

Informe de hechos relevantes

Periodo julio-septiembre 2024

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.

1 de noviembre de 2024

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 julio-septiembre 2024.10

Monitoreo de la operación.....15

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 julio a septiembre de 2024**.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
REFORMAS A LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD Y AL REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD			
Decreto Legislativo N.° 49	17/7/24	Se aprueban reformas a la Ley General de Electricidad (LGE) , con el propósito de garantizar el suministro de energía eléctrica y que los usuarios finales perciban los beneficios existentes en toda la cadena de valor.	Se identifica un impacto en el Mercado Mayorista de electricidad (MME) en cuanto al procedimiento de aprobación de modificaciones al ROBCP. Adicionalmente, se ajusta la metodología para el cálculo de los cargos por uso de la red de distribución, que se traslada a los usuarios finales y que es cobrado por las empresas distribuidoras.
Decreto Ejecutivo N.° 12	22/7/24, publicado en el Diario oficial del 25/7/24	Se aprueban reformas al Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE) , con el fin de adecuar los aspectos regulatorios contenidos de conformidad con las reformas realizadas a la LGE, para garantizar la aplicación efectiva de la normativa referente a la capacidad firme que debe ser remunerada en función del aporte efectivo de potencia al sistema.	Se tiene un impacto en el MME sobre el concepto, la metodología de cálculo y remuneración de la Capacidad Firme Provisoria y Definitiva para los diferentes tipos de unidades o centrales generadoras que participan en el Mercado Mayorista.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
ACUERDOS DGEHM			
Acuerdo de la DGEHM N.° 18/2024/DE	4/7/24, recibido el 5/7/24	Se modifican las disposiciones establecidas en el numeral 1 del Acuerdo N.° 17/2024/DE, de fecha 21 de junio de 2024 y se establecen nuevos lineamientos para el ajuste de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP).	Se identifica un impacto directo en el Mercado Mayorista para los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador al Mercado Eléctrico Regional (MER), al establecerse nuevos rangos relacionados con el valor de la cota de Cerrón Grande para ajustar los valores de las MCTP.
Acuerdo de la DGEHM N.° 20/2024/DE	12/7/24, recibido el 15/7/24	Se establecen los parámetros y lineamientos técnicos para la fijación tarifaria a trasladar a los usuarios finales por parte de las empresas distribuidoras, considerando lo establecido en el Decreto Legislativo N.° 997, de fecha 15 de abril de 2024.	Se identifica un impacto en el Mercado Mayorista en los procesos de liquidación y facturación, debido a que la aplicación del acuerdo conlleva la distribución del porcentaje establecido para los montos del diferimiento que corresponden al Mercado Regulador del Sistema (MRS) y con ello posteriormente, la UT efectuará la liquidación de los montos abonados por las empresas distribuidoras a los PMS acreedores, en las transacciones económicas de julio, agosto y septiembre de 2024.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo de la DGEHM N.° 25/2024/DE y DGEHM N.° 27/2024/DE	12/8/24	Se aprueban modificaciones al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción, relacionados con la Capacidad Firme, desviaciones de las transacciones asociadas a contratos regulados (Contratos de Libre Concurrencia y Contratos de Naturaleza Pública) y a los inventarios mínimos de los combustibles para la generación de energía.	Se tiene un impacto en el MME, ya que se brindan nuevos lineamientos con relación a la metodología de cálculo de la Capacidad Firme, y se incorporan modificaciones a los requerimientos de los inventarios mínimos de combustibles para generación de energía eléctrica. Asimismo, se adicionan disposiciones sobre el tratamiento de las desviaciones a las transacciones asociadas a contratos regulados (Contratos de Libre Concurrencia y Contratos de Naturaleza Pública).
Acuerdo de la DGEHM N.° 35/2024/DE	30/8/24	Se establecen las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP), para los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador.	Se identifica un impacto directo en el Mercado Mayorista, ya que se establecen los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador al MER.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
ACUERDOS SIGET			
Acuerdo SIGET N.° 262-E-2024	5/7/24, recibido el 5/7/24	Se prorroga por un periodo de tres meses adicionales las disposiciones transitorias aprobadas por medio del acuerdo N.° 152-E-2023.	La ampliación del plazo de las disposiciones transitorias al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (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 para julio, agosto y septiembre de 2024.
Acuerdo SIGET N.° 300-E-2024	8/8/24, recibido el 14/8/24	Se aprueban las Estructuras de costos para los combustibles de los generadores térmicos con una vigencia desde el jueves de semana inmediatamente posterior a la fecha de notificación del acuerdo hasta el 31 de julio de 2026.	La aprobación de las estructuras de costos de los combustibles para los generadores térmicos, impactan en el costo marginal de operación del MME y en el costo de inyección regional, ya que los costos variables determinados para cada uno de los generadores mediante sus estructuras específicas son utilizados en las programaciones de la operación, así como en tiempo real para su despacho en el SEP y finalmente en la conciliación de transacciones.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo SIGET N.º 348-E-2024	27/9/24, recibido el 30/9/24	Se prorrogan por tres meses adicionales las disposiciones transitorias aprobadas en el Acuerdo SIGET N.º 152-E-2023.	La ampliación del plazo de las disposiciones transitorias al ROBCP aprobadas por medio del Acuerdo SIGET N.º 152-E-2023, impacta en los procesos correspondientes a las liquidaciones de las transacciones económicas en el Mercado Mayorista para octubre, noviembre y diciembre de 2024.

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

Sesión de Junta Directiva UT N.º 648	16/7/24	Junta Directiva aprueba la solicitud de inscripción de la sociedad ENERSAL, S.A. DE C.V., para ser inscritos en la categoría de Comercializador.	Se inscribe un nuevo Participante del Mercado (PM) que operará en el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador, en su carácter de Comercializador.
Inicio de operación comercial de planta de generación fotovoltaica	1/9/24	Se inicia la operación comercial de la planta de generación fotovoltaica Ingenio La Cabaña con una capacidad de 5.0 MW, conectada a nivel de 46 kV en la red de distribución del circuito 38-4-81 de CAESS.	Con el inicio de operación comercial de esta planta de generación fotovoltaica, se continúa con la diversificación de la matriz energética de nuestro país, aumentando la disponibilidad de energía renovable no convencional con costo cero que se utilizará para abastecer la demanda de El Salvador.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
RESOLUCIONES CRIE			
Resolución N.° CRIE-21-2024	27/6/24, publicado el 2/7/24	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la sociedad Santiago Solar PTY, Corp., para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Panamá, el proyecto de generación fotovoltaica denominado: “Parque Solar Santiago”.	Se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista (MM) debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de generación fotovoltaica a la RTR de Panamá aumentará la disponibilidad de potencia en el Sistema Eléctrico Regional (SER).
Resolución N.° CRIE-23-2024	25/7/24, publicado el 30/7/24	Se resuelve, 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%).	Se identifica un impacto directo al Mercado Mayorista debido a que el establecimiento del porcentaje de Compensación Semestral para la Compensación Mensual del MER (CMM), afecta directamente al Cargo Complementario de Transmisión Regional (CCT) que es parte de los Cargos del Sistema que se le traslada a la demanda nacional.
Resolución N.° CRIE-25-2024	13/8/24, recibido el 19/8/24	Se resuelve, entre otros, declarar con lugar la solicitud presentada por la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) mediante la nota GGC-GG-2024-06-0399, referente a que el descuento por el cargo fijo del año 2024 sea distribuido durante el período que comprende de los años 2025 al 2036, ambos inclusive.	Se identifica un impacto al MME, debido a que el descuento correspondiente al cargo fijo del año 2024 a distribuir equitativamente en el Ingreso Autorizado Regional anual desde el 2025 hasta el 2036, es un monto que se recolecta a partir de los cobros a los agentes que realizan transacciones en el MER y a la demanda nacional.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Resolución N.° CRIE-26-2024	13/8/24, publicado el 19/8/24	Se resuelve, entre otros, aprobar un ajuste al Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) para el año 2024.	Se identifica un impacto al Mercado Mayorista debido a que el IAR se obtiene a través de cobros tanto a los agentes que realizan transacciones en el MER como a la demanda nacional.

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



Modificaciones al ROBCP aprobadas por medio del Acuerdo N.° 25/2024/DE y Acuerdo N.° 27/2024/DE sobre el cálculo de la Capacidad Firme en atención a las Reformas del Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE) aprobadas por medio del Decreto Ejecutivo N.° 12.

Por medio del Decreto Ejecutivo N.° 12, del 22 de julio de 2024, publicado en el Diario Oficial N.° 142, Tomo N.° 144, de fecha 25 de julio de 2024, se aprobaron reformas al Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE), las cuales contemplan modificaciones a los lineamientos establecidos para la determinación de la Capacidad Firme Provisoria y Definitiva. Con base en lo anterior, el 12 de agosto de 2024, la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM) emitió el Acuerdo N.° 25/2024/DE y con fecha 20 de agosto de 2024 el Acuerdo N.° 27/2024/DE, mediante los cuales se aprobaron las adecuaciones necesarias al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), para mantener la congruencia regulatoria con lo establecido en el RLGE y que con ello, la UT cuente con los lineamientos tanto operativos como comerciales para aplicarlos en sus procesos.

Las modificaciones al ROBCP respecto de la Capacidad Firme, contemplan cambios en el *Capítulo 1 - Glosario, Capítulo 6 – Capacidad Firme y Anexo 15 – Determinación de la Capacidad Firme* del ROBCP; lo que conlleva a modificaciones conceptuales en la definición de Capacidad Firme la cual ahora se define como una potencia que la central o unidad generadora “...es capaz de proveer al sistema eléctrico durante los períodos de mayor exigencia de parque generador”, adicionalmente, el Período de Control de la Capacidad Firme será revisado anualmente por la UT según la exigencia del parque generador, y sobre el Período de Cálculo de la Capacidad Firme, se eliminó la definición de período crítico y se estableció que el período de duración del cálculo de la Capacidad Firme es de un año completo.

Los cambios aprobados también contemplan que ya no hay restricción para programar los mantenimientos correspondientes al Programa Anual de Mantenimientos Mayores (PAMM), en periodos determinados en el año.

Asimismo, se modificó la metodología de cálculo de Capacidad Firme para las unidades o centrales generadores en cuanto a lo siguiente:

Centrales hidroeléctricas:

- Capacidad Firme Provisoria: se utilizará la hidrología más seca de los 5 años previos al cálculo de la Capacidad Firme. La energía media semanal se calcula para todo el año de Capacidad Firme.
- Capacidad Firme Definitiva: se determinará con base en la energía media semanal realmente inyectada.

Tanto para la capacidad firme provisoria como la definitiva, la hidrología abarca todo el período de la capacidad firme.

Unidades térmicas:

- Se incluye la indisponibilidad por incumplimiento de inventarios mínimos de combustible: Se considerará una indisponibilidad forzada equivalente al número de

horas de déficit de combustible que presente el generador térmico, considerando un consumo a plena carga de cada unidad afectada.

Autoprodutores y cogeneradores:

- La disponibilidad de potencia media se calculará como la inyectada durante el período para cálculo de la Capacidad Firme (anual), siempre dividida entre el excedente reconocido como potencia máxima. Anteriormente se calculaba la potencia media en las horas del período de control.

Energía Renovable No Convencional (ERNC):

- Para la Capacidad Firme Provisoria: se utilizará la menor energía anual registrada en los 5 años previos al cálculo de la Capacidad Firme, dividida entre 8,760 horas.
- Para la Capacidad Firme Definitiva: se utilizará el promedio de la energía real inyectada registrada en los últimos 5 años, actualizando las inyecciones del último período de la capacidad firme y eliminando el más antiguo, dividida entre 8,760 horas.

En cuanto a la disponibilidad de combustibles por parte de las unidades generadoras térmicas, se aprueban modificaciones al *Anexo 4 – Precio de los Combustibles* del ROBCP, para que, según el nivel de la cota del embalse de Cerrón Grande y el factor de planta asignado en la programación semanal a una central generadora, se deba garantizar un inventario mínimo que permita su operación ante cualquier contingencia salvaguardando así la seguridad del Sistema Eléctrico de Potencia; también se establece una penalización en la Tasa de Salida Forzada a todo PM generador térmico que no cumpla con dicho inventario mínimo según la disponibilidad reportada a la UT los lunes a las cero horas de cada semana.

A partir de la entrada en vigencia de dichos cambios y conforme a lo establecido en los Acuerdos mencionados, se elaboró el informe de recálculo del subperíodo de la Capacidad Firme a partir del 1 de septiembre de 2024, aplicando la nueva metodología de cálculo.

En cuanto a los cálculos de las transacciones ejecutadas a partir de las cero horas del 16 de agosto de 2024, con respecto a las desviaciones de las transacciones asociadas a los Contratos Regulados (Contratos de Libre Concurrencia y Contratos de Naturaleza Pública), según lo establecido en la adición del numeral 4.9 en el *Capítulo 4 – Mercado de Contratos* del ROBCP, las cuales consisten en que todo PM que inyecte una energía inferior a la comprometida en sus transacciones asociadas a dichos contratos, será considerado un comprador en el MRS y esa energía faltante será valorizada al máximo entre el CMO y el costo variable de la unidad térmica más económica según la lista de mérito, haya sido esta despachada o no en el período de mercado correspondiente, con lo cual, la UT aplicará los montos calculados para cada Contrato Regulado como un abono a las empresas distribuidoras y un cargo a los PMs contrapartes de dichos contratos.

Reformas a la Ley General de Electricidad aprobadas por medio del Decreto Legislativo N.° 49

El 17 de julio de 2024 la Asamblea Legislativa aprobó el Decreto Legislativo N.° 49, publicado en el Diario Oficial de esa misma fecha, por medio del cual se aprobaron **reformas a la Ley General de Electricidad (LGE)**, con el propósito de garantizar el suministro de energía eléctrica y que los usuarios finales perciban los beneficios asociados a los precios contenidos en los contratos suscritos por las empresas distribuidoras distintos de los Contratos de Libre Concurrencia (CLC), Contratos de Naturaleza Pública (CNP) o de abastecimientos de demandas específicas.

Esta reforma modificó los artículos: 33, 34 y 37, del Capítulo III de la LGE, sobre la Unidad de Transacciones (UT) y su organización; así como los artículos 67, 75 y 79 que tratan acerca del método para la determinación de los cargos por el uso de sistemas de distribución, de las ventas de energía a usuarios finales y los precios incluidos en los pliegos tarifarios presentados por los operadores en redes de distribución que actúen como comercializadores.

En cuanto a la Unidad de Transacciones, previamente el artículo 33 de la LGE establecía que el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) con el que se opera el Mercado Mayorista de Electricidad, debía ser elaborado por la UT y aprobado por la Junta de Directores de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET); con la referida reforma, se adiciona que, previo a su aprobación por la SIGET, deberá contarse con el visto bueno de la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM). Adicionalmente, se agregó un inciso a este artículo, en el cual se facultó a la DGEHM para efectuar de manera directa modificaciones al ROBCP, para lo cual la Dirección podrá requerir toda la información que considere necesaria para su aplicación, siendo obligación de los generadores, transmisores, distribuidores o comercializadores de energía eléctrica, proporcionarla en los plazos establecidos por la DGEHM.

Asimismo, se modificó el artículo 37 de la LGE, en lo relacionado con la estructura organizativa y de administración de la UT, la cual, previo a esta reforma, le correspondía a una Junta Directiva, sustituyéndose a ese ente colegiado de administración por un administrador único propietario y su respectivo suplente, cuya duración de la administración será de 5 años; y tendrán las más amplias facultades en representación, administración y ejecución.

Con respecto al método para la determinación de los cargos por el uso de sistemas de distribución, se establecieron modificaciones al artículo 67, en éste se incorporaron facultades a la DGEHM para participar en el cálculo.

En adición de lo anterior, de acuerdo con las disposiciones transitorias del Decreto Legislativo, se indicó que las empresas distribuidoras deberán aplicar los cargos de distribución vigentes en el año 2023 hasta que la DGEHM apruebe nuevos cargos y metodología, los que estarán vigentes hasta el año 2027.

Con la reforma del artículo 75, se regulan los precios de la energía que los comercializadores trasladan a sus clientes y se les establece a cobrar hasta un máximo igual a los pliegos tarifarios de la empresa distribuidora a la cual está conectado el cliente, de manera que no se puedan hacer cobros mayores.

En el artículo 79 se incorporó un literal, en el cual se establece que las empresas distribuidoras deberán incluir en los pliegos tarifarios, todos aquellos contratos que no sean CLC, CNP, de abastecimiento de demanda o contratos con generación distribuida renovable que tengan suscritos, de manera que el abastecimiento total de la demanda conectada a una empresa distribuidora estará regulada y los pliegos tarifarios serán calculados conforme a los precios del total de la energía adquirida por parte de la distribuidora.

Monitoreo de la operación

Los principales acontecimientos que han ocurrido durante el **tercer trimestre de 2024**, en la operación del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

JULIO

Eventos de falla:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	15 de Septiembre-Nueva Nacaome (ESAL-HOND 01)	00:11 h	Retraso en cierre por coordinación con EOR
2	CHIN-TECO	00:49 h	Retraso en cierre por coordinación por falla en RTU de la planta JIBO
3	CHIN-SRAF	00:51 h	Retraso en cierre por coordinación por falla en RTU de la planta JIBO
4	SMAR-SBAR	00:59 h	Retenida rota en el extremo de SMAR

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	SANT-NEJA	05:29 h	PAMM
2	GUAJ-VENT	27:29 h	PAMM
3	NEJA-IANG	04:10 h	PAMM
4	NCUS-STOM	05:45 h	PAMM
5	Ahuachapán-Moyuta (ESAL-GUAT 01)	09:37 h	Mantenimiento AMM
6	Ahuachapán-Moyuta (ESAL-GUAT 01)	00:18 h	Ajustes mecanismo motor seccionadores 16DSW8
7	SOYA-NEJA	05:37 h	PAMM
8	ACAJ-SONS 01	04:17 h	PAMM
9	ACAJ-ALVA	04:34 h	Revisión estado gas SF6 en área 34.5 kV
10	SMIG-OZAT	02:40 h	Mantenimiento emergencia
11	CHIN-TECO	04:54 h	PAMM
12	ACAJ-SONS 02	04:49 h	PAMM

AGOSTO

Eventos en el SEP:

Correlativo	Fecha	Hora	Evento
1	18-ago-2024	09:14 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Honduras

HECHOS RELEVANTES
JULIO-SEPTIEMBRE 2024

Correlativo	Fecha	Hora	Evento
2	18-ago-2024	12:00 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Honduras
3	31-ago-2024	14:00 h	Operación etapas I y II del EDCBF por evento en Panamá

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	SMAR-SBAR 01	02:55 h	Corrección retenida cortada
2	SOYA-SMAR	05:32 h	PAMM
3	CHIN-JIBO	07:48 h	PAMM
4	GUAJ-VENT	07:44 h	PAMM
5	GUAJ-SANA	06:26 h	PAMM
6	SANA-OPIC	06:23 h	PAMM
7	AHUA-SANA	06:26 h	PAMM
8	ALBI-OZAT	09:51 h	PAMM
9	Ahuachapán-La Vega II (ESAL-GUAT 02)	08:30 h	PAMM
10	Ahuachapán-La Vega II (ESAL-GUAT 02)	09:02 h	PAMM
11	15 de Septiembre-Agua Caliente (ESAL-HOND 02)	10:15 h	PAMM
12	15 de Septiembre-Agua Caliente (ESAL-HOND 02)	09:18 h	PAMM
13	15SE-NEJA 02	09:19 h	PAMM
14	HAVI-CHAP	13:26 h	PAMM
15	15SE-NEJA 02	08:51 h	PAMM

SEPTIEMBRE

Eventos en el SEP:

Correlativo	Fecha	Hora	Evento
1	01-sep-2024	00:00 h	Inició operación comercial planta FV Ingenio La Cabaña (ICAB-G2)
2	02-sep-2024	15:19 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Nicaragua
3	04-sep-2024	12:28 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Honduras
4	05-sep-2024	11:08 h	Operación etapas I y II del EDCBF por evento en Honduras

HECHOS RELEVANTES
JULIO-SEPTIEMBRE 2024

Correlativo	Fecha	Hora	Evento
5	05-sep-2024	15:21 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Guatemala
6	05-sep-2024	17:22 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Panamá
7	07-sep-2024	14:44 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Panamá
8	08-sep-2024	08:55 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Honduras
9	08-sep-2024	09:53 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Honduras
10	08-sep-2024	12:55 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Honduras
11	14-sep-2024	06:44 h	Cero voltaje en barra de 46kV SRAF
12	21-sep-2024	13:48 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en México

Eventos de falla:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	CHIN-TECO	00:15 h	Retraso en cierre por coordinación por falla en RTU de la planta JIBO
2	CHIN-SRAF	00:15 h	Retraso en cierre por coordinación por falla en RTU de la planta JIBO
3	CHIN-JIBO	00:16 h	Retraso en cierre por coordinación por falla en RTU de la planta JIBO
4	CHIN-TECO	00:34 h	Retraso en cierre por coordinación por falla en RTU de la planta JIBO
5	CHIN-SRAF	00:35 h	Retraso en cierre por coordinación por falla en RTU de la planta JIBO
6	CHIN-JIBO	00:35 h	Retraso en cierre por coordinación por falla en RTU de la planta JIBO
7	CGRA-SRAF	06:29 h	Varas de bambú sobre las líneas

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	AHUA-EDP 01	12:09 h	Limpieza aislamiento, pruebas eléctricas y pruebas de disparo protecciones, en extremo EDP
2	AHUA-EDP 02	12:13 h	Limpieza aislamiento, pruebas eléctricas y pruebas de disparo protecciones, en extremo EDP
3	15SE-NEJA 02	05:37 h	PAMM
4	NEJA-SMAT	05:01 h	PAMM
5	AHUA-SONS	06:47 h	PAMM
6	NEJA-IANG	07:20 h	Mantenimiento equipos media tensión IANG

HECHOS RELEVANTES
JULIO-SEPTIEMBRE 2024

Correlativo	Línea	Duración	Evento
7	15SE-SRAF	06:09 h	PAMM
8	AHUA-NEJA	05:26 h	PAMM
9	15 de Septiembre- Nueva Nacaome (ESAL-HOND 01)	06:07 h	PAMM
10	AHUA-SANA	05:56 h	PAMM
11	AHUA-EDP 02	35:50 h	Pruebas equipos de protección, en extremos de EDP, retraso a solicitud de EDP.
12	AHUA-EDP 01	15:19 h	Pruebas equipos de protección, en extremo EDP
13	Ahuachapán-Moyuta (ESAL-GUAT 01)	09:34 h	PAMM
14	CHIN-JIBO	08:07 h	Revisión switchgear de 13.8kV de planta
15	TECO-OZAT	05:23 h	PAMM
16	Ahuachapán-La Vega II (ESAL-GUAT 02)	07:28 h	PAMM