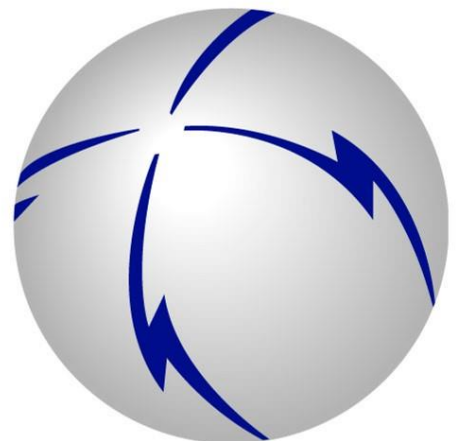


Informe de hechos relevantes

Periodo julio-septiembre 2021

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.

UT
UNIDAD DE
TRANSACCIONES



29 de octubre de 2021

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 trimestre julio-septiembre 2021.	7
1. Perfil de demanda de energía en el mercado mayorista de enero a septiembre 2021.	8
2. Propuesta de modificación al Anexo 16 – Curvas de consumo de calor y otros parámetros técnicos del ROBCP por la entrada de la planta generadora de Ciclo Combinado (CC) operando con Gas Natural (GN).	9
3. Disposiciones transitorias para la liquidación de las transacciones económicas en el mercado mayorista correspondientes a agosto de 2021.	11
4. Propuesta de modificación a la Metodología para el Cálculo del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista.	13
Monitoreo de la operación.....	15

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 presenta información estadística y de precios para el periodo de **julio a septiembre de 2021**.

Resumen hechos relevantes

JULIO

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Resolución CRIE-11-2021	24/6/2021, publicada el 6/7/21	Se aprueba un ajuste al Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la Empresa Propietaria de la Red (EPR) para el 2021; en ese sentido el IAR aprobado mediante la resolución CRIE-69-2020 pasa de un monto de USD 64,410,579 a un monto de USD 61,900,313.	El IAR impacta al mercado mayorista, ya que se obtiene a través de cobros tanto a los agentes que realizan transacciones en el MER como a la demanda nacional.
Resolución CRIE-12-2021	24/6/2021, publicada el 6/7/21	Se aprueba la solicitud de conexión a la RTR presentada por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) como propietario de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE-INDE), para conectar a la RTR de Guatemala, el proyecto de transmisión eléctrica denominado "Subestación Escuintla 1; diseño, construcción, operación, ampliación y mejoramiento de la subestación Escuintla 1; con el diseño, obra electromecánica, montaje, pruebas y puesta en operación de 1 transformador de potencia 230/69 kV, 100 MVA".	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, mejorará la confiabilidad del SER.

Resumen hechos relevantes

JULIO

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Resolución CRIE-13-2021	24/6/2021, publicada el 6/7/2021	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) como propietario de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE-INDE), para conectar a la RTR de Guatemala, el proyecto de transmisión eléctrica denominado "Ampliación y mejoramiento de la subestación Guatemala Norte con la construcción de la obra civil, suministro, montaje, pruebas y puesta en servicio de la compensación reactiva de 20 MVAR en la barra de 230 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, mejorará la confiabilidad del SER.
Sesión de Junta Directiva UT No. 581	13/7/2021	Junta Directiva aprueba la Solicitud de inscripción de la sociedad AES CLESA y CÍA, S. en C. de C.V., para ser inscrita en la categoría de comercializador.	Nuevo participante de mercado que operará en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, en su carácter de comercializador.
Acuerdo SIGET No. 230-E-2021	23/7/2021, recibido el 27/7/21	Se inicia la revisión de la estructura de costos de los precios de combustibles para los generadores térmicos, mientras se revisan y aprueban las nuevas estructuras de costos de los combustibles para el periodo de agosto 2021 - julio 2022 se continuarán utilizando las mismas estructuras que se autorizaron para el periodo de vigencia anterior.	Los acuerdos referentes a las estructuras de costos de los combustibles para los generadores térmicos impactan en los costos variables utilizados en las programaciones de la operación y en el despacho en tiempo real, por consiguiente, impacta en el costo marginal de operación.

Resumen hechos relevantes

JULIO

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Resolución CRIE-15-2021	29/7/2021, publicada el 30/7/2021	Se establece para el cálculo de la compensación mensual del Mercado Eléctrico Regional derivado de la Cuenta General de Compensación (CGC), el Porcentaje de Compensación Semestral (PC) en 0.76 (cero punto setenta y seis) para el semestre de julio a diciembre de 2021, valor que se mantendrá hasta que sea modificado mediante resolución por la CRIE.	El establecimiento del porcentaje de compensación semestral para la Compensación Mensual del MER (CMM), afecta directamente al Cargo Complementario de Transmisión Regional (CCT) que es parte de los cargos del sistema que se trasladan a la demanda nacional.

AGOSTO

N/A	20/8/2021	Inicia operación comercial la sociedad Eco Energía de Centroamérica S.A. de C.V.	El 20 de agosto de 2021, realizó su primera transacción en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, en su carácter de PM comercializador.
Sesión de Junta Directiva UT No. 584	31/8/2021	Junta Directiva aprueba la Solicitud de inscripción de la sociedad Compañía de Luz Eléctrica de Ahuachapán, S.A. (CLEA, S.A), para ser inscrita en la categoría de comercializador.	Nuevo participante de mercado que operará en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, en su carácter de comercializador.
Resolución CRIE-16-2021	26/8/2021, publicada el 31/8/2021	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Trasmisión Regional (RTR) presentada por la entidad Hidroeléctrica El Volcán, S.A. de C.V., para conectar a la RTR de Honduras, el proyecto de generación eléctrica denominado: "Proyecto Hidroeléctrico El Tornillito".	Se identifica un impacto indirecto al mercado mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de generación eléctrica a la RTR, aumentará la disponibilidad de recursos de generación de energía en el SER.

Resumen hechos relevantes

SEPTIEMBRE

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
N/A	3/9/2021	Inicia operación comercial la sociedad Alternativa de Energía Renovable, S.A. de C.V..	El 20 de agosto de 2021, realizó su primera transacción en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, en su carácter de PM comercializador.
Acuerdo SIGET No. 307-E-2021	21/9/2021, recibido el 22/9/2021	Se aprueban las "Disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes al mes de agosto de 2021".	Se aprueban las disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas para agosto 2021, lo cual impacta directamente en los procesos de liquidación y facturación del mercado mayorista.

Resumen de temas relevantes que impactaron en la administración y operación del mercado mayorista de electricidad de El Salvador durante el trimestre julio-septiembre 2021.

1. Perfil de demanda de energía en el mercado mayorista de enero a septiembre 2021.
2. Propuesta de modificación al Anexo 16 – Curvas de Consumo de Calor y otros Parámetros Técnicos del ROBCP por la entrada de la planta generadora de Ciclo Combinado (CC) operando con Gas Natural (GN) del ROBCP.
3. Disposiciones transitorias para la liquidación de las transacciones económicas en el mercado mayorista correspondientes a agosto de 2021.
4. Propuesta de modificación a la Metodología para el Cálculo del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista.

1. Perfil de demanda de energía en el mercado mayorista de enero a septiembre 2021.

El 2021 es un año de transición para el retorno a la normalidad del sector productivo en El Salvador, lo que a su vez se refleja en una recuperación de la demanda de energía en el sistema eléctrico de potencia, posterior al año 2020 principalmente afectado por el cierre económico, en el que se observó una reducción considerable a causa de la situación de emergencia por la pandemia de COVID-19.

El perfil de demanda de energía del mercado mayorista en 2021 ha mostrado una recuperación a partir de marzo, incluso superando los valores registrados para el mismo período de 2019, tal como lo muestra el gráfico 1.

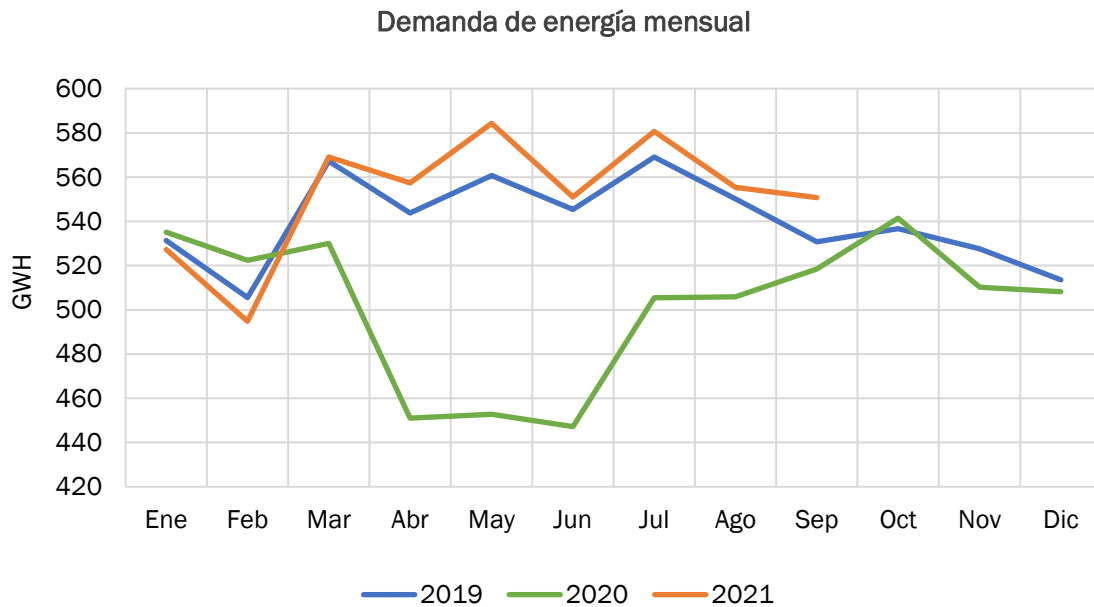


Gráfico 1: Demanda de energía mensual

De acuerdo con el gráfico 1, la energía demandada hasta septiembre de 2021, equivale a un incremento del 1.4% con respecto al mismo periodo para 2019 y a un incremento del 11.2% con relación a los valores registrados en 2020.

En el gráfico 2 se muestra la demanda total por semana de los últimos 3 años, donde el 2021 muestra un incremento del 2.8% en el promedio de retiro semanal respecto del 2019 y un 10.8% con relación al 2020.

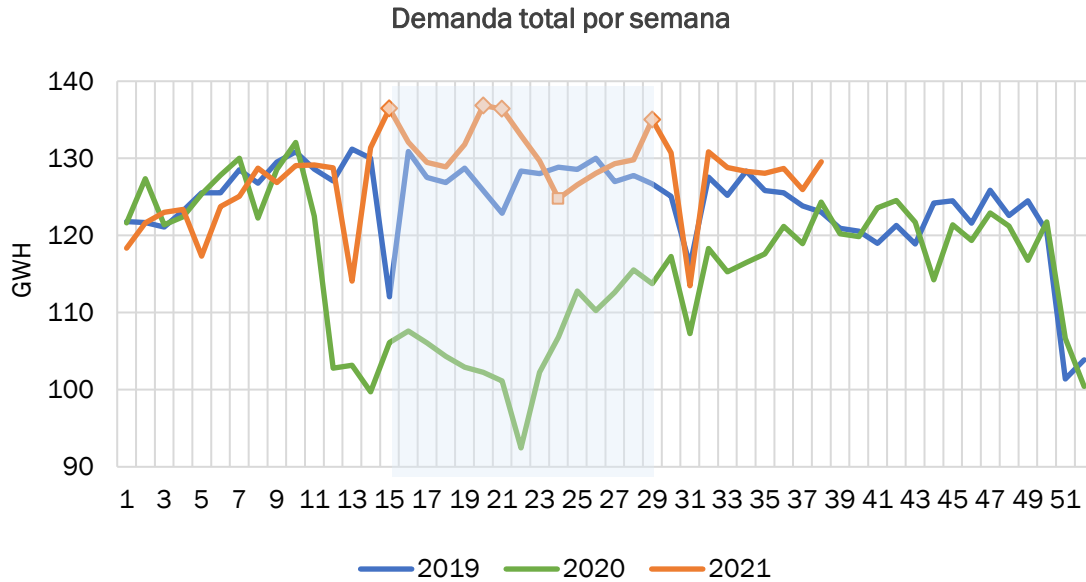


Gráfico 2: Demanda total por semana del sistema eléctrico de potencia.

En cuanto al comportamiento de la demanda de energía en el 2021, son de especial consideración las semanas 15, 20, 21 y 29, ya que muestran un incremento cercano al 6.6% respecto del retiro promedio semanal del año: en la semana 15 se tuvo una reducción de la irradiación solar a nivel nacional, lo que impactó en la generación fotovoltaica derivando en un aumento en los retiros de energía en el mercado mayorista por parte de las distribuidoras con plantas solares en sus redes; en las semanas 20, 21 y 29 se tuvo un incremento en las temperaturas registradas a nivel nacional, por lo cual la demanda se incrementó, caso contrario a lo registrado en la semana 24, en la cual se tuvo un decremento en las temperaturas a nivel nacional y la demanda se redujo un 2.3% respecto del retiro promedio semanal del año.

2. Propuesta de modificación al Anexo 16 – Curvas de consumo de calor y otros parámetros técnicos del ROBCP por la entrada de la planta generadora de Ciclo Combinado (CC) operando con Gas Natural (GN).

En el Anexo 16 – Curvas de Consumo de Calor y otros Parámetros Técnicos del ROBCP, se establecen los procedimientos para calcular, auditar e informar las curvas de consumo de calor y consumo de combustible en el arranque y detención de unidades térmicas que operan con combustibles no renovables. Estos procedimientos consideran, entre otras tecnologías, plantas de ciclo combinado (CC) tradicionales, pero no contienen detalles específicos para las particularidades de las plantas de ciclos combinados flexibles, conformadas por motores de combustión interna (MCI) como ciclo térmico principal y turbinas de vapor (TV) como ciclo térmico de recuperación, tal como será el caso de la planta que iniciará operaciones próximamente en El Salvador.

En vista de lo descrito, la Junta Directiva de la UT, en su sesión 581 con fecha 13 de julio de 2021, conformó un Comité de Directores para analizar las propuestas de modificaciones al ROBCP relacionadas con la incorporación de la tecnología de CC flexible operando con gas natural (GN).

A partir del análisis realizado en las reuniones de dicho Comité, se identificaron oportunidades de mejora a la reglamentación para ciertos procesos y consideraciones en el anexo mencionado, las cuales se describen a continuación:

- **Configuraciones operativas de plantas operando en ciclo combinado:** actualmente el procedimiento solo considera plantas de CC tradicional, las cuales tienen una eficiencia neta que presenta marcadas variaciones por la entrada/salida de las Turbinas de Gas (TG), para las cuales es necesario determinar una curva de eficiencia por cada combinación de unidades; a diferencia de las plantas de CC flexible, las cuales tienen una eficiencia estable para todo el rango de potencia del CC, sin influencia de la entrada/salida de unidades MCI.
- **Tiempos referenciales de duración de los ensayos y generalización de formatos de datos técnicos para CC:** para los ensayos de consumo específico de calor, se necesita que la máquina en ensayo haya alcanzado condiciones de estabilidad en los puntos elegidos para la medición de variables, por lo que son necesarios tiempos de referencia para que los CC flexibles alcancen esta estabilidad, además, se requiere ajustar todos los formatos para la presentación de los datos solicitados para dichas plantas.
- **Medición, análisis y condiciones de referencia para GN:** la normativa actual permite el uso del análisis cromatográfico del GN suministrado por la compañía proveedora del combustible, sin embargo, esto solo debe ser aplicable cuando el GN se está consumiendo en línea (es decir a través de gasoductos directamente conectados a las fuentes de extracción de gas); además, no se hace referencia a la norma internacional para las condiciones estándar de presión y temperatura para el GN.
- **Condiciones particulares para ensayos de arranque y detención de CC flexibles:** durante el arranque de plantas de CC tradicional, se limita la carga de las TG para cumplir con restricciones térmicas de las TV, operando ambas turbinas con eficiencia reducida en ese tiempo, por lo cual un CC tradicional diferencia el tiempo y costo de arranque en frío y caliente, en cambio, para plantas de CC flexible, la rampa de toma de carga de los MCI no se ve limitada.

Propuesta de modificación

En las sesiones del Comité de Directores, se estudiaron las temáticas mencionadas y se definieron las siguientes propuestas de modificación:

- Incorporar la definición de configuraciones operativas de CC, aclarando que debe realizarse un ensayo independiente de consumo de calor, y estableciendo dos curvas de consumo específico de calor para plantas de CC flexibles.
- Considerar un punto adicional de medición en los estados de carga para plantas operando en CC; es decir, contar, como mínimo, con seis estados de carga.

- Incluir la posibilidad de reprogramación de la prueba de CC, ante solicitud de la UT, siempre y cuando se identifique que no existen condiciones en el sistema eléctrico de potencia para su realización.
- Extender los tiempos referenciales de duración de los ensayos de CC y su correspondiente estabilización y detallarlos como aplicables a CC flexibles.
- Agregar una sección adicional al formato de datos técnicos de CC, en la que se incluyan los datos técnicos de los MCI.
- Acotar el uso del cromatógrafo del proveedor cuando el GN es servido en línea, es decir, que este no sería aplicable si se hace una importación directa del GN.
- Considerar el uso del cromatógrafo de GN de operación permanente de la planta, contando con el certificado de calibración emitido por una empresa especializada.
- Incorporar la referencia a la Norma ISO 13443 para la medición y cálculos del GN.
- Diferenciar el procedimiento de arranque y detención para CC flexibles del establecido para CC tradicionales.

Además de lo anterior, se propusieron otras modificaciones a éste anexo, con el objetivo de tener mayor claridad en la ejecución del mismo, así como diferentes mejoras identificadas por la Junta Directiva de la UT que permiten una mejor determinación de las curvas de consumo específico de calor y de combustible.

Luego de diversas reuniones del Comité de Directores, y de un amplio análisis técnico de las mejoras identificadas, nuestra Junta Directiva aprobó la remisión de las propuestas de modificación al anexo 16 del ROBCP a la SIGET, por lo que tanto los documentos de justificación como la propuesta de los numerales a modificar fueron enviados el 1 de septiembre de 2021, para iniciar el proceso de incorporación de las modificaciones a la normativa respectiva.

3. Disposiciones transitorias para la liquidación de las transacciones económicas en el mercado mayorista correspondientes a agosto de 2021.

El 7 de septiembre de 2021, la Unidad de Transacciones (UT), recibió las cartas del GRUPO AES El Salvador y DELSUR, S.A. DE C.V., solicitando iniciar gestiones con la SIGET para la aplicación de la causal de fuerza mayor para la liquidación de transacciones del mercado mayorista, correspondiente al mes de agosto, de tal forma que se les permita efectuar un pago parcial para las transacciones del referido mes, a liquidarse en septiembre 2021, sin que se califique como falta grave el pago parcial que realicen, que no se ejecute la garantía de pago, y por consiguiente que no se apliquen las sanciones y multas establecidas en la reglamentación. En adición a lo anterior, DELSUR S.A. de C.V. solicitó que se le dispense del pago de intereses moratorios.

La solicitud de las distribuidoras fue debido a una situación financiera crítica, por el impago de un gran cliente, cuya desconexión causaría un impacto en la población en general.

La UT realizó el análisis correspondiente, teniendo como base el Art. 33 de la Ley General de Electricidad (LGE), el cual establece que:

“Todo sistema interconectado deberá contar con una Unidad de Transacciones, en adelante la UT, que tendrá por objeto:

- a) Operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema, y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros; y,
- b) Operar el mercado mayorista de energía eléctrica. (...)

Las normas de operación del sistema de transmisión y administración del mercado mayorista deberán estar contenidas en el Reglamento de Operación que para esos efectos elabore la Unidad de Transacciones y apruebe la junta de directores de la SIGET”

Por lo que, es responsabilidad de la UT la liquidación del Mercado Mayorista de Electricidad (MME), según el proceso establecido en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP). Además, conforme al anexo 14 del ROBCP, en caso no existieren fondos suficientes, la UT hará efectiva la garantía de pago correspondiente hasta cubrir el monto deudor y si se dan circunstancias que imposibiliten hacer la liquidación completa se aplicará la sanción respectiva en cumplimiento con la actividad 5 del numeral 6 del anexo 14.

Como parte del análisis, se valoraron los siguientes aspectos contenidos en el Marco Legal:

- I. Que en virtud del Art. 246 de la Constitución de la República, el interés público tiene primacía sobre el interés privado, y que según el artículo 2 de la LGE esta ley tiene como objetivo el “(...) fomento al acceso al suministro de energía eléctrica para todos los sectores de la población”.
- II. Que según nuestra legislación vigente se llama fuerza mayor al “*imprevisto que no es posible resistir*”, y que las distribuidoras solicitantes se han visto imposibilitadas a efectuar el corte del servicio a su cliente como le establece la ley.
- III. Que la UT está facultada por el ROBCP a hacer una liquidación parcial, con base en la actividad 5, numeral 6 del anexo 14 del reglamento.
- IV. Que el ROBCP en el capítulo 2 numeral 2.6 establece el proceso que se deberá llevar a cabo para realizar las modificaciones al reglamento y sus anexos, las cuales pueden ser propuestas a la Junta Directiva de la UT por los PMs o SIGET, y determina las demás funciones de dicha Junta Directiva, para la aprobación de éstas por la Junta de directores de la SIGET.
- V. Que la Ley de Procedimientos Administrativos (LPA) en el Título VI, artículos 159 y siguientes, regula el procedimiento para el ejercicio de la potestad normativa por parte de la administración pública.
- VI. Que el Art. 162 de la LPA indica el procedimiento para la aprobación de normas o modificaciones de éstas; estableciendo, dentro del referido procedimiento, que la iniciativa podrá provenir de los particulares, y que se hará la consulta pública; sin embargo indica que podrá prescindirse de ésta, cuando concurren razones graves de interés público o de fuerza mayor, lo cual es corroborado por la Ley de Mejora Regulatoria (LMR) donde, en su Art. 7 indica que no aplicará la Ley en los casos que la regulación resuelve una situación de emergencia o condición prioritaria que afecta a los habitantes del país.

En vista de lo anterior, la Junta Directiva de la UT conoció dichas solicitudes en su sesión 585, acordando, entre otros, aprobar las disposiciones contenidas en el informe presentado para el

manejo de la causal de fuerza mayor invocada por las compañías distribuidoras solicitantes y remitir a la SIGET el proyecto de *Disposiciones Transitorias por causa mayor aprobadas en el informe* y notificar a los acreedores del mercado mayorista del mes de agosto de dos mil veintiuno, sobre la situación de fuerza mayor indicada y que se presentaría para la fecha de la liquidación prevista para el 23 de septiembre de 2021.

El 21 de septiembre de 2021, la SIGET emitió el Acuerdo N° 307-E-2021, por medio del cual indican que se aprobaron Disposiciones transitorias para la liquidación de las transacciones del mercado mayorista del mes de agosto 2021 haciendo uso del procedimiento para el ejercicio de la potestad normativa de la SIGET y acordó:

“(…)

- a) *Aprobar las “DISPOSICIONES TRANSITORIAS PARA LA LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS CORRESPONDIENTES AL MES DE AGOSTO DE DOS MIL VEINTIUNO”.*

Con fecha 23 de septiembre de 2021, la UT realizó la liquidación de las transacciones del MME, correspondiente a agosto, de conformidad con lo establecido en el Acuerdo SIGET N° 307-E-2021.

4. Propuesta de modificación a la Metodología para el Cálculo del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista.

La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), por medio del Acuerdo N° 792-E-2013, del 18 de julio del 2013, aprueba la Metodología para el Cálculo del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista, que tiene como objetivo establecer las disposiciones para la determinación del Presupuesto de Ingresos (PI), y por consiguiente el Cargo por la Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista (COSTAMM), de la Unidad de Transacciones (UT). Lo anterior, con base en lo estipulado en los artículos 9 y 39 de la Ley General de Electricidad, que determinan que los cargos por la operación coordinada del sistema de transmisión y del mercado mayorista están sujetos a la regulación y aprobación de la SIGET y que será la UT, la encargada de cobrarlos.

En 2019, la SIGET por medio de su Acuerdo N° 408-E-2019, en su parte resolutive, acordó:

- “e) Indicar a la UT que para efectos de evaluar una modificación de la Metodología para el Cálculo del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista, especialmente respecto del cálculo del Kco., el Superintendente, en aplicación de sus facultades normativas, realizará las gestiones pertinentes para la conformación de un equipo de trabajo (UT-SIGET).”

Posteriormente en 2020, la SIGET, mediante Acuerdo N° 271-E-2020, en su parte resolutive literal d), acuerda:

“reiterar lo dispuesto en la letra e) de la parte resolutive del Acuerdo 408-E-2019, en el sentido que para efectos de evaluar una modificación de la Metodología para el Cálculo del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista, especialmente respecto del cálculo del Kco. orientado al funcionamiento y normal operación del sitio alterno de respaldo en Santa Ana, el Superintendente se encuentra facultado para realizar las gestiones pertinentes para la conformación de un equipo de trabajo (UT-SIGET)”.

En línea con lo anterior, en febrero 2021, se dio inicio al proyecto de revisión de la Metodología presupuestaria quinquenal con la conformación de un equipo de trabajo entre la UT y la SIGET; por lo que, durante el período de febrero a mayo del mismo año, se realizaron diferentes reuniones, en las cuales se plantearon las propuestas identificadas por ambos equipos. En este sentido, la Junta Directiva de la UT, en su sesión celebrada el 13 de abril del 2021, conoció el informe sobre la revisión de esta Metodología y conformó el Comité de Directores para analizar el tema.

Las modificaciones propuestas consideran mejoras en algunas de las definiciones establecidas en la Metodología y clarifican la redacción en ciertos artículos, es importante resaltar que éstas no conllevan cambios en los cálculos, por lo que no generan ningún impacto al mercado mayorista al no incorporar costos adicionales a los vigentes.

El 13 de julio de 2021, en sesión de Junta Directiva de la UT, 581, se da por recibido el informe del Comité de Directores sobre la propuesta de modificación a la metodología de aprobación presupuestaria quinquenal de la UT, y se acuerda: Instruir el envío oficial a la SIGET de la solicitud de modificaciones a la Metodología para la Determinación del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Mercado Mayorista (Acuerdo 792-E-2013), con la documentación de soporte requerida; por lo que, el 14 de julio de 2021, se remite a la SIGET, la referida propuesta de modificación para su respectivo análisis.

Monitoreo de la operación

Los principales acontecimientos que han ocurrido durante el **tercer trimestre de 2021**, en la operación del sistema eléctrico de potencia.

JULIO

El 7 de julio de 2021, ocurrió operación de las etapas I a VI del EDCBF y aislamiento del SEP de El Salvador del SER.

El 7 de julio de 2021, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 02, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 9 horas y 30 minutos.

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

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

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 01 por mantenimiento durante 5 horas y 48 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01), en 1 evento por operación de EDLTIBF y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 11 horas y 49 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02), por operación de EDLTIBF durante 1 hora y 9 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02) por operación de EDLTIBF durante 1 hora y 39 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01) por operación de EDLTIBF durante 2 horas y 31 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Guajoyo-Ventus por falla durante 35 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Acajutla-Alvarado, en 3 eventos por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 17 horas.

Fuera de servicio línea a 115 kV Ahuachapán-Sonsonate por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV Nuevo Cuscatlán-Santo Tomás por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV Acajutla-Sonsonate 01 por mantenimiento durante 3 horas y 30 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5 de Noviembre-Cerrón Grande por mantenimiento durante 4 horas y 47 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV Ahuachapán-Nejapa 02 por mantenimiento durante 80 horas y 49 minutos.

AGOSTO

El 29 de agosto de 2021, ocurrió operación de las etapas I y II del EDCBF en el SEP de El Salvador.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV Acajutla-Sonsonate 02 por mantenimiento durante 4 horas y 52 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Agua Caliente, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 8 horas y 56 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV 15 de Septiembre-San Martín 01 por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV Antares-El Pedregal, en 3 eventos por falla, durante un total de 13 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Santo Tomás-El Pedregal, en 3 eventos por falla, durante un total de 7 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15 de Septiembre-San Miguel por falla durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Nuevo Cuscatlán-Santo Tomás por mantenimiento durante 3 horas y 54 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Guajoyo-Ventus, en 2 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 149 horas y 42 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Nejapa-San Matías por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01), en 2 eventos por falla, durante un total de 47 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV San Miguel-Ozatlán, en 3 eventos por falla, durante un total de 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Havillal-Chaparrastique, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 22 horas y 19 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Ahuachapán-Sonsonate, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 4 horas y 24 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Opico-Sonsonate por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV San Antonio Abad-Nejapa por mantenimiento durante 4 horas y 46 minutos.

HECHOS RELEVANTES
JULIO-SEPTIEMBRE 2021

Fuera de servicio línea a 115 kV 5 de Noviembre-San Rafael Cedros por mantenimiento durante 3 horas y 41 minutos.

SEPTIEMBRE

El 7 de septiembre de 2021, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

Fuera de servicio línea a 115 kV Havillal-Chaparrastique por mantenimiento durante 9 horas y 12 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV Nuevo Cuscatlán-Ateos por mantenimiento durante 3 horas y 50 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Cerrón Grande-Nejapa 02 por falla durante 5 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Cerrón Grande-Nejapa 01 por falla durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5 de Noviembre-San Rafael Cedros, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 6 horas y 52 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Sonsonate-Ateos, en 2 eventos por falla, durante un total de 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Cerrón Grande-San Rafael Cedros por mantenimiento durante 6 horas y 38 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15 de Septiembre-San Rafael Cedros por mantenimiento durante 6 horas y 39 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV San Rafael Cedros-San Martín por mantenimiento durante 6 horas y 36 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Chinchontepec-San Rafael Cedros, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 12 horas y 28 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Chinchontepec-Jiboa, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 11 horas y 49 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV Ahuachapán-Nejapa 02 por falla en 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Antares-El Pedregal por falla durante 1 hora y 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV Santo Tomás-El Pedregal por falla durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV San Martín-San Bartolo 02 por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV Nejapa-Ingenio El Ángel por falla durante 33 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15 de Septiembre-San Martín 02 por falla durante 3 minutos.

HECHOS RELEVANTES
JULIO-SEPTIEMBRE 2021

Fuera de servicio línea a 115 kV Tecoluca-Ozatlán, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 3 horas y 56 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Albireo-Ozatlán por falla durante 5 horas y 51 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Guajoyo-Ventus por falla durante 59 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Ahuachapán-Sonsonate por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01) por falla durante 10 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Acajutla-Termopuerto, en 5 eventos por falla, durante un total de 15 horas y 14 minutos.