones establecidas mediante el Acuerdo 152-E-2023, continuaron durante todo el año.

Adicionalmente, la SIGET solicitó informes de evaluación relacionado a resultados e impacto en las variables del Mercado por la aplicación de las modificaciones transitorias del Acuerdo 152-E-2023, la aplicación de neteos de los retornos de empresas distribuidoras y aplicación de reserva secundaria en las inyecciones del mercado.

En noviembre de 2025, inició la aplicación de modificaciones a la normativa de reserva secundaria relacionada a la eliminación de la excepción del pago de dicha reserva por parte de la generación en áreas de distribución y entró en operación la Planta 15 de Septiembre Solar, propiedad de Inversiones Energéticas la cual trajo asociado el inicio de 8 contratos de Naturaleza Pública.

La implementación de los cambios reglamentarios fue aplicada en tiempo y forma, así como los nuevos contratos, se incluyeron en el DTE de noviembre de 2025, cumpliendo con los plazos establecidos en la normativa.

Adicionalmente, las herramientas complementarias de los procesos de Conciliación y Facturación, tales como Desvíos tiempo real transacciones regionales, Transacciones Tasa Cero, Resumen de Facturación del Mercado, Resumen DTER y SIMECR fueron actualizadas lo cual ha reducido, significativamente, los tiempos de procesamiento, acortando los tiempos de cierre contable de las facturaciones mensuales.

Estadísticas Relevantes

Figura 10. Tasa de Crecimiento de la Energía

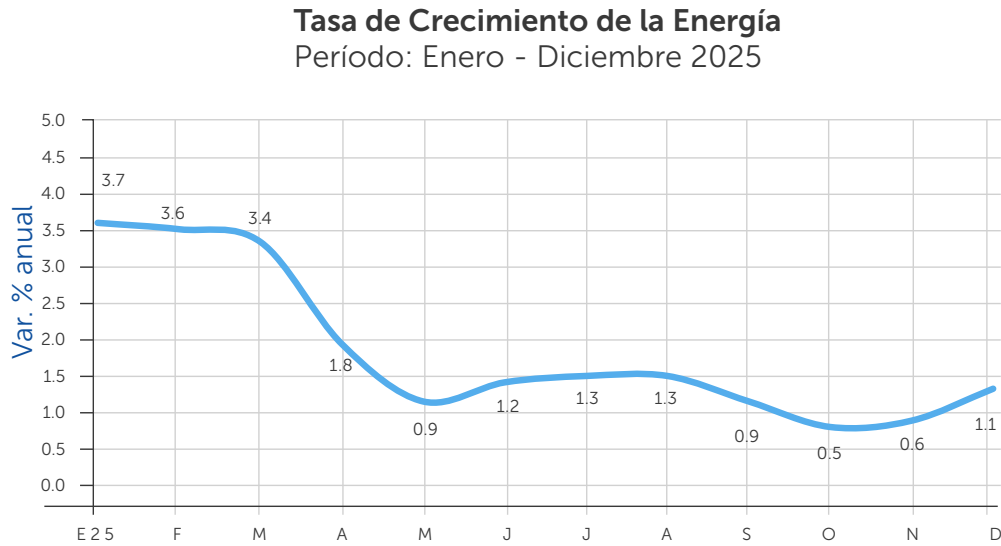


Figura 11. Comportamiento Precio Mercado Regulador del Sistema

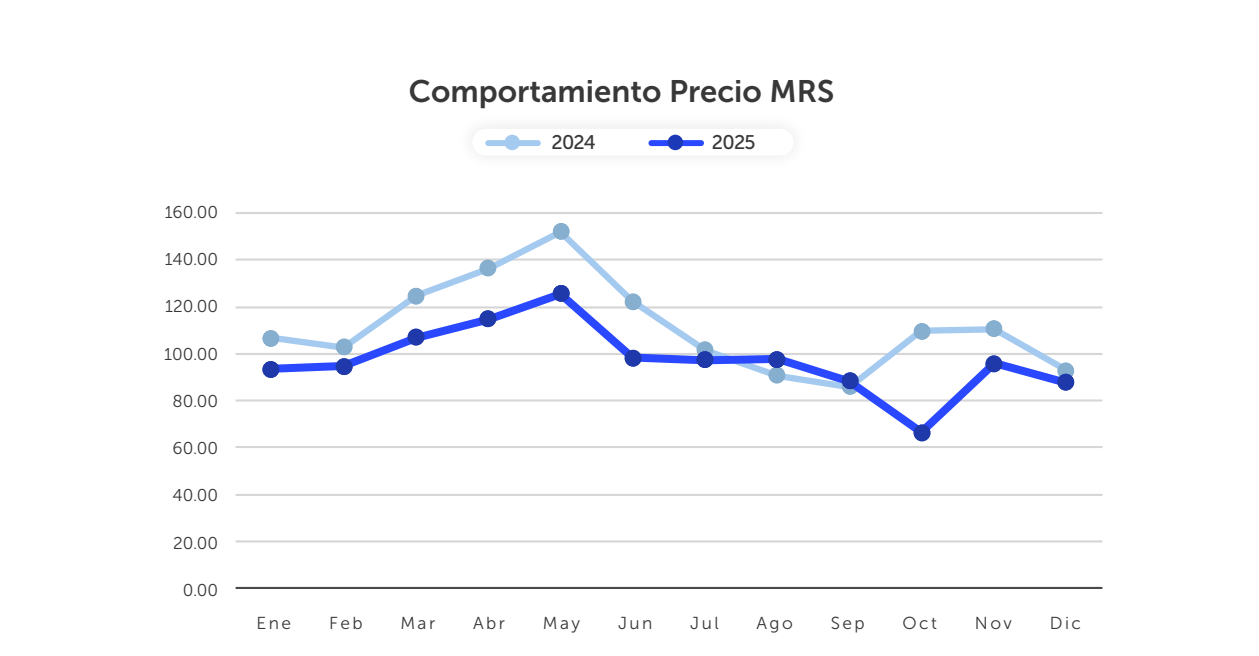


Figura 12. Transacciones Regionales

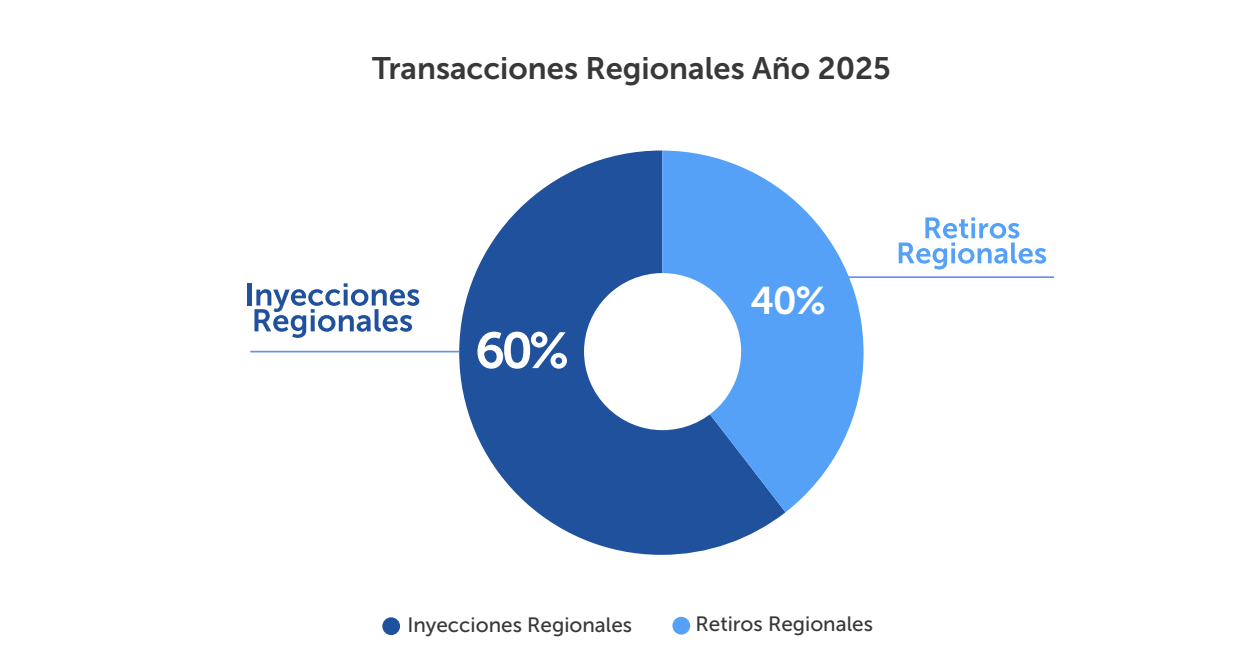


Figura 13. Energía Vertida (MWh)

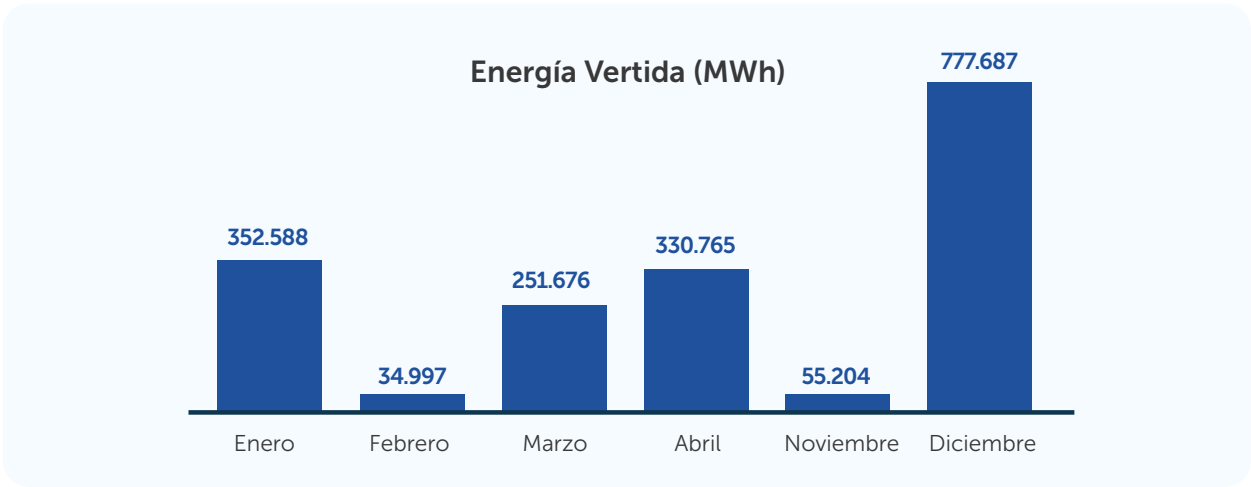
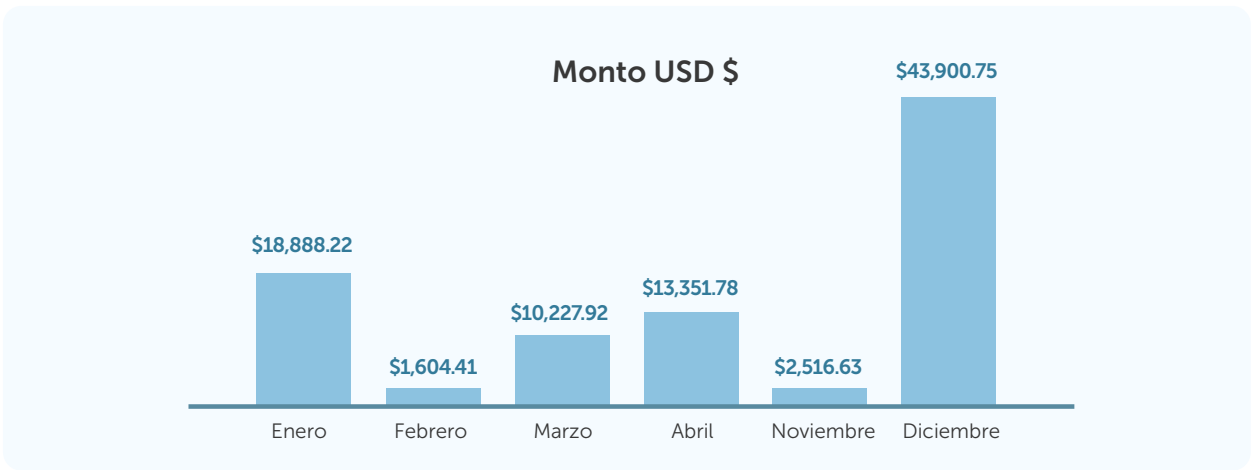


Figura 14. Monto USD \$



MEMORIA DE LABORES 2025

Mercado Eléctrico Regional





Mercado Eléctrico Regional (MER)

Transacciones Regionales

Durante el año 2025, las transacciones de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER) presentaron un comportamiento global similar al observado en 2024, reflejando la influencia de factores climáticos y operativos tanto a nivel nacional como regional. El país registró un intercambio acumulado neto importador de 1,923.9 GWh, con un comportamiento dinámico a lo largo del año.

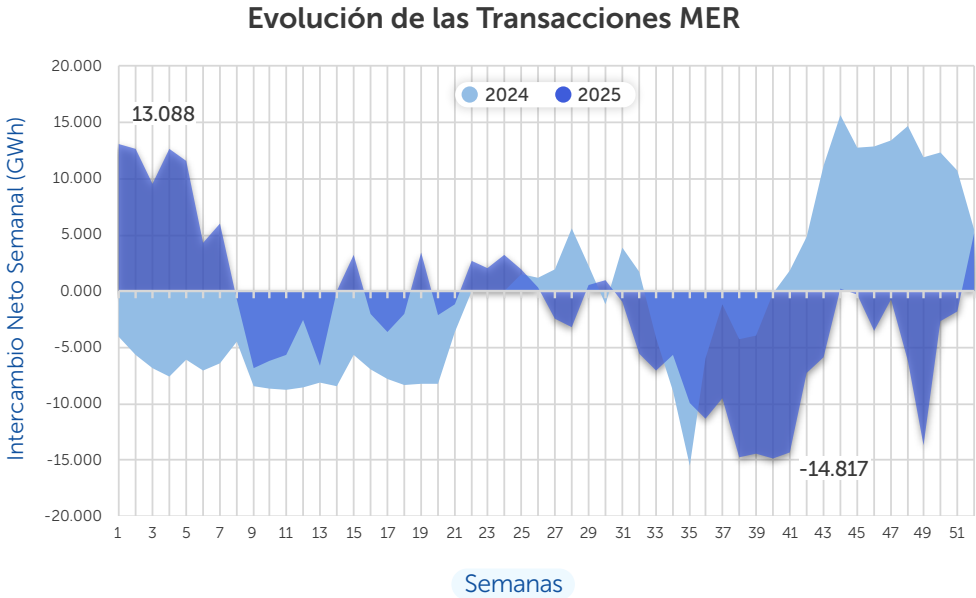
Al inicio del año se registraron mayores niveles de importación, alcanzando el valor máximo en la primera semana, comportamiento asociado a las condiciones hidrológicas favorables que prevalecían en la región como resultado de un invierno 2024 particularmente húmedo. Estas condiciones hicieron que la importación de energía resultara económicamente atractiva para el abastecimiento de la demanda nacional.

A medida que se intensificaron las condiciones del verano y el sistema transitó hacia un escenario climático más neutro, el intercambio regional mostró un comportamiento mixto, alternando semanas importadoras y exportadoras, aunque con volúmenes moderados. Esta etapa reflejó un balance entre la disponibilidad de recursos locales y las oportunidades de intercambio regional.

A partir de la semana 31, se observó un patrón exportador sostenido, el cual se intensificó durante las semanas de mayores influjos al sistema hidroeléctrico, alcanzando su valor máximo de exportación en la semana 40. Posteriormente, a partir de la semana 43, se registró una reducción en los volúmenes de exportación, en línea con una estrategia operativa orientada a la preservación de los recursos hídricos.

Durante todo el año, las restricciones a las exportaciones se mantuvieron estrechamente vinculadas al nivel del embalse Cerrón Grande, con el objetivo de resguardar el respaldo de la generación hidroeléctrica ante eventuales condiciones climáticas desfavorables durante el período seco y priorizar en todo momento el suministro de la demanda nacional. Este enfoque permitió una participación ordenada y prudente del país en el MER, sin comprometer la confiabilidad del sistema eléctrico.

Figura 15. Evolución de las Transacciones Mercado Eléctrico Regional (MER)



MEMORIA DE LABORES 2025

Nuestros Retos para 2026

Nuestros Retos para 2026



Retos de la Planificación Operativa para 2026

La experiencia operativa de 2025 evidencia que la planificación del sistema eléctrico de cara a 2026 deberá desarrollarse en un entorno cada vez más complejo y dinámico, caracterizado por una mayor variabilidad climática, cambios en los patrones hidrológicos y una creciente penetración de tecnologías de generación renovable.

En el ámbito climático, la concentración temporal de las precipitaciones, la ocurrencia de influjos fuera de los rangos históricos y la posible influencia de fenómenos como La Niña reflejan la necesidad de continuar fortaleciendo los esquemas de planificación basados en escenarios, a fin de anticipar riesgos hidrológicos y preservar la confiabilidad del sistema ante condiciones extremas.

Adicionalmente, la alta penetración de fuentes renovables variables introduce nuevos retos operativos asociados a la gestión de la intermitencia, la variabilidad horaria de la generación y el incremento de eventos de vertimiento de energía. En este contexto, resulta prioritario profundizar en el análisis de herramientas que aporten flexibilidad al sistema, asegurando un balance adecuado entre oferta y demanda en tiempo real.

En línea con lo anterior, durante 2026 se dará continuidad al estudio de modelación de sistemas de almacenamiento de energía conectados a la red, con el objetivo de evaluar su viabilidad técnica y económica como mecanismo para mejorar la gestión del recurso energético, facilitar la integración de energías renovables y reducir los vertimientos de generación base, contribuyendo así a una operación más eficiente y resiliente del sistema.

Asimismo, la planificación operativa deberá mantener un seguimiento riguroso a la correcta aplicación de los procesos regulatorios asociados a la determinación de los costos variables de generación, incluidas las auditorías de consumo de calor y de costos no combustibles, garantizando la transparencia y consistencia de las señales económicas del mercado.

En conjunto, la planificación operativa para 2026 enfrentará el desafío de consolidar un enfoque integral, flexible y orientado a la anticipación, que permita responder eficazmente a la incertidumbre climática, aprovechar de manera óptima la creciente participación de energías renovables y asegurar una operación segura, eficiente y sostenible del sistema eléctrico nacional.

El crecimiento de la generación distribuida continúa transformando la dinámica de la red nacional, incrementando la variabilidad operativa y los desafíos asociados a la estabilidad del sistema. Esta evolución exige una operación en tiempo real más ágil y precisa, así como la adaptación de los protocolos de respuesta, con el propósito de asegurar la integración segura de estos recursos y preservar la confiabilidad del sistema eléctrico.

Asimismo, en el Mercado Mayorista se prevé la incorporación de nuevas plantas de generación fotovoltaica, lo que incrementará el desafío de pronosticar adecuadamente sus inyecciones, administrar en tiempo real la variabilidad del recurso y atender el aumento de eventos de vertimiento durante determinados períodos del año.

Tabla 1. Incorporación de plantas en 2025

Fecha	Planta	Tipo	Potencia máxima neta (MW)
1 de julio	San Rafael	Solar fotovoltaica	6.0
1 de agosto	Berlín - U5 (Ciclo Binario)	Geotérmica	5.3
1 de nov.	15 de Septiembre Solar	Solar fotovoltaica	19.2
1 de dic.	Jiboa Solar	Solar fotovoltaica	8.2

MEMORIA DE LABORES 2025

Dictamen de los Auditores Independientes



Informe de los Auditores Independientes

A los Accionistas de
UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V.

Opinión

Hemos auditado los estados financieros de UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V. (“la Compañía”), que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2025, los estados de resultados, de otros resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo correspondientes al año terminado en dicha fecha, así como las notas explicativas de los estados financieros que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera de UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V., al 31 de diciembre de 2025, así como sus resultados y flujos de efectivo correspondientes al año terminado en dicha fecha, de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Fundamento de la opinión

Efectuamos nuestra auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría, emitidas por la Federación Internacional de Contadores (IFAC por sus siglas en inglés). Nuestras responsabilidades bajo dichas normas se encuentran descritas en la sección de Responsabilidades del auditor con relación a la auditoría de los estados financieros de nuestro informe. Somos independientes de la Compañía de conformidad con el Código de Ética para Profesionales de la Contabilidad emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código de Ética del IESBA), junto con requerimientos de ética que son aplicables a nuestra auditoría de los estados financieros en El Salvador y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con dichos requerimientos y con el Código de Ética del IESBA. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

Párrafo de otros asuntos

Los estados financieros de la Compañía para el año terminado el 31 de diciembre de 2024 fueron auditados por otro auditor, quien expresó una opinión sin salvedades el 5 de mayo de 2025.

Responsabilidades de la Administración de la Compañía con respecto a los estados financieros

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable los estados financieros de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y del control interno que la Administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros libres de incorrección material, debido a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros, la Administración es responsable de la valoración de la capacidad de la Compañía de continuar como empresa en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con la empresa en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento; excepto si la Administración tiene intención de liquidar la Compañía o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

La Administración es responsable de la supervisión del proceso de información financiera de la Compañía.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros en su conjunto están libres de incorrección material, debido a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría siempre detecte un error material cuando exista. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros.

Como parte de una auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

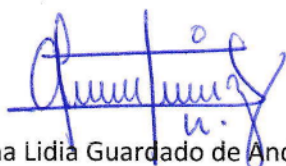
- Identificamos y valoramos los riesgos de incorrección material en los estados financieros, debido a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debido a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debido a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas, o elusión del control interno.

- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Compañía.
- Evaluamos lo adecuado de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la Administración.
- Concluimos sobre lo adecuado de utilizar, por parte de la Administración, del principio contable de negocio en marcha y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre la existencia, o no, de una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Compañía para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluyéramos que existe una incertidumbre material, se nos requiere llamar la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que la Compañía deje de ser una empresa en funcionamiento.
- Evaluamos la presentación en conjunto, la estructura y el contenido de los estados financieros, incluyendo las revelaciones, y si los estados financieros representan las transacciones y los hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.

Comunicamos a los responsables de la Administración de la Compañía en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificada y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

A&G Auditores y Consultores, S.A. de C.V.
Registro N° 5758




Ana Lidia Guardado de Andrés
Representante Legal y
Socia Encargada de la Auditoría
Registro N° 2449



Nuevo Cuscatlán, La Libertad Este
13 de marzo de 2026

Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

Estados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024
(Expresado en Dólares de los Estados Unidos de América)

	<u>Nota</u>	<u>2025</u>	<u>2024</u>
<u>Activos</u>			
Activo corriente:			
Efectivo y equivalentes de efectivo	5 US\$	2,335,866	2,951,701
Efectivo restringido	5	2,263,644	2,730,354
Cuentas por cobrar	6	149,219	153,492
Inversiones temporales	7	1,350,054	457,658
Total del activo corriente		<u>6,098,783</u>	<u>6,293,205</u>
Activo no corriente:			
Propiedad, planta y equipo - neto	8	9,559,720	9,558,378
Total del activo no corriente		<u>9,559,720</u>	<u>9,558,378</u>
Total de activos	US\$	<u>15,658,503</u>	<u>15,851,583</u>
<u>Pasivos y patrimonio</u>			
Pasivo corriente:			
Vencimiento corriente de préstamos bancarios a largo plazo	9 US\$	42,232	39,581
Acreedores comerciales propios	10	312,964	188,810
Cuentas por pagar a participantes del mercado	11	2,162,860	2,625,181
Gastos acumulados por pagar	12	-	100,458
Impuestos y retenciones por pagar	13	150,399	70,842
Impuestos sobre la renta por pagar	14	193,326	349,000
Total del pasivo corriente		<u>2,861,781</u>	<u>3,373,872</u>
Pasivo no corriente:			
Préstamos bancarios a largo plazo menos	9	257,225	299,466
Pasivo por impuesto diferido	14	876,641	901,488
Total del pasivo no corriente		<u>1,133,866</u>	<u>1,200,954</u>
Total de Pasivo	US\$	<u>3,995,647</u>	<u>4,574,826</u>
Patrimonio:			
Capital social	15	2,460,756	2,460,756
Reserva legal	15	789,258	749,634
Superavit por revaluación	15	3,611,924	3,592,819
Resultados acumulados	15	4,800,918	4,473,548
Total patrimonio		<u>11,662,856</u>	<u>11,276,757</u>
Compromisos y contingencias	27	-	-
Total pasivo y patrimonio	US\$	<u>15,658,503</u>	<u>15,851,583</u>

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros.

Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

(San Salvador, República de El Salvador)

Estados de Resultados

Por los años terminado el 31 de diciembre de 2025 y 2024
(Expresado en Dólares de los Estados Unidos de América)

	<u>Nota</u>	<u>2025</u> US\$	<u>2024</u> US\$
Ingresos por administración del MRS	16	US\$ 7,017,875	7,929,416
Gastos de operación:			
Gastos de personal	17	(3,403,996)	(3,699,912)
Gasto por servicio y mantenimiento	18	(2,316,497)	(2,127,967)
Gastos institucionales	19	(84,221)	(90,726)
Depreciación de bienes		(849,690)	(1,102,413)
Total gastos de operación		(6,654,404)	(7,021,018)
Utilidad de operación		363,471	908,398
Otros ingresos	20	216,240	161,342
Otros gastos		-	-
Gastos financieros	21	(25,132)	(27,321)
Utilidad antes de impuesto sobre la renta		554,579	1,042,419
Impuesto sobre la renta			
Corriente	14	(193,326)	(349,000)
Diferido		5,741	5,741
Utilidad neta	US\$	366,994	699,160

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros.

Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

Estados de Cambios en el Patrimonio

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2025 y 2024
(Expresado en Dólares de los Estados Unidos de América)

	<u>Nota</u>	<u>Acciones</u> <u>En circulación</u>	<u>Capital</u> <u>Social</u> US\$	<u>Reserva</u> <u>Legal</u> US\$	<u>Superavit</u> <u>Por revaluación</u> US\$	<u>Utilidades</u> <u>Acumuladas</u> US\$	<u>Total</u> <u>Patrimonio</u> US\$
SalDOS al 31 de diciembre de 2023	15	205,065	2,460,756	676,664	3,573,714	3,847,358	10,558,492
Resultados integrales del año							
Utilidad neta		-	-	-	-	699,160	699,160
Revalúo			-	-	-	-	-
Impuesto diferido			-	-	19,105	-	19,105
Total resultado integral					19,105	699,160	718,265
Reserva legal		-	-	72,970		(72,970)	-
SalDOS al 31 de diciembre de 2024	15	205,065	2,460,756	749,634	3,592,819	4,473,548	11,276,757
Resultados integrales del año							
Utilidad neta			-	-	-	366,994	366,994
Revalúo			-	-	-	-	-
Impuesto diferido			-	-	19,105	-	19,105
Total resultado integral		-	-	-	19,105	366,994	386,099
Traslado a reserva legal				39,624		(39,624)	-
SalDOS al 31 de diciembre de 2025	15	<u>205,065</u>	<u>2,460,756</u>	<u>789,258</u>	<u>3,611,924</u>	<u>4,800,918</u>	<u>11,662,856</u>

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros.

MEMORIA DE LABORES

20
25



Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.
Km 12 ½, carretera al puerto de La Libertad,
Nuevo Cuscatlán, La Libertad, El Salvador
Teléfono: (+503) 2521-7300

www.ut.com.sv 