



Informe de hechos relevantes

2023

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

Contenido

Introducción.....	2
Resumen hechos relevantes	3
Resumen de temas relevantes que impactaron en la administración y operación del Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador durante el 2023.....	21
1. Restricción de generación en el Mercado Mayorista declarada por Energía del Pacífico, Ltda. de C.V.....	22
2. Impacto del fenómeno de “El Niño” en la generación de energía del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) en el 2023.....	25
3. Disposiciones transitorias aprobadas por medio de los Acuerdos SIGET N.° 152-E-2023 y N.° 201-E-2023.....	31
4. Evento de restricción de generación en el Mercado Mayorista de Electricidad declarada por Aster Power.	32
5. Impacto de los eventos climatológicos en la generación de energía del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) en el 2023.....	34
6. Impacto del eclipse solar en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME)	37
7. Disposiciones transitorias aprobadas por medio de los Acuerdos SIGET N.° 152-E-2023, 201-E-2023, 257-E-2023, 325-E-2023 y 339-E-2023.....	40
8. Eventos de vertimiento de generación base registrados en el Mercado Mayorista de Electricidad durante el año 2023	41
Monitoreo de la operación	43

Introducción

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

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

Anexo a este informe se encuentra información estadística y de precios, correspondientes al 2023.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista (MM)
ENERO			
Acuerdo SIGET N.° 006-E-2023	9/1/23, recibido el 11/1/23	<p>La SIGET instruye a la UT para que: Incluya en la liquidación de transacciones económicas de diciembre 2022 los resultados netos de los ajustes monetarios debido al Cargo por Capacidad provisional 2022 por el valor definitivo de \$8.15/kW-mes en la valoración de transacciones en el MRS de cada PM.</p> <p>Que el monto de ajuste de cada distribuidora, debido a la revalorización de las transacciones de capacidad firme en el MRS de los meses de enero a septiembre de 2022, sea especificado en el ICT del periodo de octubre a diciembre de 2022, que se utilizará para el ajuste del precio de la energía a traslada a tarifas del enero de 2023.</p> <p>Que las transacciones de capacidad firme provisoria en el MRS de octubre y noviembre de 2022 de las distribuidoras que se reporten en el ICT de octubre a diciembre de 2022 sean valoradas al Cargo por Capacidad definitivo del 2022.</p> <p>Efectuar los ajustes necesarios en el DPr de octubre y noviembre de 2022.</p>	<p>El ajuste del Cargo por Capacidad impacta en los procesos de conciliación y liquidación de las transacciones económicas del Mercado Mayorista, ya que se deberán valorizar las transacciones en el MRS realizadas en el 2022 a un Cargo de \$8.15/MWh; esto debido a que en el 2022 las transacciones económicas relacionadas con la capacidad firme se valorizaron con un Cargo por Capacidad provisional.</p>

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista (MM)
Acuerdo SIGET N.° 018-E-2023	12/1/23, recibido el 16/1/23	Se aprueba el Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista (COSTAMM) vigente para el 2023.	Se aprueba el COSTAMM por un valor de \$1.090933/MWh para el 2023, el cual es cobrado a la demanda de energía del Mercado Mayorista.
Nota SV.SIGET.3.GET/2023-01-013	25/1/23, recibida el 31/1/23	Se indica la forma de aplicar “Los lineamientos para el reembolso del mecanismo de Cargo Diferido establecido en el Decreto Ejecutivo N.° 43, con base a los resultados de la indexación tarifaria del Precio de la Energía del trimestre octubre a diciembre de 2022”, ante la disminución promedio para todas las distribuidoras del 5.34 % en el ajuste de precio de la energía a trasladar a tarifa.	Se identifica un impacto en los procesos de liquidación y facturación del Mercado Mayorista, ya que las empresas distribuidoras deberán saldar los montos resultantes de la aplicación del Decreto Legislativo N.° 43 en las liquidaciones de enero, febrero y marzo de 2023, a través de cuotas mensuales de igual valor.

FEBRERO

Acuerdo SIGET N.° 033-E-2023	31/1/23, recibido el 1/2/23	Se aprueba el Cargo por Uso del Sistema de Transmisión (CUST) por un valor de \$8.532984/MWh; con carácter transitorio y estará vigente desde el 1/2/23 hasta el 28/2/23.	Se aprueba el valor del CUST de forma transitoria para el período del 1 de febrero al 28 de febrero de 2023. Éste es un cargo del sistema cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista de Electricidad.
Resolución N.° CRIE-01-2023	26/1/23, publicada el 1/2/23	Se establece para el cálculo de la Compensación Mensual del Mercado Eléctrico Regional (MER) derivado de la Cuenta General de Compensación, el Porcentaje de Compensación Semestral (PC) en ochenta y tres por ciento (83 %), el cual se mantendrá vigente hasta que sea modificado mediante resolución por la CRIE.	Se identifica un impacto directo para el Mercado Mayorista, debido a que la Compensación Mensual 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 (MM)
Resolución N.° CRIE-02-2023	26/1/23, publicada el 6/2/23	Se establece la tasa de descuento regional para el año 2023, en un valor de 12.99 %, de conformidad con lo establecido en el Anexo J del Libro III del RMER, valor que se mantendrá hasta que sea modificado mediante resolución CRIE.	Se identifica un impacto en el Mercado Mayorista, ya que la Tasa de Descuento Regional es utilizada para las actividades de planeamiento que realiza el EOR, específicamente para verificar la factibilidad económica de las inversiones, lo que impacta 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.
Nota SV.SIGET.3.GET/2023-02-014	1/2/23, recibida el 6/2/23	Se informa a la UT que el mecanismo de incentivos a las exportaciones, deberán aplicarse hasta el 31 de enero de 2023.	La SIGET informa que el mecanismo de incentivos a las exportaciones incorporado de forma transitoria en el ROBCP por Acuerdo SIGET N.° 443-E-2021, alcanzó el objetivo de mitigar el vertimiento de generación base con un bajo nivel de cumplimiento, por lo que confirma que dichas disposiciones tendrán vigencia hasta el 31 de enero de 2023.
Nota SV.SIGET.3.GET/2023-02-015	2/2/23, recibida el 2/2/23	Se informa a la UT sobre la aprobación del CUST por un valor de \$8.532984/MWh; el cual tendrá carácter transitorio y deberá ser aplicado en la liquidación económica correspondiente a enero de 2023.	Se aprueba un valor transitorio del CUST para enero de 2023. Éste 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 (MM)
Acuerdo SIGET N.° 039-E-2023	2/2/23, recibido el 9/2/23	Se aprueba la fórmula de indexación del cargo por capacidad para el quinquenio 2022-2026 ambos inclusive.	El cargo por capacidad es utilizado para la valoración de las transacciones de capacidad firme del Mercado Mayorista de Electricidad (MME), cuya fórmula aprobada impacta directamente en los procesos de conciliación y liquidación de transacciones en el Mercado Mayorista, ya que actualiza el valor del cargo por capacidad. Este cargo es pagado por la demanda en concepto de potencia, e impacta en la remuneración por potencia del MME.
Acuerdo SIGET N.° 044-E-2023	10/2/23, recibido el 15/2/23	Se ajusta el Cargo por Capacidad del Mercado Mayorista a \$8.35/kW-mes, dicho valor también deberá ser utilizado para fijar el Precio Base de la Potencia de los contratos de largo plazo mediante procesos de libre ocurrencia que se lleven a cabo durante el año 2023, con vigencia para el período comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023, ambas fechas inclusive.	Se indexa el cargo por capacidad para 2023, el cual es utilizado para la valoración de las transacciones de capacidad firme en el Mercado Mayorista.
Sesión de Junta Directiva UT N.° 617	28/2/23	Junta Directiva aprueba la solicitud de inscripción de la sociedad ENERLAT, S.A. DE C.V., para ser inscritos en la categoría de Comercializador.	Se inscribe un nuevo Participante del Mercado que operará en el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador, en su carácter de Comercializador.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista (MM)
MARZO			
Acuerdo SIGET N.° 072-E-2023	3/03/23, recibida el 6/3/23	Se aprueba el Cargo por Uso del Sistema de Transmisión (CUST) por un valor de \$8.532984/MWh; valor con carácter transitorio y estará vigente durante el mes de marzo de 2023 o hasta finalizar el proceso administrativo correspondiente, lo que ocurra primero.	Se aprueba un valor del CUST transitorio para marzo de 2023 o hasta finalizar el proceso administrativo para establecer el CUST definitivo del 2023. Éste es un cargo del sistema cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista de Electricidad.
Resolución N.° CRIE-06-2023	2/3/23, publicada el 9/3/23	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL), para conectar a la RTR de El Salvador, los proyectos de transmisión eléctrica denominados: “NUEVA SUBESTACIÓN APOPA 115/23 kV” y “NUEVA SUBESTACIÓN EL VOLCÁN 115/23 kV”.	Se identifica un impacto directo al Mercado Mayorista debido a que la aprobación de la solicitud de conexión a la RTR de los proyectos de transmisión eléctrica relacionados con las dos nuevas subestaciones Apopa y El Volcán, mejorarán la confiabilidad del SER y del Sistema Eléctrico de Potencia de El Salvador.
Sesión de Junta Directiva UT N.° 619	28/3/23	Junta Directiva aprueba la solicitud de inscripción de la sociedad Economía y Gestión de la Energía, S.A. DE C.V. (EGE, S.A. DE C.V.), para ser inscritos en la categoría de Comercializador.	Se inscribe un nuevo Participante del Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador, en su carácter de Comercializador.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista (MM)
Resolución N.° CRIE-08-2023	27/3/23, publicada el 29/3/23	Se aprueba la modificación al RMER para atender modificaciones urgentes identificadas durante la consulta pública 02-2022, y se establece que las modificaciones transitorias aprobadas mediante la Resolución CRIE-31-2022, perderán vigencia a partir de la publicación de esta resolución.	Se aprueban modificaciones al RMER de carácter permanente relacionadas con el Sistema de planificación de la generación y de la transmisión regional. Los cambios en las definiciones y numerales del RMER tienen como fin lograr la efectiva aplicación de la resolución CRIE-30-2022.
Resolución N.° CRIE-09-2023	27/3/23, publicada el 29/3/23	Se aprueban las "Modificaciones al RMER referentes a la administración y operación en la programación de mantenimientos en la RTR".	Las modificaciones aprobadas al RMER, deben ser consideradas para la coordinación de los mantenimientos a la RTR.
ABRIL			
Acuerdo SIGET N.° 115-E-2023	30/3/23, recibido el 3/4/23	Se aprueba el Cargo por el Uso del Sistema de Transmisión, aplicable en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023, por el valor de \$8.962235/MWh.	El Cargo por el Uso del Sistema de Transmisión forma parte de los CSIS, por lo que es cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista de Electricidad.
MAYO			
Sesión de Junta Directiva UT N.° 621	2/5/23	Junta Directiva aprueba la solicitud de inscripción de la sociedad TRADENERGY, 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.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista (MM)
Acuerdo SIGET N.º 152-E-2023	9/5/23, recibido el 12/5/23	Se aprueban disposiciones transitorias al Reglamento de Operación del sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP), con la finalidad de que las exportaciones no afecten el precio de la energía que paga el usuario final ante el contexto actual en el que El Salvador se ha convertido en el máximo exportador de energía eléctrica en la región y de realizar una previsión de un escenario hidrológico seco durante el año 2023. Estas disposiciones serán aplicables durante tres meses debiendo aplicarse en las liquidaciones de las transacciones de los meses de abril, mayo y junio de 2023 pudiendo ser prorrogadas si se considera pertinente.	Se modifican transitoriamente, por un período de 3 meses (del 9/5/2023 al 9/8/2023), los siguientes numerales del ROBCP: definición de Costo Marginal de Operación, Glosario, Capítulo 1; 11.4.1, 11.6.4, 11.6.7, 11.6.8.3, 11.6.8.5 del capítulo 11; 9.2 del Anexo 4; 3.1.1, 3.1.4, 3.1.6, 3.1.15, 3.2.2.9, del Anexo 9. Y, se deja sin aplicación por el mismo plazo el numeral 11.6.8.4 del Capítulo 11. Además, se instruye a la UT a realizar lo siguiente: Cuando el embalse de Cerrón Grande se encuentre por debajo de la cota 233.00 m.s.n.m., la UT debe solicitará al EOR la actualización de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) para los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador, hasta un valor igual al total de los contratos firmes de inyección regional vigentes a la fecha, con respaldo de energía de EL Salvador. Y cuando el embalse de Cerrón Grande se encuentre por encima de la cota 233.00 m.s.n.m., la UT debe solicitará al EOR la actualización de las MCTP para los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador, dejando sin efecto la restricción relacionada anteriormente.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista (MM)
			Adicional a lo anterior, la UT deberá monitorear la aplicación de estas disposiciones transitorias y comunicar si se identifica necesario la necesidad de adecuaciones a las mismas.
N/A	16/5/23	Inicia operación comercial la sociedad WORLD RESOURCES CORP, S.A. de C.V.	El 16 de mayo de 2023, el PM realizó su primera transacción en el Mercado Mayorista de Electricidad en la categoría de comercializador.
Sesión de Junta Directiva UT N.º 623	30/5/23	Junta Directiva aprueba la solicitud de inscripción de la sociedad MERCADO DIGITAL ASSET MANAGEMENT, 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.
JUNIO			
Resolución N.º CRIE-13-2023	13/6/23, publicada el 16/6/23	Se aprueba “Modificación al RMER relativa al reemplazo de la tasa de referencia para el cálculo del interés por mora de las obligaciones de cobro o pago emitidas por el EOR”. Resultado del proceso de consulta pública 02-2023.	Se identifica un impacto en el Mercado Mayorista ya que se reemplaza la tasa de referencia para la aplicación de los intereses moratorios de los PMs que efectúen pagos tardíos de la facturación de las transacciones económicas del MER asociadas.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista (MM)
Acuerdo SIGET N.° 201-E-2023	19/6/23, recibido el 20/6/23	Se ajustan instrucciones emitidas en el Acuerdo SIGET N.° 152-E-2023 referentes a su interacción con el MER y a los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador.	Se modifica el literal b) de la parte resolutive del Acuerdo N.° 152-E-2023, de manera que, ante las condiciones del mercado y la influencia del fenómeno de “El Niño” en la región Centroamericana, se tomen las medidas necesarias para atenuar los efectos que puedan tenerse y se procure el abastecimiento de la demanda nacional de energía.
SV.SIGET.3.GET/2023-06-095	22/6/23, recibida el 27/6/23	Se informa a la UT sobre el nuevo formato que deberá utilizar para el informe de los inventarios de combustible que los generados térmicos entregan los lunes de cada semana y que la UT pone a disposición de la SIGET. Es nuevo formato de referencia para el reporte consolidado de los inventarios de los combustibles, así como la entrega de información por parte de los generadores térmicos necesaria para su elaboración, tendrá efecto a partir del 3 de julio de 2023 y durante el periodo por el cual se determine necesaria su utilización.	En seguimiento a lo aprobado por medio de Acuerdo N.° 201-E-2023, y en cumplimiento al numeral 8.2 del Anexo 4, se solicita a los generadores térmicos que brinden información más amplia y detallada referente a sus inventarios de combustible. En consistencia con lo anterior, se modifica el reporte que la UT pone a disposición de la SIGET y que consolida la información de los inventarios de combustibles que los generadores térmicos entregan los lunes de cada semana a la UT.
Resolución N.° CRIE-15-2023	29/6/23, publicada el 30/6/23	Se resuelve, entre otras cosas, APROBAR transitoriamente modificaciones referentes al Anexo M del Libro III del RMER denominado: “METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR”, por un plazo máximo de seis meses a partir de su entrada en vigencia.	Se identifica un impacto en el Mercado Mayorista debido a la modificación del Anexo M del Libro III del RMER con relación a la actualización de la metodología de cálculo de las curvas de demanda para determinar el excedente del consumidor.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista (MM)
JULIO			
Resolución N.º CRIE-17-2023	30/6/23, publicada el 5/7/23	Se resuelve, entre otras cosas, aprobar la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la entidad Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL), para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de El Salvador, los proyectos de transmisión eléctrica denominados: “Subestación Chalatenango”, “Subestación San Martín, instalación de un transformador de 75 MVA y de 3 Bancos de Capacitores” e “Instalación de 2 Bancos de Capacitores en la Subestación San Matías”.	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 de El Salvador aumentará la confiabilidad, seguridad y capacidad de transferencia de potencia en el SER.
Resolución N.º CRIE-23-2023	27/7/23, publicada el 31/7/23	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 setenta y ocho por ciento (78 %), el cual se mantendrá vigente hasta que sea modificado mediante resolución por esta Comisión.	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.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista (MM)
Acuerdo SIGET N.° 257-E-2023	28/7/23	Se prorrogan por un periodo de tres meses las disposiciones transitorias aprobadas mediante el Acuerdo N.° 152-E-2023.	<p>La ampliación del plazo de las disposiciones transitorias al ROBCP aprobadas por medio del Acuerdo SIGET N.° 152-E-2023 impacta al Mercado Mayorista, ya que se modifica el cálculo del Costo Marginal de Operación (CMO), siendo este asociado al costo de suplir, únicamente, la demanda nacional y separando el costo de la generación para exportación en cualquier período de mercado.</p> <p>Adicionalmente se amplía el plazo de aplicación a las instrucciones giradas a la Unidad de Transacciones relacionadas a las gestiones con el EOR sobre las restricciones a las MCTP de exportación de El Salvador, dependiendo del nivel de la cota de Cerrón Grande.</p>

AGOSTO

Acuerdo SIGET N.° 278-E-2023	21/8/23, recibida el 23/8/23	Se aprueban lineamientos para la aplicación de lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo N.° 30 del 14 de julio de 2023, publicado en el Diario Oficial N.° 131 del 14 de julio de 2023.	Se identifica que los lineamientos para la aplicación del Decreto Ejecutivo N.° 30, impactan en los procesos de facturación y liquidación del Mercado Mayorista en las liquidaciones correspondientes a julio, agosto y septiembre de 2023, ya que, en éstas la UT aplicará los descuentos establecidos en el referido Decreto Ejecutivo conforme a lo aprobado en el Acuerdo SIGET N.° 278-E-2023.
------------------------------	------------------------------	---	---

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista (MM)
SV.SIGET.3.GET/2023-08-118	24/8/23, recibida el 25/8/23	Se remiten los valores por distribuidora del 50 % del Monto Monetario asociado al Diferimiento a asignar a las transacciones en el MRS y que se deberán distribuir entre cada uno de los PM generadores que realizaron ventas en el MRS durante el trimestre del 1 de abril al 30 de junio de 2023; exceptuando las empresas en las que es Estado tenga una participación mayoritaria y control directo; en consistencia con lo establecido en el Decreto Ejecutivo N.° 30 publicado en el Diario Oficial N.° 131, Tomo 440, de fecha 14 de julio de 2023.	Se identifica un impacto en el proceso de liquidación y facturación del Mercado Mayorista que efectúa la UT, para los meses de julio, agosto y septiembre de 2023, debido al Monto Monetario asociado al Diferimiento a asignar a las transacciones MRS según los lineamientos aprobados por medio de Acuerdo SIGET N.° 278-E-2023.
Resolución N.° CRIE-26-2023	31/8/23, publicada el 5/9/23	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 2023, en ese sentido, el IAR aprobado mediante la resolución CRIE-28-2022 pasa de un monto de USD 63,487,670 a un monto de USD 63,696,802.	El ajuste aprobado para el IAR, impacta al Mercado Mayorista debido a que se recolecta a partir de los cobros a la demanda nacional.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista (MM)
Resolución N.° CRIE-27-2023	31/8/23, publicada el 4/9/23	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la entidad Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Nicaragua, los proyectos de transmisión eléctrica denominados: “Línea de transmisión 230 kV San Benito - Terrabona”, “Ampliación Subestación San Benito”, “Ampliación Subestación Terrabona”, “Subestación Central en 138 kV” y “Subestación Sébaco II en 138 kV”.	Se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de transmisión eléctrica a la RTR de Nicaragua, aumentará la confiabilidad y capacidad de transferencia de potencia en el SER.
Resolución N.° CRIE-28-2023	31/8/23, publicada el 4/9/23	Se aprueba por un período de seis meses, la solicitud de autorización temporal presentada por la entidad Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Honduras, el proyecto de transmisión eléctrica denominado: “Tercer Transformador en la Subestación Progreso”.	Se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista debido a que la autorización temporal de esta solicitud de conexión del proyecto de transmisión eléctrica a la RTR de Honduras, aumentará la confiabilidad y capacidad de transferencia de potencia en el SER.

SEPTIEMBRE

Sesión de Junta Directiva UT N.° 630	12/9/23	Junta Directiva aprueba la solicitud de inscripción de la sociedad BORAX ENERGY EL SALVADOR, S.A. DE C.V., para ser inscritos en la categoría de Comercializador.	Se inscribe un nuevo Participante del Mercado que operará en el Mercado Mayorista de electricidad de El Salvador, en su carácter de Comercializador.
--------------------------------------	---------	---	--

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista (MM)
Acuerdo SIGET N.° 325-E-2023	20/9/23	Se ajustan las instrucciones emitidas a la UT en el literal b) de la parte resolutive del Acuerdo N.° 152-E-2023 y adecuadas en el Acuerdo N.° 201-E-2023, referentes a su interacción con el MER.	Se identifica un impacto para el Mercado Mayorista debido a que, con base en el Acuerdo SIGET N.° 152-E-2023 y su adecuación en el Acuerdo SIGET N.° 201-E-2023, se ajusta el valor de la cota de Cerrón Grande a 242 m.s.n.m. a partir de la cual la UT iniciará las gestiones para solicitar al Ente Operador Regional, la actualización de las MCTP para definir los valores de máxima exportación al MER.
N/A	23/9/23	Inicia operación comercial la sociedad TRADEENERGY, S.A. de C.V.	El 23 de septiembre de 2023, el PM realizó su primera transacción en el Mercado Mayorista de Electricidad en la categoría de comercializador.

OCTUBRE

N/A	1/10/23	Inicio de operación comercial de la Central Hidroeléctrica 3 de Febrero, con 2 unidades de 33 MW cada una.	Aumenta la disponibilidad de recursos de generación en el Mercado Mayorista de Electricidad.
Resolución N.° CRIE-32-2023	25/9/23, publicada el 4/10/23	Se aprueba la modificación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) de normas relacionadas a las sanciones aplicables en el Mercado Eléctrico Regional (MER), derivadas del procedimiento para la aplicación del régimen sancionatorio de la CRIE, según el detalle del Anexo I de la resolución CRIE-32-2023.	Se identifica un impacto directo sobre la normativa que rige los tipos de sanciones que se impondrán en el Mercado Eléctrico Regional a ante incumplimientos al RMER.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista (MM)
Resolución N.° CRIE-33-2023	28/9/23, publicada el 3/10/23	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la Entidad Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R. L. (COOPELESCA R.L.), para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Costa Rica, el proyecto de transmisión eléctrica denominado: "Subestación Florencia 69 kV" de 50 MVA de capacidad.	Se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de transmisión eléctrica a la RTR de Costa Rica aumentará la confiabilidad y capacidad de transferencia de potencia en el SER.
Acuerdo SIGET N.° 339-E-2023	3/10/2023, recibido el 10/10/23	Se prorrogan por un periodo de tres meses adicionales las disposiciones transitorias aprobadas por medio del Acuerdo N.° 152-E-2023.	Se identifica un impacto en el Mercado Mayorista, ya que se prorrogan las modificaciones transitorias al ROBCP en cuanto a la forma de determinar el Costo Marginal de Operación (CMO) asociándolo al costo de suplir únicamente la demanda nacional, y separando el costo de la generación para exportación en cualquier período de mercado, lo cual es aplicable en la liquidación de las transacciones económicas de octubre, noviembre y diciembre de 2023. Asimismo, se amplía el plazo de vigencia para que la Unidad de Transacciones realice las gestiones correspondientes con el EOR sobre las restricciones a las MCTP para exportación de El Salvador, cuando la cota de Cerrón Grande esté por debajo de 242 m.s.n.m., lo cual estará vigente

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista (MM)
------------	---------------	-------------	--

del 11 de noviembre de 2023 al 11 de febrero de 2024.

NOVIEMBRE

Resolución N.º CRIE-36-2023	26/10/23, publicada el 2/11/23	Se resuelve, entre otros, aprobar la “Modificación normativa referente a los numerales 0.3.2.1 y 0.3.6 del Anexo “O” del Libro III del RMER denominado: “METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LOS COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO, APLICABLE A LA LÍNEA SIEPAC, PROPIEDAD DE EPR” según el detalle del Anexo I de la resolución.	Se identifica un impacto directo al Mercado Mayorista, ya que la modificación al RMER impacta el cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento aplicable a la línea SIEPAC, los cuales son trasladados a la demanda nacional.
Resolución N.º CRIE-39-2023	13/11/23, publicada el 15/11/23	Se resuelve, entre otros, aprobar la propuesta final del proyecto de Presupuesto de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) para el año 2024.	La aprobación del presupuesto de la CRIE, tiene un impacto en el cargo regional que deben pagar los agentes del MER, bajo el concepto de cargo CRIE.
Acuerdo SIGET N.º 397-E-2023	8/11/2023, recibida el 16/11/23	Se aprueban los lineamientos para la aplicación de lo dispuesto en el Decreto Legislativo N.º 873, de fecha 24/10/23 y el Acuerdo N.º 167/2023 emitido el 26/10/23 por la DGEHM.	Se identifica un impacto en el Mercado Mayorista, ya que se aprueba el procedimiento a utilizar por la UT y las distribuidoras para remitir a la SIGET la información necesaria de las transacciones de MME para el cálculo de los precios ajustados de energía para el cálculo del Ajuste Financiero (AF) y los plazos máximos para remitir dicha información. También, se aprueba la fórmula que deberán aplicar las distribuidoras para el ajuste

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista (MM)
			de las tarifas de energía que trasladan a los usuarios finales; y, se aprueban indicaciones especiales para las liquidaciones en el MRS y los pagos de los Contratos de Largo Plazo y Contratos de Naturaleza Pública.
SV.SIGET.3.GET/2023-11-161	16/11/2023, recibida el 17/11/23	Se confirman los Montos Monetarios asociados al Diferimiento a asignar a transacciones en el MRS de las distribuidoras, conforme los lineamientos del Acuerdo SIGET N.º 397-E-2023 sobre los “Lineamientos para la aplicación del Decreto Legislativo N.º 873 y el acuerdo N.º 167/2023 emitido por la DGEHM”.	Se tiene un impacto directo en las liquidaciones del Mercado Mayorista al confirmarse los montos económicos a diferir por parte de las empresas distribuidoras, en cuanto al pago de las liquidaciones en el MRS y por contratos; en cumplimiento a los lineamientos aprobados por medio del Acuerdo SIGET N.º 397-E-2023.
Resolución N.º CRIE-40-2023	23/11/23, publicada el 24/11/23	Se resuelve, entre otros, aprobar la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la entidad Generadora de Gatún, S.A., para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Panamá, el proyecto de generación térmica denominado: “Gatún” de 670 MW de capacidad instalada.	Se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista, ya que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de generación térmica a la RTR, aumentará la disponibilidad de recursos de generación de energía en el SER.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista (MM)
Resolución N.° CRIE-41-2023	24/11/23, publicada el 29/11/23	Se resuelve, entre otros, aprobar el Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR), para el año 2024.	Se identifica un impacto directo al Mercado Mayorista, ya que el IAR es obtenido a través de la demanda nacional.

DICIEMBRE

Acuerdo SIGET N.° 414-E-2023	21/11/2023, recibido el 01/12/23	Se ajusta la tasa por la actualización en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones adscrito a la SIGET, en la cantidad de USD 0.65 por cada megavatio hora generado o importado con fines comerciales, durante el año inmediato anterior a la fecha de renovación de su registro.	El ajuste de la tasa por actualización en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones adscrito a la SIGET, impacta al Mercado Mayorista, ya que es un cargo del sistema que se traslada a todos los Participantes del Mercado que retiran energía del MME.
Resolución N.° CRIE-42-2023	14/12/23, publicada el 15/12/23	Se resuelve, entre otros, aprobar el presupuesto del Ente Operador Regional (EOR) para el año 2024.	La aprobación del presupuesto del EOR, tiene un impacto directo en el MME, ya que con ello se aprueban los cargos que los agentes deben pagar al EOR como parte de la administración del MER.
Resolución N.° CRIE-45-2023	14/12/23, publicada el 20/12/23	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la entidad LaGEO, S.A. DE C.V., para conectar a la RTR de El Salvador, el proyecto de generación denominado: "Unidad Ciclo Binario 2".	Se identifica un impacto directo al Mercado Mayorista, y un impacto indirecto en el SER, ya que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de generación geotérmica a la RTR, aumentará la disponibilidad de recursos renovables de generación.

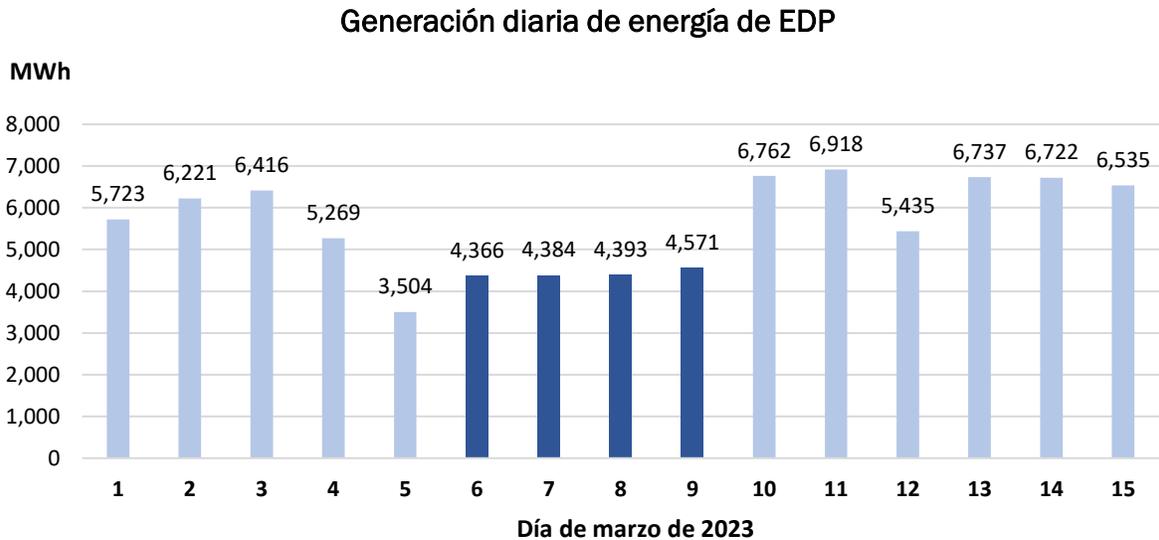
Resumen de temas relevantes que impactaron en la administración y operación del Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador durante el 2023.

1. Restricción de generación en el Mercado Mayorista declarada por Energía del Pacífico, Ltda. de C.V.

En cumplimiento del numeral 9.2 del Anexo 04 - Precios de los combustibles del ROBCP, el 3 de marzo de 2023 Energía del Pacífico, Ltda. de C.V. (EDP) informó a la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT), sobre la restricción de combustible de su planta de generación para el período del 6 al 9 de marzo de 2023 correspondiente a un 25 % de su capacidad máxima de generación, posteriormente, el 5 de marzo de 2023 dicha restricción fue actualizada subiendo el porcentaje a un 30 % para el mismo periodo informado.

Según indicó EDP, la restricción declarada se debió al incremento en el consumo de combustible ocasionado por variaciones en su despacho real por condiciones de demanda, generación renovable no convencional y transacciones regionales, con relación a la proyección de consumo realizada por el PM al momento de remitir la nominación a su proveedor de gas natural (GN).

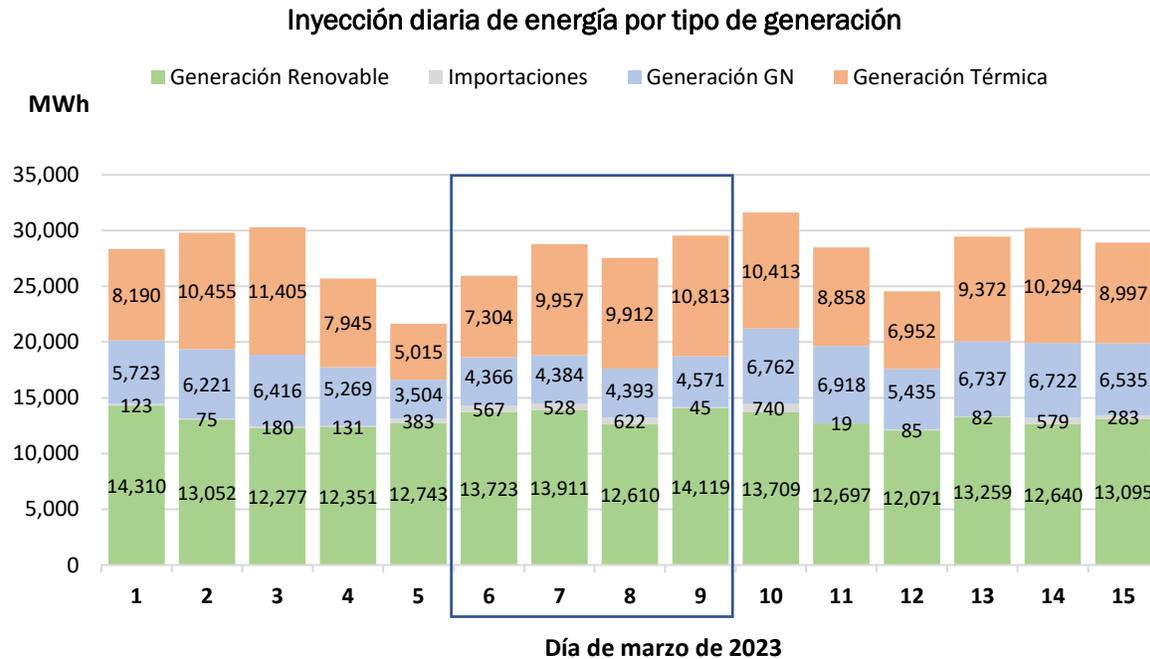
De acuerdo con los datos reales de generación de energía, el comportamiento de las inyecciones de la planta EDP, para los primeros 15 días de marzo del corriente, fue el siguiente:



Gráfica 1. Detalle de la generación diaria de energía de EDP durante los primeros 15 días de marzo de 2023.

Según la gráfica 1, el promedio de generación diaria de EDP en el período restringido, dado en días laborales, fue de 4,430 MWh, lo que representó un 28 % menos de generación respecto de la inyección promedio de energía registrada los días laborales de marzo previos a la declaración que fue de 6,120 MWh; al levantar la restricción de generación por parte de EDP, los días laborales posteriores registraron un valor de 6,690 MWh de generación promedio, lo que representa un incremento del 51 % con respecto a los días de restricción. Es importante mencionar que la capacidad de energía diaria que EDP puede inyectar al sistema generando a plena carga, es de 9,000 MWh aproximadamente.

En cuanto a la sustitución de la energía no generada por EDP en la matriz energética de El Salvador para suplir la demanda del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), esta se detalla en la siguiente gráfica:

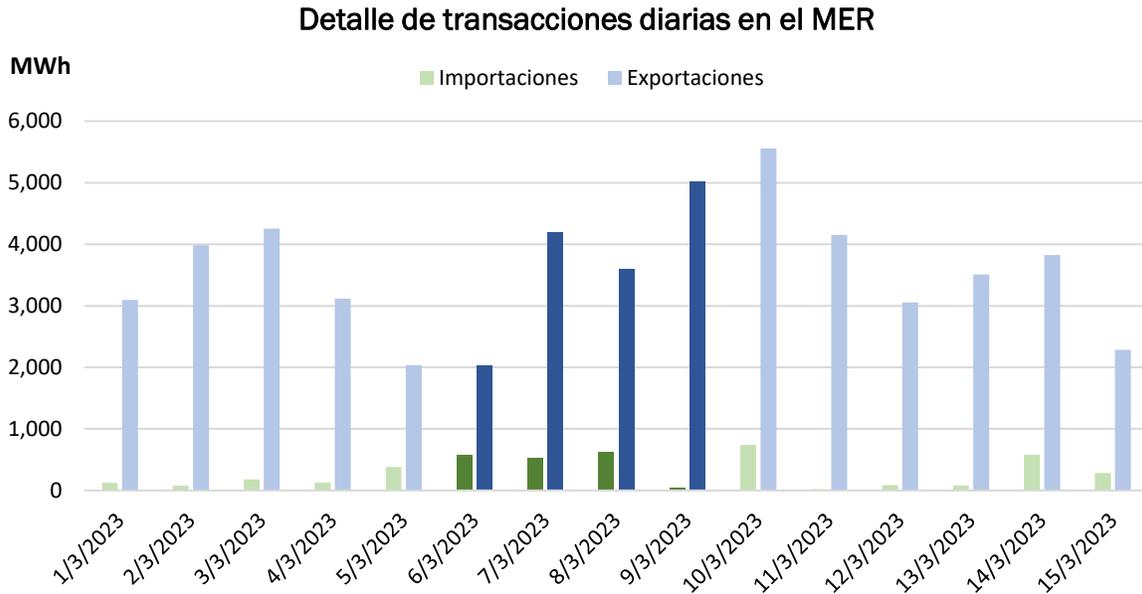


Gráfica 2. Detalle de la generación diaria por tipo de tecnología durante los primeros 15 días de marzo de 2023.

Con base en la gráfica 2, la generación térmica que utiliza búnker pasó de un promedio de 10,017 MWh en los primeros 3 días laborales de marzo y previos a la restricción de EDP, a un promedio de 9,497 MWh en los días de restricción, lo que indica una disminución de aproximadamente 5 %, por lo que el volumen de energía que EDP indispuso en el MME, fue absorbida tanto por la generación renovable como por las importaciones.

Asimismo, la generación hidroeléctrica incrementó sus inyecciones en un 7 % para el período de restricción, lo cual permitió amortiguar el impacto de la restricción de generación de EDP cuyo costo variable es más bajo con respecto al resto de los recursos térmicos.

Al analizar las transacciones regionales durante la primera quincena de marzo de 2023 y ver el comportamiento de éstas en los días en que EDP declaró su restricción de generación, se tiene lo siguiente:

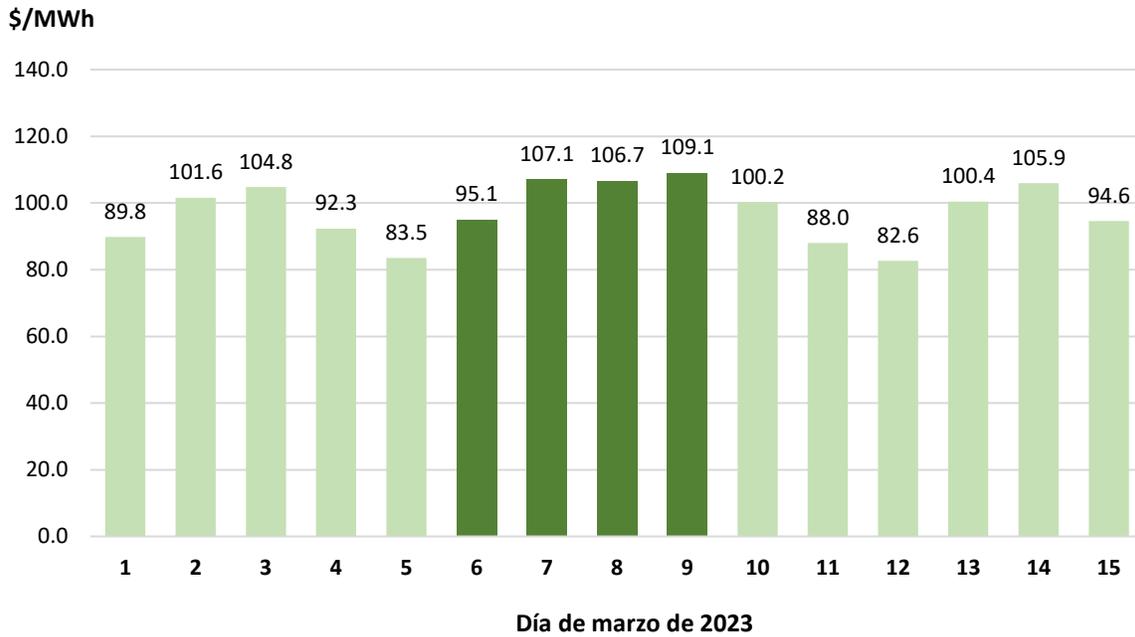


Gráfica 3. Detalle de transacciones regionales correspondientes al mes de marzo de 2023.

Conforme a los valores de transacciones regionales presentados en la gráfica 3, durante los primeros 3 días laborales de marzo, el promedio de transacciones diarias de importación fue de 130 MWh y de exportación fue de 3,780 MWh; comparando estos datos promedios con los días en los que EDP declaró la restricción de generación (días laborales del 6 al 9 de marzo), el volumen de importaciones fue de 440 MWh, es decir, incrementaron un 249 %, mientras que el volumen de exportaciones fue de 3,710 MWh, que representan una disminución del 2 %, lo que indica que para los días en que la generación nacional se vio restringida por la declaratoria de EDP, las exportaciones redujeron ligeramente su volumen; para los días laborales posteriores a la restricción de EDP, los volúmenes de importación disminuyeron un 4 % y los de exportación aumentaron un 2 %.

En cuanto a los precios de la energía, el Costo Marginal de Operación (CMO) promedio diario en el período del 1 al 15 de marzo de 2023, se presenta en la siguiente gráfica:

Costo Marginal de Operación



Gráfica 4. Detalle del precio de la energía durante los primeros 15 días de marzo de 2023.

Según los datos de la gráfica 4, el CMO promedio en los días laborales previos a la restricción de generación de EDP fue de \$98.7/MWh, y para los días de restricción el CMO promedio subió a \$104.5/MWh, lo que indica un incremento del 6 %. Los días laborales posteriores a dicha restricción, el CMO promedio fue de \$100.3/MWh, que representa una reducción del 4 % en comparación con el CMO del 6 al 9 de marzo de 2023.

Ante lo expuesto, se concluye que la restricción de generación de EDP a un 70 % de disponibilidad durante 4 días del mes de marzo, si bien tuvo impacto en el mercado este fue mitigado por el incremento de las importaciones, y la generación hidroeléctrica.

2. Impacto del fenómeno de “El Niño” en la generación de energía del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) en el 2023.

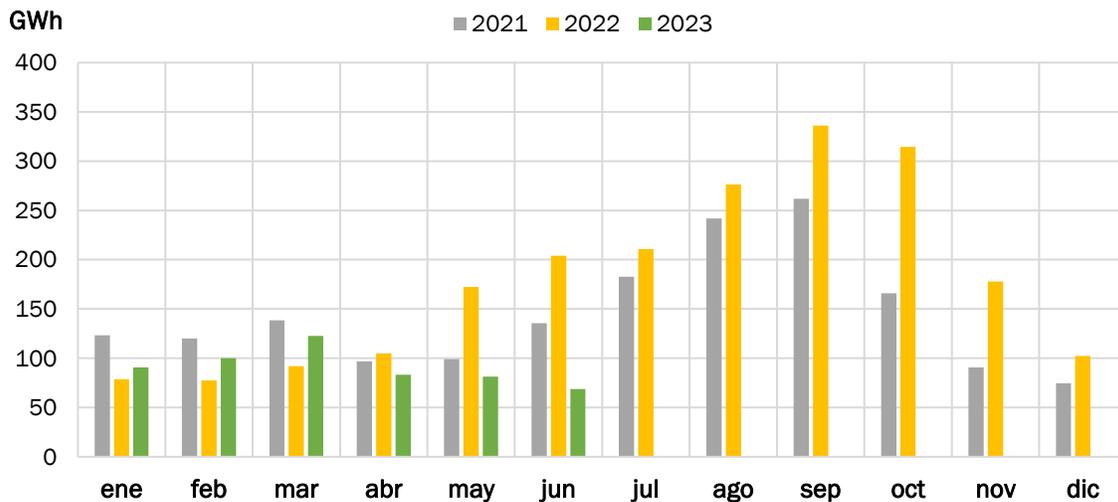
“El Niño” es un fenómeno natural originado en el océano Pacífico tropical que se caracteriza por un incremento en la temperatura del océano pacífico en zonas específicas, lo cual genera cambios en el clima a nivel mundial, ya que da a lugar a sistemas de baja presión en la atmósfera que provoca lluvias en ciertas partes del mundo y sequías en otras, como es el caso de la región Centroamericana, que está viviendo una época lluviosa con menos precipitaciones de la normal, lo que deriva en consecuencias negativas para los sectores productivos, entre los cuales se encuentra la energía eléctrica.

En El Salvador, la generación de energía hidroeléctrica tiene una alta participación en la matriz energética nacional, por lo que, una época lluviosa con períodos largos de sequía impide que los embalses suban sus niveles y la disponibilidad de este tipo de generación disminuye

considerablemente, haciéndose necesario un incremento en la participación de fuentes de generación que utilizan combustibles fósiles con costos variables más altos, impactando en los precios de la energía para los usuarios finales.

En este sentido, a continuación, se presentan las inyecciones de generación hidroeléctrica al Mercado Mayorista de Electricidad (MME) de los últimos 3 años, considerando un 2023 con la influencia del fenómeno de “El Niño”:

Inyecciones de generación hidroeléctrica al MME



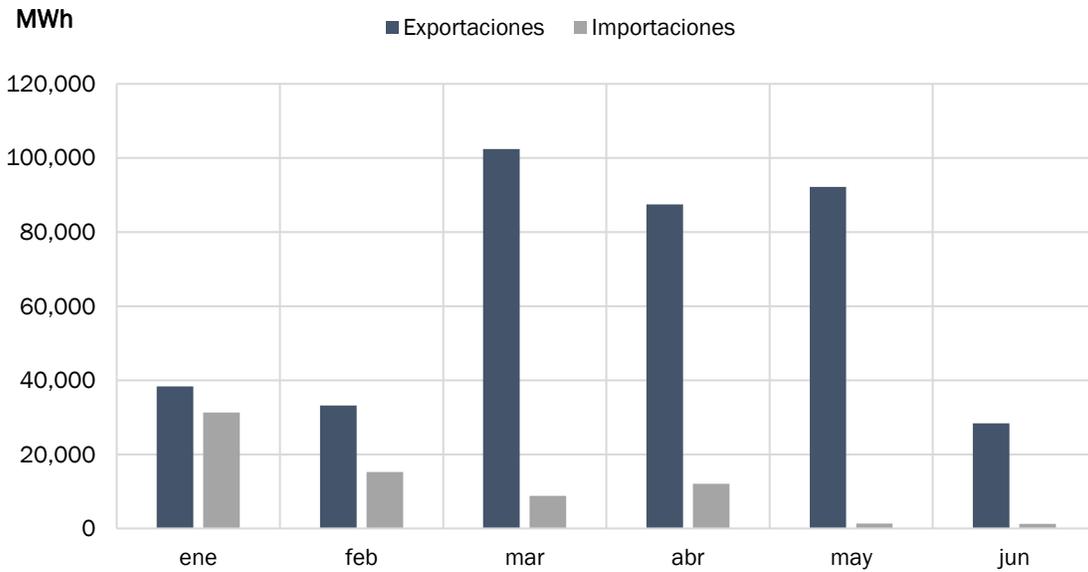
Gráfica 5. Inyecciones de generación hidroeléctrica al Mercado Mayorista de Electricidad (MME).

De acuerdo con la gráfica 5, en los registros de generación hidroeléctrica de los meses correspondientes a la época lluviosa del 2023 (mayo y junio) se ha tenido una reducción de las inyecciones debido a la entrada tardía de la época lluviosa y altas probabilidades de sequías prolongadas, lo que ha obligado a administrar el recurso hídrico de forma tal que los niveles de los embalses al final de la época lluviosa logren cubrir el requerimiento de generación hidroeléctrica en la época seca del próximo año.

La influencia del fenómeno del niño también ha llevado a que países como Panamá restringieran sus transacciones de exportación de energía ante las previsiones de poca lluvia y las afectaciones en la matriz energética. En Costa Rica, por su alta dependencia de la generación hidroeléctrica, las importaciones desde la región crecieron para lograr suplir la demanda nacional y poder administrar el recurso hídrico; y, en el caso de Honduras, se tienen racionamientos de la demanda por una crisis energética derivada, en parte, por la reducción en la generación hidroeléctrica y otros factores relacionados con el parque generador.

Ante esta situación en la región, El Salvador se ha convertido en un exportador neto de energía en la región, tal como se muestra a continuación:

Transacciones Regionales

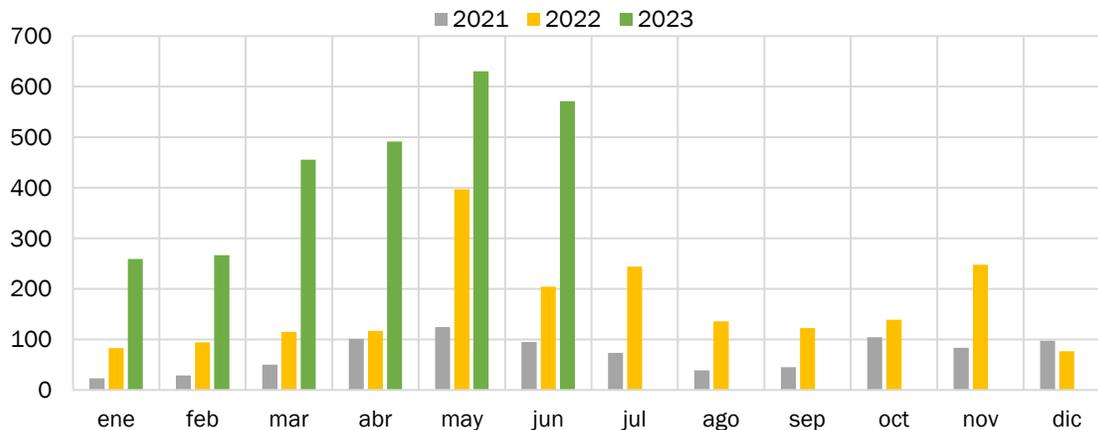


Gráfica 6. Inyecciones de generación térmica al Mercado Mayorista de Electricidad (MME).

De acuerdo con la gráfica 6, las exportaciones crecieron considerablemente frente a las importaciones, en los meses de marzo, abril y mayo de 2023, meses en los cuales la demanda de energía a nivel regional derivó en un incremento de las transacciones de exportación en El Salvador, haciéndose necesario el incremento de generación de todos los recursos disponibles en el parque generador del país.

Considerando la disminución en la generación hidroeléctrica y el comportamiento del Mercado Eléctrico Regional (MER), se ha tenido un incremento de la generación térmica, tal como se muestra en la siguiente gráfica:

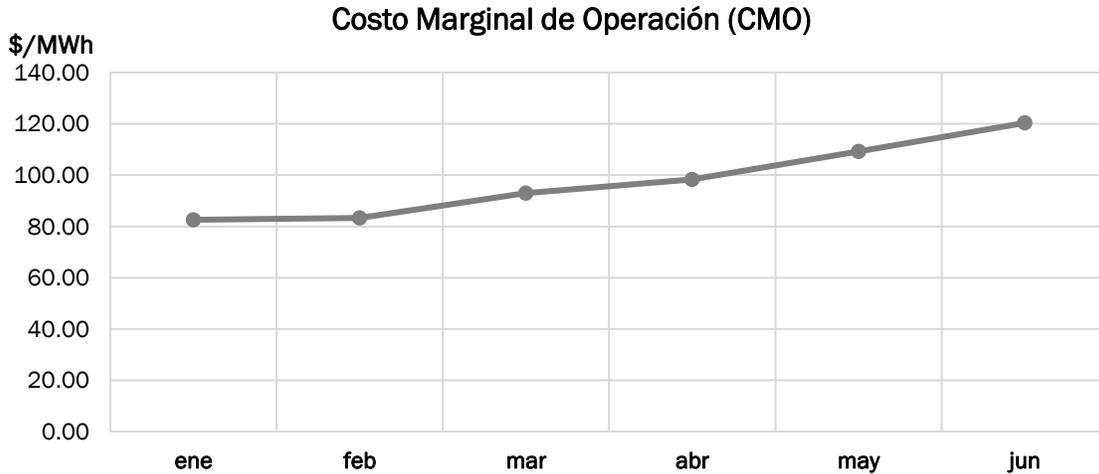
Inyecciones de generación térmica al MME



Gráfica 7. Inyecciones de generación térmica al Mercado Mayorista de Electricidad (MME).

Como se observa en la gráfica 7, los meses de mayo y junio han registrado las inyecciones de energía térmica más altas de lo que va del 2023, respecto de las inyecciones registradas en años anteriores; esto también a consecuencia del impacto del fenómeno de “El Niño” en la región. Del total de las inyecciones de generación térmica registradas, para el 2022, se tuvo una participación promedio del Gas Natural de un 33 % (con la entrada de EDP en el mes de mayo de 2022; mientras que, para el 2023, se tiene un promedio del 38 %.

Ante esta situación, por la previsión de una época lluviosa debajo de los niveles normales de precipitación -con afectación en la disponibilidad de generación hidroeléctrica- y el posible incremento del precio de la energía a trasladar a los usuarios, la Junta de Directores de la SIGET el 9 de mayo de 2023 aprobó el Acuerdo N.º 152-E-2023 con cambios referentes al cálculo del Costo Marginal de Operación (CMO); considerando un sobrecosto a la Exportación, y la aplicación de restricciones a las exportaciones ante ciertas condicionantes relacionadas con la generación hidroeléctrica y el nivel del embalse de Cerrón Grande, así como posibles afectaciones al abastecimiento de la demanda nacional. Posterior a la aprobación de este acuerdo, la SIGET aprobó también, el 19 de junio de 2023, el Acuerdo N 201-E-2023, en el que se actualizó la condicionante del nivel del embalse de Cerrón Grande para la limitación de las transacciones regionales de exportación, adicionando la variante de posibles restricciones de generación por falta de combustible para las unidades generadoras térmicas, lo cual busca reducir el riesgo de una potencial crisis energética a nivel nacional y el incremento de los precios de la energía. Lo anterior, puede analizarse mediante la gráfica que se muestra a continuación:

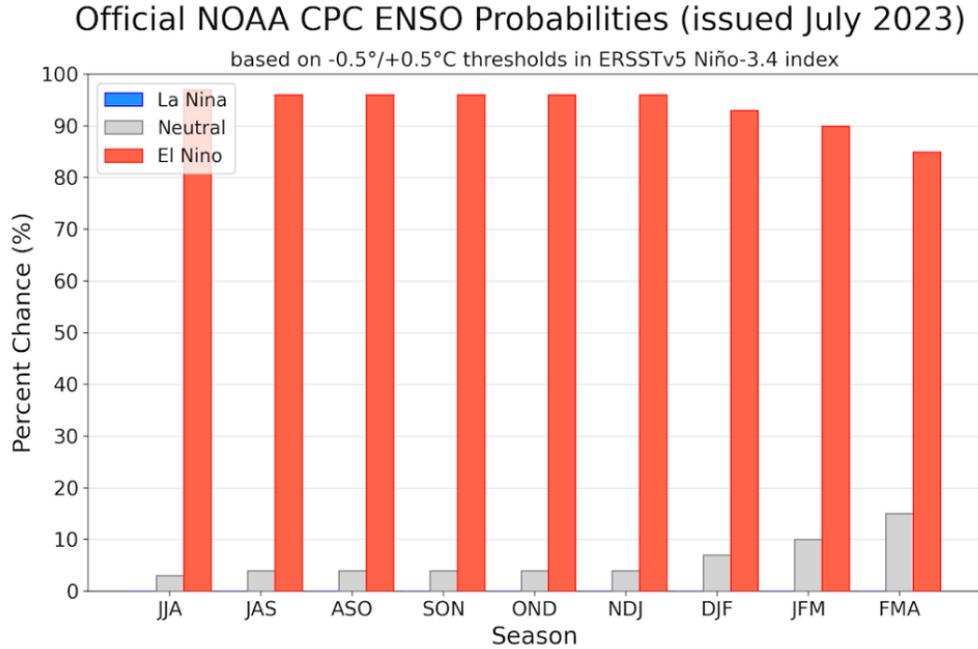


Gráfica 8. Costo Marginal de Operación (CMO) en el 2023.

De acuerdo con la gráfica 8, el Costo Marginal de Operación (CMO) promedio ha ido incrementando desde marzo de 2023, mes en el cual incrementaron las transacciones regionales de exportación y la reducción de las importaciones de energía.

Asimismo, para analizar la situación actual del recurso hídrico, es importante analizar el desarrollo del fenómeno de “El Niño”, ya que la época lluviosa comenzó durante el mes de mayo de 2023 con precipitaciones que se encontraban dentro del rango normal de la transición verano-invierno, pero con una tendencia de déficit de precipitaciones para el resto de la época

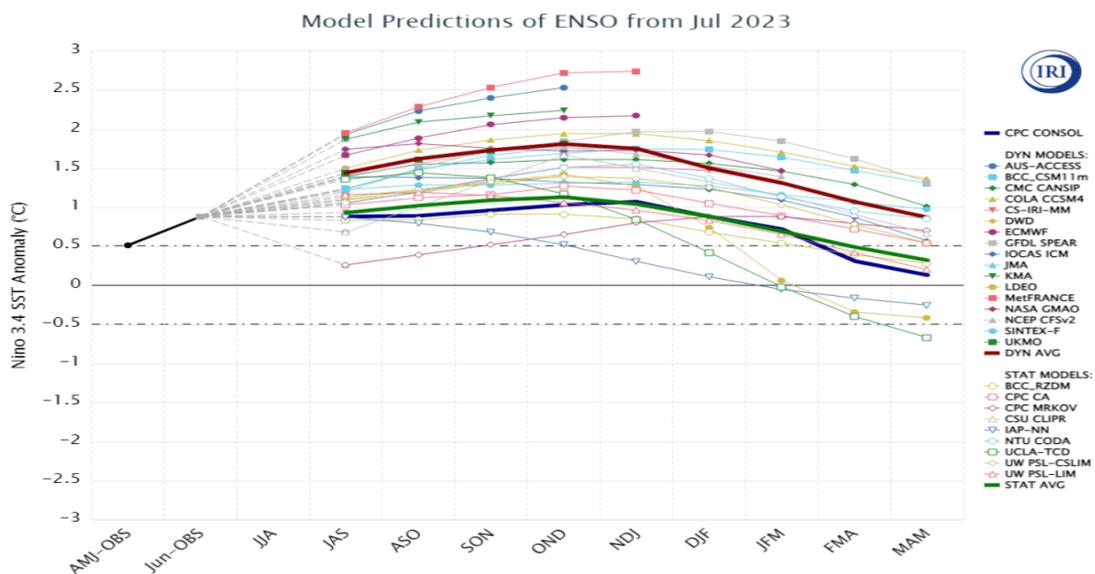
lluviosa. A continuación, se muestra una gráfica probabilística del desarrollo del fenómeno de “El Niño” en la región:



Gráfica 9. Probabilidad de desarrollo del fenómeno de “El Niño”.

Según la gráfica 9, el invierno del Hemisferio Norte 2023-2024 tiene unas probabilidades de desarrollo que supera el 90 % en la mayor parte del período.

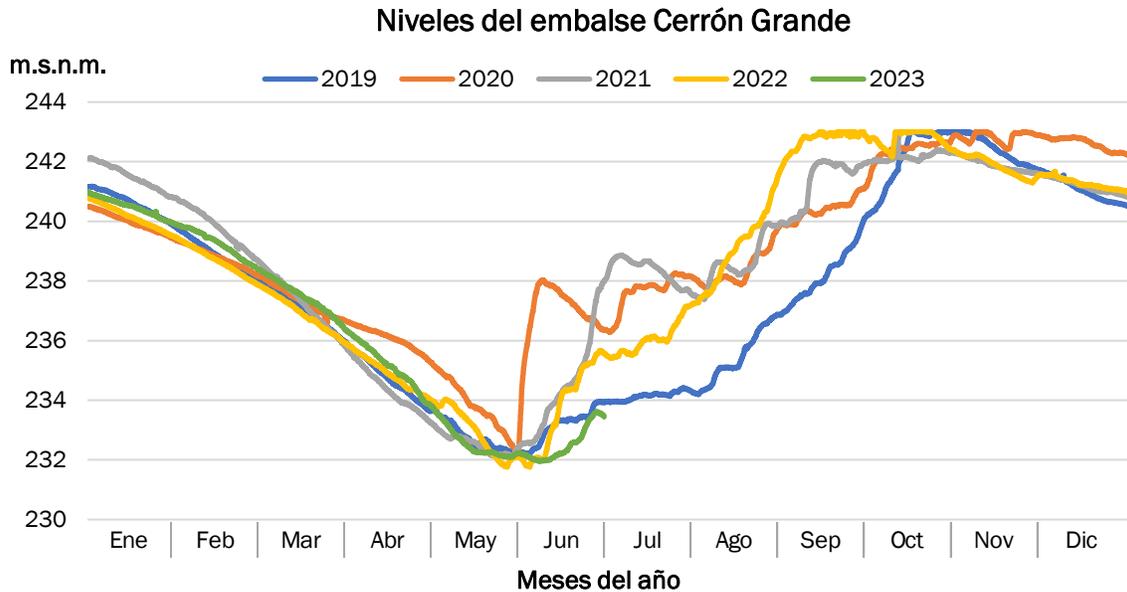
En cuanto a los modelos de predicción de desarrollo del fenómeno de “El Niño” en el Hemisferio Norte, se presenta la siguiente gráfica:



Gráfica 10. Modelos de predicción del fenómeno de “El Niño”.

Como se puede observar en la gráfica 10, la anomalía de temperatura en la zona 3.4 del Océano Pacífico es relativamente alta, con valores promedio de 1.5 °C o superiores, por lo que se espera que esta situación se mantenga constante durante todos los meses que quedan del invierno.

Considerando lo anterior, es necesario presentar el comportamiento de los embalses, especialmente el de Cerrón Grande de los últimos años, el cual se muestra en la siguiente gráfica:



Gráfica 11. Niveles del embalse de Cerrón Grande.

Con base a la gráfica 11, el nivel del embalse de Cerrón Grande tuvo un incremento en las últimas 2 semanas de junio debido a la influencia de un temporal que afectó el país; sin embargo, a pesar de este incremento, el comportamiento del nivel del embalse es el más bajo de los últimos 5 años, muy similar a los niveles registrados en 2019, año en el que también se tuvo presencia del fenómeno de “El Niño”. Para los meses de julio y agosto de 2023 se espera la influencia de una canícula que reducirá considerablemente las lluvias en el territorio nacional; lo que conlleva a la UT a monitorear las condiciones meteorológicas de forma constante para administrar adecuadamente los embalses de almacenamiento frente a la siguiente época seca, además de realizar la optimización de los recursos disponibles, con la menor afectación posible al usuario final.

Ante lo expuesto, se concluye que el fenómeno de “El Niño” conlleva un alto impacto en la generación de energía en el MME dada la alta participación de la generación hidroeléctrica en la matriz energética nacional, por lo que, cuando estamos frente a este fenómeno, se incrementa la necesidad del despacho de unidades generadores térmicas cuyos costos de generación son más altos que el resto de las tecnologías.

3. Disposiciones transitorias aprobadas por medio de los Acuerdos SIGET N.° 152-E-2023 y N.° 201-E-2023

Con fecha 9 de mayo de 2023, la SIGET emitió el Acuerdo N.° 152-E-2023; notificado a la UT el 12 de mayo del mismo año, en el cual se aprobaron disposiciones transitorias al ROBCP relacionadas con el cálculo del Costo Marginal de Operación (CMO) y la consideración de un Costo a la Exportación, así como de ciertas condicionantes para restringir las transacciones de exportación al Mercado Eléctrico Regional (MER) ante la influencia de un escenario hidrológico seco por la influencia del fenómeno de “El Niño” en la región centroamericana y la afectación directa en la generación hidroeléctrica; esto, con la finalidad de que las exportaciones no impacten en el precio de la energía que paga el usuario final, ante el contexto en el que El Salvador se convirtió en el máximo exportador de energía eléctrica en la región en los primeros meses de 2023.

Según la parte resolutive del referido acuerdo, la vigencia de las disposiciones transitorias relacionadas con las transacciones económicas será aplicable por un período de tres meses, a partir de la emisión del acuerdo, específicamente para las transacciones de los meses de abril, mayo y junio de 2023; para lo cual, por medio de éste acuerdo se modificaron ciertos numerales del ROBCP que permitieron aplicar el costo a la exportación, haciendo una separación en cuanto a la generación necesaria para suplir la demanda nacional y la necesaria para exportar al Mercado Eléctrico Regional (MER). Este cambio reglamentario implicó una afectación significativa a la metodología de facturación y a los resultados obtenidos en los rubros de la energía en el Mercado Mayorista, servicios auxiliares, compensaciones por Energía no servida y algunos Cargos del Sistema.

Adicionalmente, ante posibles restricciones de combustible por parte de los generadores térmicos, se adicionó el requerimiento que los PMs informen a la Unidad de Transacciones (UT), con al menos 72 horas de anticipación, sus restricciones en la disponibilidad de generación para que éstas sean tomadas en cuenta en las programaciones de la operación y, así, realizar las acciones necesarias para evitar posibles desabastecimientos de la demanda nacional.

De igual forma, en el acuerdo se instruyó a la UT para que, durante 3 meses aplicados desde el 9 de mayo de 2023, se realicen gestiones ante el Ente Operador Regional (EOR) para solicitar la actualización de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) ante ciertas condiciones en el embalse de la central hidroeléctrica Cerrón Grande, específicamente en cuanto a la cota; si ésta es menor a 233.00 m.s.n.m., las MCTP se ajustarán a un valor máximo igual al total de los Contratos Firmes de inyección regional vigentes a la fecha de aplicación de las disposiciones transitorias, y si el valor de la cota es mayor a 233.00 m.s.n.m. se deja sin efecto la restricción y se restablecen los valores de las MCTP que consideran las transacciones regionales de inyección regional en el mercado de oportunidad y de contratos.

Posteriormente, con fecha 19 de junio de 2023, la SIGET emitió el Acuerdo N.° 201-E-2023, notificado a la UT el 20 de junio del mismo año, en el cual se aprobaron modificaciones a la parte resolutive del Acuerdo N.° 152-E-2023 por medio del cual se emitían instrucciones a la UT, las cuales se ajustaron en este acuerdo en lo referente a la interacción con el MER. Específicamente, el ente operador requirió que, cuando la cota del embalse de Cerrón Grande se encontrara debajo de 240.00 m.s.n.m., la UT inicie las gestiones para solicitar al EOR la

actualización de las MCTP hasta un valor igual al total de los Contratos Firmes de inyección regional vigentes; adicionalmente, si se cumple la condicionante antes descrita y se recibe una declaración de restricción de generación por falta de combustible por parte de un generador térmico y la UT estime, conforme a la información dada por el generador, que esta restricción tendrá una duración mayor a tres días, la UT deberá solicitar al EOR la actualización de las MCTP a valores máximos de exportación iguales a cero, hasta que la restricción de generación sea levantada, regresando los valores a la condición previa a dicha restricción. En cambio, si la cota del embalse está por arriba de los 240.00 m.s.n.m., se pueden presentar dos escenarios: el primero de ellos es que no se tengan restricciones de generación por falta de combustible, ante lo cual la UT solicitará al EOR la actualización de las MCTP a los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador; y, el segundo escenario, es que se tenga declarada una restricción de generación por parte de un generador térmico, ante lo cual, de acuerdo a la modificación aprobada al del numeral 11.4.1 del Capítulo 11 del ROBCP, la UT dejará de remitir las ofertas de oportunidad de inyección regional al EOR, hasta que dicha restricción sea levantada.

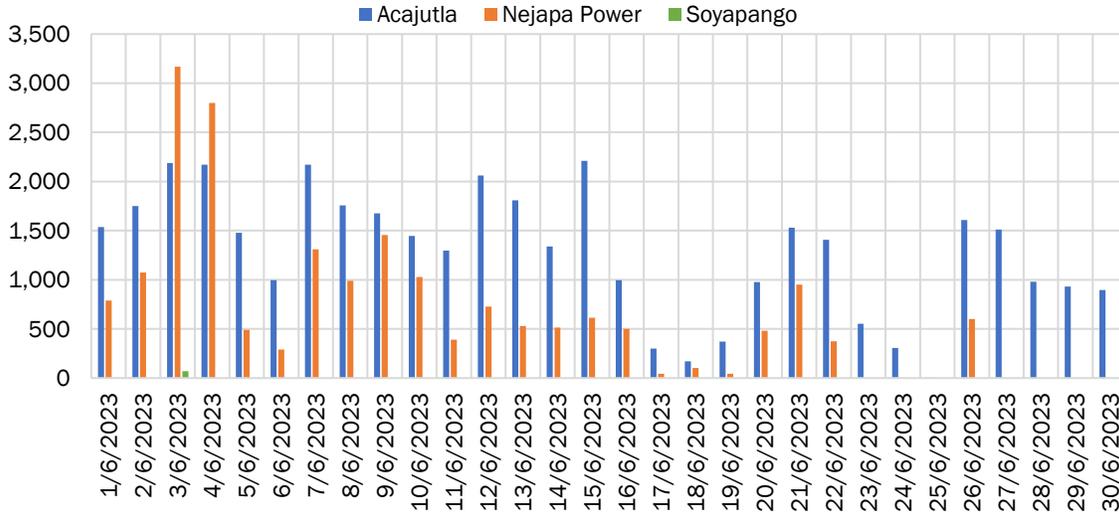
Adicionalmente, en este último acuerdo se hace énfasis en que los generadores térmicos que, por falta de combustible, deban declarar una restricción de generación, lo hagan con un tiempo de al menos 72 horas de anticipación, tal como se estableció en las modificaciones transitorias del Acuerdo N.º 152-E-2022, tiempo en el cual se brindan las herramientas a la UT para poder realizar las gestiones necesarias de ajustes en las MCTP con el EOR. Además, se estableció que debe fortalecerse el monitoreo del cumplimiento de los requerimientos de disponibilidad mínima de combustible para las plantas que, de acuerdo con las programaciones semanales, salgan despachadas; y, se le delega a la UT, el monitorear la ejecución de la aplicación de las disposiciones transitorias establecidas en el Acuerdo N.º 152-E-2023 y su respectivo ajuste realizado en este acuerdo.

4. Evento de restricción de generación en el Mercado Mayorista de Electricidad declarada por Aster Power.

Con fecha 15 de junio de 2023, las plantas generadoras del Grupo Aster Power: Acajutla, Soyapango y Nejapa Power, declararon restricción de generación para el período comprendido entre el 16 y el 18 de junio de 2023, esto debido a que, los proveedores de combustible de las sociedades pertenecientes a dicho grupo no cumplieron con el suministro de combustible requerido por las plantas de generación para el despacho programado los días en cuestión.

Previo a esta declaración de restricción de generación, la planta generadora Acajutla estaba teniendo una inyección diaria promedio de 1,726 MWh, y para los días de restricción el promedio diario de inyecciones de energía bajó a 488 MWh; en cuanto a la planta generadora Nejapa Power, ésta tenía una inyección de 1,078 MWh previo a la restricción y, para los días de restricción, el promedio bajó a 216 MWh; mientras que, la planta generadora Soyapango, solo tuvo despacho el 3 de junio de 2023 con 70 MWh de inyección al Mercado Mayorista de Electricidad (MME). Lo anterior se muestra en la siguiente gráfica:

Inyecciones de energía de las plantas generadoras

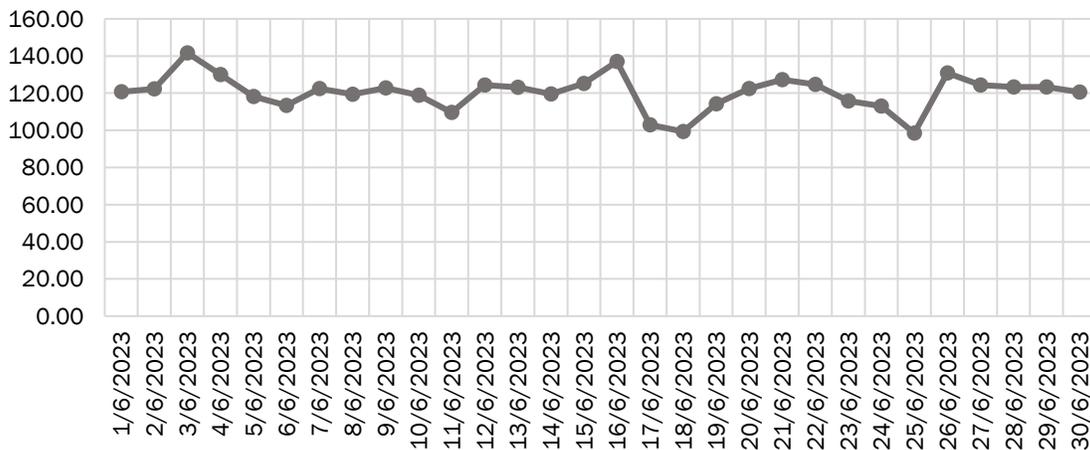


Gráfica 12. Detalle de las inyecciones de energía de las plantas generadoras Acajutla, Nejapa Power y Soyapango.

Como se muestra en la gráfica 12, los días del 16 al 18 de junio de 2023 presentan una reducción de las inyecciones por parte de las plantas Acajutla y Nejapa Power, subiendo ligeramente las mismas en los días posteriores a la restricción declarada.

Ante la influencia de las plantas generadoras Acajutla y Nejapa Power en el despacho diario de energía por sus costos variables, la sustitución de la energía restringida fue tomada por unidades generadoras con costos variables más altos; sin embargo, debido a que el período de restricción consideraba el fin de semana (17 y 18 de junio) el impacto se vio reducido debido a que la demanda tiende a bajar en dichos días; a continuación, se presenta el comportamiento del Costo Marginal de Operación (CMO) en el mes de junio de 2023:

Costo Marginal de Operación (CMO)



Gráfica 13. Detalle del Costo Marginal de Operación (CMO) durante el mes de junio de 2023.

De acuerdo con los datos mostrados en la gráfica 13, el CMO promedio de la semana del 12 de junio de 2023, tuvo las siguientes características: previo a la restricción (del 12 al 15 de junio) el CMO promedio fue de \$123.10/MWh, mientras que; el CMO promedio del viernes 16 de junio de 2023 fue de \$136/MWh; reflejándose un incremento del 11 % en el CMO para un día de semana. Para el fin de semana, el CMO promedio fue de \$101.19/MWh, esto debido a la disminución de la demanda y la menor necesidad de recursos convencionales de generación.

Ante lo expuesto, se concluye que la restricción de generación declarada en el mes de junio no tuvo un impacto significativo en el MME debido a que la duración de la misma solo fue por 3 días -con fin de semana incluido- y no derivó en otras restricciones de generación de las unidades generadoras que suplieron los volúmenes de energía de estas plantas generadoras.

5. Impacto de los eventos climatológicos en la generación de energía del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) en el 2023.

En el 2023, el desarrollo de la época lluviosa en el país ha tenido dos etapas identificadas según los análisis meteorológicos del Ministerio de Medio Ambiente, la primera de ellas, durante el trimestre de mayo a julio, período en el cual se tuvo una entrada tardía del invierno en ciertas zonas del país debido a la transición al fenómeno de “El Niño” en la región, identificado mediante el incremento de la temperatura con especial énfasis en la zona oriental y costera del país, así como la influencia de un período canicular con una sequía meteorológica de moderada a fuerte, con su principal afectación en el sur oriente del país durante julio y la primera quincena de agosto; y, la segunda etapa, durante el trimestre de agosto a octubre, en el cual, se combinan escenarios de lluvias por debajo de lo normal en el oriente y franja costera del país y, lluvias normales en las zonas centro y occidente del país.

Haciendo énfasis en la segunda etapa del invierno descrita, puede mencionarse que el incremento de lluvias a nivel nacional, a pesar de tener la presencia del fenómeno de “El Niño”, se debió a que se presentaron anomalías positivas, es decir, exceso de lluvia respecto del promedio, en las zonas centro y noroccidental de El Salvador, razón por la cual, desde la segunda quincena de agosto, se incrementaron las precipitaciones en estas zonas. Sin embargo, en las zonas de influencia sobre las centrales hidroeléctricas, el incremento en las lluvias que impactaron los embalses de las centrales de acuerdo a los influjos registrados en cada una de ellas se dio, en mayor medida, a partir de la segunda quincena de septiembre, permitiendo una mayor disponibilidad del recurso hídrico en esta parte del invierno.

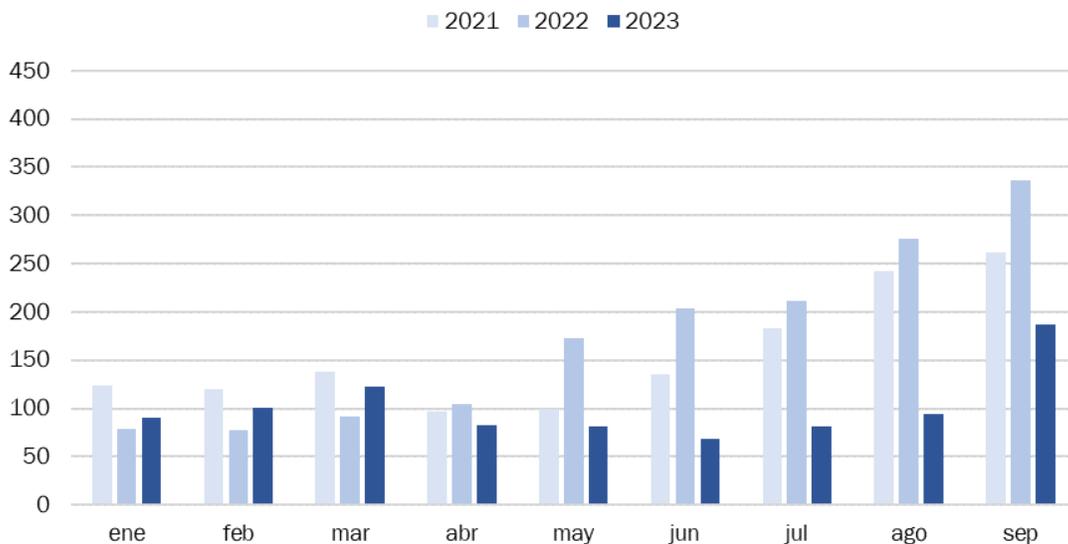
Considerando lo descrito, es importante analizar la influencia de la época lluviosa en este 2023 en cuanto a la generación de energía hidroeléctrica en comparación con los años 2021 y 2022, en los cuales se tuvo la influencia del fenómeno de “La Niña”; para ello, a continuación, se presentan las inyecciones de energía hidroeléctrica al Mercado Mayorista de Electricidad (MME) en los últimos 3 años:

Inyecciones de generación hidroeléctrica al MME (GWh)										
Año	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	Prom
2021	123.4	120.0	138.4	96.7	99.0	135.5	182.7	241.9	261.9	155.5
2022	78.8	77.4	92.0	105.0	172.3	204.0	211.0	276.4	336.0	172.5
2023	90.6	100.1	122.5	83.3	81.2	68.7	81.9	93.7	186.9	101.0

Tabla 1. Inyecciones de generación hidroeléctrica al Mercado Mayorista de Electricidad (MME)

Como se observa en la tabla 1, hasta septiembre de 2023 se han tenido menores volúmenes de generación hidroeléctrica respecto de los años anteriores con un promedio de 101 GWh, lo que representa un 35 % menos que en 2021 y un 41 % menos que en 2022, para el mismo período. Lo anterior, se representa gráficamente a continuación:

Inyecciones de generación hidroeléctrica al MME (GWh)



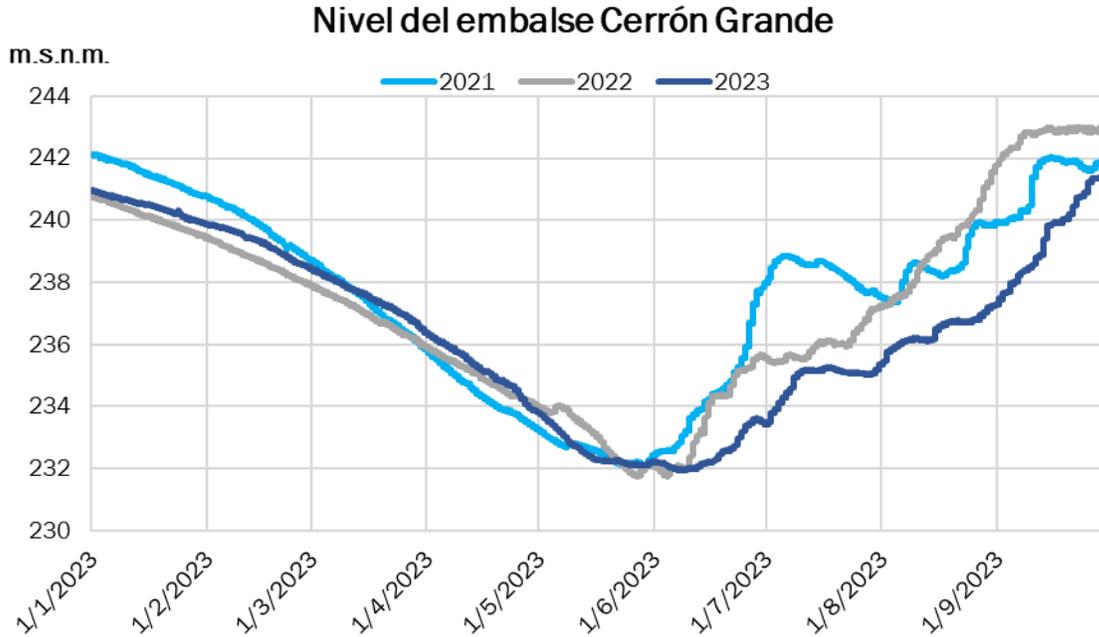
Gráfica 14. Inyecciones de generación hidroeléctrica al Mercado Mayorista de Electricidad (MME).

Según lo mostrado en la gráfica 14, en los meses de enero, febrero y marzo de 2023, la generación hidroeléctrica tuvo una mayor participación respecto de los años anteriores, esto debido a la dinámica del mercado y a la disponibilidad del recurso hídrico; sin embargo, a partir de abril de 2023, los volúmenes de generación hidroeléctrica bajaron respecto de los años anteriores debido a las proyecciones de un invierno con un comportamiento por debajo de lo normal.

Dentro de la matriz energética del país, este descenso en las inyecciones de energía hidroeléctrica derivó en un incremento de la generación térmica, teniéndose un promedio, hasta septiembre de 2023, de 463 GWh, lo que representa un incremento del 618 % respecto de 2021 y de un 175 % respecto de 2022. Lo indicado tiene un impacto negativo en cuanto a los

precios de la energía, ya que la sustitución de generación hidroeléctrica por recursos convencionales derivó en mayores costos para el MME.

En complemento a lo anterior, a continuación, se analiza el comportamiento del embalse de Cerrón Grande, ya que es el embalse con mayor volumen y del cual depende, en gran parte, la administración de la generación hidroeléctrica.



Gráfica 15. Niveles registrados en el embalse de Cerrón Grande en los últimos 3 años.

Como puede observarse en la gráfica 15, a partir de junio de este año, el comportamiento del nivel del embalse de Cerrón Grande fue muy diferente a 2021 y 2022, ya que los valores de la cota se mantuvieron por abajo en 2023, consecuencia de la escasez de las precipitaciones ocurridas en el primer trimestre de la época lluviosa; sin embargo, desde la segunda quincena de junio, se empezó a tener un incremento paulatino de los niveles y, ya desde agosto de 2023, se logró una tendencia que permitió que el embalse alcanzara los valores normales para finales de septiembre, según se presenta en la gráfica, impulsado principalmente por el incremento de inlfujos en la parte final del invierno.

Ante lo expuesto, se concluye que, a pesar de la influencia del fenómeno de “El Niño” en la región, el invierno presentó valores de lluvias, entre los meses de agosto y septiembre, normales respecto de los años análogos, entre los cuales se encuentran el 2012 y 2018 con dicho fenómeno, con registros de lluvia muy por debajo de los acumulados en este año. Sin embargo, de acuerdo con los pronósticos probabilísticos de los métodos para producir las perspectivas del clima, para inicios del 2024 se visualiza la presencia, con una probabilidad de un 90 %, del fenómeno de “El Niño” en la región, lo que derivaría en un ajuste de la matriz energética nacional para suplir los volúmenes de generación hidroeléctrica que puedan dejar de inyectarse al MME.

6. Impacto del eclipse solar en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME)

El pasado 14 de octubre de 2023, se vivió durante unas horas, un eclipse solar anular, el cual fue perceptible en varias regiones del continente americano; este fenómeno astronómico ocurre cuando la Luna se alinea entre el Sol y la Tierra, pero en el punto más lejano desde la Tierra, creándose una especie de anillo alrededor de la Luna cuando está frente al Sol, lo que provoca una disminución de la intensidad de la luz solar.

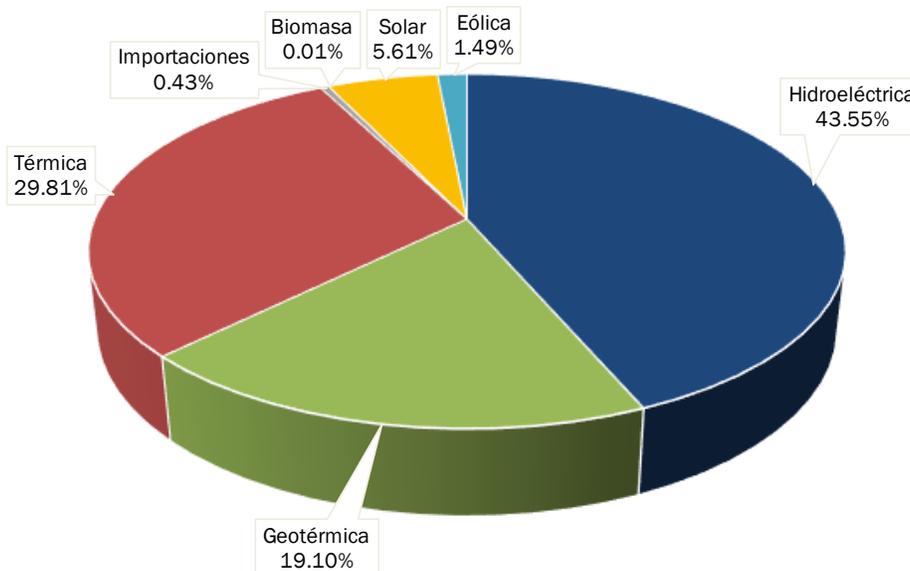
Según datos de la Asociación Salvadoreña de Astronomía (ASTRO), la influencia del eclipse en ciertos departamentos de El Salvador fue la siguiente:

Ubicación	% de Ocultación del Sol	Hora inicio	Hora de máxima ocultación	Hora final	% cobertura de nubes
San Salvador	83.43	9:58	11:41	13:26	65.0
San Miguel	85.70	10:00	11:43	13:29	61.0
San Vicente	84.42	9:59	11:42	13:27	58.0
Santa Ana	83.10	9:57	11:39	13:25	67.0

Tabla 2. Información relacionada al eclipse anular solar según datos de ASTRO.

De acuerdo con lo mostrado en la tabla 2, el fenómeno tuvo una duración aproximada, de 3 horas y 28 minutos, con un porcentaje promedio de ocultación del sol de un 84 %; adicionalmente, se tuvo la presencia de mucha nubosidad, con un promedio de cobertura del 63 % en el territorio nacional.

Con esta información y previo a analizar el impacto que el eclipse solar tuvo en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME), a continuación, se presenta la participación mensual (Octubre/2023) en volúmenes de energía inyectada al MME por tipo de generación:

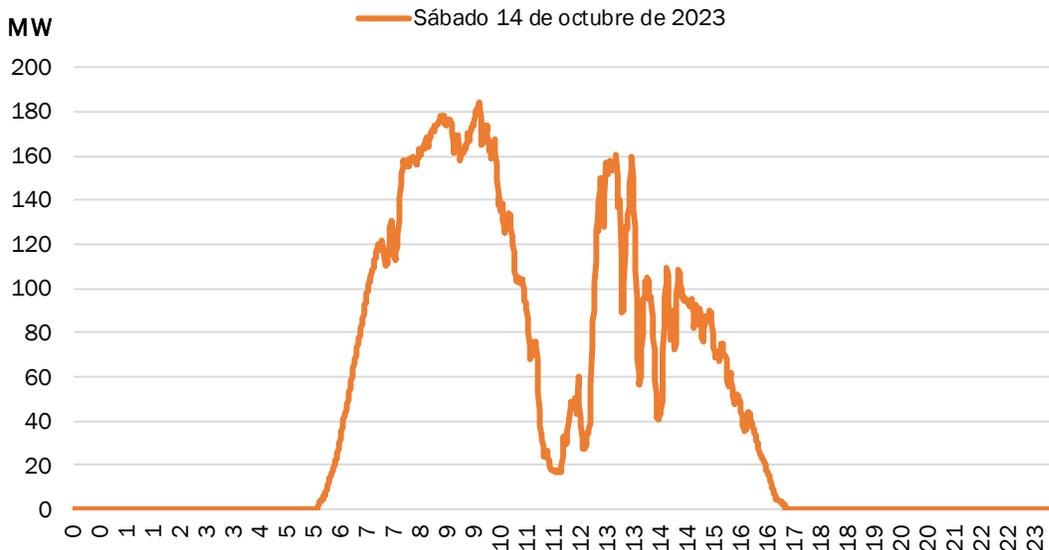


Gráfica 16. Participación por tipo de tecnología en la energía generada en el MME en octubre de 2023.

Como se observa en la gráfica 16, la generación solar, con una capacidad instalada de aproximadamente 214 MW, tuvo una participación del 6 % de la totalidad de energía generada en el MME para octubre de 2023; sin embargo, a nivel de mercado nacional a la generación solar del MME se le adicionan las plantas solares conectadas a nivel del mercado minorista, es decir, aquellas conectadas en redes de distribución y que no participan en el Mercado Mayorista (MM), las cuales suman una capacidad instalada cercana a los 400 MW, lo que tiene como consecuencia, que la demanda vista en el MME se vea disminuida en las horas del día con mayor irradiación solar.

En línea con lo anterior, en un despacho diario se tiene que, en las horas de máxima irradiación solar, las plantas solares llegan a participar con un promedio de 200 MWh, aproximadamente, lo que representa alrededor del 20 % de las inyecciones totales al sistema en dichas horas, siendo éste un alto porcentaje de generación que sustituye otras tecnologías con precios variables distintos de cero y que, generalmente, son de tipo convencional. En particular, y debido al efecto que tuvo el eclipse solar del 14 de octubre en la generación solar, se registró una disminución considerable en los volúmenes de energía inyectada al sistema por parte de las plantas solares que participan en el MME, teniendo un comportamiento tal como el que se muestra a continuación:

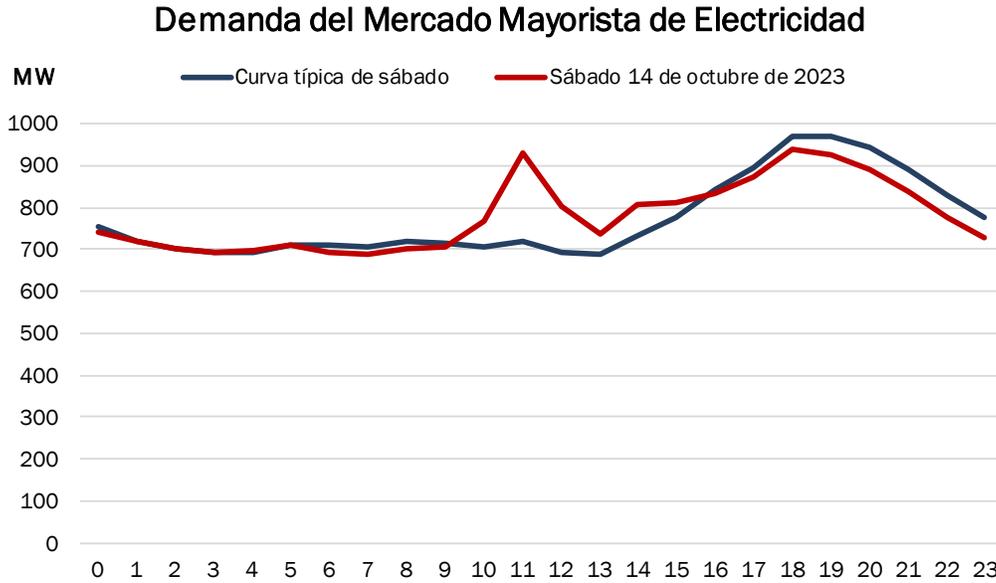
Generación FV en el Mercado Mayorista



Gráfica 17. Potencia instantánea inyectada al MME por parte de las plantas solares el sábado 14 de octubre de 2023.

Según se muestra en la gráfica 17, el comportamiento atípico de la generación solar del 14 de octubre tuvo su mayor impacto a la hora 11, registrando una potencia instantánea mínima de 16 MW a las 11:47 a.m., lo que representa una disminución de, aproximadamente, 129 MWh de la generación solar del MME para dicho intervalo de mercado, lo cual coincide con los porcentajes de mayor ocultación mostrados en la tabla 2.

Adicionalmente, se tuvo un incremento en la demanda en la misma franja horaria en que se presentó la reducción de generación solar, esto como efecto de la disminución de las inyecciones al mercado minorista por parte de la generación distribuida; para visualizar este comportamiento del MME, a continuación, se muestra la demanda típica promedio de los sábados del mes de octubre y la demanda registrada el sábado 14 de octubre:



Gráfica 18. Curva de demanda del Mercado Mayorista de Electricidad en sábados.

Según la gráfica 18, el sábado 14 de octubre en el intervalo de mercado de las 11 de la mañana, se tuvo un incremento de la demanda, registrando una potencia instantánea de 981 MW a las 11:43 a.m., lo que representó un aumento total de la demanda de 351 MWh, aproximadamente, en el período de entre las 10 de la mañana y las 2 de la tarde de dicho día, por la afectación conjunta de los factores antes analizados.

Como consecuencia de la reducción de la generación solar y el incremento de la demanda en el MME, se tuvo un aumento de aproximadamente 300 MWh de generación total durante el período de tiempo en que se tuvo el efecto del eclipse, de los cuales la generación hidroeléctrica incrementó sus inyecciones en un total aproximado de 75 MWh, mientras que, la generación térmica con base en gas natural incrementó un aproximado de 178 MWh y la generación térmica con base en bunker incrementó un aproximado de 47 MWh.

En resumen, debido a la alta penetración de generación solar en la matriz energética nacional, un fenómeno como el eclipse solar anular del pasado 14 de octubre de 2023, tienen un gran impacto en la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico de Potencia, ya que la información de la generación distribuida -debido a que pertenece al mercado minorista- no es compartida a la Unidad de Transacciones y por ende, no se considera dentro de los despachos diarios y las estimaciones de demanda de las empresas distribuidoras, por lo que el efecto en la curva de demanda y los ajustes en los despachos de generación en el MME, deben realizarse conforme a los criterios técnicos que permitan mantener el balance carga-generación del sistema al mínimo costo.

7. Disposiciones transitorias aprobadas por medio de los Acuerdos SIGET N.º 152-E-2023, 201-E-2023, 257-E-2023, 325-E-2023 y 339-E-2023

Debido al alza de los volúmenes de exportación de energía eléctrica de El Salvador y con el objeto de minimizar el impacto en el precio de la energía para el usuario final, el 9 de mayo de 2023 la SIGET emitió el **Acuerdo N.º 152-E-2023**, por medio del cual se aprobaron las disposiciones transitorias al ROBCP relacionadas con el cálculo del Costo Marginal de Operación (CMO) y la consideración de un Costo a la Exportación, y se establecieron condicionantes para restringir las transacciones de exportación al Mercado Eléctrico Regional (MER). En éste se indicó que, ante posibles restricciones de combustible por parte de los generadores térmicos, los PM deben informar a la Unidad de Transacciones (UT), con al menos 72 horas de anticipación sus restricciones en la disponibilidad de generación para que éstas sean tomadas en cuenta en las programaciones de la operación. Además, se instruyó a la UT para que, durante 3 meses, vigentes a partir del 9 de mayo de 2023 hasta el 9 de agosto de 2023, solicite al Ente Operador Regional (EOR) la actualización de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) ante ciertas condiciones en la cota del embalse de la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande: si ésta es menor a 233.00 m.s.n.m., las MCTP se ajustarán a un valor máximo igual al total de los Contratos Firmes de inyección regional vigentes a la fecha de aplicación de las disposiciones transitorias, y si el valor de la cota es mayor a 233.00 m.s.n.m. se deja sin efecto la restricción y se restablecen los valores de las MCTP, que consideran las transacciones regionales de inyección regional en el mercado de oportunidad y de contratos.

Conforme a lo indicado por el regulador nacional, la problemática que dio origen a la emisión del referido Acuerdo SIGET se ha mantenido durante el último semestre del año 2023, motivo por el cual se han emitido acuerdos posteriores que prorrogan las disposiciones transitorias relacionadas, los cuales incorporan cambios con base en los análisis realizados por esa superintendencia.

El 19 de junio de 2023, la SIGET emitió el **Acuerdo N.º 201-E-2023** por medio del cual se modificó la parte resolutive del Acuerdo N.º 152-E-2023 relacionado a las instrucciones a la UT, sobre el valor de la cota del embalse de Cerrón Grande, antes establecida en 233.00 m.s.n.m. y a partir de la fecha de emisión de este acuerdo sería de 240.00 m.s.n.m.

Luego, el 28 de julio de 2023, la SIGET emitió el **Acuerdo N.º 257-E-2023**, en el cual se acuerda prorrogar la vigencia del Acuerdo N.º 152-E-2023 de la siguiente manera: las modificaciones transitorias aprobadas se aplicarían a las liquidaciones de transacciones económicas del MME de los meses de julio, agosto y septiembre de 2023, y no se aplicaría por ese mismo plazo el numeral 11.6.8.4 del Capítulo 11 del ROBCP. Adicionalmente, se prorroga el plazo de la instrucción contenida en el literal b) de la parte resolutive del Acuerdo N.º 152-E-2023, referentes a las gestiones con el EOR sobre las restricciones a las MCTP para los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador, dependiendo del nivel de la cota del embalse Cerrón Grande; en TRES MESES MAS contados a partir del 10 de agosto de 2023, hasta el 10 de noviembre de ese mismo año, ambas fechas inclusive. Se mantuvo el nivel de cota establecido en el Acuerdo N.º 201-E-2023, de 240.00 m.s.n.m.

Posteriormente, la SIGET emite el 28 de julio de 2023 una nueva modificación al Acuerdo N.º 152-E-2023, por medio del Acuerdo N.º **325-E-2023**; ajustando las instrucciones aprobadas

únicamente en lo referente al nivel de la cota del embalse de Cerrón Grande, que a partir de este acuerdo será de 242.00 m.s.n.m.

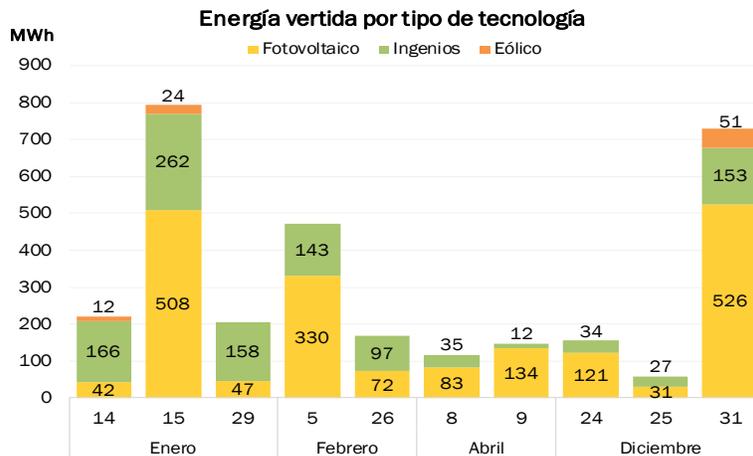
El 3 de octubre de 2023, la SIGET emitió la cuarta modificación al Acuerdo N.° 152-E-2023, en el **Acuerdo N.° 339-E-2023**; prorrogando las modificaciones transitorias al ROBCP, para ser aplicadas a las liquidaciones de transacciones económicas del MME de los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2023; además, continúa sin aplicación el numeral 11.6.8.4 del Capítulo 11 del ROBCP, por ese mismo plazo. Adicionalmente, prorrogan la instrucción contenida en el literal b) de la parte resolutive del Acuerdo N.° 152-E-2023, y ajustada según el Acuerdo N.° 325-E-2023, de gestionar con el EOR restricciones a las MCTP para los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador, dependiendo del nivel de la cota de Cerrón Grande, por el plazo de TRES MESES MÁS, contados a partir del plazo establecido en el Acuerdo 257-E-2023, es decir, del 11 de noviembre de 2023 al 11 de febrero de 2024, ambas fechas inclusive.

El mismo plazo de vigencia tendrán las modificaciones al ROBCP de los numerales 11.4.1 del Capítulo 11 y 9.2 del Anexo 4; contenidas en los numerales ii) e iii) del Anexo I, del Acuerdo N.° 152-E-2023.

8. Eventos de vertimiento de generación base registrados en el Mercado Mayorista de Electricidad durante el año 2023

A lo largo del año 2023, se registraron 10 días con eventos de vertimiento de generación base en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME), días en los cuales se registró una demanda menor a la generación base en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), por lo que se aplicó el mecanismo para la administración del vertimiento de generación base establecido en el Anexo 21 del ROBCP, reduciendo las inyecciones de potencia de las unidades generadoras base en la operación en tiempo real conforme a la lista de prioridad de vertimiento hasta lograr el balance carga-generación que permitiera garantizar la calidad y seguridad del sistema.

Al respecto de los días que registraron vertimiento de generación base en el MME, a continuación se presenta el balance oficial de la energía vertida por tipo de tecnología de generación:



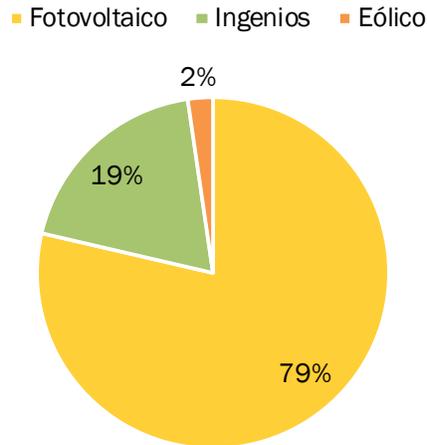
Gráfica 19. Detalle de energía vertida por tipo de tecnología durante el año 2023.

De acuerdo con lo mostrado en la gráfica 19, la generación fotovoltaica registró mayores volúmenes de vertimiento de energía en el 2023 con un total anual de 1,894 MWh, lo que representa un 62 % de toda la energía vertida por las unidades generadoras base en el año, que fue de 3,068 MWh. En cuanto al resto de energía vertida por tipo de tecnología, los ingenios con generación por biomasa registraron un total anual de 1,087 MWh y, la generación eólica, 87 MWh, representando un 35 % y 3 %, respectivamente, del total de energía vertida.

Con respecto al 2022, en el que se registraron 11 días con eventos de vertimiento de generación base y un total de energía vertida de 1,716 MWh, el 2023 presentó un mayor volumen de energía vertida, 3,068 MWh, en 10 días con eventos de vertimiento, lo que representa un incremento del 79 % en energía que dejó de inyectarse al sistema.

En cuanto a la conciliación de las transacciones económicas ante la aplicación del mecanismo de administración de vertimiento de generación base, conforme a los volúmenes de energía vertida por cada unidad generadora conforme al tipo de tecnología y los precios de oferta de flexibilidad de generación, se tiene la proporción de montos abonados a los PMs según su participación total en los eventos de vertimiento de generación base del 2023:

Proporción de montos abonados por tipo de tecnología a los PMs por energía vertida



Gráfica 20. Proporción de montos abonados por tipo de tecnología a PMs por su energía vertida.

Según se muestra en la gráfica 20, del total de montos abonados a los PMs por tipo de tecnología, a las plantas fotovoltaicas que participan en el MME les correspondió un 79 %, equivalente a 1,894 MWh de energía vertida, con un precio promedio de venta de vertimiento de 58.64 \$/MWh a lo largo del año; de igual forma, a los ingenios les correspondió una proporción del 19 % correspondiente a un volumen de energía vertida de 1,087 MWh, lo que resulta en un precio promedio de 24.77 \$/MWh y, en cuanto a la participación de la planta eólica, a esta le correspondió un 2 % equivalente a 87 MWh con un precio promedio de venta de 37.38 \$/MWh.

Monitoreo de la operación

Los principales acontecimientos que han ocurrido durante el 2023, en la operación del sistema eléctrico de potencia.

ENERO

El 13 de enero de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

El 28 de enero de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por alto voltaje en el SEP, durante 40 horas y 25 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02 por alto voltaje en el SEP, durante 40 horas y 13 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02 por alto voltaje en el SEP, durante 33 horas y 51 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-TPTO, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 17 horas y 29 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ATEO por mantenimiento, durante 7 horas y 5 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-NEPO por mantenimiento, durante 105 horas y 39 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-TALN, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 56 horas y 30 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-ATEO, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 57 horas y 8 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 01 por mantenimiento, durante 6 horas y 37 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SANA por mantenimiento, durante 3 horas y 56 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SONS por mantenimiento, durante 3 horas y 8 minutos.

FEBRERO

El 14 de febrero de 2023, ocurrió la operación de las etapas I, II y III del EDCBF y el aislamiento del SEP de El Salvador del SER, por operación de Esquema de Desconexión de Línea de Transmisión de Interconexión por Baja Frecuencia (EDLTIBF), causado por el disparo de 136 MW de generación en el sistema eléctrico de Guatemala.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR, en 4 eventos por mantenimiento, durante un total de 30 horas y 54 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01 por mantenimiento, durante 11 horas y 29 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2023

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-STOM por mantenimiento, durante 6 horas y 22 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAT, en 2 eventos por trabajos de MOP, durante un total de 29 horas y 18 minutos.

Fuera de servicio línea 1 115 kV NEJA-NEPO por mantenimiento, durante 3 horas y 3 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01) por baja frecuencia en el SER, durante 21 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01) por baja frecuencia en el SER, durante 1 hora y 48 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02) por baja frecuencia en el SER, durante 55 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02) por baja frecuencia en el SER, durante 20 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02 por mantenimiento, durante 6 horas y 43 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-TALN por mantenimiento, durante 5 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02 por falla, durante 1 minuto.

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

MARZO

El 5 de marzo de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR, en 5 eventos por mantenimiento, durante un total de 36 horas y 26 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 4 horas y 35 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02 por falla, durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01), en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 7 horas y 26 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02, en 2 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 11 horas y 47 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-SRAF por falla, durante 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-JIBO por falla, durante 6 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02) por mantenimiento, durante 10 horas y 44 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2023

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-TALN por mantenimiento, durante 7 horas y 55 minutos.
Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-NEJA por mantenimiento, durante 7 horas y 54 minutos.
Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF por mantenimiento, durante 4 horas y 46 minutos.
Fuera de servicio línea a 115 kV ALBI-OZAT por mantenimiento, durante 3 horas y 49 minutos.
Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-HAVI por falla, durante 4 minutos.
Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP por falla, durante 2 minutos.
Fuera de servicio línea a 115 kV LUNI-HAVI por falla, durante 2 minutos.
Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 01 por mantenimiento, durante 4 horas y 31 minutos.
Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02 por mantenimiento, durante 5 horas y 7 minutos.
Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-TPTO por mantenimiento, durante 2 horas y 54 minutos.
Fuera de servicio línea a 115 kV SANA-OPIC por mantenimiento, durante 4 horas y 34 minutos.
Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01 por falla, durante 4 minutos.
Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por falla, durante 4 minutos.
Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA por falla, durante 5 minutos.

ABRIL

El 5 de abril de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Honduras.

El 6 de abril de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Honduras.

El 11 de abril de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Guatemala.

El 13 de abril de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Guatemala.

El 15 de abril de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Nicaragua.

El 16 de abril de 2023, ocurrieron 2 eventos de operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, 1 por evento en SEP de Honduras y 1 por evento en SEP de Panamá.

El 30 de abril de 2023, ocurrió operación de las etapas I y II del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Panamá.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2023

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 de interconexión a 230 kV Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02) por mantenimiento en Guatemala durante 7 horas y 28 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA, en 6 eventos por mantenimiento, durante un total de 29 horas y 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 01 por mantenimiento durante 2 horas y 26 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02 por mantenimiento durante 35 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR por mantenimiento durante 7 horas y 46 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 01, en 2 eventos por falla, durante un total de 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 02, en 5 eventos por falla, durante un total de 11 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01), por falla durante 5 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-SRAF, en 4 eventos por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 6 horas y 50 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-CGRA, en 4 eventos por mantenimiento, durante un total de 6 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ATEO-TALN por mantenimiento durante 5 horas y 48 minutos.

MAYO

El 7 de mayo de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador del SER, por pérdida de 340 MW de generación por el disparo de la planta Energía del Pacífico (EDP) debido a fuga de gas en estación de reducción de presión de gas, provocando disparo de la línea de interconexión a 400 kV Tapachula-Los Brillantes (México-Guatemala), aumentando el déficit de generación hasta 579 MW en el SER.

El 20 de mayo de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Panamá.

El 25 de mayo de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Panamá.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 01 por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-SANA, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 6 horas y 40 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2023

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total 7 horas y 31 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-TECO por mantenimiento durante 6 horas y 23 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SRAF-SMAR por mantenimiento durante 4 horas y 59 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01) por mantenimiento durante 7 horas y 12 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-OZAT, en 1 evento por mantenimiento y 2 por falla, durante un total de 3 horas y 54 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SANA por mantenimiento durante 6 horas y 29 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANA-OPIC por mantenimiento durante 6 horas y 27 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA por mantenimiento durante 6 horas y 13 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ALBI-OZAT por falla durante 7 horas y 41 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 11 horas y 54 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 01, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 10 horas y 33 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 02, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 10 horas y 46 minutos.

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

JUNIO

El 5 de junio de 2023, iniciaron operación comercial los bancos de capacitores a 115 kV de la subestación Nuevo Cuscatlán.

El 8 de junio de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Costa Rica.

El 11 de junio de 2023, inició operación en el SEP de El Salvador la subestación a 115 kV El Volcán.

El 12 de junio de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Honduras.

El 13 de junio de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Panamá.

El 15 de junio de 2023, inició operación comercial el interruptor 48-4-82, propiedad de EDESAL, de la subestación Talnique.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2023

- Fuera de servicio línea a 115 kV ANTA-PEDR por falla durante 10 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV STOM-PEDR por falla durante 5 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02 por mantenimiento durante 39 horas y 46 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV TECO-OZAT, en 4 eventos por fallas, durante un total de 5 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-TPTO, en 2 eventos por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 6 horas y 56 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-TALN por mantenimiento 34 horas y 23 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-ATEO por mantenimiento durante 3 horas y 17 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS, en 2 eventos por falla, durante un total de 3 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SONS por falla durante 1 minuto.
- Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01 por falla durante 6 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF por falla durante 2 minutos.
- Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02 por falla durante 1 minuto.
- Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT por falla durante 10 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 1 hora y 50 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-IANG por mantenimiento durante 9 horas y 9 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-CGRA por mantenimiento durante 4 horas y 29 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 14 horas y 16 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV ALBI-OZAT, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 3 horas y 55 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG por falla durante 4 minutos.
- Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01) por mantenimiento durante 3 horas y 48 minutos.
- Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-SRAF por falla durante 2 minutos.

JULIO

El 8 de julio de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Guatemala.

El 12 de julio de 2023, ocurrió 1 operación de las etapas I y II del EDCBF y 1 operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por 2 eventos en SEP de Guatemala.

El 27 de julio de 2023, ocurrió cero voltaje en la subestación Ateos, por falla en barra de 115 kV de dicha subestación.

El 27 de julio de 2023, inició pruebas de inyección C.H. 3 de Febrero con 50 MW de generación.

El 28 de julio de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Guatemala.

El 31 de julio de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Guatemala.

Fuera de servicio línea a 115 kV SONS-ATEO, en 2 eventos por falla, durante un total de 13 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-TPTO por falla durante 58 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT, en 1 evento por falla y 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 17 horas y 52 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 30 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV STOM-PEDR, en 2 eventos por falla, durante un total de 7 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ANTA-PEDR, en 2 eventos por falla, durante un total de 7 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01), en 1 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 2 horas y 57 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01 por mantenimiento durante 3 horas y 27 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 21 horas y 22 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP por falla durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-TECO por mantenimiento durante 5 horas y 19 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2023

Fuera de servicio línea a 115 kV ALBI-OZAT por mantenimiento durante 10 horas y 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-STOM por mantenimiento durante 4 horas y 34 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SMAT por mantenimiento durante 2 horas y 57 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01 por mantenimiento durante 4 horas y 31 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01) por mantenimiento durante 8 horas y 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02 por falla durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01 por mantenimiento durante 1 hora y 26 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ATEO-TALN por falla durante 18 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ATEO por falla durante 18 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-NEJA por mantenimiento durante 4 horas y 36 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02 por mantenimiento durante 4 horas y 22 minutos.

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

AGOSTO

El 2 de agosto de 2023, finalizó pruebas de inyección C.H. 3 de Febrero con 50 MW de generación.

El 24 de agosto de 2023, inició pruebas operativas de puesta en marcha C.H. 3 de Febrero.

El 26 de agosto de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en SEP de El Salvador, por evento en SEP de Guatemala.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR, en 5 eventos por mantenimiento, durante un total de 36 horas y 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV TECO-OZAT por falla durante 2 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 HAVI-CHAP, en 5 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 44 horas y 47 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV STOM-PEDR por falla durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ANTA-PEDR por falla durante 1 hora y 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 02 por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-SMAR por mantenimiento durante 5 horas y 28 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2023

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

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG, en 3 eventos por falla, durante un total de 6 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-SRAF, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 10 horas y 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 9 horas y 45 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV LUNI-HAVI por falla durante 2 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-BERL por mantenimiento durante 4 horas y 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-SRAF por mantenimiento durante 7 horas y 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SRAF por mantenimiento durante 6 horas y 59 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SRAF-SMAR por mantenimiento durante 7 horas y 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-JIBO por mantenimiento durante 5 horas y 37 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-TECO por mantenimiento durante 5 horas y 19 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ATEO por falla durante 11 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02 por falla durante 14 horas y 37 minutos.

SEPTIEMBRE

El 23 de septiembre de 2023, ocurrieron 2 eventos de operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por 2 eventos en SEP de Guatemala.

El 30 de septiembre de 2023, finalizó pruebas operativas de puesta en marcha C.H. 3 de Febrero.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SONS, en 2 eventos por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total 6 horas y 15 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 22 horas y 27 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV TECO-OZAT, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 5 horas y 42 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SONS-ATEO por mantenimiento durante 6 horas y 3 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2023

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SRAF, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 5 horas y 8 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMIG, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 4 horas y 36 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG, en 2 eventos por falla, durante un total de 10 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-SRAF, en 2 eventos por falla, durante un total de 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-CGRA por falla durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANA-OPIC por falla durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SANA, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 30 horas y 40 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01) por falla durante 10 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-BERL, en 2 eventos por falla, durante un total de 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02), en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 17 horas y 17 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01), en 3 eventos por falla, durante un total de 21 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA por falla durante 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP por mantenimiento durante 3 horas y 14 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01 por mantenimiento durante 6 horas y 23 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por mantenimiento durante 9 horas y 52 minutos.

OCTUBRE

El 1 de octubre de 2023, inició operación comercial la Central Hidroeléctrica 3 de Febrero.

El 5 de octubre de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Panamá.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2023

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por mantenimiento durante 10 horas y 48 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-CGRA por falla durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMIG, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 5 horas y 29 minutos.

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

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 31 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS, en 1 evento por mantenimiento y 3 eventos por falla, durante un total de 7 horas y 51 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SMAT, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 15 horas y 33 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANA-OPIC por mantenimiento durante 7 horas y 47 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT por falla durante 6 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-BERL por mantenimiento durante 3 horas y 27 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02) por mantenimiento 6 horas y 59 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV LUNI-HAVI por mantenimiento durante 8 horas y 11 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP por mantenimiento durante 7 horas y 9 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-HAVI por mantenimiento durante 6 horas y 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-OZAT, en 1 evento por mantenimiento y 2 eventos por falla, durante un total de 5 horas y 59 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG por mantenimiento durante 5 horas y 57 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV ALBI-OZAT, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 3 horas y 30 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 16 horas y 9 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAT por mantenimiento durante 7 horas y 43 minutos.

NOVIEMBRE

El 5 de noviembre de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Panamá.

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG por mantenimiento durante 5 horas y 5 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 01 por mantenimiento durante un total de 34 horas y 47 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 02, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 5 horas y 39 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-JIBO, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 25 horas y 16 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-SMAR por mantenimiento durante 7 horas y 43 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-NEJA por mantenimiento durante 7 horas y 44 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02), en 2 eventos por mantenimiento, durante un total 17 horas.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV STOM-PEDR por mantenimiento durante 7 horas y 41 minutos.

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

DICIEMBRE

El 1 de diciembre de 2023, quedaron disponibles para operación comercial los bancos de capacitores de la subestación San Matías.

El 1 de diciembre de 2023, quedó disponible para operación comercial la subestación Apopa.

El 6 de diciembre de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por reducción gradual de 68 MW de generación fotovoltaica en el SEP y evento en SEP de Panamá.

El 11 de diciembre de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Honduras.

El 14 de diciembre de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Panamá.

El 17 de diciembre de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Guatemala.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-DICIEMBRE 2023

El 19 de diciembre de 2023, ocurrió 1 evento de operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador y 1 evento de operación parcial de la etapa I del EDCBF, ambos por evento en SEP de Guatemala.

El 24 de diciembre de 2023, ocurrió operación parcial de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Panamá.

El 29 de diciembre de 2023, inició operación comercial el alimentador 55-2-81 de DELSUR en la subestación El Volcán.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA por mantenimiento durante 26 horas y 8 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02 por mantenimiento durante 7 horas y 42 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01 por mantenimiento durante 7 horas y 41 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ATEO por mantenimiento durante 7 horas y 19 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-TPTO por mantenimiento durante 7 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02) por falla durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 02 por mantenimiento durante 2 horas y 45 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-SRAF por mantenimiento durante 2 horas y 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SRAF-SMAR por mantenimiento durante 1 hora y 29 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-BERL por mantenimiento durante 9 horas.

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG por mantenimiento durante 9 horas y 5 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por alto voltaje en el SEP, durante un total de 23 horas y 14 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-JIBO, en 2 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 5 horas y 48 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01 por alto voltaje en el SEP durante 17 horas y 22 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 01 por alto voltaje en el SEP durante 14 horas y 36 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02 por falla durante 1 minuto.