



Informe de hechos relevantes 2022

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

31 de enero de 2023

Contenido

Introducción.....	2
Resumen hechos relevantes	3
Resumen de temas relevantes que impactaron en la administración y operación del mercado mayorista de electricidad de El Salvador durante el 2022.	22
Monitoreo de la operación.....	35

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.

Asimismo, se presenta un resumen de los principales acontecimientos ocurridos en el monitoreo de la operación del sistema eléctrico de potencia.

Anexo a este informe se remite información estadística y de precios, así como sobre el monitoreo y análisis estadístico de las principales variables de operación del sistema de potencia de El Salvador, correspondientes al 2022.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
ENERO			
Acuerdo SIGET N.° 443-E-2021	22/12/21, recibido el 10/1/22	Se aprueban modificaciones permanentes y transitorias al ROBCP, relacionadas a la administración de vertimiento de generación base.	Las modificaciones permanentes y transitorias al ROBCP aprobadas por medio de este acuerdo, brindan herramientas normativas a la UT para gestionar los escenarios de vertimiento de generación base de forma tanto técnica como económica.
Acuerdo SIGET N.° 444-E-2021	22/12/21, recibido el 11/1/22	Se aprueban modificaciones a los siguientes Anexos del ROBCP: Anexo 04 - PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES. Anexo 06 - TRANSACCIONES DEL MERCADO. Anexo 16 - CURVAS DE CONSUMO ESPECÍFICO DE CALOR. Anexo 17 - COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO COMBUSTIBLES (CVNC) Y COSTOS DE ARRANQUE Y DETENCIÓN.	Las modificaciones aprobadas adicionan lineamientos al cuerpo normativo para la correcta incorporación de la tecnología de ciclo combinado flexible operando con gas natural al mercado mayorista de electricidad, y mejoras identificadas en la aplicación de la reglamentación.
Acuerdo SIGET N.° 5-E-2022	6/1/22, recibido el 18/1/22	Ajuste a la tasa por actualización del registro en la SIGET por un valor de \$0.59 por cada megavatio hora generado o importado con fines comerciales, durante el año inmediato anterior a la fecha de renovación de su registro, con vigencia del 1/12/2021 al 30/11/2022.	El valor de la tasa por actualización del registro en la SIGET es un Cargo del Sistema que es cobrado a toda la demanda del mercado mayorista de energía.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo SIGET N.° 15-E-2022	13/1/22, recibido el 17/1/22	Se aprueba el Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista (COSTAMM) vigente para el 2022.	Se aprueba el COSTAMM por un valor de \$1.025812/MWh para el 2022, el cual es cobrado a la demanda de energía del mercado mayorista.
Acuerdo SIGET N.° 18-E-2022	17/1/22	Se actualiza el Cargo por Uso del Sistema de Transmisión (CUST) aplicable en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022 por un valor de \$7.931707/MWh.	Se aprueba el valor del CUST para el período del 1 de enero al 31 de diciembre del 2022. Éste es un cargo del sistema cobrado a toda la demanda del mercado mayorista de electricidad.
Acuerdo SIGET N.° 21-E-2022	24/1/22, recibido el 25/1/22	Se aprueban las “Disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes al mes de diciembre de 2021”	Se aprueba la modificación transitoria al ROBCP para la liquidación de transacciones económicas correspondiente a diciembre de 2021, lo cual impacta directamente en los procesos de facturación y liquidación del mercado mayorista.
Resolución N.° CRIE-01-2022	27/1/22, publicada el 31/1/22	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 0.80 (cero punto ochenta) para el semestre de enero a junio de 2022, valor que se mantendrá hasta que sea modificado mediante resolución.	Se identifica un impacto directo para el mercado mayorista, puesto que se establece el porcentaje de compensación semestral, para el cálculo de la CMM. La CMM afecta directamente 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-02-2022	27/1/22, publicada el 31/1/22	Se establece la tasa de descuento regional para el año 2022, en un valor de 10.63%, de conformidad con lo establecido en el Anexo J del Libro III del RMER.	La Tasa de descuento regional a la que se hace referencia, es utilizada para las actividades de planeamiento que realiza el EOR, específicamente para verificar la factibilidad económica de las inversiones, impactando de manera indirecta en la confiabilidad del SER, así como en los Ingresos Autorizados Regionales, los cuales son trasladados a la demanda de energía eléctrica a través del Cargo Complementario.

FEBRERO

N/A	1/2/22	Inicia operación comercial la sociedad Termoenergías, S.A. de C.V.	El 1 de febrero de 2022, el PM realizó su primera transacción en el mercado mayorista de electricidad en la categoría de comercializador.
Nota SIGET-GE-2022-02-013	2/2/22, recibida el 07/2/22	Se indica a la UT que mientras no este definido el Cargo por Capacidad para el quinquenio 2022-2026, deberá continuar aplicando de manera provisional el cargo de capacidad de \$7.96/kW - mes.	El cargo por capacidad es utilizado para la valoración de las transacciones de capacidad firme del mercado mayorista.
N/A	9/2/22	Inicia operación comercial la sociedad Enernext, S.A. de C.V.	El 9 de febrero de 2022, el PM realizó su primera transacción en el mercado mayorista de electricidad en la categoría de comercializador.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo SIGET N.° 59-E-2022	22/2/22	Se aprueban disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes al mes de enero de 2022.	Se aprueba la modificación transitoria al ROBCP para la liquidación de transacciones económicas correspondiente a enero de 2022, lo cual impacta directamente en los procesos de facturación y liquidación del mercado mayorista.
Resolución N.° CRIE-06-2022	24/2/22, publicada el 25/2/22	Se aprueba un ajuste al presupuesto del Ente Operador Regional (EOR) para el año 2022, por un monto de \$ 1,109,000.00.	Se identifica un impacto al Mercado Mayorista debido a que con la aprobación de un ajuste al presupuesto del EOR, se aprueba un ajuste a los cargos que los agentes deben pagar al EOR como parte de la administración del MER.
MARZO			
Sesión de Junta Directiva UT N.° 596	8/3/22	Junta Directiva aprueba la solicitud de inscripción de la sociedad Energy Connection, S.A. de C.V., para ser inscritos en la categoría de Comercializador.	Nuevo participante del mercado que operará en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, es su carácter de Comercializador.
Acuerdo SIGET N.° 82-E-2022	11/3/22	Se aprueban medidas provisionales que permiten viabilizar las pruebas de desempeño de la planta del PM generador Energía del Pacífico, Ltda. de C.V., previo a su habilitación comercial.	Por medio de este acuerdo se aprueban medidas cautelares a adoptar durante el proceso de pruebas de la planta del PM generador Energía del Pacífico, Ltda., lo que incrementa la disponibilidad de generación en el mercado mayorista de electricidad.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo SIGET N.° 108-E-2022	22/3/22	Se aprueban disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas febrero de 2022.	Se aprueba la modificación transitoria al ROBCP de acuerdo con las disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas para febrero de 2022, lo cual impacta directamente en los procesos de facturación y liquidación del mercado mayorista.
Resolución N.° CRIE-08-2022	24/3/22, publicada el 28/3/22	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Trasmisión Regional (RTR) presentada por la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Nicaragua, los proyectos de transmisión: 1) Línea de transmisión Los Brasiles - San Benito 230 kV; 2) Línea de transmisión San Benito - Boaco 230 kV; 3) Ampliación Subestación San Benito; 4)Ampliación Subestación Boaco; 5) Ampliación Subestación Los Brasiles y 6) Ampliación de capacidad de transformación de la Subestación Ticuantepe II.	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 por parte de ENATREL, mejorará la confiabilidad del SER.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo SIGET N.° 124-E-2022	31/3/22	Se establece que las medidas provisionales aprobadas en el Acuerdo SIGET N.° 82-E-2022, para viabilizar las pruebas de la planta generadora del PM generador Energía del Pacífico, Ltda. de C.V., se mantendrán vigentes, indicándose que podrán ser modificadas o dejarse sin efecto en virtud de las circunstancias sobrevenidas o que no pudieron ser consideradas al momento de su adopción.	Con la aplicación de las medidas provisionales se permite que la planta del PM generador Energía del Pacífico, Ltda., continúe realizando las pruebas de desempeño y en consecuencia, se incrementa la disponibilidad de generación en el mercado mayorista de electricidad.

ABRIL

Acuerdo SIGET N.° 126-E-2022	1/3/22, recibido el 19/4/22	Se autoriza la ampliación de tres meses en el periodo de suministro de los contratos de abastecimiento, correspondientes al Bloque 1, resultantes del proceso de licitación N.° CAESS-CLP-001-2020 suscrito por LaGeo S.A. de C.V. con las compañías distribuidoras.	La ampliación del período de suministro de los contratos de abastecimiento suscritos entre LaGeo y las compañías distribuidoras, estaría asegurando el suministro de energía a las distribuidoras bajo las mismas condiciones de los contratos suscritos vigentes y, por lo tanto, dicha energía no se estaría liquidando a precios del mercado de oportunidad.
Acuerdo SIGET N.° 167-E-2022	26/4/22	Se aprueba la estructura de costos para los combustibles de EDP, Ltda. de C.V., la cual estará en vigencia desde la entrada en operación comercial de EDP hasta el 31 de julio de 2024.	Con la aprobación de la estructura de costos de combustibles para EDP, se determinará el precio del combustible que se utilizará para definir los costos variables con los que dicha planta generadora participará en el despacho del Mercado Mayorista de Electricidad, ya sea operando en ciclo simple o combinado.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo SIGET N.° 171-E-2022	28/4/22, recibido el 29/4/22	Se aprueban las “Disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas marzo de 2022”.	Se aprueba la modificación transitoria al ROBCP de acuerdo con las disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes al mes de marzo de 2022, lo cual impacta directamente en los procesos de liquidación y facturación del Mercado Mayorista, para el referido mes.

MAYO

N/A	1/5/22	Inicia operación comercial la sociedad Energía del Pacífico, Ltda. de C.V.	Aumenta la disponibilidad de recursos de generación en el Mercado Mayorista de Electricidad.
Resolución N.° CRIE-11-2022	21/4/22, publicada el 10/5/2022	Se resuelve modificar, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, de acuerdo con el anexo de la resolución CRIE-11-2022, el cual forma parte integral de la misma. Dichas modificaciones entrarán en vigencia a partir de la publicación de la referida resolución.	Se aprueban modificaciones al RMER del Glosario del libro I, de los numerales 1.9.1.3, 1.9.2.3, 2.10.1.1, 2.10.1.3, 2.10.2.1, 2.10.2.2, 2.10.2.3, 2.10.3.5 y adición del numeral 1.9.2.4 al apartado 1.9, todos del libro II del RMER, relacionados con las garantías de pago de los agentes para respaldar sus transacciones en el MER, lo cual impacta en los procesos comerciales de los países que forman parte del MER.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo SIGET N.° 215-E-2022	24/5/22	Se aprueban los lineamientos para la aplicación del Decreto Ejecutivo N.° 9, del 30/3/22, publicado en el Diario Oficial N.° 66 del 31/3/22, sobre las disposiciones transitorias para la aplicación del Reglamento de la Ley General de Electricidad.	Se identifica un impacto en los procesos de liquidación y facturación del Mercado Mayorista, correspondientes a los meses de abril, mayo y junio de 2022, en los cuales la UT aplicará los descuentos establecidos en el Decreto Ejecutivo N° 9, según los lineamientos aprobados por medio del acuerdo SIGET N.° 215-E-2022.
SIGET-GE-2022-05-115	24/5/22	De conformidad a los lineamientos para la aplicación de lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo N.° 9, se remiten los valores del 50% del monto por cargo diferido por energía a asignar a las transacciones en el MRS por distribuidora y que se deberán distribuir entre cada uno de los PM generadores que realizaron ventas en el MRS durante el trimestre del 1 de enero al 31 de marzo de 2022.	Se identifica un impacto en los procesos de liquidación y facturación del Mercado Mayorista, correspondientes a los meses de abril, mayo y junio de 2022, en los cuales la UT aplicará los descuentos establecidos, de conformidad a lo aprobado en el Acuerdo SIGET N.° 215-E-2022.
Acuerdo SIGET N.° 216-E-2022	24/5/22	Se aprueban las "Disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes al mes de abril de 2022".	Se aprueba la modificación transitoria al ROBCP para la liquidación de transacciones económicas correspondiente a abril de 2022, lo cual impacta directamente en los procesos de liquidación y facturación del Mercado Mayorista para el referido mes.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
JUNIO			
SIGET-GE-2022-06-121	1/6/22, recibida el 2/6/22	Se indica a la UT que mientras no este definido el Cargo por Capacidad para el quinquenio 2022-2026, aplique de manera provisional el cargo de capacidad de US\$7.96/kW-mes, especificado en el Acuerdo N.° 17-E-2021, de fecha 13 de enero de 2021.	El cargo por capacidad es utilizado para la valoración de las transacciones de capacidad firme del Mercado Mayorista, por lo que, mientras no se apruebe el nuevo valor, se continuará liquidando con base en el último cargo por capacidad vigente, especificado en el Acuerdo N.° 17-E-2021, del 13 de enero del 2021.
N/A	3/6/22	Inicia operación comercial la sociedad Energy Connection, S.A. de C.V.	El 3 de junio de 2022, el PM realizó su primera transacción en el Mercado Mayorista de Electricidad en la categoría de comercializador.
Acuerdo SIGET N.° 266-E-2022	16/6/22, recibido el 20/6/22	Se aprueba a ETESAL, S.A. de C.V., un incremento en la anualidad de la inversión a partir del 1 de julio de 2022, se ajustan los requerimientos de ingresos (RI) y se aprueba el CUST para el periodo del 1 de julio al 31 de diciembre de 2022, por un valor de 8.090898/MWh.	El CUST es un cargo del sistema cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista de Electricidad.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo SIGET N.° 270-E-2022	22/6/22, recibido el 23/6/22	Se aprueban las “Disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes al mes de mayo de 2022”.	Se aprueba la modificación transitoria al ROBCP para la liquidación de transacciones económicas correspondiente a mayo de 2022, lo cual impacta directamente en los procesos de liquidación y facturación del Mercado Mayorista del referido mes.

JULIO

Resolución N.° CRIE-15-2022	30/6/2022, publicada el 11/7/22	Se resuelve aprobar la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la entidad Nordic Solar, S.A., para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Nicaragua, el proyecto de generación fotovoltaica denominado: “Proyecto Solar San Isidro”.	Se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista debido a que la aprobación de la solicitud de conexión del proyecto de generación eléctrica a la RTR, aumentará la disponibilidad de recursos de generación de energía renovable en el SER.
Resolución N.° CRIE-16-2022	30/6/22, publicada el 11/7/22	Se resuelve aprobar la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la entidad Interamerican Solar, S.A., para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Nicaragua, el proyecto de generación fotovoltaica denominado: “Proyecto Solar El Jaguar de 16 MW”.	Se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista debido a que la aprobación de la solicitud de conexión del proyecto de generación eléctrica a la RTR, aumentará la disponibilidad de recursos de generación de energía renovable en el SER.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo SIGET N.° 291-E-2022	30/6/22, recibido el 21/7/22	Se autoriza la ampliación del período del suministro de los contratos de abastecimiento, correspondientes al bloque 1, que las empresas distribuidoras adquirieron mediante los procesos de licitación CAESS-CLP-001-2020 hasta el 31/5/2023.	La ampliación del período de suministro de los contratos de abastecimiento permite que la energía asociada a estos contratos no se traslade directamente al mercado mayorista de electricidad y que por ende sea liquidada a precios de oportunidad. Por lo que, se brinda una estabilidad en cuanto al precio de compra de esos bloques de energía por parte de las empresas distribuidoras.
Acuerdo SIGET N.° 323-E-2022	21/7/22, recibido el 22/7/22	Se aprueban las “Disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes al mes de junio de 2022”.	La aprobación de la modificación transitoria al ROBCP, referente a las disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes a mes de junio de 2022; tiene un impacto en los procesos de liquidación y facturación del mercado mayorista para el referido mes.
Resolución CRIE- N.° 17-2022	21/7/22, publicada el 26/7/22	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 siete por ciento (87%), el cual se mantendrá vigente hasta que sea modificado mediante resolución por la CRIE.	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 trasladan a la demanda nacional.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
SIGET-GE-2022-07-160	22/7/22, recibido el 27/7/22	Se informa que las distribuidoras deberán saldar completamente los montos que adeuda en el Mercado Regulador del Sistema (MRS) como resultado de la aplicación del Decreto Ejecutivo No. 9, en las liquidaciones de transacciones correspondientes a los meses de julio, agosto y septiembre de 2022, a través de cuotas mensuales de igual valor.	Se identifica un impacto en los procesos de liquidación del mercado mayorista que realizó la UT en los meses de julio, agosto y septiembre de 2022, en los cuales las distribuidoras debieron abonar los saldos pendientes a raíz de lo establecido en el Decreto Ejecutivo N.º 9.

AGOSTO

Resolución N.º CRIE-19-2022	11/8/22, publicada el 17/8/22	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la entidad Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), para conectar a la RTR de Costa Rica, el proyecto de transmisión denominado: "Proyecto ST Moín ampliaciones 12 y 13".	Se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión de los proyectos de sustitución de transformadores en subestaciones de la RTR, mejorará la confiabilidad del SER.
Resolución N.º CRIE-20-2022	11/8/22, publicada el 17/8/22	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Trasmisión Regional (RTR) presentada por la entidad Polaris Energy Nicaragua S.A., (PENSA), para conectar a la RTR de Nicaragua, el proyecto de generación denominado: "Proyecto Planta de Ciclo Binaria ORC-U5 10 MW".	Se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de generación eléctrica a la RTR, aumentará la disponibilidad de potencia en el SER y el aprovechamiento de recursos renovables.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo SIGET N.° 368-E-2022	24/8/22, recibido el 25/8/22	Se aprueban las “Disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes al mes de julio de 2022”.	La aprobación de la modificación transitoria al ROBCP referente a las disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes a mes de julio de 2022, tiene un impacto directo en los procesos de liquidación y facturación del mercado mayorista, para el referido mes.

SEPTIEMBRE

Resolución N.° CRIE-22-2022	8/9/22, publicada el 16/9/22	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la entidad Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR), para conectar a la RTR de Nicaragua, el proyecto denominado: “Derivación del primer circuito de la Línea Ticuantepe – Cañas en la Subestación La Virgen”.	Se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de derivación de un circuito de transmisión eléctrica a la RTR, mejorará la confiabilidad del SER.
Acuerdo SIGET N.° 401-E-2022	22/9/22	Se aprueban las “Disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes al mes de agosto de 2022”.	La aprobación de la modificación transitoria al ROBCP relacionada con las disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes al mes de agosto de 2022, tiene un impacto directo en los procesos de liquidación y facturación del mercado mayorista, para el referido mes.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo SIGET N.° 408-E-2022	26/9/22, recibido el 27/9/22	Se autoriza una ampliación del periodo de suministro de los contratos de abastecimiento, correspondientes al Bloque 2, resultantes del proceso de Licitación N.° CAESS-CLP-001-2019 suscritos por Inversiones Energéticas, S.A. de C.V. con las distribuidoras, hasta el 30/9/25, o hasta que la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas, emita los lineamientos definitivos que regirán la contratación de largo plazo.	La ampliación del período de suministro de los contratos de abastecimiento permite que la energía asociada a éstos no se traslade directamente al mercado mayorista de electricidad, y que por ende sea liquidada a precios de oportunidad. Por lo que, se brinda una estabilidad en cuanto al precio de compra de esos bloques de energía por parte de las empresas distribuidoras.

OCTUBRE

Acuerdo SIGET N.° 427-E-2022	11/10/22, recibido el 21/10/22	Se aprueban las estructuras de costos de combustibles de generadores.	La aprobación de las estructuras de costos de los combustibles para los generadores térmicos, impactan en el costo marginal de operación del MME, ya que los costos variables determinados para cada uno de los generadores mediante sus estructuras particulares, son utilizados en las programaciones de la operación y en el despacho en tiempo real para su entrada en operación al SEP.
------------------------------	--------------------------------	---	--

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Resolución N.° CRIE-24-2022	13/10/2022 publicada el 19/10/2022	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Trasmisión Regional (RTR) presentada por la entidad Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), para conectar a la Red de Trasmisión Regional (RTR) de El Salvador, el proyecto de generación hidroeléctrica denominado: "Central Hidroeléctrica 3 de Febrero" de 67.42 MW de capacidad instalada.	Se identifica un impacto indirecto al mercado mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de generación hidroeléctrica a la RTR, aumentará la disponibilidad de recursos de generación de energía en el SER.
Resolución N.° CRIE-25-2022	13/10/2022 publicada el 19/10/2022	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Trasmisión Regional (RTR) presentada por la entidad Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL), para conectar a la Red de Trasmisión Regional (RTR) de El Salvador, el proyecto de transmisión eléctrica denominado: "Nueva Subestación 110/46 kV e instalación de un nuevo transformador de 100 MVA, en reemplazo del transformador existente, para el incremento de retiro de potencia y expansión del lado de 115 kV y la instalación de 4 bancos de capacitores de 22.5 MVAR, para un total de 90 MVAR a nivel de voltaje de 115 kV en la subestación Talnique".	Se identifica un impacto directo al mercado mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de transmisión eléctrica a la RTR, mejorará la confiabilidad del SER y, con la disponibilidad de los 4 bancos de capacitores, se mejora el perfil de voltaje en SEP y se aumenta la capacidad de transferencia de potencia con Guatemala y Honduras, especialmente en escenarios de demanda máxima diurna.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
NOVIEMBRE			
Resolución N.° CRIE-26-2022	10/11/2022 publicada el 11/11/2022	Se aprueba propuesta final de Proyecto de Presupuesto de la CRIE 2023.	El ajuste aprobado al presupuesto de la CRIE impacta en el cargo regional que deben pagar los agentes del MER, bajo el concepto de cargo CRIE.
Acuerdo SIGET N.° 469-E-2022	21/11/22, recibida el 22/11/22	Se aprueba propuesta de lineamientos para la aplicación de lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo N.° 43. Disposiciones transitorias para la aplicación del Reglamento de la Ley General de Electricidad.	Impacta en los procesos de liquidación y facturación del MME, correspondientes a los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2022, en los cuales la UT aplicará los descuentos establecidos en el Decreto Ejecutivo N.° 43, según los lineamientos aprobados por medio de este acuerdo.
Carta SIGET-GE-2022-11-256	21/11/22, recibida el 22/11/22	Siget remite los valores por distribuidora del 50% del Monto por Cargo Diferido por Energía a asignar a las transacciones en el MRS durante el trimestre del 1 de julio al 30 de septiembre de 2022, conforme con el numeral 6.2 de los "Lineamientos para la Aplicación del Decreto Ejecutivo N.° 43 aprobados mediante el Acuerdo Siget N.° 469-E-2022.	Impacta en los procesos de liquidación y facturación del MME, correspondientes a los meses de julio, agosto y septiembre de 2022, ya que los montos diferidos son compartidos por los PMs deudores y los PMs acreedores del MME.
Sesión de Junta Directiva UT N.° 612	22/11/22	Junta Directiva aprueba la solicitud de inscripción de la sociedad WORLD RESOURCES CORP, S.A. DE C.V. o WORE, S.A. DE C.V., para ser inscritos en la categoría de comercializador.	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
Resolución N.° CRIE-28-2022	25/11/2022 publicada el 29/11/2022	Se aprueba el Ingreso Autorizado Regional -IAR- para el año 2023.	El IAR impacta al mercado mayorista, ya que se obtiene a través de cobros a la demanda nacional.
Acuerdo SIGET N.° 490-E-2022	30/11/22	Se ajusta la tasa por la actualización en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones adscrito a la Siget, la cantidad de USD 0.63 por cada megavatio hora generado o importado con fines comerciales, durante el año inmediato anterior a la fecha de renovación de su registro. El periodo de vigencia de la tasa ajustada, comprende desde el 1 de diciembre de 2022 hasta el 30 de noviembre de 2023.	El valor de la tasa por actualización en el registro de la SIGET es un Cargo del Sistema (Csis) que se traslada a todos los participantes del mercado que demandan energía en el mercado mayorista de electricidad.

DICIEMBRE

Acuerdo SIGET N.° 497-E-2022	2/12/22, recibido el 9/12/22	Se aprueba el cargo por capacidad de US\$8.15/kW-mes y la Tasa de Descuento representativa para la actividad de generación de 12.17% real, para el quinquenio 2022-2026. Se aprueba el documento "Matriz de respuestas asociada al Acuerdo Siget N.° 412-E-2022", sobre el Procedimiento de cálculo para la Determinación del Cargo por Capacidad y de la Tasa de Descuento Representativa para la Actividad de	El cargo por capacidad es utilizado para la valoración de las transacciones de capacidad firme del MME, por lo que, este nuevo valor, impactará en el pago por potencia de las liquidaciones del mercado y requerirá de un ajuste a los cargos y abonos realizados a los PMs los meses en los que se aplicó un cargo por capacidad transitorio. En cuanto a la Tasa de Descuento representativa para la actividad de generación, esta tiene un impacto en el cálculo de los Costos de Arranque y Detención (CAyD) que son aprobados a los generadores y que posteriormente
------------------------------	------------------------------	--	--

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
		Generación, Periodo 2022-2026”, y se instruye a la UT que aplique los ajustes monetarios asociados a los balances de capacidad firme y presente observaciones respecto de la fórmula para la indexación del Cargo por Capacidad propuesta en el anexo del acuerdo.	son reconocidos por el MME cuando entran en operación.
Resolución N.° CRIE-29-2022	15/12/2022	Se aprueba el presupuesto del Ente Operador Regional (EOR) para el año 2023 por un monto de USD 8,288,988.	Se identifica un impacto al MME debido a que con la aprobación del presupuesto del EOR se aprueban los cargos que los agentes deben pagar al EOR como parte de la administración del MER.
Resolución N.° CRIE-30-2022	15/12/2022 publicada el 20/12/2022	Se resuelve modificar el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, de acuerdo con el anexo I adjunto, el cual forma parte integral de esta resolución, modificaciones que entrarán en vigencia a partir de su publicación.	Se aprueban modificaciones al RMER asociadas a la Consulta Pública CRIE 02-2022, relacionada con el sistema de planificación de la generación y la transmisión regional; dichas modificaciones se realizan con el fin de tener una correcta interpretación normativa y aplicación en la planificación de los proyectos de generación y transmisión regional.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Resolución N.° CRIE-31-2022	15/12/2022 publicada el 20/12/2022	Se resuelve aprobar las modificaciones transitorias conforme el detalle presentado en el anexo de la resolución, el cual forma parte integral de la misma, por un plazo máximo de seis meses a partir de su entrada en vigencia; lo anterior, en los términos establecidos en el literal f) del numeral 1.8.4.4 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).	Se aprueban modificaciones transitorias, por un plazo máximo de 6 meses, de numerales del RMER relacionados con el sistema de planificación de la generación y la transmisión regional, los cuales no fueron considerados en las modificaciones aprobadas mediante la Resolución CRIE-30-2022; con estas modificaciones se evitan posibles conflictos de interpretación normativa y se amplían y/o unifican ciertos conceptos en las normas establecidas en el RMER.

Resumen de temas relevantes que impactaron en la administración y operación del mercado mayorista de electricidad de El Salvador durante el 2022.

1. Eventos de vertimiento de generación base por baja demanda en el mercado mayorista de electricidad presentados en el primer trimestre de 2022.

En el primer trimestre de 2022, se tuvieron nueve días con eventos de vertimiento de generación base ante condiciones de baja demanda, comprendidos en el periodo del 1 de enero al 6 de febrero de 2022, conforme a la siguiente gráfica:

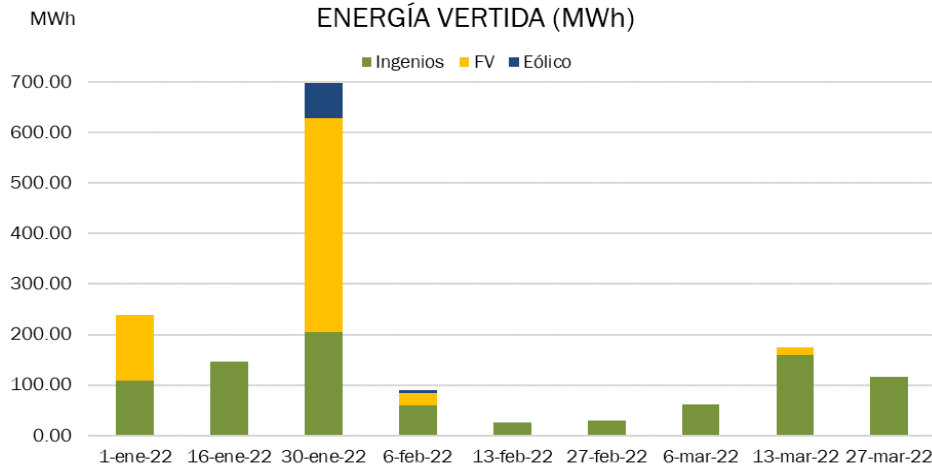


Gráfico 1: Energía diaria en vertimiento de recursos renovables con costo variable cero

De acuerdo con el gráfico anterior, se identifica que el día de mayor vertimiento fue el domingo 30 de enero de 2022, con 698 MWh vertidos; los demás días de vertimiento, a excepción del 1 de enero, que es un día feriado a nivel nacional, ocurrieron los domingos, los cuales normalmente presentan baja demanda a nivel nacional.

El detalle de la energía vertida por recurso para los días en mención, se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 1: Detalle de generación base vertida.

Energía vertida (MWh)				
Fecha	Ingenios (biomasa)	Fotovoltaico	Eólico	Total
1-ene-22	108.70	129.90	0.00	238.60
16-ene-22	145.60	0.00	0.00	145.60
30-ene-22	204.30	423.60	70.50	698.40
6-feb-22	59.10	25.60	4.60	89.30
13-feb-22	26.50	0.00	0.00	26.50
27-feb-22	30.10	0.00	0.00	30.10
6-mar-22	62.40	0.00	0.00	62.40
13-mar-22	160.30	15.00	0.00	175.30
27-mar-22	117.00	0.00	0.00	117.00
Total	914.00	594.10	75.10	1,583.20

Según lo observado en la tabla 1, en el período analizado se tuvieron 1,583 MWh vertidos, de los cuales, un 57.73% correspondieron a los ingenios, un 37.53% a los generadores fotovoltaicos y un 4.74% a la generación eólica; es decir, la generación de los ingenios fue la que experimentó una mayor reducción en este primer trimestre del 2022.

En la gestión de los eventos de vertimiento presentados a partir del 7 de febrero de 2022, se aplicó la metodología para administrar el vertimiento de generación base aprobada mediante el acuerdo No. 443-E-2021, la cual provee a la UT, herramientas técnicas y comerciales para la adecuada coordinación de estos eventos manteniendo el balance carga-generación en cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad en el sistema eléctrico de potencia.

2. Aprobación e implementación de la normativa para administrar el vertimiento de generación base en el mercado mayorista de electricidad.

Por medio del Acuerdo No. 443-E-2021, notificado a la UT el 10 de enero de 2022, la Junta de Directores de la SIGET, aprobó modificaciones permanentes y transitorias al ROBCP, que brindan herramientas a la UT para gestionar tanto técnica como económicamente los eventos de vertimiento de generación base que se presenten en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME).

Las modificaciones contenidas en dicho acuerdo, entraron en vigencia el 7 de febrero de 2022 con su publicación en el Diario Oficial, y contienen un tratamiento normativo específico en los procesos de planificación de la operación, operación en tiempo real y conciliación de transacciones para las siguientes temáticas:

Modificaciones permanentes

- Metodología para la administración de vertimiento de generación base por medio del establecimiento de una lista de prioridad de vertimiento, que debe ser tomada en cuenta tanto en los procesos de predespacho como en la operación en tiempo real.
- Procedimiento para determinar la energía vertida.
- Mecanismo para incentivar la demanda nacional.

Modificaciones transitorias

- Mecanismo para incentivar las exportaciones.

Las normas aprobadas en el referido acuerdo y establecidas en el Anexo 21 – Administración de vertimiento de generación base consideran la participación de:

- Los generadores base (*generación de costo variable igual a cero correspondiente a las siguientes tecnologías: Energía Renovable Variable (ERV), geotérmica y biomasa (ingenios azucareros)*), con posibilidad de venta de excedente de vertimiento de generación base.
- Únicamente como compradores de vertimiento de generación base a: los retiros regionales, las inyecciones al sistema de transmisión desde las redes de las empresas distribuidoras, las inyecciones de unidades generadoras que durante los eventos de vertimiento de generación base se encuentren en calidad de prueba, las inyecciones de

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2022

PMs generadores que no corresponden a generación base y que soliciten mantener en línea sus unidades generadoras durante los eventos de vertimiento de generación base debido a restricciones técnicas.

Asimismo, la metodología para la gestión de los eventos de vertimiento, contempla la utilización de una lista de prioridad de vertimiento elaborada a partir de ofertas de flexibilidad de generación que consideran un rango de flexibilidad de generación y un precio asociado, éste último representa una indicación del precio hasta el cual los generadores base prefieren comprar el vertimiento brindado por otros generadores antes de verter generación propia, dichas ofertas, se ordenan de menor a mayor precio construyéndose así, la lista de prioridad de vertimiento que brinda el orden a seguir para la reducción de la generación base ante condiciones operativas que ocasionen éste vertimiento. La primer lista de mérito de prioridad de vertimiento, de acuerdo a las ofertas recibidas, es la siguiente:

Tabla 2: Primer lista de prioridad de vertimiento.

PM	Equipo	Generación mínima	Generación máxima	Precio vertimiento (\$/MWh)	Fecha inicio	Fecha fin
G07	Cassa-g1	21	27	44	7/2/2022	1/5/2022
C29	Chap-g1	27	34	45	7/2/2022	1/5/2022
C24	Lcab-g1	12	17.5	45	7/2/2022	1/5/2022
G16	Albi-g1	0	100	52.55	1/4/2021	31/3/2022
G18	Ecos-g1	0	9.899	58.29	7/2/2022	31/1/2023
G09	Lang-g1	38	57.5	65	7/2/2022	1/5/2022
G15	Ssol-g1	0	10	71.29	1/4/2021	31/3/2022
G12	Jibo-g1	30	34	80	7/2/2022	1/5/2022
G17	Vent-g1	0	50	104.73	1/4/2021	31/3/2022
G11	Anta-g1	0	60	108.75	1/4/2021	31/3/2022
G13	Marq-g1	0	6	136.44	1/8/2021	31/7/2022
G14	Reme-g1	0	20	136.44	1/8/2021	31/7/2022
G13	Trin-g1	0	8	136.44	1/8/2021	31/7/2022
G05	Lageo	No ofrece flexibilidad				

Adicionalmente, los generadores base pueden suscribir acuerdos bilaterales de compra-venta de vertimiento, cuyas transacciones económicas serán conciliadas entre las partes, remitiendo la información a la UT para su consideración; sin embargo, a la fecha aún no se han recibido acuerdos bilaterales suscritos entre PMs. Al igual que con las ofertas de flexibilidad de generación, los acuerdos bilaterales deben remitirse con una periodicidad trimestral y podrán actualizarse mensualmente.

En cuanto a la implementación, se ha realizado la sociabilización de los cambios normativos a través del ROBCP actualizado, y se han llevado a cabo reuniones con los PM con el objetivo de brindar una explicación sobre las modificaciones aprobadas, aclarar dudas sobre la nueva normativa y presentar ejercicios numéricos para fortalecer su comprensión. Asimismo, en la UT se han realizado adecuaciones informáticas en distintas aplicaciones para la planificación de la operación, operación en tiempo real y conciliación de transacciones y bases de datos.

3. Aprobación e implementación de las modificaciones a los anexos 4, 6, 16 y 17 del ROBCP.

Ante la necesidad de adecuar ciertos procedimientos técnicos en la reglamentación vigente por la próxima entrada en operación de la planta generadora de ciclo combinado flexible de Energía del Pacífico (EDP), operando con Gas Natural (GN) a la matriz energética de El Salvador, y como resultado de un amplio análisis por parte de las entidades competentes del Mercado Mayorista de Electricidad (MME), la Junta de Directores de la SIGET, por medio del Acuerdo No 444-E-2021, notificado a la UT el 10 de enero de 2022, aprobó las modificaciones a los Anexos 4 – Precios de los combustibles, 6 – Transacciones del mercado, 16 – Curvas de consumo específico de calor y 17 – Costos variables de operación y mantenimiento no combustibles (CVNC) y costos de arranque y detención del ROBCP, las cuales son de carácter permanente.

La aprobación de estas modificaciones cumple con el objetivo de proveer en el cuerpo normativo, la consideración de procedimientos específicos para la tecnología de ciclo combinado flexible, el uso del gas natural como recurso energético, y otras mejoras identificadas en la aplicación de los procedimientos contenidos en los anexos modificados.

A continuación, se listan los cambios incorporados en los anexos, a partir de la normativa aprobada en el referido acuerdo:

Anexo 4

- Incorporación de condiciones de referencia del gas natural como combustible de generación y del precio de referencia de éste.
- Disposiciones sobre la disponibilidad mínima de combustible exigible.
- Lineamientos para la aprobación de las estructuras de costo de los combustibles y la validación de precios de combustibles puestos en planta con base en comprobantes de facturación.

Anexo 6

- Modificación de los formatos para la declaración del precio e inventarios de combustible.

Anexo 16

- Incorporación de la definición de configuraciones operativas de ciclo combinado (CC), estableciendo que la planta de CC flexible debería determinar dos curvas de consumo específico de calor.
- Posibilidad de reprogramación de la prueba de CC, ante solicitud de la UT, siempre y cuando se identifique que no existen condiciones en el SEP para su realización. En este caso, el auditor presentará un cálculo teórico de las curvas para el ciclo combinado.

- Extensión de los tiempos referenciales de duración de los ensayos de CC.
- Acotar el uso del cromatógrafo del proveedor cuando el GN es servido en línea, es decir, que este no sería aplicable si se hace una importación directa del GN.
- Incorporación de la referencia a la Norma ISO 13443 para la medición y cálculos del GN.
- Condiciones particulares para los ensayos de arranque y detención del CC respecto de los CC tradicionales.

Anexo 17

- Consideraciones particulares para las auditorías e indexaciones de CVNC y CAyD para plantas operando en CC.
- Posibilidad de exclusión de la generación a base de recurso geotérmico del requerimiento de realizar las auditorías para la determinación de los CVNC y CAyD.
- Delimitación del alcance de las auditorías para la determinación de CVNC y CAyD.
- Delimitación de las rampas de toma y bajada de carga para calcular el costo adicional de combustible de arranque y detención.
- Consideración, en el método del flujo de costos, de un ordenamiento fijo y único, partiendo de las cero horas de operación de la máquina como inicio del ciclo de mantenimiento.
- Ante falta de información histórica correspondiente al año base, incorporación de la posibilidad de utilizar respaldos, horas de operación y energía correspondientes al año inmediato anterior al que correspondería como año base, siempre que a la fecha de inicio de la auditoría el PM presente la debida justificación y esto sea aprobado por la UT.
- Exclusión de los autoconsumos de energía como rubro a considerar para determinar los CVNC.
- Aclaración sobre el costo de combustible a considerar para la determinación del CAyD y sus indexaciones.
- Lineamientos ante escenarios de fallas prolongadas de unidades generadoras y requerimiento de envío de información para las indexaciones y ajuste de los CVNC y CAyD.
- Lineamientos para la presentación de respaldos de costo de las intervenciones que componen el ciclo de mantenimiento con el que se determina el CVM.
- Adición de artículos relacionados al régimen de despacho mínimo que incluye las pruebas solicitadas por la UT para unidades que no han generado los últimos 12 meses.
- Incorporación de un mayor detalle sobre los plazos a cumplir durante el proceso de preparación y revisión de informes de auditorías de este anexo.
- Incorporación de una nueva sección que considere los procesos de calificación, recalificación e inhabilitación de auditores aprobados para realizar los trabajos de auditorías de este anexo.

Como parte de la implementación de esta normativa, se ha puesto a disposición de las partes interesadas el reglamento actualizado a través del sitio web de la UT, además se ha informado oportunamente a los auditores habilitados por la UT para la ejecución de las auditorías de los anexos 16 y 17, sobre los cambios contenidos en estos anexos para su consideración en el desarrollo de las referidas auditorías. Asimismo, se han implementado las adecuaciones correspondientes en el informe de control de inventario a raíz de las modificaciones aprobadas para el anexo 4, y en los formularios relacionados al precio e inventarios de combustibles

contenidos en el anexo 6; así como en los procesos internos relacionados a los anexos 16 y 17 del ROBCP.

4. Disposiciones transitorias para la liquidación parcial de las transacciones económicas del mercado mayorista solicitadas en el primer trimestre de 2022 y correspondiente a los meses de diciembre 2021, enero y febrero 2022.

Ante la problemática del impago del suministro de energía eléctrica de un gran cliente conectado en sus redes de distribución y que presta servicios esenciales a la población, las compañías distribuidoras del GRUPO AES El Salvador y DELSUR, S.A. DE C.V., solicitaron a la Unidad de Transacciones S.A. de C.V. (UT), que se invocara nuevamente ante la SIGET la aprobación de disposiciones transitorias para la liquidación de las transacciones económicas en el mercado mayorista de electricidad para los meses de diciembre 2021, enero y febrero 2022 tal y como fueron aprobadas por la SIGET en los acuerdos No. 307-E-2021, 350-E-2021, 386-E-2021 y 442-E-2021, ya que según lo expresado por las distribuidoras, éstas agotaron todos los medios para que la deuda del cliente fuera cubierta, sin lograr el pago correspondiente, poniendo en riesgo su sostenibilidad financiera. También informaron que se vieron imposibilitadas de aplicar las normas jurídicas que regulan la suspensión de los servicios de energía eléctrica por mora y no procedieron con la desconexión del servicio al gran cliente, ya que el hacerlo causaría afectación a la población salvadoreña en general.

Con base en lo anterior, en sesiones número 592, 594 y 596 de Junta Directiva de la UT, celebradas los días 11 de enero, 8 de febrero y 8 de marzo de 2022, respectivamente; se conocieron los informes del comité de directores sobre las solicitudes de las distribuidoras mencionadas; por medio de los cuales se presentó el análisis de la problemática, teniendo como base el principio constitucional establecido en el Art. 246 de la Constitución de la República que dispone la **primacía del interés público sobre el interés privado o particular**, y el marco legal aplicable contenido en: La Ley General de Electricidad, la Ley de Procedimientos Administrativos, Ley de Mejora Regulatoria y el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción.

Por lo que, al realizar el análisis técnico sobre la aplicación de la normativa vigente del ROBCP o realizar la liquidación parcial de las transacciones de los meses correspondientes y no decretar una falta grave que implique la inhabilitación del PM para operar en el mercado mayorista de electricidad, tal como se indica en el numeral 18.10.6 del reglamento; se consideró que, cumplir con lo establecido en el ROBCP afectaría de manera inminente a la colectividad usuaria del servicio público de energía eléctrica; por lo tanto, valorándose como justificables los hechos y fundamentos de las solicitudes del Grupo AES El Salvador y DELSUR, S.A. de C.V., pues se estaba frente al escenario de un posible riesgo que afectaría la regularidad del servicio público de electricidad y que causaría efectos graves en la población; ya que las compañías distribuidoras solicitantes cubren un porcentaje importante de este servicio esencial para la ciudadanía y la economía del país.

Luego de discutir el análisis técnico y legal contenido en el informe del comité de directores, la Junta Directiva de la UT, en las referidas sesiones, acordaron por unanimidad, iniciar el proceso para el ejercicio de la potestad normativa de la SIGET y aprobar las disposiciones transitorias, para el manejo de las liquidaciones correspondientes a los meses de diciembre de 2021, enero

y febrero de 2022, y remitir a la SIGET los proyectos de *Disposiciones Transitorias* correspondientes.

En respuesta a las solicitudes presentadas, la SIGET emite los acuerdos N.º 21-E-2022, 59-E-2022 y 108-E-2022, con fechas 24 de enero, 22 de febrero y 22 de marzo de 2022, respectivamente; por medio de los cuales indican que se realizó el procedimiento para el ejercicio de la potestad normativa de la SIGET, sobre las propuestas presentadas y acuerdan:

Acuerdo SIGET N.º 21-E-2022

“(…)

- a) *Aprobar las “DISPOSICIONES TRANSITORIAS PARA LA LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS CORRESPONDIENTES AL MES DE DICIEMBRE DE DOS MIL VEINTIUNO (…)”;*

Acuerdo SIGET N.º 59-E-2022

“(…)

- a) *Aprobar las “DISPOSICIONES TRANSITORIAS PARA LA LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS CORRESPONDIENTES AL MES DE ENERO DE DOS MIL VEINTIDOS (…)”.*

Y,

Acuerdo SIGET N o. 108-E-2022

“(…)

- a) *Aprobar las “DISPOSICIONES TRANSITORIAS PARA LA LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS CORRESPONDIENTES AL MES DE FEBRERO DE DOS MIL VEINTIDOS (…)”.*

Con base en lo anterior, en la UT se realizaron las liquidaciones de las transacciones económicas del mercado mayorista de electricidad, correspondientes a diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022, de conformidad con lo establecido en los acuerdos de la SIGET mencionados.

5. Entrada en operación comercial de la planta de ciclo combinado flexible operando con gas natural.

El 1 de mayo de 2022 se tuvo la entrada en operación comercial de la planta generadora de ciclo combinado flexible de Energía del Pacífico Ltda. de C.V. (EDP), conformada por 19 motores de combustión interna de 18.87 MW operando con gas natural y una turbina de vapor de 28.75 MW. Con dicha incorporación, se ha alcanzado una capacidad de generación disponible en el parque generador de nuestro país de 2,244 MW, asimismo, se ha diversificado la matriz energética aportando una reducción del impacto medioambiental, debido a que la emisión de gases contaminantes a la atmósfera es más baja con respecto a otros combustibles derivados del petróleo.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2022

A continuación, se muestra la capacidad disponible del parque generador a junio de 2022:

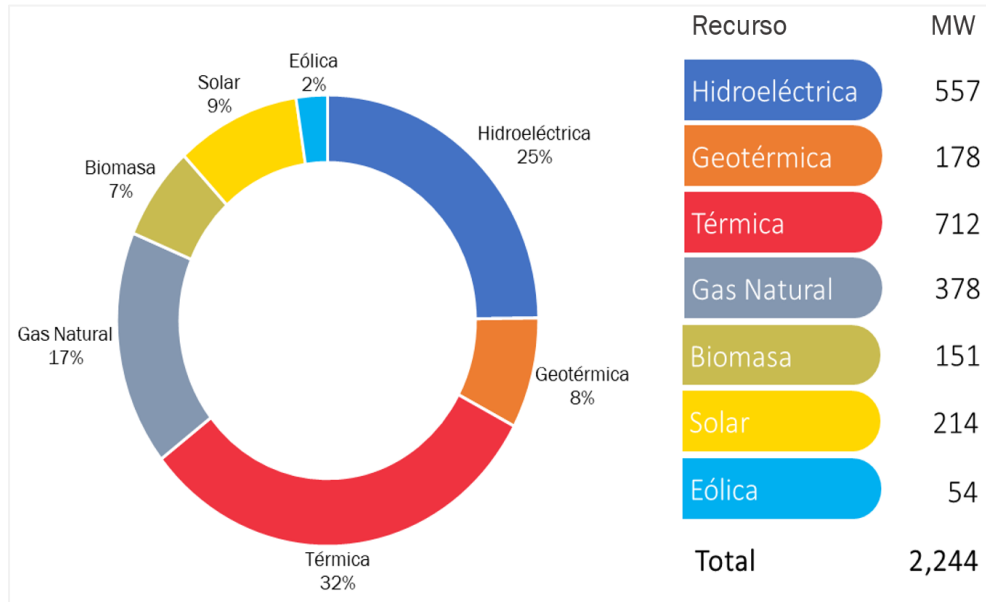


Gráfico 2. Capacidad disponible por tipo de recurso y participación en el parque generador

Las características del gas natural como materia prima, aunado a la eficiencia energética de sus equipos y el precio de ese combustible, hacen que el costo variable de dicha planta sea más bajo en comparación con el resto de los generadores térmicos, lo cual ha permitido que los precios de la energía en el Mercado Regulador del Sistema hayan experimentado un decremento desde mayo de 2022; este comportamiento ha dado lugar para que El Salvador actúe, incluso, como exportador al Mercado Eléctrico Regional (MER) en muchos períodos de mercado. A continuación, se muestra el Costo Marginal de Operación (CMO) promedio en el primer semestre del 2022:

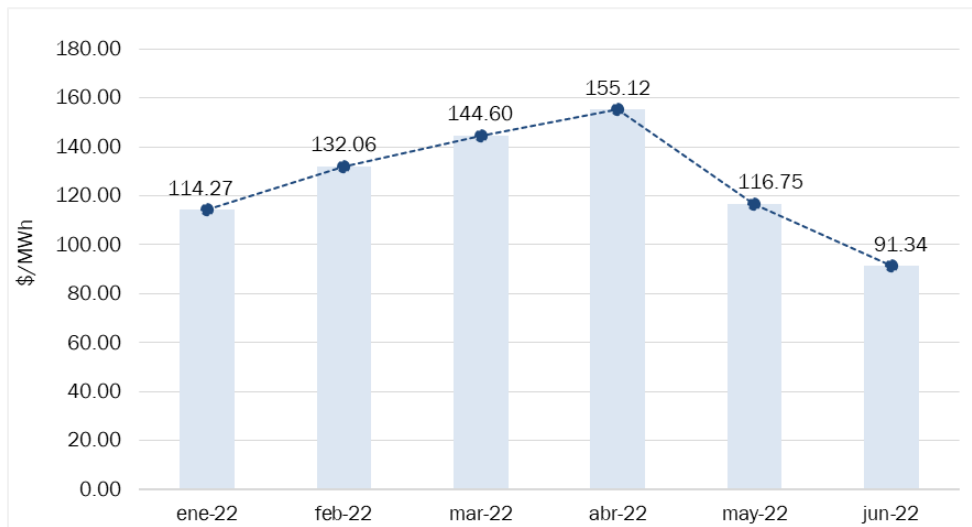


Gráfico 3. CMO promedio del año 2022

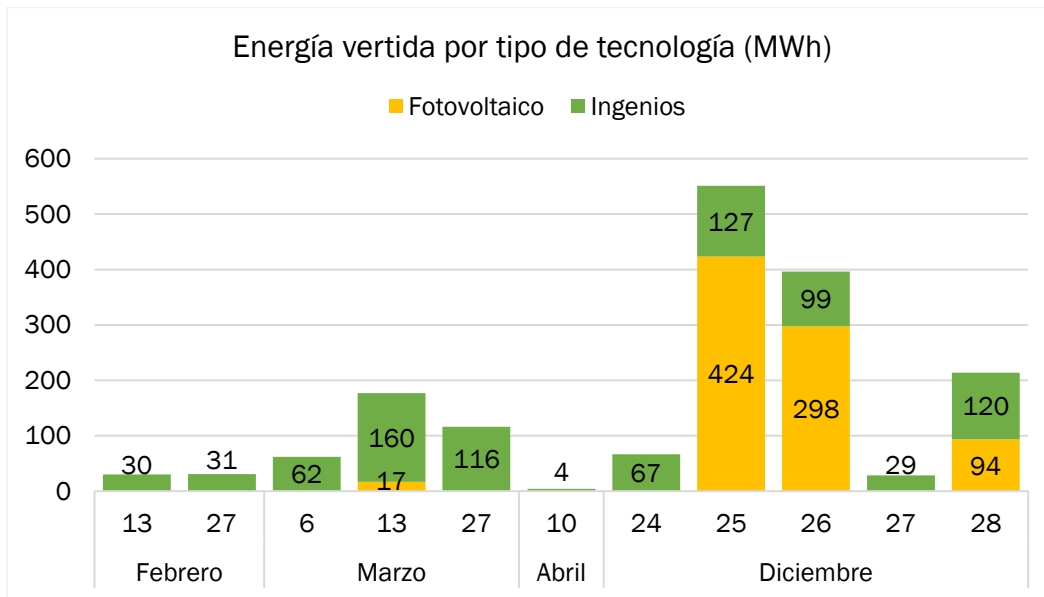
Esta gráfica nos muestra como el CMO promedio de mayo y junio se han reducido con relación al mes de abril un 25% y 41%, respectivamente. Esta reducción del CMO en los meses de mayo y junio tendrán un impacto en los precios del MRS y por ende en la tarifa de energía eléctrica que ha de trasladarse a los usuarios finales.

6. Eventos de vertimiento de generación base en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME).

El 7 de febrero de 2022, entraron en vigencia las modificaciones aprobadas al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) mediante el Acuerdo SIGET N°443-E-2021, las cuales brindan, entre otras, la metodología para la administración del vertimiento de generación base, así como un procedimiento para la determinación de la energía vertida por parte de las unidades generadoras que participen del mecanismo.

Desde la implementación de este cambio normativo hasta el 31 de diciembre de 2022, se tuvieron once días con eventos de vertimiento de generación base en los cuales se aplicaron las normas establecidas para la reducción de inyección de potencia de las unidades generadoras base en la operación en tiempo real, considerando para ello, la lista de prioridad de vertimiento basada en las ofertas de flexibilidad de generación, y realizando la determinación de los cargos y abonos en la conciliación de las transacciones económicas para las unidades generadoras que participaron de la metodología.

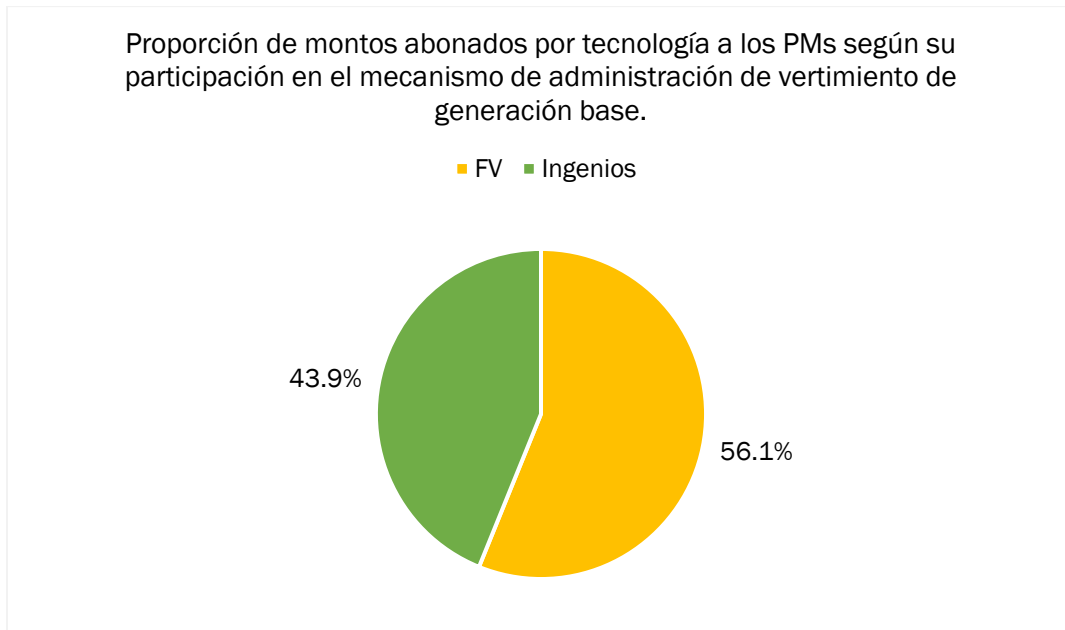
En cuanto al balance oficial de la energía vertida, en el período del 7 de febrero al 31 de diciembre de 2022, las unidades generadoras que redujeron sus inyecciones en los días con eventos de vertimiento de generación base fueron los ingenios y las plantas fotovoltaicas, de acuerdo con el siguiente detalle:



Gráfica 4. Detalle de energía vertida por tipo de tecnología durante el año 2022.

Como se muestra en la gráfica anterior, en los vertimientos correspondientes a los meses de febrero, marzo y abril, los ingenios acumularon un total de 403 MWh de energía reducida, mientras que las plantas fotovoltaicas solo redujeron 17 MWh, en dichos meses, el mayor vertimiento se presentó el día 13 de marzo de 2022 con 177 MWh, cabe mencionar que todos los eventos de vertimientos dados en este período ocurrieron en días domingos. En cuanto a los vertimientos del mes de diciembre, los ingenios tuvieron un vertimiento de 442 MWh, mientras que las plantas fotovoltaicas de 816 MWh, los cuales se dieron en días consecutivos desde el 24 hasta el 28 de diciembre debido a la baja en la demanda a nivel nacional típica de dicha época del año. Como acumulado general, en el 2022 se registró una energía vertida de 1,678 MWh, de las cuales un 50.4% correspondió a los ingenios, con 845 MWh, y un 49.6% a las plantas fotovoltaicas, con 833 MWh.

En cuanto a los montos económicos abonados a las tecnologías que participaron del mecanismo desde la entrada en vigencia de éste, se tuvo lo siguiente:



Gráfica 5. Detalle de la proporción de montos abonados por tipo de tecnología a los PMs por la energía vertida.

Según el gráfico anterior, del total de montos abonados a los PMs por tipo de tecnología, a los ingenios les correspondió un 43.9%, por los 845 MWh de energía vertida, para un precio promedio de venta de vertimiento de 32.32 \$/MWh a lo largo del año; mientras que, a las plantas fotovoltaicas les correspondió un 56.1% del total de montos abonados, por los 833 MWh de energía vertida, promediando un precio de 41.96 \$/MWh.

Ante lo expuesto, se identifica que desde la implementación de la metodología para administrar el vertimiento de generación base, se ha operativizado de forma óptima lo establecido en el Anexo 21-Administración de vertimiento de generación base del ROBCP, cumpliendo con la

finalidad de mantener el balance carga-generación y los criterios de calidad, seguridad y desempeño en el Sistema Eléctrico de Potencia de El Salvador.

7. Operación comercial de bancos de capacitores a 115kV instalados en la subestación Talnique.

Una de las mayores características de los sistemas eléctricos de potencia, es que son dinámicos, es decir, cambian constantemente en el tiempo en cuanto a sus características y condiciones a nivel de generación, transmisión y distribución; es por ello que, requieren de análisis permanentes que realicen un diagnóstico, presente y futuro de la red y los equipos conectados a esta, para identificar acciones que ayuden a mantener las condiciones de calidad, seguridad y desempeño en cada sistema.

En este sentido, la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL) solicitó a la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT) y a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) la aprobación y entrada en servicio del proyecto de la nueva subestación Talnique, el cual consistía en la construcción de una nueva subestación 110/46 kV, instalación de un nuevo transformador de 100 MVA y la instalación de 4 bancos de capacitores de 22.5 MVAR, para un total de 90 MVAR, en 115 kV, con este proyecto se busca:

1. Incrementar la capacidad de retiro de potencia.
2. Mejorar los perfiles de voltaje en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

En el estudio de interconexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) de este proyecto, ETESAL evidencia el impacto de la incorporación de los bancos de capacitores a 115 kV, para mantener los perfiles de voltaje dentro de los límites adecuados ante diferentes situaciones del SEP; en este estudio se analizaron tres escenarios de demanda por cada estación del año, y, en cada uno se evaluó la respuesta del sistema con el proyecto en operación y sin él, a fin de comparar el comportamiento de los voltajes en los nodos del SEP.

Entre los resultados del estudio de interconexión, a forma de ejemplo, se tienen los mostrados en la tabla 1, ante la contingencia de la línea de transmisión entre Ahuachapán y Santa Ana en el escenario de máxima demanda en la época lluviosa. Como puede verificarse, ante la contingencia simulada y sin la incorporación del proyecto de los bancos de capacitores, los voltajes en observación presentan valores por debajo de los 0.90 p.u. aceptados según normativa, pero, con la entrada en operación de los bancos de capacitores, estos valores se corrigen; lo mismo para los demás escenarios simulados por ETESAL, por lo que, según lo concluido en dicho estudio de interconexión, el proyecto no genera un impacto que afecte los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del SEP, adicional a esto, aumenta la reserva de potencia reactiva que posee el sistema de transmisión.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2022

Tabla 3. Voltajes ante la contingencia de la línea Ahuachapán y Santa Ana en el escenario de máxima demanda en la época lluviosa

Contingencia	Barra (115 kV)	Voltaje (p.u.) Sin Proyecto	Voltaje (p.u.) Con Proyecto
Línea de transmisión Ahuachapán - Santa Ana	San Antonio	0.86	0.93
	Nuevo Cuscatlán	0.88	0.93
	Ateos	0.88	0.95
	Talnique	0.88	0.95
	Volcán	0.87	0.93

Asimismo, la UT en los “*Estudios de Restricciones de Capacidad de Transmisión*”, los cuales consideran los proyectos que entrarán en operación en el SEP de El Salvador para un horizonte de 2 años, identifica el posible impacto que estos tienen en los parámetros eléctricos de los elementos del SEP, los cuales deben estar dentro de los límites permitidos en la regulación nacional y regional. En el estudio correspondiente a los años 2021-2022, la UT recomendó finalizar los trabajos de puesta en servicio de los bancos de capacitores a nivel de 115 kV, incluidos los correspondientes a la subestación Talnique, para mejorar el perfil de voltaje en el SEP y aumentar la capacidad de transferencia de potencia entre Guatemala y Honduras, sobre todo en escenarios de máxima diurna.

Finalmente, luego de la evaluación técnica y el cumplimiento del resto de requisitos nacionales y regionales de parte del proyecto, se habilita la puesta en servicio de los bancos de capacitores instalados en la subestación Talnique, para que a partir del 31 de diciembre de 2022 formen parte de la RTR.

Monitoreo de la operación

Principales acontecimientos que han ocurrido en la operación del sistema eléctrico de potencia durante el 2022.

ENERO

El 5 de enero de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

El 12 de enero de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01 por alto voltaje en el SEP durante 9 horas y 56 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01, en 1 evento por alto voltaje en el SEP y 1 evento por falla, durante un total de 9 horas y 55 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02, en 3 eventos por alto voltaje en el SEP, durante un total de 21 horas y 34 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por alto voltaje en el SEP durante 7 horas y 43 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02 por alto voltaje en el SEP durante 7 horas y 45 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01), en 2 eventos por falla, durante un total de 28 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02) por falla durante 29 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-HAVI por falla durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP por falla durante 6 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV LUNI-HAVI por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 18 horas y 49 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01 por mantenimiento durante 6 horas y 43 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02 por mantenimiento durante 6 horas y 51 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-STOM por mantenimiento durante 3 horas y 49 minutos.

FEBRERO

Fuera de servicio línea a 115 kV ANTA-PEDR por falla durante 10 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-STOM por falla durante 10 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV STOM-PEDR por falla durante 10 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-STOM por falla durante 11 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01), en 3 eventos por falla, durante un total de 24 horas y 23 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02, en 3 eventos por falla y 1 evento por prueba, durante un total de 54 horas y 12 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-ANG por mantenimiento durante 3 horas y 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-TALN, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 12 horas y 52 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02 por falla durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 25 horas y 36 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR por mantenimiento durante 3 horas y 29 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (Guatemala-El Salvador 01) a solicitud de AMM durante 8 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-La Vega II (Guatemala-El Salvador 02) por mantenimiento durante 8 horas y 51 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por mantenimiento durante 1 hora y 48 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-NEJA por mantenimiento durante 7 horas y 59 minutos.

MARZO

El 1 de marzo de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

El 7 de marzo de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

El 15 de marzo de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

El 16 de marzo de 2022, se energizó el autotransformador No. 1 de "Energía del Pacífico".

El 30 de marzo de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-HAVI por falla durante 8 minutos.

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

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

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2022

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02, en 2 eventos por pruebas, durante un total de 56 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR por falla durante 35 horas y 36 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 01 por prueba durante 1 minuto.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 01, en 7 eventos por mantenimiento, durante un total de 66 horas y 41 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 02, en 7 eventos por mantenimiento, durante un total de 66 horas y 41 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por mantenimiento durante 7 horas y 47 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01 por mantenimiento de AHUA-NEJA 02 durante 8 horas y 11 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 4 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02), en 3 eventos por falla, durante un total de 5 horas y 53 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02 por mantenimiento durante 6 horas y 57 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01 por mantenimiento de 15SE-NEJA 02 durante 7 horas y 29 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA, en 2 eventos por falla, durante un total de 1 hora y 21 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 01 por mantenimiento durante 4 horas y 54 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02 por mantenimiento durante 4 horas y 37 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-STOM, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 27 horas y 8 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-STOM por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 4 horas y 55 minutos.

ABRIL

El 4 de abril de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

El 6 de abril de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

El 23 de abril de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SRAF, en 2 eventos por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 4 horas y 39 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 01 por mantenimiento durante 13 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-JIBO por mantenimiento durante 1 hora y 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG, en 2 eventos por falla, durante un total de 5 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02 por falla durante 5 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SONS-ATEO por falla durante 5 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SONS, en 1 evento por falla y 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 55 horas y 10 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS por falla durante 6 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01 por falla durante 6 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02 por falla durante 22 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02) por falla durante 27 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ANTA-PEDR, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 4 horas y 5 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-STOM, en 4 eventos por mantenimiento, durante un total de 32 horas y 45 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01), en 2 eventos por falla, durante un total de 8 horas y 29 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ATEO-TALN por mantenimiento durante 5 horas y 35 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 01 por mantenimiento durante 22 horas y 56 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02 por mantenimiento durante 22 horas y 55 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-NEJA, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 19 horas y 30 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2022

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01), en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 8 horas y 52 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-TECO por falla durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANA-OPIC, en 2 eventos por mantenimiento y 4 eventos por falla, durante un total de 17 horas y 33 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT por mantenimiento durante 11 horas y 20 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-SANA por mantenimiento durante 6 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SANA por mantenimiento durante 6 horas y 40 minutos.

MAYO

El 18 de mayo de 2022, ocurrió la operación de las etapas I a V del EDCBF y aislamiento en el SEP de El Salvador del SER, por pérdida de 435 MW de generación por el aislamiento de la subestación Acajutla debido a dos fallas monofásicas transitorias e independientes, ambas en la fase C, en las líneas Acajutla-Sonsonate 01 y 02 y posterior sobrecorriente en Acajutla-Ateos, provocando disparo de la línea de interconexión a 400 kV Tapachula-Los Brillantes (México-Guatemala), aumentando el déficit de generación hasta 674 MW y posterior pérdida de 120 MW de generación en el SEP de El Salvador.

El 18 de mayo de 2022, ocurrió operación parcial de la etapa I del EDCBF mientras estaba aislado el SEP de El Salvador del SER, por pérdida de 35 MW de generación por disparo de motores de EDP.

El 27 de mayo de 2022, ocurrió operación de las etapas I a IV del EDCBF y aislamiento en el SEP de El Salvador del SER, por déficit de 431 MW de generación en el SER causado por la pérdida de 192 MW de generación fotovoltaica en Honduras y 239 MW por el disparo de la línea de interconexión a 400 kV Tapachula-Los Brillantes (México-Guatemala) y posterior pérdida de 165 MW de generación en el SEP de El Salvador.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANA-OPIC, en 1 evento por falla y 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 21 horas y 28 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS por mantenimiento durante 11 horas y 39 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SMAT por mantenimiento durante 11 horas y 38 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-TECO por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01), durante 1 evento por mantenimiento y 2 eventos por fallas, durante un total de 10 horas y 14 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-STOM, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 13 horas y 50 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAT por mantenimiento durante 8 horas y 34 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2022

- Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-SRAF por mantenimiento durante 7 horas y 3 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-CGRA, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 7 horas y 30 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-OZAT por mantenimiento durante 5 horas y 41 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01, en 2 eventos por falla, durante un total de 19 horas y 20 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02, en 2 eventos por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 23 horas y 42 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ATEO por falla durante 9 minutos.
- Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 01), en 2 eventos por falla, durante un total de 1 horas y 33 minutos.
- Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01), en 2 eventos por falla, durante un total de 2 horas y 4 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT, en 2 eventos por falla, durante un total de 1 horas y 46 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 14 horas y 10 minutos.
- Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02), en 2 eventos por falla, durante un total de 2 horas y 12 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 02 por mantenimiento durante 8 horas y 13 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 01 por mantenimiento durante 8 horas y 14 minutos.
- Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por mantenimiento durante 2 horas y 30 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV SRAF-SMAR, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 20 horas y 48 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 01 por falla durante 2 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-STOM, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 16 horas y 40 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-NEJA por mantenimiento durante 4 horas y 49 minutos.

JUNIO

Fuera de servicio línea a 115 kV SRAF-SMAR, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 16 horas y 56 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-STOM, en 5 eventos por mantenimiento, durante un total de 46 horas y 24 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG, en 5 eventos por mantenimiento, durante un total de 45 horas y 29 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SRAF, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 51 horas y 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-TPTO, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 2 horas y 7 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02, en 3 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 28 horas y 7 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 01, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 30 horas y 15 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SONS, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 3 horas y 55 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV TECO-OZAT, en 5 eventos por falla, durante un total de 6 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ALBI-OZAT, en 2 eventos por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 12 horas y 24 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-IANG por mantenimiento durante 7 horas y 11 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ATEO por mantenimiento durante 2 horas y 13 minutos.

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

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

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

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 01 por mantenimiento durante 11 horas y 26 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR por mantenimiento durante 11 horas y 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-STOM por mantenimiento durante 4 horas y 22 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 15 horas y 11 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02 por mantenimiento durante 3 horas y 47 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAT por falla durante 53 minutos.

JULIO

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 01 por mantenimiento durante 8 horas y 33 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02 por mantenimiento durante 8 horas y 34 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-SMAR, en 1 evento por falla y 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 13 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-NEPO por falla durante 41 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 8 horas y 50 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-CGRA, en 2 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 72 horas y 55 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SRAF, en 4 eventos por mantenimiento, durante un total de 39 horas y 8 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-OZAT por falla durante 5 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ALBI-OZAT por falla durante 15 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV TECO-OZAT, en 2 eventos por falla, durante un total de 9 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-ATEO por mantenimiento durante 5 horas y 35 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 01 por mantenimiento durante 4 horas y 9 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-SRAF, en 1 evento por falla y 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 31 horas y 29 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 02 por mantenimiento durante 4 horas y 30 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 21 horas y 41 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG por mantenimiento durante 1 hora y 21 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANA-OPIC por mantenimiento durante 9 horas y 52 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2022

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 9 horas y 53 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SMAT por mantenimiento durante 9 horas y 52 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 16 horas y 20 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-STOM por mantenimiento durante 10 horas y 19 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-TECO por mantenimiento durante 11 horas y 57 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01 por mantenimiento durante 4 horas y 5 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-BERL por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-SRAF por mantenimiento durante 2 horas y 31 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02 por mantenimiento durante 5 horas y 3 minutos

AGOSTO

El 4 de agosto de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

El 31 de agosto de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02) por falla durante 7 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SONS, en 2 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 12 horas y 52 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-BERL por mantenimiento durante 11 horas y 13 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 11 horas y 59 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 01 por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02, en 2 eventos por falla, durante un total de 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV TECO-OZAT, en 3 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 23 horas y 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANA-OPIC, en 3 eventos por falla, durante un total de 3 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 34 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2022

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

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-OZAT, en 2 eventos por falla, durante un total de 9 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SANA por falla durante 1 hora.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMIG por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ATEO por mantenimiento durante 36 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ALBI-OZAT por falla durante 1 hora y 8 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 01 por falla durante 13 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02 por falla durante 14 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 12 horas y 40 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-SRAF por mantenimiento por 4 horas y 52 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 01 por falla.

SEPTIEMBRE

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP por mantenimiento durante 10 horas y 5 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SONS-ATEO por mantenimiento durante 4 horas y 11 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre - Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01), en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 5 horas y 13 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT por falla durante 1 hora y 30 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANA-OPIC, en 2 eventos por falla, durante un total de 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SRAF por mantenimiento durante 6 horas y 51 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SRAF-SMAR por mantenimiento durante 6 horas y 53 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 6 horas y 49 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-SRAF por mantenimiento durante 7 horas y 10 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-SRAF por mantenimiento durante 6 horas y 57 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-STOM por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV ANTA-PEDR, en 3 eventos por falla, durante un total de 29 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2022

Fuera de servicio línea a 115 kV STOM-PEDR, en 3 eventos por falla, durante un total de 10 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SONS por falla durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SMAT por mantenimiento durante 6 horas y 43 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAT por mantenimiento durante 6 horas y 44 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG por falla durante 6 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01 por mantenimiento durante 8 horas y 18 minutos.

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

OCTUBRE

El 25 de octubre de 2022, ocurrió operación de las etapas I y II del EDCBF en el SEP de El Salvador.

El 26 de octubre de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

El 28 de octubre de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

Fuera de servicio línea a 115 kV TECO-OZAT, en 2 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 16 horas y 9 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02), en 2 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 19 horas y 14 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG por mantenimiento durante 11 horas y 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-BERL por mantenimiento durante 10 horas y 59 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT, en 2 eventos por mantenimiento y 2 eventos por falla, durante un total de 27 horas y 56 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMIG por mantenimiento durante 4 horas y 33 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 01 por mantenimiento durante 3 horas y 51 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02 por mantenimiento durante 3 horas y 51 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SRAF por mantenimiento durante 2 horas y 9 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SANA, en 1 evento por falla y 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 27 horas y 39 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2022

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-TPTO por mantenimiento durante 24 horas y 32 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-STOM, en 6 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 59 horas y 38 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02, en 4 eventos por mantenimiento, durante un total de 31 horas y 21 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ANTA-PEDR, en 2 eventos por falla, durante un total de 17 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV STOM-PEDR, en 2 eventos por falla, durante un total de 6 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-JIBO por mantenimiento durante 4 horas y 27 minutos.

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

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

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF por falla durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta por falla durante 21 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 16 horas y 7 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 14 horas y 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANA-OPIC por mantenimiento durante 7 horas y 30 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SMAT por mantenimiento durante 7 horas y 29 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS por mantenimiento durante 7 horas y 29 minutos.

NOVIEMBRE

El 15 de noviembre de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

El 28 de noviembre de 2022, ocurrió operación parcial de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA por falla durante 61 horas y 7 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-OZAT, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 10 horas y 23 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR, en 4 eventos por mantenimiento, durante un total de 31 horas y 3 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2022

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT por mantenimiento durante 5 horas y 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-BERL por mantenimiento durante 4 horas y 14 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SANA, en 6 eventos por mantenimiento, durante un total de 51 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 01 por mantenimiento durante 8 horas y 12 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01 por mantenimiento durante 6 horas y 39 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV LUNI-HAVI por mantenimiento durante 7 horas y 59 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP por mantenimiento durante 8 horas y 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-HAVI por mantenimiento durante 7 horas y 55 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMIG por mantenimiento durante 7 horas y 53 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 11 horas y 43 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02 por mantenimiento durante 7 horas y 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 01 por mantenimiento durante 5 horas y 30 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 02 por mantenimiento durante 5 horas y 9 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ANTA-PEDR por mantenimiento durante 8 horas y 20 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV STOM-PEDR por mantenimiento durante 6 horas y 39 minutos.

DICIEMBRE

El 31 de diciembre, el EOR autorizó la conexión a la RTR de los bancos de capacitores de TALN quedando disponibles para operación comercial.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SANA por mantenimiento durante 3 horas y 55 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por mantenimiento durante 10 horas y 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA por mantenimiento durante 6 horas y 55 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02, en 2 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 33 horas y 15 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01 por mantenimiento durante 6 horas y 41 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR por mantenimiento durante 6 horas y 15 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2022

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01) por mantenimiento en Honduras durante 4 horas y 28 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-STOM, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 15 horas y 1 minuto.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02), en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 16 horas y 58 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-NEJA por mantenimiento durante 5 horas y 47 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-SMAR por mantenimiento durante 5 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SRAF por falla durante 5 horas y 22 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01, en 2 eventos por alto voltaje en el SEP, durante un total de 45 horas y 31 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01, en 2 eventos por alto voltaje en el SEP, durante un total de 45 horas y 38 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 01 por alto voltaje durante 36 horas y 8 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMIG por mantenimiento durante 2 horas y 46 minutos.