

Informe de hechos relevantes

Periodo enero-marzo 2025

Resumen de los principales acuerdos emitidos por la SIGET, DGEHM, CRIE y otros temas operativos y regulatorios que tienen un impacto significativo en la operatividad del Mercado Mayorista de Electricidad.

30 de abril de 2025

Contenido

Introducción	2
Resumen hechos relevantes	3
Temas relevantes que impactaron en la administración y operación del Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador durante el trimestre enero-marzo 2025.....	
Monitoreo de la operación	17

Introducción

El informe de hechos relevantes contiene un resumen de los principales acuerdos emitidos por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM) y resoluciones de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) que impactan en la operación del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) de El Salvador.

También se desarrollan temas relevantes ocurridos en el trimestre que impactaron en la administración del Mercado Mayorista de Electricidad y en la operación del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). Asimismo, se presenta un resumen de los principales acontecimientos del monitoreo de la operación del SEP.

Anexo a este informe se presentan los boletines estadísticos que contienen información de la evolución de los precios en el Mercado Regulador del Sistema (MRS), inyecciones por recurso de generación, demanda de energía, transacciones internacionales, energía no servida, pérdidas de transmisión, programa anual de mantenimientos mayores, precios de los combustibles puestos en planta, niveles de los embalses, interrupciones asociadas a líneas de transmisión y a circuitos de distribución para el periodo de enero a marzo de 2025.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
ACUERDOS DGEHM			
Acuerdo de la DGEHM N.° 02/2025/DE	14/01/25, recibido el 15/01/25	Se establecen los parámetros y lineamientos técnicos para continuar con las acciones que aseguren la estabilidad de precios de la energía, con el objetivo de tener el menor impacto posible en la tarifa del cargo por energía a ser aplicado a los usuarios finales.	Se identifica que en los procesos de liquidación y facturación del Mercado Mayorista la UT deberá efectuar la distribución de los montos abonados por las empresas distribuidoras, correspondientes a los valores informados por la DGEHM, entre los PMs acreedores del MRS en las liquidaciones de enero, febrero y marzo de 2025.
Acuerdo N.° 13/2025/DE	27/02/25	Se emiten modificaciones al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista de Electricidad basado en Costos de Producción en sus Capítulos 1, 2, 3, 6, 17 y 18 y en los Anexos 01, 02, 13 y 14.	Se identifican cambios en el proceso de inscripción como Participante del Mercado en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME) de El Salvador. Cambios en los procedimientos de infracciones y resolución de conflictos. Así como algunos aspectos a considerar dentro del cálculo de la Capacidad Firme respecto de los inventarios de combustibles.
ACUERDOS SIGET			
Acuerdo SIGET N.° 009-E-2025	13/01/25, recibido el 15/01/25	Se aprueba a la UT para el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2025, el Cargo por la Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista (COSTAMM) por un valor de US \$0.943787/MWh.	Con dicha actualización del valor del COSTAMM en el periodo indicado, se reconoce el rubro de los Cargos del Sistema que es cobrado a la demanda de energía del MME.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo SIGET N.° 021-E-2025	20/01/25, recibido el 4/02/25	Se ajusta el Cargo por Capacidad del Mercado Mayorista a US\$8.69/kW-mes; con vigencia para el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2025, ambas fechas inclusive.	El ajuste del Cargo por Capacidad impacta en los procesos de conciliación y liquidación de las transacciones económicas del MME, ya que actualiza el valor del cargo por capacidad de las transacciones en el MRS realizadas en el 2025 a un valor de US \$8.69/kW-mes
Acuerdo SIGET N.° 040-E-2025	6/02/25, recibido el 7/02/25	Se indica a ETESAL, S.A de C.V. que deberá continuar con la aplicación del Cargo por Uso del Sistema de Transmisión (CUST) aprobado para el 2024 por un valor de \$9.404416/MWh. Este valor del CUST transitorio estará vigente desde el 1 de enero de 2025, para ser aplicado por la Unidad de Transacciones en la liquidación económica correspondiente al mes de enero y que se realiza en el mes de febrero de 2025, así como las subsiguientes hasta que se determine el CUST definitivo a aplicar.	Se aprueba el valor del CUST en forma transitoria. Éste es un cargo del sistema cobrado a toda la demanda del MME, y se toma en consideración en los procesos de liquidación del mercado nacional.
Acuerdo SIGET N.° 072-E-2025	24/03/25, recibida el 27/03/25	Se aprueba el Cargo por el Uso del Sistema de Transmisión (CUST) aplicable en el periodo del 1 de abril al 31 de diciembre de 2025, por el valor de \$9.404416/MWh.	Se aprueba el valor del CUST. Éste es un cargo del sistema cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista de Electricidad, y se toma en consideración en los procesos de liquidación del MME.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
------------	---------------	-------------	-----------------------------------

INSCRIPCIÓN DE NUEVOS PMS E INICIO DE OPERACIÓN COMERCIAL DE PLANTAS GENERADORAS

N/A	17/3/2025	La sociedad ENERGY 4 DEVELOPMENT PROYECTOS ENERGÉTICOS EL SALVADOR, S.A. DE C.V. suscribe contrato de prestación de servicios con la UT para participar en el Mercado Mayorista de Electricidad en la categoría de Comercializador.	Se aprueba la inscripción de un nuevo Participante del Mercado que operará en el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador, en su carácter de Comercializador.
-----	-----------	---	---

N/A	19/3/2025	La sociedad DESARROLLOS AGRÍCOLAS SANTA MARTA, S.A. DE C.V. suscribe contrato de prestación de servicios con la UT para participar en el Mercado Mayorista de Electricidad en la categoría de Comercializador.	Se aprueba la inscripción de un nuevo Participante del Mercado que operará en el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador, en su carácter de Comercializador.
-----	-----------	--	---

N/A	27/3/2025	La sociedad VELHEN ENERGY, S.A. DE C.V. suscribe contrato de prestación de servicios con la UT para participar en el Mercado Mayorista de Electricidad en la categoría de Comercializador.	Se aprueba la inscripción de un nuevo Participante del Mercado que operará en el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador, en su carácter de Comercializador.
-----	-----------	--	---

RESOLUCIONES CRIE

Resolución N.º CRIE-02-2025	23/01/25, publicada el 29/01/25	Se resuelve, entre otros, establecer para el cálculo de la Compensación Mensual del Mercado Eléctrico Regional (MER) derivado de la Cuenta General de Compensación, el Porcentaje de Compensación Semestral (PC) en ochenta y siete por ciento (87 %), el cual se mantendrá vigente hasta que	Se identifica un impacto directo para el Mercado Mayorista debido a que se establece un porcentaje de compensación semestral para el cálculo de la Compensación Mensual del MER. La Compensación Mensual afecta directamente el Cargo Complementario de
-----------------------------	---------------------------------	---	---

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
		sea modificado mediante resolución por CRIE.	Transmisión regional (CCT) que es un Cargo del Sistema el cual es cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista.
Resolución N.° CRIE-03-2025	23/01/25, publicada el 29/01/25	Se resuelve, entre otros, establecer la tasa de descuento regional en un valor de 10.13 % para los años 2025 y 2026 conforme a lo dispuesto en el Anexo J del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).	Con el establecimiento de la tasa de descuento regional para 2025 y 2026, se tiene un impacto en el Mercado Mayorista, ya que ésta se utiliza como insumo en las actividades de planeamiento de la expansión de la generación y la transmisión regional que realiza el EOR, impactando de manera indirecta en la confiabilidad del SER, así como en los Ingresos Autorizados Regionales, que son trasladados a la demanda de energía eléctrica a través del Cargo Complementario.
Resolución N.° CRIE-04-2025	23/01/25, publicada el 29/01/25	Se resuelve, entre otros, aprobar la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Honduras, el proyecto de transmisión eléctrica denominado: "AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CHOLOMA EN 138 kV".	Con la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de transmisión eléctrica a la RTR de Honduras se aumentará la confiabilidad y capacidad de transferencia de potencia en el Sistema Eléctrico Regional (SER).
Resolución N.° CRIE-05-2025	23/01/25, publicada el 29/01/25	Se resuelve, entre otros, aprobar la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la Empresa Nacional de Energía	Con la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de transmisión eléctrica a la RTR de Honduras se aumentará la confiabilidad

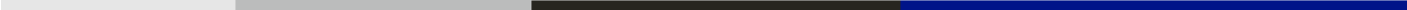
Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
		Eléctrica (ENEE), para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Honduras, el proyecto de transmisión eléctrica denominado: “Construcción de 26 km de línea de transmisión en 230 kV y repotenciación de 20 km de línea de 138 kV a 230 kV, tramo eléctrico San Buenaventura – San Pedro Sula Sur”.	y capacidad de transferencia de potencia en el Sistema Eléctrico Regional (SER).
Resolución N.º CRIE-06-2025	20/02/25, publicada el 21/02/25	Se resuelve, entre otros, declarar con lugar parcialmente el recurso de reposición presentado por el Ente Operador Regional (EOR) en contra de la resolución CRIE-43-2024.	Se aprueba la modificación del Cargo por el Servicio de Operación del Sistema para el 2025, lo que tiene un impacto en el Mercado Mayorista por ser un cargo que se aplica a los agentes del MER.
Resolución N.º CRIE-08-2025	27/02/25, publicada el 7/03/25	Se resuelve, entre otros, aprobar la “Modificación normativa referente a los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2 del anexo 3 del Libro II del RMER relativos a los contratos no firmes físico flexibles y contratos firmes”.	Se identifica que las modificaciones normativas impactan en los procesos de planificación operativa en cuanto a los formatos de declaración de contratos del Mercado Eléctrico Regional (MER), y al mecanismo desarrollado por el EOR para el corte de contratos regionales ante desatención forzosa en el proceso de Predespacho, Ajuste y Redespacho Regional.
Resolución N.º CRIE-10-2025	14/03/25, publicada el 19/03/25	Se resuelve, entre otros, “Aprobar la “Modificación y consolidación de las disposiciones que regulan la atención de solicitudes ante la CRIE al RMER y mejora de otras normas relacionadas”.	Se identifican modificaciones normativas relativas a la atención de aclaraciones e interpretaciones a la regulación regional, requisitos y medios para solicitudes e información para CRIE, las cuales son importantes para la atención correcta y oportuna de las solicitudes que se hagan al regulador

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
			regional por parte de los agentes que participan en el MER.
Resolución N.º CRIE-11-2025	27/03/25, publicada el 31/03/25	Se resuelve, entre otros, “Aprobar la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por AES NEXT, LTDA. DE C.V., para conectar a la RTR de El Salvador, el proyecto de generación fotovoltaica denominado: “Planta Santa Ana IV” para la inyección de hasta 55 MWn.	Se identifica un impacto indirecto al MME debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de generación fotovoltaica a la RTR de El Salvador aumentará la disponibilidad de potencia en el Sistema Eléctrico Regional (SER).
Resolución N.º CRIE-12-2025	27/03/25, publicada el 31/03/25	Se resuelve, entre otros, aprobar la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por Sun Power, S.A., para conectar a la RTR de Nicaragua, el proyecto de generación fotovoltaica denominado: “Nicaragua Sun Power” para la inyección de hasta 30 MW.	Se identifica un impacto indirecto al MME debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de generación fotovoltaica a la RTR de Nicaragua aumentará la disponibilidad de potencia en el Sistema Eléctrico Regional (SER).

Temas relevantes que impactaron en la administración y operación del Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador durante el trimestre enero-marzo 2025.



Modificaciones al ROBCP aprobadas por medio del Acuerdo N.° 13/2025/DE en atención a reformas derivadas de La Ley General de Electricidad aprobadas por medio del Decreto Legislativo N.° 49 de 2024

Mediante el Acuerdo N.° 13/2025/DE emitido el 27 de febrero de 2025, la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM) se reformaron diferentes capítulos y anexos del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

Las modificaciones aprobadas en el Reglamento de Operación tienen como principal finalidad atender las reformas derivadas del Decreto Legislativo N.° 49 de 2024 que adecuaron algunos artículos de la Ley General de Electricidad.

Los principales aspectos que consideran las modificaciones al Reglamento de Operación se resumen de la siguiente forma:

1) Solicitudes de accionistas dirigidas al Administrador Único

Los numerales correspondientes al proceso de ingreso de un PM a la UT como accionista, quedan derogados tácitamente por la reforma del Art. 37 de la Ley General de Electricidad, al no contar con una Junta Directiva. En su lugar, se indica dentro del Anexo 01 del ROBCP, numeral 4.1, que el solicitante deberá enviar su requerimiento a la Administración de la UT.

2) Garantías de los PMs

Con respecto a las garantías de pago por las transacciones en el Mercado Mayorista, al no contar con una Junta Directiva, solo se podrán aceptar garantías que sean las ya establecidas en el numeral 5.1 literales del a), b) y c), lo anterior, para no dejar abierta la posibilidad de tener otro tipo de garantía, para seguridad y control del proceso y por temas de prevención de lavado de dinero y de activos.

3) Inscripción de solicitantes al Mercado Mayorista como PM

En relación con el modelo de contrato de prestación de servicios que se suscribe entre la UT y los solicitantes a ser Participantes del Mercado, éste se ajusta para relacionar la personería actual del representante legal de la UT (Administrador Único). Asimismo, en caso de existir deficiencias en las solicitudes se aclara que en caso no se resuelvan en un máximo de tres meses a partir de que le sea notificado al solicitante, su trámite se considerará caducado, sin perjuicio de poder volver a presentarlo.

Por otra parte, se incluyen cambios que consideran mejoras acordes a la normativa sobre la ley de prevención de lavado de dinero y de activos vigente, entre otras, dichas modificaciones se listan a continuación:

- a) En la cláusula quinta “PLAZO”, del Contrato de Prestación de Servicios de la UT, se adiciona expresamente que el contrato será prorrogable automáticamente siempre y cuando el participante de mercado mantenga vigente la garantía de pago de forma ininterrumpida.

- b) La UT podrá dar por terminado de forma unilateral y anticipada, cuando el PM no ha realizado transacciones en el Mercado Mayorista de Electricidad durante el período de CINCO años consecutivos, por la terminación de cualquier forma de la autorización como operador inscrito en la SIGET, y cualquier otra causal indicada en las leyes que impliquen la terminación del contrato, con la finalidad de mantener depurada la lista de PMs activos. Asimismo, se incluye que la solicitud de cancelación anticipada deberá tener en consideración, la previa liquidación de sus transacciones en el MME.
- c) Se adiciona una cláusula sobre la ley de prevención de lavado de dinero y activos y financiación al terrorismo, en la cual, las partes declaran bajo juramento que sus ingresos no provienen de orígenes ilícitos.

4) Actualización del manejo de infracciones y sanciones

Se indica que la UT identificará las infracciones cometidas por los PMs al ROBCP, esta recopilará la información correspondiente y remitirá un informe a la SIGET sobre estos para que el ente regulador, conozca, resuelva y de aplicar, emita las sanciones correspondientes.

5) Modificaciones al ROBCP

Las propuestas para realizar modificaciones al ROBCP y sus Anexos se indica que podrán ser elaboradas por la Administración de la UT o por cualquier PM y presentadas para ser analizadas a la Administración de la UT. También podrán ser elaboradas por la SIGET o por la DGEHM.

6) Requerimientos de información

Se establece que la UT deberá proporcionar información puntual o periódica en formatos específicos a requerimiento de la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas.

7) Capacidad Firme

Se excluye de penalización por el incumplimiento de inventarios mínimos de combustible a aquellos generadores con unidades que usen como combustible el diésel.

8) Cambios en las disposiciones del Estudio de impacto de la reserva rodante operativa

Se indica el papel de la DGEHM en lugar del CNE, asimismo, no se indica que los resultados deban ser presentados el último día hábil del mes de marzo del año en que corresponde realizar el estudio.

9) Eliminación de participación de la figura de Junta Directiva de la UT

De conformidad con los ajustes del artículo 37 de la Ley General de Electricidad, la administración de la UT estará a cargo de un Administrador Único propietario, quien ejercerá la representación legal de la misma y contará con su respectivo suplente.

10) Problemas de los PMs y la UT

Se han reformado aspectos en los cuales de existir diferencias entre un PM y la UT, el PM podrá presentar su reclamo ante la SIGET con copia a la DGEHM para que se resuelva de conformidad con el anexo de Infracciones y conflictos siguiendo las siguientes indicaciones:

- a) Si el conflicto entre uno o varios PMs y la UT se refiere a discrepancias sobre las políticas de operación aplicadas por la UT, ésta deberá responder en un plazo de 48 horas, dando los fundamentos de la respuesta a partir del siguiente día hábil de la presentación de la solicitud.
- b) Si la observación se refiere a procedimientos de cálculo que no afectan las políticas de operación, la UT tendrá un plazo de 10 días hábiles para entregar una respuesta a partir del siguiente día hábil de la presentación de la solicitud.
- c) Para cualquier situación diferente de las expuestas en a) y b), la UT deberá responder en un plazo de 15 días hábiles contados a partir del siguiente día hábil de la presentación de la solicitud, dependiendo de la complejidad del conflicto, dicho plazo podrá ser prorrogado hasta por 15 días hábiles adicionales.
- d) Por otra parte, si el o los PMs estuvieren inconformes con la respuesta entregada por la UT, podrán elevar el reclamo a la SIGET, de conformidad con la normativa aplicable en la Ley General de Electricidad, asimismo, en caso sea un conflicto entre PMs, estos deberán acudir a la SIGET de conformidad con la ley indicada.
- e) De existir algún tipo de fraude en los equipos o sistemas de medición, se pondrá en conocimiento de la SIGET y la DGEHM, con copia al PM propietario.
- f) Ante problemas con los informes de auditoría del SIMEC, en caso de no existir acuerdo entre el PM y la UT, el PM podrá solicitar la intervención de la SIGET para resolver las diferencias.
- g) Ante la condición de mora y falta de pago de un PM, la UT deberá de notificar a la DGEHM con copia a SIGET, para los casos en los que esta inhabilitación implique un impacto directo a la demanda nacional, la DGEHM emitirá los lineamientos específicos para manejar el problema de insolvencia, minimizando la afectación a la demanda nacional.

11) Administración del proceso de facturación y liquidación

Se indican que se habilitan al menos tres cuentas que deben dar seguimiento a las siguientes operaciones de forma independiente:

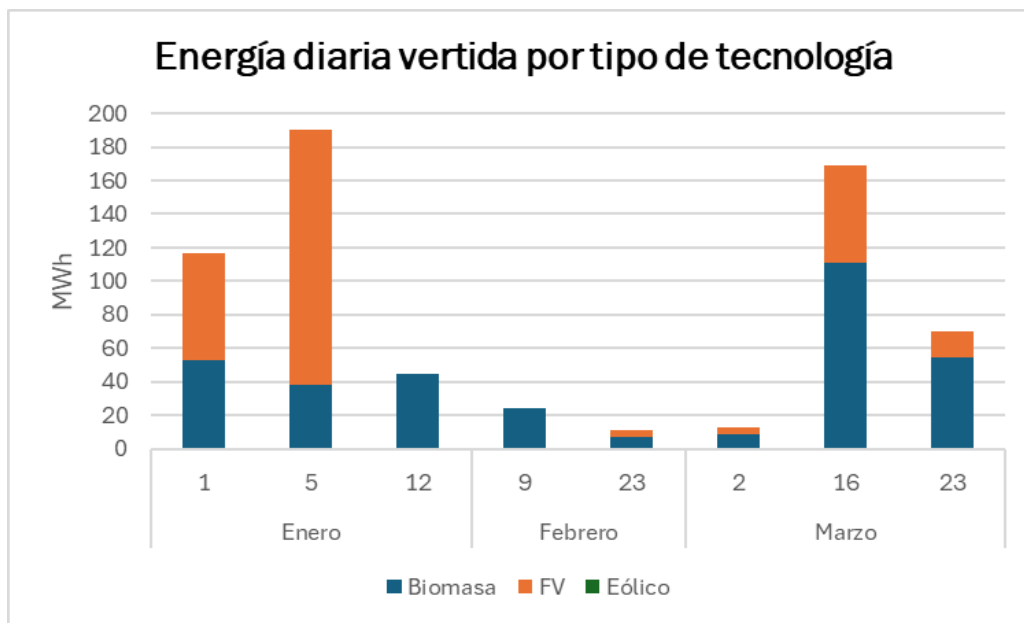
- a) Transacciones económicas del mercado
- b) Cargos de la UT (COSTAMM)
- c) Transacciones económicas del MER asignadas a la UT

Respecto de la verificación de fondos, se incluyó que de la distribución de los montos disponibles se notificará a la DGEHM y las sanciones las aplicará la SIGET. Por otra parte, para los ajustes de oficio de la UT a la facturación, de existir oposición de parte de un PM sin fundamento, la UT someterá el conflicto a la SIGET y si esta resolviera su procedencia los ajustes se aplicarán de conformidad en la siguiente liquidación.

Estas modificaciones entraron en vigencia en la misma fecha que se aprobó el Acuerdo, indicada anteriormente, y por tanto ya han sido aplicadas por la UT en los diferentes procesos del Mercado Mayorista de Electricidad. Es importante mencionar, que uno de los aspectos requeridos en el referido acuerdo, es la firma de un nuevo contrato para aquellos PMs con contratos vigentes de Prestación de Servicios con la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., incluyendo lo reformado en el Anexo 01 del ROBCP, acción ya comunicada a los PMs, que se encuentra en desarrollo y coordinación del cual se espera los PMs puedan cumplir en el plazo solicitado.

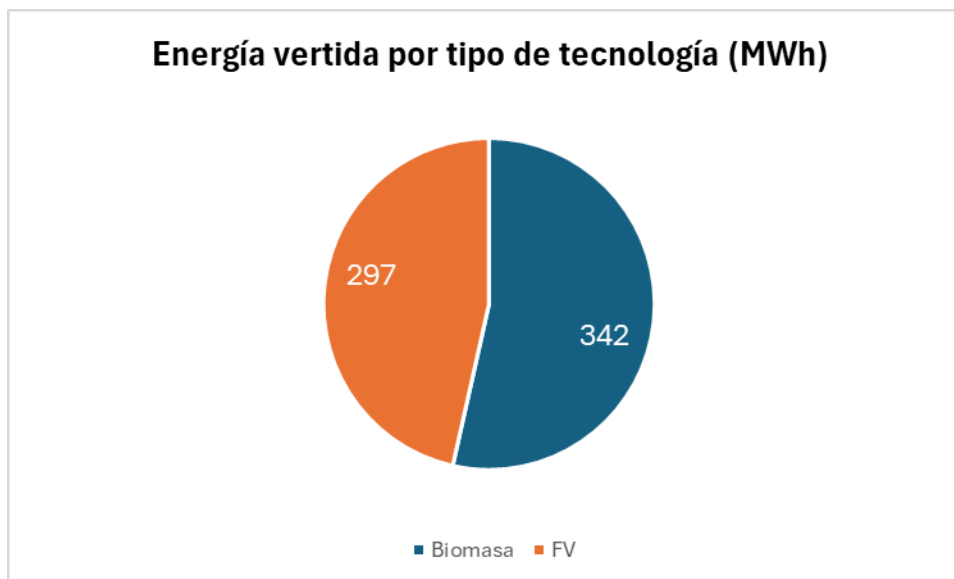
Eventos de vertimiento de generación base en el Mercado Mayorista de Electricidad durante el primer trimestre de 2025

Con base en lo establecido en el Anexo 21 - Administración de Vertimiento de generación base del ROBCP, durante el primer trimestre de 2025 la UT gestionó los eventos de vertimiento de generación base en el Mercado Mayorista de Electricidad manteniendo la calidad y seguridad del Sistema Eléctrico de Potencia en todo momento. En dicho trimestre, los eventos ocurrieron en 8 días distribuidos en los tres meses, concentrándose la mayor cantidad de eventos y volumen de energía vertida en el mes de enero, debido a la baja demanda típica de la primera semana del año.



Gráfica 1. Volúmenes diarios de energía vertida en el primer trimestre de 2025

A partir de la información mostrada en la gráfica anterior, se identifica que, debido a su ubicación en la lista de prioridad de vertimiento, únicamente se tuvo el vertimiento de energía proveniente de generación fotovoltaica y biomasa en la proporción mostrada en la gráfica siguiente:



Gráfica 2. Proporción de la energía vertida por tipo de tecnología en el primer trimestre de 2025.

Es importante destacar que, con la entrada en vigencia de las modificaciones al Anexo 21 del ROBCP, aprobadas a través del Acuerdo SIGET N.º 412-E-2024, los eventos de vertimiento de generación base registrados, fueron administrados con dichas disposiciones relacionadas con el tratamiento de las inyecciones al SEP desde las redes de distribución, se identifica un impacto positivo en el Mercado Mayorista, ya que se ha logrado mitigar parte del vertimiento de generación base en el mismo, a razón de ello, en 5 fechas se presentaron únicamente vertimiento de generación en distribución evitándose afectar el MME (4, 19, 25 y 26 de enero, y 2 de febrero), asimismo, se destaca que los eventos se presentaron en días domingo en más del 75% de los fechas indicadas.

Modificación normativa en el RMER relativos a los contratos no firmes físico flexibles y contratos firmes en cuanto al Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa

La CRIE, a través de la Resolución CRIE-08-2025, aprobó modificaciones normativas en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) relativas a los resultados de la Consulta Pública 03-2024 (Resolución CRIE-27-2024), en la cual se sometió a reformas los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER relativos a los Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF) y Contratos Firmes (CF).

Como parte de dichas reformas, la CRIE en su RESUELVE TERCERO indicó que, para su correcta implementación, para entrar en vigor con dichos cambios a partir del Predespacho Regional del día 1 de mayo de 2025, por lo que el EOR ha publicado en su página web un “Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa”, siendo que el mismo fue previamente observado por los OS/OMs, y se aplicará en los procesos de Predespacho, Ajuste y Redespacho Regional.

Es importante mencionar, de conformidad con el procedimiento desarrollado y la normativa aprobada, que las condiciones en las cuales se aplicará dicho procedimiento son las siguientes:

1. No haya conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro declarados en el predespacho regional de un CNFFF o CF.
2. En caso de que la generación disponible asociada al contrato no exista o sea menor a la energía declarada, y el agente de inyección del CF o del CNFFF no consignó en la declaración su compromiso de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada en el contrato con ofertas adicionales del mercado de oportunidad regional. Cuando sea necesario reducir los Contratos Firmes, los CNFFF declarados en el mismo punto de medición se reducirán a cero (0) MWh por la prioridad de predespacho de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes.
3. Cuando se afecte la factibilidad técnica y económica de los CNFFF sin oferta de pago máximo, resultando que la variable $P_{cnfff_cortada(i)}$ toma un valor diferente de cero.
4. Cuando se afecte la factibilidad técnica y económica de los CF del literal (a) del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, y resultando que la variable $P_{firme_cortada(i)}$ toma un valor diferente de cero. El peso asociado a la componente de Contratos Firmes debe ser tal que garantice una mayor prioridad frente a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles, es decir, por encima de la atención de la componente física de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles.

Para atender estas condiciones se consideran adecuaciones en las entradas del modelo de predespacho regional, es por ello, que cada agente que participa en el mercado de contratos regional con un CNFFF o CF debe indicar a través de su OS/OM, si acepta el compromiso en la declaración de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada en el contrato con ofertas adicionales del mercado de oportunidad regional, en el archivo de registro de declaraciones diarias de contratos, tal campo ha sido denominado por el EOR como TPNC_adicional, el cual podrá aceptar tres valores “si, no o ne” según corresponda al requerimiento del tipo de contrato del agente participante en el MER.

Es importante mencionar que, en caso de no existir suficiente disponibilidad en los CFs y CNFFFs en el mercado regional, el procedimiento de corte de contratos regionales se activa como una etapa previa al modelo de optimización matemática ejecutado por el EOR.

En cuanto a la implementación nacional de lo dispuesto en la resolución CRIE 8-2025, se han desarrollado las siguientes actividades:

- Modificación de archivo Excel, junto a su manual, que contiene las macros para la creación de los archivos de texto con las declaraciones de contratos regionales, incluyéndose el campo TPNC_adicional.
- Incorporación de validaciones en el sitio web de la UT, para la correcta revisión de los archivos incorporados al sistema, tanto para los distintos tipos de contratos como también identificando si es la contraparte de inyección o retiro, siendo esta una etapa previa de revisión antes de ser validados por el EOR. Las modificaciones en el sitio web

HECHOS RELEVANTES

ENERO-MARZO 2025

serán puestas en producción el 29 de abril de 2025, una vez cierre el horario de recepción de ofertas de oportunidad regional para el 30 de abril.

- Explicación de la resolución CRIE 8-2025 al comité de planificación, así como de las modificaciones a los formularios, fecha de implementación y validaciones a implementar.

Monitoreo de la operación

Los principales acontecimientos ocurridos durante el **primer trimestre de 2025**, en la operación del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

ENERO

Eventos en el SEP:

Fecha	Hora	Evento
19-ene-2025	00:27 h	Habilitado comercialmente int. 48-4-84

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Fecha	Línea	Duración	Evento
12-ene-2025	SMAR-STOM	05:38 h	PAMM
19-ene-2025	AHUA-EDP 01	05:38 h	PAMM
26-ene-2025	AHUA-SANA	03:49 h	PAMM
26-ene-2025	AHUA-SONS	02:54 h	PAMM

Interrupciones de líneas por seguridad operativa:

Fecha	Línea	Duración	Evento
02-ene-2025	AHUA-NEJA 02	07:56 h	Alto voltaje en el SEP
02-ene-2025	15SE-NEJA 02	07:55 h	Alto voltaje en el SEP
02-ene-2025	AHUA-EDP 02	06:19 h	Alto voltaje en el SEP

FEBRERO

Eventos en el SEP:

Fecha	Hora	Evento
12-feb-2025	09:59 h	Operación etapas I y II EDCBF por falla en sistema eléctrico de Panamá.

Eventos de falla:

Fecha	Línea	Duración	Evento
11-feb-2025	ACAJ-ALVA	01:26 h	Disparo ALVA-TG1 por relé 51LV
17-feb-2025	ACAJ-ALVA	06:05 h	Falsa alarma por bajo nivel aceite ALVA-TG1

HECHOS RELEVANTES
ENERO-MARZO 2025

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Fecha	Línea	Duración	Evento
02-feb-2025	SRAF-SMAR	05:18 h	PAMM
03-feb-2025	NEJA-NEPO	11:59 h	PAMM
09-feb-2025	AHUA-EDP 02	05:44 h	PAMM
09-feb-2025	NEJA-SMAR	05:29 h	PAMM
15-feb-2025	AHUA-NEJA 02	09:49 h	PAMM
16-feb-2025	AHUA-NEJA 01	03:28 h	Reparación conductor OPGW
16-feb-2025	AHUA-NEJA 02	09:44 h	PAMM
17-feb-2025	AHUA-NEJA 02	08:29 h	PAMM
21-feb-2025	15SE-NEJA 02	09:49 h	PAMM
22-feb-2025	15SE-NEJA 02	07:03 h	PAMM
22-feb-2025	NEJA-NEPO	03:46 h	PAMM

MARZO

Eventos en el SEP:

Fecha	Hora	Evento
01-mar-2025	09:22 h	Operación etapas I, II y III EDCBF por falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int. en 15SE 115 kV y pérdida de 116 MW de generación en SEP El Salvador y 400 MW de generación en SEP Honduras
19-mar-2025	10:35 h	Operación etapa I EDCBF por pérdida de generación en Panamá

Eventos de falla:

Fecha	Línea	Duración	Evento
01-mar-2025	15SE-SRAF	00:05 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
01-mar-2025	15SE-SMIG	00:15 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
01-mar-2025	15SE-NEJA 02	00:02 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
01-mar-2025	15SE-SMAR 02	00:02 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
01-mar-2025	15SE-NNAC	02:33 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
01-mar-2025	15SE-AGCA	01:46 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
01-mar-2025	15SE-NEJA 01	00:03 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV

HECHOS RELEVANTES
ENERO-MARZO 2025

Fecha	Línea	Duración	Evento
01-mar-2025	15SE-BERL	00:15 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
01-mar-2025	15SE-SMAR 01	00:04 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
01-mar-2025	3FEB-15SE	00:19 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
05-mar-2025	AHUA-LVII	00:07 h	Operación relé 67LN extremo LVII
05-mar-2025	AHUA-NEJA 01	00:10 h	Nidos en extremo NEJA
05-mar-2025	AHUA-NEJA 02	00:12 h	No encuentra causa disparo
05-mar-2025	15SE-NEJA 01	00:11 h	Nidos en extremo NEJA
05-mar-2025	15SE-NEJA 02	00:08 h	No encuentra causa disparo

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Fecha	Línea	Duración	Evento
01-mar-2025	AHUA-LVII	07:50 h	Sustitución aisladores y reparación cable OPGW
02-mar-2025	SANT-NEJA	06:56 h	PAMM
02-mar-2025	SANT-VOLC	06:57 h	PAMM
12-mar-2025	CGRA-SRAF	05:49 h	PAMM
16-mar-2025	AHUA-NEJA 01	07:03 h	Pruebas a equipos de protección en extremo AHUA
16-mar-2025	OPIC-SONS	05:14 h	PAMM
23-mar-2025	AHUA-NEJA 01	02:16 h	Pruebas relevadores principal y respaldo
27-mar-2025	ACAJ-ALVA	08:04 h	Modificaciones para conectar nuevo proyecto San Rafael