

PERÍODO ENERO-JUNIO 2018

Aplicación de las normas del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).



Contenido

Introducción	3
Criterios empleados para la interpretación y aplicación de normas.....	4
Desempeño de reglas vigentes.....	5
Aspectos regulatorios	7
Hechos relevantes	11
Conflictos y sanciones.....	20

INTRODUCCIÓN

El presente informe contiene los hechos más relevantes respecto a la aplicación de las normas del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP) durante el período de julio a diciembre de 2017 de acuerdo a lo indicado en el Capítulo 3-MANEJO DE LA INFORMACIÓN numeral 3.5.4.

El informe incluye los criterios para interpretación, aplicación y desempeño de las normas vigentes, identificando inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del Mercado.

También se desarrolla un apartado donde se detallan los principales aspectos regulatorios, que impactaron al Mercado Mayorista de Electricidad, durante el periodo enero-junio de 2018.

Finalmente se describen, de existir, los conflictos surgidos con los PM en cuanto a interpretación y/o aplicación de las reglas vigentes.

CRITERIOS EMPLEADOS PARA LA INTERPRETACIÓN Y
APLICACIÓN DE NORMAS

**REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO
MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN.**

- El 23 de octubre de 2008, SIGET, mediante **Acuerdo No. 232-E-2008**, aprobó el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.
- Por medio del **Acuerdo 222-E-2009** del 31 de julio de 2009, SIGET acordó publicar el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción a fin de conceder a la UT el tiempo necesario para el desarrollo e implementación del nuevo Reglamento, como se estableció en el Acuerdo 232-E-2008.
- El 8 de julio de 2011, mediante **Acuerdo 335-E-2011**, SIGET establece el uno de agosto de dos mil once como fecha de inicio de la aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP).
- El 29 de julio de 2011 SIGET, emitió el **Acuerdo 370-E-2011**, mediante el cual aprobó disposiciones transitorias y modificaciones de carácter permanente en el ROBCP para el inicio de aplicación del mismo el 01 de agosto de 2011.

DESEMPEÑO DE REGLAS VIGENTES

PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN

Estructura de combustible Hilcasa Energy

Antecedentes

El generador Hilcasa Energy tiene aprobada una estructura para la determinación del costo del combustible en función del volumen, es decir por control de inventarios. El generador en cuestión es uno de los más caros del parque generador del mercado mayorista, por lo que su convocatoria para generar se limita a: repuntes de demanda, por fallas grandes de generadores, por optimización del recurso hídrico y por falta de recurso base.

Durante el mes de febrero del año 2015, por medio del acuerdo 74-E-2015-B, la Junta Directiva de la SIGET, solicitó a todos los generadores con estructura de costos aprobada, que presentaran una propuesta de actualización de las fórmulas, producto de un requerimiento del generador Nejapa Power que solicitaba se la aprobara un ajuste por pérdidas que no había sido contemplado en la estructura aprobada.

En dicho mes, todos los generadores enviaron su propuesta y algunos incluyeron el ajuste por pérdidas que había surgido por las condiciones del mercado internacional del combustible, excepto Hilcasa Energy, quien manifestó no estar de acuerdo en incluir un ajuste de ese tipo en su estructura.

A la fecha y para el año que inicia el 01 de agosto de 2018 y finaliza el 31 de julio 2019, dicho generador solicitó prorrogar la misma estructura de combustible, la cual se está a la espera que la SIGET remita acuerdo si la aprueba o presenta observaciones. Sobre este punto, la UT expuso en la carta remitiendo las estructuras una observación sobre la estructura de este generador.

Inconveniente detectado

Al ser Hilcasa Energy uno de los generadores más caros del parque generador mayorista, su convocatoria es extremadamente limitada, por lo que sus compras de combustible son pocas, tal es la situación que su última compra fue durante el mes de septiembre del año 2015 y, desde ese tiempo su costo está anclado a las condiciones de precios de dicho período.

Se hace notar que, según las condiciones imperantes del mercado, este generador ha entrado a generar marginando para el año 2016, 41 horas en los meses de abril, mayo y octubre, el año 2017 no marginó y en julio del 2018, a la fecha, ya marginó 9 horas. Todas ellas horas con el costo del combustible de septiembre 2015.

Acción tomada

Ante la falta de normativa del mercado sobre este tema, la UT solamente ha notificado de esta particularidad de la estructura de Hilcasa Energy a la SIGET, solicitando sea revisada y se verifique un posible mecanismo que permita que, ante la falta de compras de combustible del generador por tiempos prolongados, su costo de combustible continúe reflejando condiciones de costos más recientes.

Recomendación

La UT considera pertinente que analice y se norme este tipo de particularidades en las estructuras, para que la demanda perciba un costo representativo de las condiciones actuales que imperan en los mercados de combustible.

ASPECTOS REGULATORIOS

Se detallan a continuación aspectos regulatorios, que impactaron al Mercado Mayorista de Electricidad, durante el periodo enero-junio de 2018.

Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
607-E-2017	4/01/2018	Aprobación Factores de Forma de ABRUZZO para período 1 de enero de 2018 a abril de 2018.	Con estos factores se determinó la energía asociada a los contratos de largo plazo suscritos por ABRUZZO en la licitación CAESS-CLP-001-2017.
Junta directiva 505	9/01/2018	Solicitud de inscripción de la sociedad GRS Comercializadora, S. A. de C. V.	Junta Directiva UT, aprueba solicitud de inscripción para operar en el Mercado Mayorista de Electricidad en su carácter de COMERCIALIZADOR.
11-E-2018	10/01/2018	Instrucciones y mecanismos de ajustes al Informe de Comercialización Trimestral (ICT) de octubre a diciembre de 2017, debido a la aprobación del cargo por capacidad para el quinquenio 2017 a 2021 en noviembre 2017.	Estas disposiciones fueron aplicadas en el precio de energía a trasladar a tarifa de usuarios finales a partir del 15 de enero de 2018.

ASPECTOS REGULATORIOS

Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
13-E-2018	10 de enero de 2018	Se concede audiencia a la Unidad de Transacciones respecto de las posibles modificaciones de la definición del término “I”, de la letra “g” del 4.2.3 y la letra “m” del 5.2.3 del Anexo 17 del ROBCP.	SIGET aprobó una tasa de descuento aplicada a las actividades de generación de 11.33 %. Aun cuando las modificaciones objeto de esta consulta no han sido aprobadas, la UT está utilizando la tasa de descuento aprobada en el acuerdo 286-E-2017, la fue reiterada en el acuerdo 563-E-2017. Su uso se circunscribe a la planificación de la operación en sus diferentes horizontes, así como en las auditorías consideradas en el Anexo 17 del ROBCP.
29-E-2018	17/01/2018	Actualización del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista (COSTAMM) vigente del 1 de enero al 31/12/18.	Este valor es un Cargo del Sistema en cual es cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista de Energía.

ASPECTOS REGULATORIOS

Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
29-E-2018-A	18/01/2018	Actualización del Cargo por uso del Sistema de Transmisión (CUST) vigente del 1 de enero al 31/12/18	Este valor es un Cargo del Sistema en cual es cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista de Energía.
31-E-2018	18/01/2018	Cargo por Capacidad vigente del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018.	Este valor debe actualizarse anualmente, para valorar los Balances de Capacidad Firme Provisoria y Definitiva.
606-E-2017	18/01/2018	Actualización de la Tasa de Renovación de Registro de la SIGET vigente del 1 de diciembre de 2017 al 30 de noviembre de 2018.	Este valor es un Cargo del Sistema en cual es cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista de Energía.
Resolución CRIE-31-2018	15/02/2018	Aprobación de modificación de la “Metodología Transitoria de Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la red de Transmisión Regional”	Esta nueva metodología cambia la forma de liquidar la transmisión regional en el MER, mediante la introducción de la “Cuenta General de Compensación” (CGC) e indica el mecanismo de ajuste de los reclamos de los DTER de abril, mayo y junio de 2017.

ASPECTOS REGULATORIOS

Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el Mercado Mayorista
Junta directiva 515	12/06/18	Junta Directiva UT, aprueba solicitud de inscripción de las sociedades: Proyecto La Trinidad, LTDA. de C.V., y Acajutla Solar I, LTDA. de C.V para operar en el Mercado Mayorista de Electricidad en su carácter de GENERADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	Incremento de la capacidad instalada en el mercado mayorista de electricidad.

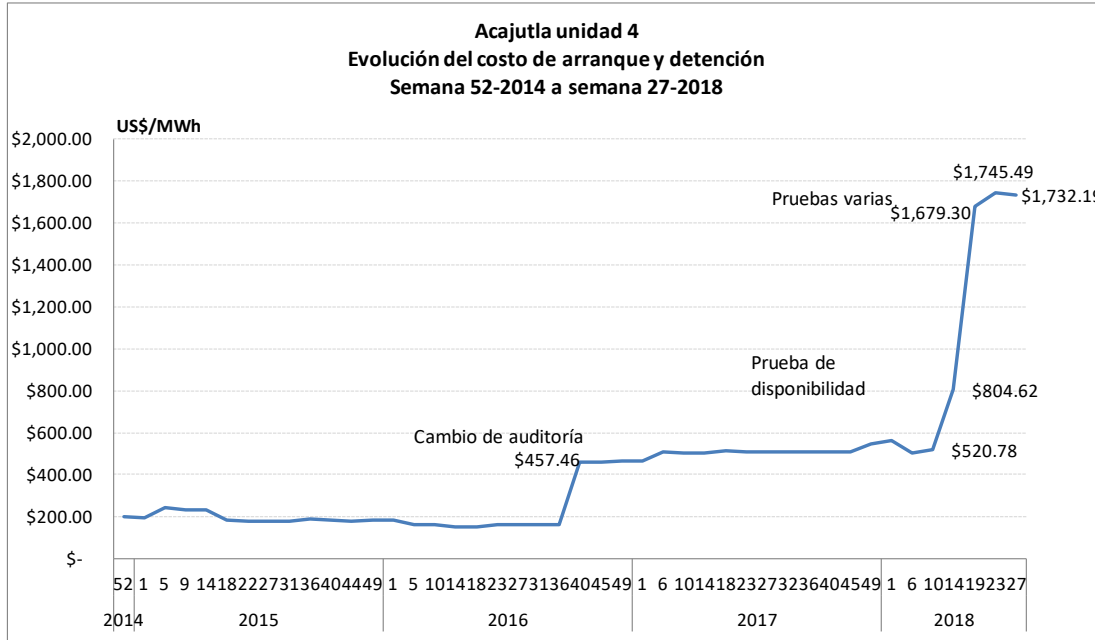
HECHOS RELEVANTES EN LA PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN

Aumento costo de arranque y detención por pruebas

La última ejecución de la auditoría para la determinación de los costos variables no combustibles y variables de arranque y detención, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 17 del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), para la unidad 4 de la central térmica Acajutla generó un incremento en el costo de arranque y detención del 183% respecto de los costos indexados hasta ese momento utilizados para la planificación de la operación. Este cambio se dio entre las semanas 36 y 40 del año 2016.

Con relación a los costos variables de arranque y detención, sus valores indexados en los siguientes meses mostraron una evolución normal. Sin embargo, a partir de la semana 14 del presente año, estos registraron un incremento de 55% respecto al último costo indexado correspondiente a la semana 10, este comportamiento continuó para el siguiente período de actualización de la programación anual, aumentando 109% y, para el siguiente aumentó 4%. Para el período que está vigente y que finaliza el 05 de agosto, se registró una disminución de 1%.

Este crecimiento en el costo de arranque y detención variable fue analizado, en función de la formulación establecida en el Anexo 17 del ROBCP, y se detectó que el efecto se da por el aumento en las horas de operación registradas por la unidad 4, que corresponden a períodos de prueba. El siguiente gráfico muestra la evolución de los costos de arranque para la unidad 4 de Acajutla desde la semana 52 del año 2014 a la semana 27 del año 2018.



De acuerdo con los registros, el total de horas de prueba registradas se detalla a continuación:

Mes	Horas	Energía
Enero 2018	0.27	1.70
Febrero 2018	14.1	106.12
Marzo 2018	124.2	661.06
Abril 2018	40.7	265.56
Mayo 2018	1.95	36.34
Junio	0	0

Este comportamiento se ha observado en las unidades de Acajutla que no entran típicamente en el despacho por tener elevados costos variables (Acajutla unidad 1, unidad 2, unidad 4 y unidad 5). Se tomó a la unidad 4 como ejemplo por ser la que mayores costos a registrado.

HECHOS RELEVANTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Los principales acontecimientos que han ocurrido durante el primer semestre del año 2018, en la administración del mercado mayorista de electricidad y la operación del sistema eléctrico de potencia son los siguientes:

Enero

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01 por seguridad operativa, durante 10 horas y 49 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01 por seguridad operativa, durante 10 horas y 37 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SRAF-TECO, en 2 eventos por pruebas para entrada a servicio de nueva línea, durante un total de 20 horas y 41 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión El Salvador-Honduras 01 por mantenimiento, durante 2 horas y 25 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-SMAR por mantenimiento, durante 2 horas y 44 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02 por mantenimiento, durante 8 horas y 34 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01 por mantenimiento, durante 9 horas y 20 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-OZAT por mantenimiento, durante 5 horas y 10 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02 por seguridad operativa, durante 7 horas y 14 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por seguridad operativa, durante 7 horas y 13 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-NEJA por mantenimiento, durante 2 horas y 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-SRAF por mantenimiento, durante 5 horas y 35 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR por mantenimiento, durante 2 horas y 12 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-NEPO por mantenimiento, durante 2 horas y 16 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-SANA por mantenimiento, durante 9 horas y 47 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANA-OPIC por mantenimiento, durante 6 horas y 32 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SANA por mantenimiento, durante 6 horas y 32 minutos.

Febrero

Fuera de servicio línea a 115 kV TECO-OZAT por mantenimiento, durante 4 horas y 52 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-TALN, en 7 eventos por mantenimiento, durante un total de 65 horas y 14 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-ATEO, en 4 eventos por mantenimiento, durante un total de 42 horas y 10 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión El Salvador-Honduras 02 por mantenimiento, durante 10 horas y 32 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 SRAF-TECO por pruebas para entrada de servicio de nueva subestación, durante 73 horas y 54 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-TECO, en 4 eventos por falla, durante un total de 5 horas y 28 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-JIBO, en 2 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 12 horas y 35 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-NEJA por mantenimiento, durante 11 horas y 55 minutos.

Marzo

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

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP, en 2 eventos por mantenimientos, durante un total de 56 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA por mantenimiento, durante 3 horas y 42 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 17 horas y 55 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS por mantenimiento, durante 5 horas y 1 minuto.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-TALN por mantenimiento, durante 6 horas y 40 minutos.

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

Fuera de servicio línea de interconexión Guatemala-El Salvador 01, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total 11 horas y 21 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01 por mantenimiento, durante 6 horas y 44 minutos.

Abril

Fuera de servicio línea de interconexión Guatemala-El Salvador 02, en 2 eventos por falla y 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 26 horas y 19 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG por mantenimiento, durante 2 horas y 38 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 01 por mantenimiento, durante 3 horas y 45 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02 por mantenimiento, durante 3 horas y 27 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 5 horas y 6 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF, en 5 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 32 horas y 18 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMIG por mantenimiento, durante 3 horas y 23 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR por mantenimiento, durante 3 horas y 43 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 27 horas y 59 minutos.

FUERA DE SERVICIO LÍNEA A 230 KV 15SE-NEJA 01, EN 2
EVENTOS POR FALLA, DURANTE UN TOTAL DE 22 MINUTOS.

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

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

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 12 horas y 28 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SANA por falla, durante 21 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SONS, en 7 eventos por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 6 horas y 37 minutos.

Se declaró estado de alerta en 1 evento por bajos perfiles de voltaje en el Sistema Eléctrico de Potencia, ocasionado por cero voltaje en la subestación Ahuachapán.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-SRAF por mantenimiento, durante 7 horas y 52 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-SRAF por mantenimiento, durante 7 horas y 51 minutos

Fuera de servicio línea a 115 kV SRAF-SMAR por mantenimiento, durante 7 horas y 53 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión Guatemala-El Salvador 01, en 4 eventos por falla, durante un total 1 hora y 38 minutos.

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

Mayo

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-TPTO por mantenimiento, durante 2 horas y 43 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SONS, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 4 horas y 43 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAT por falla, durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP por mantenimiento, durante 1 hora y 32 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF, en 10 eventos por mantenimiento, durante un total de 64 horas y 50 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 28 horas y 52 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 8 horas y 47 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-CGRA, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 8 horas y 37 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión Guatemala-El Salvador 01, en 1 evento por mantenimiento y 2 eventos por seguridad operativa, durante un total de 23 horas y 27 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 01 por mantenimiento, durante 1 hora y 34 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 02 por mantenimiento, durante 1 hora y 44 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión Guatemala-El Salvador 02, en 2 eventos por seguridad operativa, durante un total de 17 horas y 16 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV ATEO-TALN por mantenimiento, durante 473 horas y 52 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV LUNI-HAVI, en 2 eventos por fallas, durante un total de 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-JIBO, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 2 horas y 35 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión El Salvador-Honduras 02 por mantenimiento, durante 9 horas y 12 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-SRAF por mantenimiento, durante 6 horas y 38 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ANTA-PEDR por falla, durante 15 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV SRAF-SMAR por mantenimiento, durante 4 horas y 56 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS por mantenimiento, durante 2 horas y 13 minutos.

Junio

Fuera de servicio línea a 115 kV ATEO-TALN por mantenimiento, durante 566 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF, en 8 eventos por mantenimiento, durante un total de 52 horas y 21 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-IANG por mantenimiento, durante 7 horas y 6 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ANTA-PEDR por falla, durante 9 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV STOM-PEDR por falla, durante 4 minutos.

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

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

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

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

Fuera de servicio línea de interconexión El Salvador-Honduras 01 por mantenimiento, durante 4 horas y 45 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-TPTO por falla, durante 21 minutos.

CONFLICTOS Y SANCIONES

Durante el primer semestre del año 2018, la Unidad de Transacciones no registró ningún conflicto entre operadores referente al Mercado Mayorista de Electricidad.