

Informe de hechos relevantes

Periodo enero-marzo 2024

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

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 2024.....	8
Disposiciones transitorias aprobadas por medio del Acuerdo SIGET N.° 015-E-2024 (Tercera prórroga del Acuerdo SIGET N.° 152-E-2023)	9
Eventos de vertimiento de generación base registrados en el Mercado Mayorista de Electricidad en el primer trimestre de 2024	9
Monitoreo de la operación	12

Introducción

El informe de hechos relevantes contiene un resumen de los principales acuerdos emitidos por la SIGET, resoluciones de la CRIE y acuerdos de la Junta Directiva de la UT, que impactan en la operación del Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador.

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

Anexo a este informe se presenta información estadística y de precios para el periodo de **enero a marzo de 2024**.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
ENERO			
Acuerdo SIGET N.° 015-E-2023	10/1/24, recibido el 12/1/24	Se prorroga por un periodo de tres meses adicionales las disposiciones transitorias aprobadas por medio del Acuerdo SIGET N.° 152-E-2023.	La ampliación del plazo de las disposiciones transitorias al ROBCP aprobadas por medio del Acuerdo SIGET N.° 152-E-2023, impacta en los procesos correspondientes a las liquidaciones de las transacciones económicas en el Mercado Mayorista (MM) para enero, febrero y marzo de 2024. Adicionalmente, se prorroga hasta el 12 de mayo de 2024, las indicaciones sobre la gestión que deberá hacer la Unidad de Transacciones ante el Ente Operador Regional (EOR) para la determinación de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) para los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador en función de que la cota del embalse Cerrón Grande se encuentre en el nivel de 242 m s.n.m.
Sesión de Junta Directiva UT N.° 617	16/1/24	Junta Directiva aprueba la solicitud de inscripción de la sociedad INNOVA TECNOLOGÍA Y NEGOCIOS, S.A. DE C.V., 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.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo SIGET N.° 025-E-2024	12/1/24, recibido el 18/1/24	Se ajusta el Cargo por Capacidad del Mercado Mayorista a US \$8.53/kW-mes. Dicho valor también deberá ser utilizado para fijar el Precio Base de la Potencia de los contratos de largo plazo mediante procesos de libre competencia que se lleven a cabo durante el 2024. El Cargo por Capacidad ajustado tiene vigencia para el periodo comprendido del 1 de enero al treinta y uno de diciembre de 2024, ambas fechas inclusive.	El ajuste del Cargo por Capacidad impacta en los procesos de conciliación y liquidación de las transacciones económicas del Mercado Mayorista (MM), ya que actualiza el valor del cargo por capacidad de las transacciones en el MRS realizadas en el 2024 a un valor de US \$8.53/kW-mes.
Acuerdo SIGET N.° 026-E-2024	12/1/24, recibida el 22/1/24	Se le indica a la Unidad de Transacciones que durante el primer trimestre del año 2024, deberá continuar con la aplicación del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Mercado Mayorista (COSTAMM) aprobado para el año 2023 por un valor de \$1.090933/MWh.	Para el primer trimestre de 2024 se aprueba transitoriamente el COSTAMM por el mismo valor de \$1.090933/MWh aplicado en 2023, el cual es cobrado a la demanda de energía del Mercado Mayorista.
Resolución N.° CRIE-01-2024	22/1/24, publicada el 26/1/24	Se establece la tasa de descuento regional para el año 2024, en un valor de 11.95 %.	Con el establecimiento de la tasa de descuento regional para 2024, 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

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
			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-02-2024	22/1/24, publicada el 26/1/24	Se aprueba la modificación normativa referente al Anexo J del Libro III del RMER denominado: "METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO", según el detalle del Anexo I de esta resolución.	Se aprueban las modificaciones al RMER resultado de la consulta pública CRIE 06-2023, relacionadas con la metodología para el cálculo de la tasa de descuento, por lo que se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista, ya que se incorpora una banda de control de los valores de la tasa de descuento regionales y se realiza un ajuste a la periodicidad del cálculo de dicha tasa a considerar en el Plan de Expansión de la generación y la transmisión realizado por el EOR.
Resolución N.° CRIE-04-2024	22/1/24, publicada el 26/1/24	Se establece 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 tres por ciento (83%), el cual se mantendrá vigente hasta que sea modificado mediante resolución por la CRIE.	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 incide directamente en el Cargo Complementario de Transmisión regional (CCT) que es un Cargo del Sistema el cual es cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Resolución N.° CRIE-05-2024	22/1/24, publicada el 26/1/24	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), para conectar a la RTR de Panamá, el proyecto denominado: “Subestación Veladero 230/34.5 kV”.	Se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de transmisión eléctrica a la RTR de Panamá, aumentará la confiabilidad y capacidad de transferencia de potencia en el SER.

FEBRERO

Acuerdo SIGET N.° 027-E-2024	12/1/24, recibido el 1/2/24	Se indica a ETESAL, S.A. de C.V. que, durante el primer trimestre del 2024, deberá continuar con la aplicación del Cargo por Uso del Sistema de Transmisión (CUST) aprobado para el 2023, por un valor de \$8.962235/MWh.	Se aprueba el valor del CUST de forma transitoria para el primer trimestre de 2024. Éste es un cargo del sistema cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista de Electricidad.
Resolución N.° CRIE-08-2024	22/2/24, publicada el 28/2/24	Se aprueba la solicitud de conexión a la RTR presentada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), para conectar a la RTR de Honduras, el proyecto de transmisión eléctrica denominado: “Tercer Transformador en la Subestación Progreso”.	Se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de transmisión eléctrica a la RTR de Honduras, aumentará la confiabilidad y capacidad de transferencia de potencia en el SER.
Resolución N.° CRIE-09-2024	22/2/24, publicada el 22/2/24	Se resuelve, entre otros, ajustar el presupuesto del Ente Operador Regional (EOR) correspondiente al 2024, y en este sentido se aprueba el Cargo por el Servicio de Operación del Sistema el cual financiará el presupuesto mencionado.	Se aprueba la modificación del Cargo por el Servicio de Operación del Sistema para el 2024, lo que tiene un impacto en el Mercado Mayorista por ser un cargo que se aplica a los agentes del MER.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo SIGET N.° 108-E-2024	27/2/24, recibido el 29/2/24	Se aprueba el estudio de producción de energía para determinar la capacidad firme inicial de la planta de generación solar fotovoltaica "Talnique Solar", con una capacidad instalada de 13.20 MW _{CA} ubicada en el municipio de Talnique, departamento de La Libertad, presentado por la sociedad Inversiones Energéticas S.A. de C.V.	Con la entrada en operación de la planta fotovoltaica "Talnique Solar", se incrementa la capacidad de generación renovable instalada en el MME.

MARZO

Resolución N.° CRIE-14-2024	21/3/24, publicada el 22/3/24	Se aprueba la solicitud de conexión a la RTR presentada por la entidad Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), para conectar a la RTR de Panamá, los proyectos de transmisión eléctrica denominados: "Adición Transformador T2 S/E Changuinola 230/115/34.5 kV", "Adición de Bancos de Capacitores de 40 MVAR en Subestación Santa Rita 115 kV", "Línea Subterránea Panamá - Cáceres 115 kV", "Proyecto Línea de Transmisión Sabanitas - Panamá III 230 kV", "Nueva Subestación Panamá III 230 kV GIS" y "Nueva Subestación Sabanitas 230 kV GIS".	Se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión de los proyectos de transmisión eléctrica a la RTR de Panamá, aumentará la confiabilidad y capacidad de transferencia de potencia en el SER.
--------------------------------	-------------------------------------	--	---

HECHOS RELEVANTES
ENERO-MARZO 2024

Temas relevantes que impactaron en la administración y operación del Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador durante el trimestre enero-marzo 2024

- Disposiciones transitorias aprobadas por medio del Acuerdo SIGET N.° 015-E-2024 (Tercera prórroga del Acuerdo SIGET N.° 152-E-2023).
- Eventos de vertimiento de generación base registrados en el Mercado Mayorista de Electricidad durante el primer trimestre de 2024.

Disposiciones transitorias aprobadas por medio del Acuerdo SIGET N.° 015-E-2024 (Tercera prórroga del Acuerdo SIGET N.° 152-E-2023)

El **Acuerdo SIGET N.° 152-E-2023**, emitido el 9 de mayo de 2023 acordó aprobar disposiciones transitorias al ROBCP relacionadas con el cálculo del Costo Marginal de Operación (CMO) y la consideración de un costo a la exportación, y se establecieron condicionantes para que la UT realice las gestiones necesarias con el Ente Operador Regional (EOR) para solicitar la actualización de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) para los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador. Este acuerdo se emitió con una vigencia de tres meses, contados a partir de la fecha de emisión del mismo; y se indicó que se debía aplicar a las liquidaciones de transacciones correspondientes a los meses de abril, mayo y junio de 2023.

Debido a que la problemática que dio origen a la emisión del referido Acuerdo SIGET se prolongó durante el último semestre del 2023, se emitieron acuerdos posteriores, por medio de los cuales se prorrogaron las disposiciones transitorias y se ajustaron las indicaciones sobre el valor de la cota del embalse de Cerrón Grande, siendo el último de éstos el Acuerdo SIGET N° 339-E-2023, cuya vigencia finalizó el 11 de febrero de 2024.

Posteriormente, la SIGET realizó un análisis de la conveniencia de otra prórroga de las disposiciones transitorias aprobadas mediante el Acuerdo SIGET N.° 152-E-2023 y evaluó, entre otros elementos, si la problemática que originó la necesidad de aprobar dichas medidas transitorias se mantenía; identificando que al menos los primeros meses del año 2024 perduraría la influencia de “El Niño”, en la región de América Central, por lo que, el 10 de enero de 2024 emitió el **Acuerdo SIGET N.° 015-E-2024**, por medio del cual aprobó:

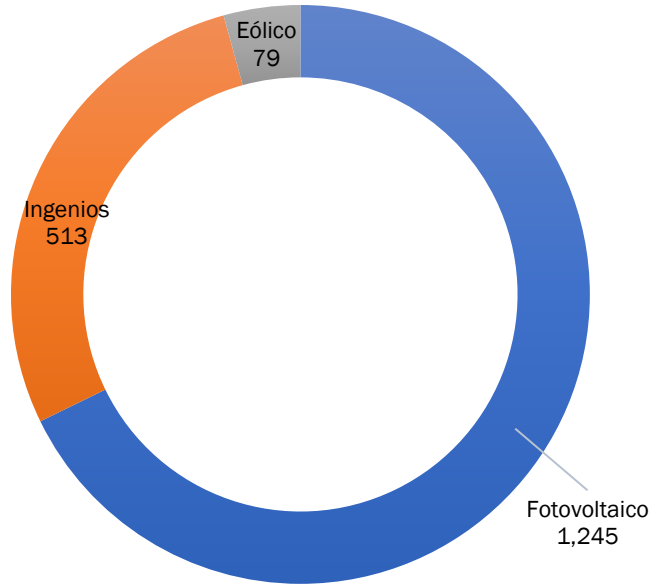
- Prorrogar el plazo de las modificaciones transitorias al ROBCP contenidas en el Anexo I del Acuerdo SIGET N.° 152-E-2023, **para aplicarse a las liquidaciones de transacciones económicas de los meses de enero, febrero y marzo de 2024.**
- Prorrogar el plazo por tres meses más lo establecido en el Acuerdo SIGET N.° 339-E-2023 (12/2/2024 al 12/5/2024) sobre las indicaciones contenidas en la letra b) del acuerdo SIGET N.° 152-E-2023 considerando los cambios de la letra a) del Acuerdo SIGET N.° 325-E-2023, es decir, que la UT deberá realizar las gestiones correspondientes con el EOR sobre las restricciones a las MCTP para exportación de El Salvador, cuando la cota de Cerrón Grande esté por debajo de 242 m.s.n.m.

Eventos de vertimiento de generación base registrados en el Mercado Mayorista de Electricidad en el primer trimestre de 2024

Durante el primer trimestre de 2024, en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME) se registraron 7 días con eventos de vertimiento de generación base por baja demanda en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP); ante lo cual, considerando lo establecido en el Anexo 21 del ROBCP en cuanto a la administración del vertimiento de generación base, en la operación en tiempo real se redujeron las inyecciones de potencia de las unidades generadoras base conforme a la lista de prioridad de vertimiento hasta lograr el balance carga-generación del

sistema, lo que se muestra en el siguiente balance oficial de los volúmenes de energía vertida por tipo de tecnología de generación:

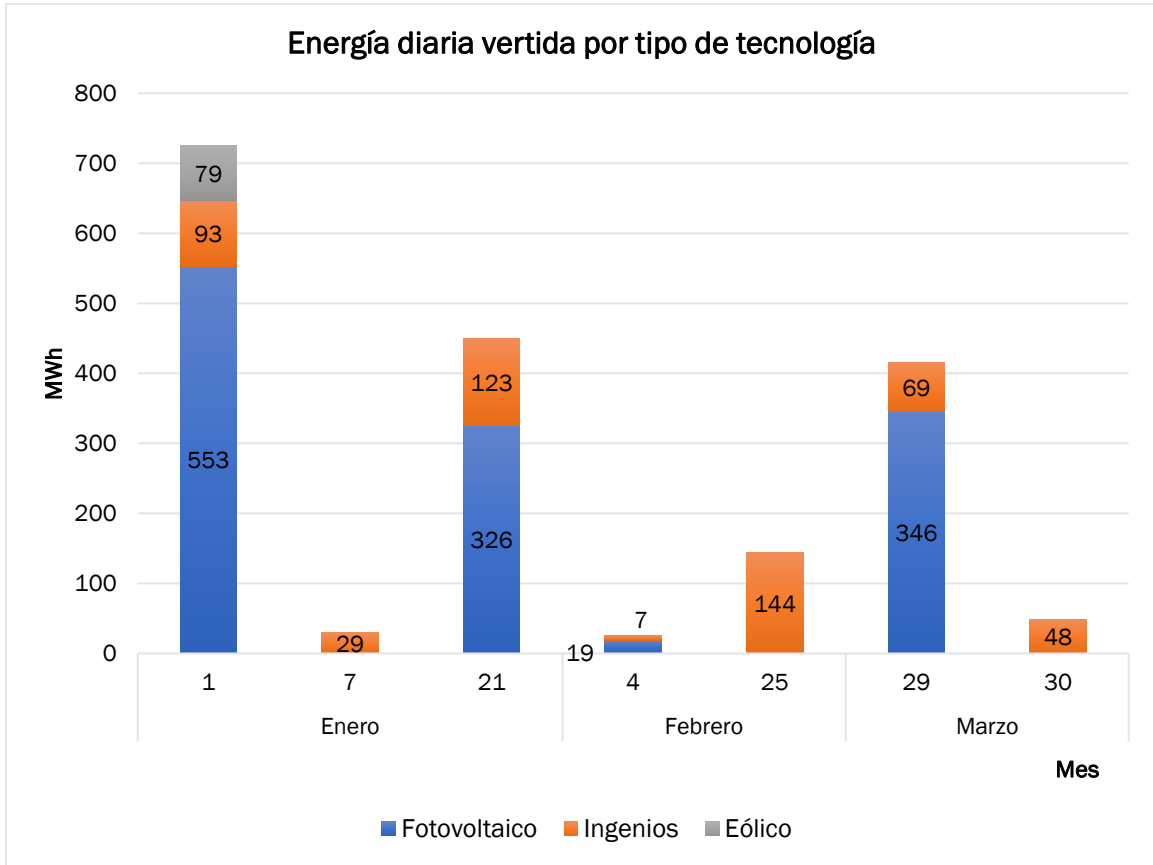
Energía vertida por tipo de tecnología (MWh)



Gráfica 1. Volumen de energía vertida por tipo de tecnología durante el primer trimestre de 2024.

Según los datos mostrados en la gráfica 1, el total de energía vertida como parte del mecanismo de administración de vertimiento de generación base fue de 1,836 MWh, de los cuales 1,245 MWh, que representan un 68% de este total, correspondieron a plantas fotovoltaicas que participan en el MME; de igual forma, los ingenios participaron con 513 MWh, lo que corresponde a una proporción del 28%; y, la planta eólica, con 79 MWh de energía vertida, tuvo una participación del 4%.

Con respecto al detalle diario de la energía vertida por tecnología que participó en el mecanismo contemplado en el Anexo 21, de enero a marzo de 2024 se tuvieron los valores mostrados en la siguiente gráfica:



Gráfica 2. Volúmenes diarios de energía vertida durante el primer trimestre de 2024.

De acuerdo con la gráfica 2, el 1 de enero presentó el mayor volumen de energía vertida del período, representando un 39% del total de los 7 días con eventos de vertimiento de generación base, registrando la mayor proporción de energía fotovoltaica vertida y el único día en que la planta eólica redujo sus inyecciones. Los ingenios registraron reducciones de energía en los 7 días que presentaron eventos de vertimiento de generación base en este trimestre, siendo el 25 de febrero el día con la mayor reducción, esto debido a dicha tecnología presentó los menores precios de flexibilidad de generación ofertados y establecidos en la lista de mérito de vertimiento.

Monitoreo de la operación

Los principales acontecimientos que han ocurrido durante el **primer trimestre de 2024**, en la operación del sistema eléctrico de potencia.

ENERO

El 2 de enero de 2024, quedaron para operación comercial el área de 23 kV de la subestación San Martín.

El 13 de enero de 2024, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en Panamá.

El 29 de enero de 2024, inició pruebas de inyección la planta fotovoltaica Talnique Solar.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02) por falla, durante 13 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ALBI-OZAT por mantenimiento durante 4 horas y 24 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-JIBO, en 4 eventos por falla, durante un total de 26 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-TPTO, en 2 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 21 horas y 45 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 01, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 6 horas y 41 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-STOM por mantenimiento durante 6 horas y 8 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR por falla, durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-NEPO, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 129 horas y 38 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-IANG por falla durante 33 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA por mantenimiento durante 34 horas y 32 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02 por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01 por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ATEO por falla durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02, en 4 eventos por falla, durante un total de 11 minutos.

FEBRERO

El 7 de febrero de 2024, ocurrió la operación de la etapa I del EDCBF, por evento en Honduras.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-MARZO 2024

El 14 de febrero de 2024, ocurrió la operación de la etapa I del EDCBF, por evento en Honduras.

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP por falla durante 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 36 horas y 43 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-IANG, en 2 eventos por falla, durante un total de 51 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01) por mantenimiento durante 7 horas y 24 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR por mantenimiento durante 5 horas y 34 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-JIBO, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 14 horas y 41 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-NEPO por mantenimiento durante 3 horas y 26 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ANTA-PEDR por mantenimiento durante 42 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ALBI-ANTA, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 1 hora y 14 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SRAF-SMAR por mantenimiento durante 5 horas y 24 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02 por mantenimiento durante 8 horas y 40 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-NEJA por mantenimiento durante 7 horas y 49 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT por mantenimiento durante 6 horas y 18 minutos.

MARZO

El 1 de marzo de 2024, inició operación comercial planta fotovoltaica Talnique Solar.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02) por mantenimiento durante 5 horas y 44 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02, en 2 eventos por falla, durante un total de 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF por mantenimiento durante 5 horas y 54 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS por mantenimiento durante 7 horas y 38 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 27 horas.

Fuera de servicio línea a 115 kV ALBI-OZAT por mantenimiento durante 1 hora y 58 minutos.