

AJ/2019/ama

18 de enero de 2019

Ingeniero
José Roberto Estévez
Presidente
UT, S.A. DE C.V.
Kilómetro 12½ Carretera al Puerto
de La Libertad, desvío a Huizúcar,
Nuevo Cuscatlán

UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V.	
INGRESO DE CORRESPONDENCIA	
FECHA:	18/Enero/2019
HORA:	5:34 pm.
Recibido por:	Jatimar de Santiago
Clave/Archivo:	Siget-60

Estimado Ingeniero Estévez:

Por este medio le comunicamos que la Junta de Directores de esta Superintendencia, emitió el siguiente acuerdo que literalmente dice:.....

ACUERDO No. 12-E-2019

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES. San Salvador, a las siete horas con cincuenta minutos del día catorce del mes de enero del año dos mil diecinueve.

Los infrascritos miembros de la Junta de Directores de esta Superintendencia, CONSIDERANDO QUE:

- I. Mediante el Acuerdo No. 232-E-2008 de fecha veintitrés de octubre de dos mil ocho, la Junta de Directores de la SIGET aprobó el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN (ROBCP).
- II. Por medio del Acuerdo No. 335-E-2011 del ocho de julio de dos mil once, la Junta de Directores estableció el uno de agosto de dos mil once como fecha para el inicio de aplicación del ROBCP. Asimismo, el ROBCP y sus anexos completos fueron publicados en el Diario Oficial No. 138, Tomo No. 392, correspondiente al día veintidós de julio del mismo año.
- III. Mediante las Resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-7-2017, ambas de fecha nueve de marzo de dos mil diecisiete, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) en función de sus facultades aprobó modificaciones a la normativa regional, y definió una serie de actividades con el objeto de avanzar en la consolidación del Mercado Eléctrico Regional (MER).
 - a. Por medio de la Resolución CRIE-7-2017 de fecha nueve de marzo de dos mil diecisiete, la CRIE aprobó modificaciones al “Procedimiento de Aplicación de los

Contratos Firmes y Derechos Firmes” y sus Anexos, y dispuso que las mismas entraran en vigencia a partir del uno de mayo de dos mil diecisiete.

- b. Mediante la Resolución CRIE-6-2017 de fecha nueve de marzo de dos mil diecisiete, la CRIE aprobó modificaciones a numerales relativos a la conciliación, facturación y liquidaciones de las transacciones regionales del Libro I, II y sus anexos, III y IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), y se dispuso que las mismas entraran en vigencia el uno de septiembre de dos mil diecisiete. En líneas generales, las modificaciones al RMER se resumen en el Considerando V de la resolución antes mencionada, las que se citan a continuación:

“Que con la presente propuesta de modificación al RMER se pretende incorporar a la regulación regional una alternativa de cumplimiento de los requisitos técnicos requeridos en el numeral 3.5 del Libro I del RMER, a través del uso de la medición comercial nacional que esté debidamente autorizada por la autoridad nacional respectiva. Para ello, se haría necesario modificar los numerales relativos a la conciliación, facturación y liquidaciones de las transacciones regionales, de los Libros I, II, III y IV del RMER. Los siguientes son los temas que aborda la propuesta:

- ***Autorización para realizar transacciones en el MER.** Consideración de los Sistemas de Medición de los Sistemas Nacionales (SIMECN).*
- ***Pre despacho Regional.** Falta de presentación de pre despacho nacional; plazos en la coordinación diaria de la información; causales de ajustes.*
- ***Redespacho.** Adición de causales.*
- ***Medición Comercial.** Plazos de entrega de la energía demandada o consumida. SIMECR en nodos de enlace entre áreas de control para conciliación de desviaciones; SIMECR (RMER + SIMECN) para medición de posdespacho; desplazamiento de los plazos de medición de la información.*
- ***Posdespacho regional.** Desplazamiento de los plazos de las actividades.*
- ***Conciliación de desviaciones en tiempo real.** Únicamente por neto de área de control, medición en nodos de enlace en áreas de control, un solo precio por área (ex post promedio); desplazamiento de los plazos de las actividades.”*

Asimismo, en dicha Resolución, la CRIE manifestó la siguiente consideración:

“Que para la aplicación, de la propuesta de modificación de los numerales del Libro I, II y sus anexos, III y IV del RMER, deberá tomarse en cuenta el principio de gradualidad establecido en el Tratado Marco, que prevé la evolución progresiva del mercado, en ese sentido las regulaciones nacionales,

establecerán las interfaces que se consideren convenientes, incluyendo la decisión de los nodos en lo que se presentarán las ofertas al MER.”

- IV. Mediante nota de fecha nueve de mayo de dos mil diecisiete, el Ingeniero Juan Alfredo Ceavega, en su calidad de Presidente de la Junta Directiva de la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT), remitió propuesta de modificaciones al *Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción*, siendo éstas las interfaces regulatorias identificadas por dicha sociedad, a fin de compatibilizar el ROBCP con la modificación de los numerales del Libro I, II y sus Anexos, III y IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, establecidas en las Resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-7-2017. A continuación se transcribe la nota de la UT de remisión de las propuestas de modificación al ROBCP:

“En relación a las resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-7-2017, y dado que la primera establece un plazo comprendido entre el 18 de abril y el 31 de mayo de 2017 como el "Período de ajustes a las interfaces nacionales, ajustes a los sistemas y procesos del EOR y OS/OM, cumplimiento de requisitos de medición de Agentes y otras consideraciones necesarias", adjuntamos disco compacto que contiene lo siguiente:

- Los numerales de los capítulos y los anexos del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), que contienen la interfaz regulatoria que solicitamos sea incorporada en dicho cuerpo reglamentario.*
- La presentación expuesta por la administración a Junta Directiva, respecto de este punto.*
- Las observaciones recibidas por parte de los PM respecto de los numerales propuestos 2.1.2.1, 2.1.2.2 y 2.1.2.3 del Anexo 13 - MEDICIÓN COMERCIAL del ROBCP.*

Dicha propuesta de interfaz regulatoria fue ampliamente discutida con los Participantes de Mercado, por medio de los diferentes comités técnicos de la UT, de forma que sus observaciones fueron consideradas por Junta Directiva, quien aprobó este mismo día su remisión a la SIGET.

Solicitamos además que las propuestas de interfaces regulatorias presentadas sean incorporadas al ROBCP, con el tiempo suficiente que permitan a nuestra sociedad participar de las pruebas que serán desarrolladas a partir del 1 de junio de 2017, de forma paralela a la aplicación del RMER junto con el Procedimiento de Detalle Complementario (PDC).”

- V. Por medio de nota de fecha veinticuatro de mayo de dos mil diecisiete, la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL) comunicó a la SIGET su opinión sobre la propuesta de modificaciones al *Anexo 13 Medición Comercial* del ROBCP remitidas por la UT, que se detalla a continuación:

“En relación con la reciente propuesta de la Unidad de Transacciones (UT), para compatibilizar el ROBCP con la modificación de los numerales del Libro I, II y sus anexos, III y IV del RMER, realizada atendiendo las resoluciones de la CRIE-06 y 07-2017, ETESAL considera a bien comunicarles lo siguiente:

- *En la propuesta de adición al Anexo 13 del numeral 2.1.2.1 se expresa: “el propietario de los equipos de medición ubicados en los enlaces entre áreas de control, podrá emitir documentos de cobro relacionados con los costos de instalación, mantenimiento y reemplazo de los equipos de la cadena de medición, a los PMs autorizados para realización de transacciones regionales durante el último año calendario, según el registro de la UT”; a la vez se propone adicionar el numeral 2.1.2.2 “Los propietarios de los equipos de medición referidos en el numeral anterior, serán responsables de definir el mecanismo de distribución de costos entre los PMs, así como de presentar a los mismos las justificaciones necesarias por medio de memorias de cálculo, comprobantes de crédito fiscal y declaración de mercancías”.*

Respecto a lo anterior, se informa que en los contratos de transmisión vigentes con generadores y comercializadores se establece entre otras cosas en el ARTICULO CUARTO: OBLIGACIONES que “ETESAL se obliga a permitir al “generador/comercializador” el transporte de energía eléctrica, quien podrá utilizar la red de transmisión de ETESAL y los equipos de medición de la transmisora que estén registrados ante el Ente Operador Regional (EOR) ...” y se aclara que actualmente no se efectúa cobro alguno de parte de la transmisora por el uso de dichos equipos. De requerirse cambio y/o adición de equipos de comunicación, éstos serán sometidos a consideración de SIGET para aprobación como parte del presupuesto anual.

- *En cuanto a la propuesta de modificación del numeral 2.2.3 del Anexo 13, el cual expresaría que: “El procedimiento normal de lectura de los registradores será remoto mediante la utilización de vínculos de comunicación privada o pública, para lo cual el equipo estará dotado de un módem y módulo de comunicación vía IP con la inteligencia necesaria para la comunicación, con el grado de protección requerido. Adicionalmente dispondrá de la posibilidad de extracción local”, y del Anexo 13, numeral 2.3.1, “literal e)”, que se leería: “El equipo deberá permitir una lectura local de los datos, para lo que dispondrá de puertos de acceso (cable óptico, lectoras manuales y conector RS-232), y lectura remota vía IP, para lo que deberá incluir el correspondiente medio de comunicación, con la velocidad y especificaciones proporcionadas por la UT”, se informa que actualmente los equipos de instalados no son compatibles con la modificación vía IP, por lo que, de modificarse estos apartados, ETESAL someterá a consideración de SIGET para aprobación, el presupuesto de los accesorios necesarios para la implementación de las nuevas disposiciones del reglamento, con base en los requisitos técnicos que establezca la UT.”*

- VI. Mediante Memorando No. MM-2017-05-077, de fecha treinta de mayo de dos mil diecisiete, la Gerencia de Electricidad de la SIGET remitió el informe técnico IT-MM-2017-017 que contiene el análisis de la propuesta de modificaciones al ROBCP remitidas por la UT.

En dicho Informe Técnico se señala que tales modificaciones se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- a. **Modificaciones propias de la interface regulatoria entre el mercado nacional y regional.** Debido a los cambios en la normativa regional aprobados mediante las Resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-7-2017, asociados al Predespacho, Posdespacho, Conciliación de Desviaciones en tiempo real por área de control, Medición Comercial, entre otros, se requieren modificaciones en el ROBCP a efecto de armonizar las reglas de mercado nacional y regional.
- b. **Modificaciones para adecuar la normativa del Mercado Mayorista de Electricidad (nacional).** Adicionalmente a las interfaces regionales, la UT ha propuesto algunos cambios al ROBCP con el objeto de depurar las disposiciones propias del Mercado Mayorista de Electricidad; por ejemplo, precisiones de carácter técnico operativo, eliminación de apartados que han perdido vigencia o aplicabilidad operativa y que se propone sustituirlos por reglas funcionales, o bien incorporar de forma permanente disposiciones que han estado aplicándose de forma transitoria y periódica, entre otras.

Asimismo, la Gerencia de Electricidad expresa que de las modificaciones al RMER antes mencionadas, los aspectos relevantes que justifican la mayoría de cambios propuestos al ROBCP por parte de la UT se resumen a continuación:

“

- i. *Se autoriza que los Sistemas de Medición Nacionales (SIMECN) formen parte del Sistema de Medición Regional (SIMECR), para lo cual se establecen los requisitos a cumplir. Modificación que se explica porque a nivel regional todavía no se han adecuado la totalidad de los SIMECR conforme los requisitos técnicos definidos en el RMER, por lo que el uso de los SIMECN es una forma gradual de implementar el RMER. Por otra parte, la referencia que los nodos de Enlace entre áreas de control forman parte de la Red de Transmisión Regional (RTR).*
- ii. *Se norma que la conciliación de desviaciones en tiempo real será por área de control (precio ex post regional único), asignándose a los respectivos OS/OM, y éstos lo internalizarán en sus mercados, según la normativa nacional.*
- iii. *Ampliación de plazos relacionados a entrega de información, por ejemplo, para la conciliación de las transacciones de desviaciones en tiempo real (TDTR) por área de control, lo cual implicará que las TDTR de un mes se*

liquiden en el mes siguiente, por consiguiente es necesario hacer ajustes a los plazos dispuestos en el ROBCP.”

Por otra parte, la Gerencia de Electricidad identificó ajustes a lo propuesto por la UT, a fin de precisar la redacción y eliminar ambigüedades en la aplicación de lo dispuesto en el ROBCP; asimismo, recomendó solicitar aclaraciones de algunas modificaciones al ROBCP. Lo anterior, se resume en la sección 8. Dictamen Técnico del informe antes referido, que se cita a continuación:

“8. Dictamen Técnico

Las conclusiones y recomendaciones de la Gerencia de Electricidad sobre la propuesta de modificaciones al ROBCP solicitadas por la UT, siendo éstas las interfaces regulatorias para compatibilizar la normativa nacional con la regional, son las siguientes:

- a. *En general, las propuestas de modificación al ROBCP requeridas por la UT permiten compatibilizar las reglas de mercado definidas en el ROBCP y el RMER, este último que fue modificado por la CRIE mediante las Resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-7-2017. La mayoría de modificaciones propuestas por la UT se consideran procedentes y se recomienda incorporarlas en el ROBCP, algunas de ellas con los ajustes propuestos por esta Gerencia. No obstante lo anterior, no se recomienda incorporar la adición de los numerales del 2.1.2.1 al 2.1.2.3 del Anexo 13 – Medición Comercial.*

Si bien la adición de los numerales del 2.1.2.1 al 2.1.2.3 del Anexo 13 – Medición Comercial busca compatibilizar el ROBCP con lo regulado en el numeral 2.2.8 del Libro II del RMER, la misma debe ser “conforme a lo establecido en la regulación nacional”. En ese sentido, de la revisión Artículo 66 de la LGE y el Art. 76 del Reglamento, y los argumentos de los PMs que manifestaron su desacuerdo a la adición de dichos numerales, los cuales habilitan a los propietarios (PM Transmisor) de los equipos de medición ubicados en los enlaces entre áreas de control, a que puedan cobrar los costos de instalación, mantenimiento y reemplazo de tales equipos, la Gerencia de Electricidad concluye que los costos antes mencionados están reconocidos en el Cargo de Uso de Transmisión (CUST) que se le aprueba al PM Transmisor, tal y como se ha realizado en las distintas aprobaciones de dicho cargo por parte de la SIGET, en razón de ello no recomienda incorporar la adición de los numerales del 2.1.2.1 al 2.1.2.3 en el Anexo 13 – Medición Comercial del ROBCP.

Lo anterior, también es congruente con la práctica vigente de ETESAL de no cobro, a generadores y comercializadores, de los costos de instalación, mantenimiento y reemplazo de los equipos de la cadena de medición.

- b. *La Gerencia de Electricidad ha identificado disposiciones adicionales o ajustes a algunas modificaciones solicitadas por la UT, con el objeto de que haya congruencia entre los distintos Capítulos y Anexos del ROBCP o que se eliminen*

ambigüedades para la aplicación de lo dispuesto en el ROBCP, por lo que se recomienda hacer las siguientes adecuaciones a las modificaciones propuestas remitidas por la UT:

- i. Modificar la definición de Monto Remanente en el Capítulo 1 – Glosario, de la siguiente manera:
 - **Monto Remanente:** Para cada Intervalo de Mercado es el monto resultante de la suma de todos los abonos o cargos realizados por los PMs y el EOR en la conciliación de transacciones, conformado por el cargo por congestión, excedente de las desviaciones asignadas por el EOR, ya sean normales, significativas autorizadas, o no autorizadas y graves, y el excedente por las transacción de Retiro Regional asociadas a sustitución de déficit incluidos los cargos nacionales o regionales asociados a estos retiros, y los Cargos Variables de Transmisión neto de las instalaciones de transmisión que no pertenecen a la Red de Transmisión Regional, según lo establezca la Regulación Regional vigente.
- ii. Modificar la redacción del numeral 18.9.2 de la siguiente forma:

18.9.2. La UT realizará la liquidación del Mercado Mayorista de Electricidad, conforme lo dispuesto en el numeral 6.3 del Anexo 14 de este Reglamento. ~~Energía a más tardar el día hábil antes de la realización de la liquidación del Mercado Eléctrico Regional.~~
[la referencia la numeral 6.3 corresponde al nuevo numeral propuesto por la UT, como parte de las modificaciones]
- iii. Modificar lo dispuesto en la Actividad No. 5 definida en el Proceso de Facturación y Liquidación del Anexo 14 del ROBCP, de la siguiente manera:

<p>Actividad No. 5: VERIFICACIÓN DE <u>TRANSFERENCIA DE FONDOS <u>DISPONIBLES</u></u> Duración: 1 día hábil</p>
--

Un día antes de realizar las transferencias de fondos, la UT corroborará con el Banco que los fondos están disponibles para transferirse. Una vez verificados los depósitos de cada PM deudor, la UT procederá a elaborar y remitir las instrucciones de transferencia de fondos a las instituciones bancarias para que desde la cuenta de la UT se realicen los pagos a los PMs con saldo acreedor.

Si en la cuenta de un PM deudor no existen los fondos suficientes, la UT hará efectiva la garantía de pago correspondiente, hasta cubrir el monto deudor.

Si existieren circunstancias que impidan hacer una liquidación completa, del monto disponible aportado por los PMs deudores, la UT:

- a) *Descontará ~~del~~ monto correspondiente al disponible el Cargo de Operación y Administración del Mercado Mayorista.*
 - b) *Descontará el monto correspondiente al el-Cargo por el Uso del Sistema de Transmisión.*
 - c) *Descontará el monto neto resultante de las desviaciones en tiempo real por área de control asociadas a ~~de~~ las transacciones en del MER, y el monto de otros cargos asignados a la UT por el EOR.*
 - d) *Distribuirá los montos disponibles proporcionalmente a los saldos acreedores e instruirá al banco los valores a liquidar; lo hará del conocimiento de todos los PMs e informará a la Junta Directiva de la UT.*
 - e) *Aplicará la sanción respectiva.*
- c. *De la revisión de las propuestas de modificación al ROBCP, algunas de ellas no forman parte de las interfaces regulatorias ROBCP – RMER, éstas se requieren por aspectos de carácter técnico –operativo (numerales 2.2.3 y 2.3.1 – Anexo 13 del ROBCP), o se propone eliminar disposiciones que han perdido vigencia (numeral 11.9. Fondo de liquidación por diferencia de precios del Capítulo 11 Transacciones Regionales del ROBCP) o que no tienen aplicabilidad operativa (Figura del pago anticipado- numeral 5.5.2.2 del Anexo 14 del ROBCP). Por lo anterior, la Gerencia de Electricidad es de la opinión que las modificaciones antes comentadas son adecuadas y no tiene objeciones a las mismas.*
- d. *Se recomienda dar audiencia a la UT para que se pronuncie sobre las modificaciones propuestas en la letra b). Adicionalmente, con el objeto de cuantificar impactos en el precio de la energía o evaluar la aplicabilidad y consistencia de las modificaciones que ha propuesto, se recomienda:*
- i. *Consultar si la referencia genérica al Precio del Mercado Eléctrico regional mencionado en el numeral 11.7.1 en el Capítulo 11 del ROBCP a adicionar, es lo suficientemente “precisa” para la realización de la conciliación mensual de las desviaciones en tiempo real del MER, y de ser necesario, ajustar la redacción haciendo referencia a un numeral del RMER. Asimismo, consultar si se prevé o no una variación significativa en el Monto Remanente (MR) respecto a lo registrado históricamente, debido a las modificaciones propuestas (apartado 11.7 del Capítulo 11 del ROBCP a adicionar) a la internalización de los montos asociados a las desviaciones en tiempo (normales, autorizadas o no) en el MR.*
 - ii. *Explicación y ejemplificación conceptual de la realización de las dos primeras liquidaciones de las TDTR e internalización de éstas en el Mercado Mayorista de Electricidad, que evidencie el cierre económico en*

el mercado, previstas en los numerales 18.5.3.1 y 18.5.3.2 que se adicionan en el Capítulo 18 del ROBCP.

En los numerales antes mencionados, se condiciona a la aplicación de una "nueva normativa del MER", tal expresión no es "específica", en ese sentido, evaluar si se puede hacer referencia a la resolución de la CRIE que sustenta la propuesta, de igual forma cuando se hace referencia a "precios MER".

- iii. Evaluar ajustar la redacción propuesta en el numeral 6.3 en el Anexo 14 del ROBCP, estableciendo que de ser necesario se ajustará la duración de para la realización de las actividades para el proceso de facturación y liquidación especificadas en el numeral correspondiente del Anexo 14, tomando en consideración que normar que la liquidación del Mercado Mayorista de Electricidad será realizada antes de la regional, en algún caso podría no ser compatible la fecha que resulte para la realización de la liquidación del mercado nacional, dados los plazos específicos dispuestos para cada una de las actividades del proceso de facturación y liquidación, definidos en el Anexo 14 del ROBCP.*
- e. Previendo la posibilidad de que al 31 de mayo de 2017 no se haya finalizado el proceso de revisión y análisis de las modificaciones al ROBCP, y su posterior aprobación por parte de la Junta de Directores de la SIGET, se recomienda instruir a la UT que participe en las pruebas regionales que serán desarrolladas del 1 de junio al 31 de julio del presente año, período en el cual se aplicará el PDC al RMER con carácter oficial y las modificaciones a los numerales del Libro I, II y sus anexos, III y IV del RMER, aprobadas mediante la Resolución CRIE-6-2017, con carácter indicativo.*

Valga mencionar que esta recomendación es factible dado que la normativa regional aplicable, en el período de pruebas de aplicación de la disposiciones aprobadas mediante la resolución de la CRIE antes referida, es la que está actualmente vigente, y en ese sentido, en estricto rigor, las interfaces regulatorias nacionales requeridas no necesariamente tienen que estar aprobados el 31 de mayo tal y como "idealmente" está propuesto en la Resolución CRIE-6-2017, y porque las interfaces regulatorias propuestas podrían sufrir ajustes como resultado de la participación de la UT en las pruebas regionales.

Instrucción a la UT para que participe en las pruebas regionales, se incluiría en el acuerdo de audiencia que se confiera o alternativamente dirigiendo una nota de la Junta de Directores a dicha sociedad.

- f. Requerir a la UT que a más tardar el 24 de julio del presente año, remita informe técnico en el que evalúe la aplicabilidad de las interfaces regulatorias propuestas, y ajustes a las mismas en el caso que haya identificado elementos adicionales a incorporar o eliminar, debidamente justificados desde el punto de vista técnico y legal, según se requiera.*

- g. *A partir del análisis técnico y legal de la respuesta de la UT a la audiencia conferida y del informe técnico solicitado en el literal anterior, se procedería a la aprobación de las modificaciones al ROBCP.*
- h. *Finalmente, se recomienda que instruir a la UT que en el futuro, cada vez que solicite la aprobación de modificaciones al ROBCP, adjunte un informe con el análisis técnico y de ser procedente, legal, en el que se detalle la justificación de cada propuesta de modificación.”*

VII. Por medio del Acuerdo No. 220-E-2017 de fecha dos de junio de dos mil diecisiete, se concedió audiencia a la UT para que se pronunciara sobre las adecuaciones sugeridas por la SIGET a la propuesta de esa entidad de modificaciones al ROBCP y aclarara algunas interrogantes que se plateaban en el Informe Técnico No. IT-MM-2017-017.

Dado que la resolución CRIE-6-2017 estableció un período de prueba de la nueva reglamentación regional (del uno de junio al treinta y uno de julio de dos mil diecisiete), durante el cual ésta se aplicaría de forma indicativa y en paralelo con la normativa regional vigente; se le solicitó a la UT que a más tardar el veinticuatro de julio de dos mil diecisiete, remitiera un informe de evaluación de la aplicabilidad y consistencia de las interfaces regulatorias, en el cual propusiera ajustes a las mismas, en el caso que identificara elementos adicionales a incorporar o eliminar, debidamente justificados desde el punto de vista técnico y legal, y proporcionara una estimación de los posibles impactos económicos que las modificaciones conllevarían.

VIII. Mediante nota de fecha diecinueve de junio de dos mil diecisiete, la UT evacuó la audiencia concedida por medio del Acuerdo No. 220-E-2017.

Posteriormente, también en cumplimiento del acuerdo antes referido, el veinticuatro de julio de dos mil diecisiete, la UT remitió el “*INFORME DE EVALUACIÓN DE APLICABILIDAD Y CONSISTENCIA DE LAS INTERFACES REGULATORIAS CON EL MER*”, en el cual dicha entidad analizó la aplicación de las interfaces entre el ROBCP y el RMER, basándose en la experiencia adquirida a través de su participación en la etapa de aplicación indicativa de las reformas al RMER aprobadas por la CRIE mediante las Resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017¹. El informe de la UT correspondía al análisis de los resultados del predespacho del MER del mes de junio de dos mil diecisiete.

Por medio de nota de fecha diecisiete de agosto de dos mil diecisiete, la UT remitió *Informe Complementario de evaluación de aplicabilidad y consistencia de la interface regulatoria con el MER*, en el cual presentó los resultados de los posdespachos y conciliaciones de desviaciones en tiempo real.

IX. Mediante la Resolución CRIE-41-2017 de fecha veintiocho de agosto de dos mil diecisiete, la CRIE estableció que “(...) *en atención a las repercusiones que*

¹ Mediante la Resolución CRIE-17-2017 se hicieron ajustes o aclaraciones a lo aprobado a través de la Resolución CRIE-6-2017.

posiblemente produzca sobre el mercado regional la implementación de las modificaciones al RMER establecidas en las Resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017 utilizando la RTR vigente para el año 2017” se debía “(...) prorrogar el inicio de la aplicación oficial de las Resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017 hasta el 1 de enero de 2019”. Asimismo, aprobó ampliar por dos meses (del uno de octubre al treinta de noviembre de dos mil diecisiete) la aplicación indicativa de las resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017 y realizar una evaluación también de dos meses al término de ese período de prueba (del uno de diciembre de dos mil diecisiete al treinta y uno de enero de dos mil dieciocho).

- X. Por medio del Acuerdo No. 397-E-2017, de fecha veinticinco de agosto de dos mil diecisiete, se requirió dictamen técnico a la Gerencia de Electricidad de la SIGET, a fin de que analizara los informes presentados por la Unidad de Transacciones junto con las notas recibidas los días diecinueve de junio, veinticuatro de julio y diecisiete de agosto del año 2017.

En respuesta al requerimiento anterior, mediante el memorando MM-2017-09-117 de fecha seis de septiembre de dos mil diecisiete, se remitió el Informe IT-MM-2017-023, en el que dicha Gerencia concluyó que en vista que las modificaciones al RMER aprobadas por la CRIE mediante las resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017, se iban a someter nuevamente a una etapa de prueba y otra posterior de evaluación, ello podría llevar a que la CRIE efectuara ajustes a lo dispuesto en las mencionadas resoluciones, con lo que podrían quedar desactualizadas las modificaciones al ROBCP que se habían elaborado sobre la base de la respuesta de la UT al Acuerdo No. 220-E-2017, razón por la cual recomendó **que no se aprobaran dichas modificaciones y se esperara a verificar si la CRIE realizaba cambios en la regulación regional como consecuencia de los resultados obtenidos en las dos etapas de prueba anteriormente mencionadas.**

- XI. El dos de octubre de dos mil dieciocho, se recibió carta de la UT en la que expresó lo siguiente:

“Con base en la parte resolutive de la resolución CRIE-41-2017, en la cual la CRIE resuelve modificar los resuelve tercero y cuarto de la resolución CRIE-6-2017; y proceder sin necesidad de declaración posterior a la aplicación de las modificaciones a los numerales del Libro I, II y sus anexos, III y IV del RMER a partir del 1 de enero de 2019, le informamos lo siguiente:

- 1. Dado que el plazo para la entrada en vigencia de la reglamentación modificada del RMER es de aproximadamente 3 meses, es necesario conocer el estado de aprobación de la propuesta de interface regulatoria establecida en el Acuerdo No. 220-E-2017, ya que a la fecha no tenemos retroalimentación sobre la misma.*
- 2. En los diferentes Comités Técnicos del EOR se nos ha indicado que la reglamentación contenida en las resoluciones CRIE-06-2017 y CRIE-17-2017*

no será modificada para enero 2019. En ese sentido, algunos participantes de mercado, en relación con la medición comercial, han expresado lo siguiente:

- a. Se necesitan conocer (sic) la periodicidad de realización de las auditorías al SIMEC, ya que si cambia a forma anual impacta en sus presupuestos operativos para el próximo año.*
- b. Muchos equipos de medición deben ser actualizados o cambiados de manera que estén provistos de comunicación IP (requisitos que todavía no cumplen), lo cual debe ser solventado lo antes posible para dar respuesta a los requerimientos de la reglamentación regional”.*

XII. En vista de la solicitud de la UT y de la entrada en vigencia de lo dispuesto por las resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017 a partir del uno de enero de dos mil diecinueve, la Gerencia de Electricidad de la SIGET, por medio del Memorando No. MM-2018-11-129 de fecha diecinueve de noviembre de dos mil dieciocho, remitió el Informe Técnico No. IT-MM-2018-012, en el cual se analizaron las observaciones y modificaciones al ROBCP que fueron propuestas por la UT mediante nota de fecha diecinueve de junio de dos mil diecisiete en respuesta al acuerdo de audiencia No. 220-E-2017, tomando en consideración el desarrollo de la reglamentación regional durante el año dos mil dieciocho relacionada con las resoluciones CRIE-06-2017 y CRIE-17-2017.

Dicho informe técnico contiene el dictamen y recomendaciones siguientes:

(...)

5. DICTAMEN TÉCNICO

De conformidad con el análisis realizado de la propuesta de modificaciones al ROBCP solicitadas por la UT por medio de su carta de fecha 9 de mayo de 2017 y de las observaciones remitidas por dicha entidad el 19 de junio de 2017, se tienen las siguientes conclusiones:

- a. La Resolución CRIE-41-2017 prorrogó al 1 de enero de 2019, la fecha de entrada en vigencia de las reformas al RMER aprobadas mediante las Resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017, asimismo, habilitó un nuevo período de prueba del 1 de octubre al 30 de noviembre de 2017, lo que dio lugar a otro período de evaluación del 1 de diciembre de 2017 al 31 de enero de 2018, del que, como resultado, se conoce que la CRIE tiene previsto efectuar algunas modificaciones a las disposiciones de las Resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017.*

Sin embargo, se han analizado las reformas que la CRIE prevé realizar al RMER o a las resoluciones CRIE-06-2017 y CRIE-17-2017 en lo que resta del año 2018, y se ha llegado a la conclusión que éstas no tendrán incidencia en las interfaces que se requieren para hacer compatible el ROBCP con las modificaciones a los numerales del Libro I, II y sus Anexos, III y IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)

aprobadas por medio de las resoluciones CRIE-06-2017 y CRIE-17-2017: las interfaces entre el ROBCP y el RMER tienen un carácter tan general, que no se estima que vayan a ser afectadas por las reformas a la regulación regional que pudiera realizar la CRIE antes del 1 de enero de 2019.

- b. En general las propuestas de modificación al ROBCP solicitadas por la UT junto con las observaciones que fueron planteadas por la SIGET a través del Acuerdo No. 220-E-2017 y las adecuaciones expresadas por la UT mediante su carta del 19 de junio de 2017, permiten compatibilizar adecuadamente las reglas de mercado definidas en el ROBCP y el RMER, especialmente respecto a las reformas al RMER aprobadas por la CRIE mediante las Resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017. No obstante lo anterior, se ha detectado la necesidad de efectuar ajustes a algunas de las modificaciones al ROBCP que se han analizado, específicamente las relacionadas con la definición de monto remanente y con la redacción de los numerales 18.5.1 y 18.5.3 del Capítulo 18 del ROBCP.*

6. RECOMENDACIONES

En consistencia con el dictamen técnico anterior, se recomienda lo siguiente:

- a. (...)*
- b. Aprobar el resto de modificaciones al ROBCP propuestas por la UT por medio de carta de fecha 9 de mayo de 2017, de conformidad con el detalle del Anexo II de este Informe, para lo cual se han tomado en cuenta las observaciones planteadas por la SIGET a través del Acuerdo No. 220-E-2017, así como las adecuaciones sugeridas por la UT a algunas de las modificaciones según lo expresado por medio de su carta de fecha 19 de junio de 2017. (...)"*

XIII. Por medio de la Resolución CRIE-109-2018 de fecha trece de diciembre de dos mil dieciocho, la CRIE aprobó algunas reformas a lo dispuesto en las resoluciones CRIE-06-2017 y CRIE-17-2017; sin embargo, durante la sesión de fecha catorce de enero de este año, la Gerencia de Electricidad informó que dichas reformas no inciden en las modificaciones al ROBCP recomendadas en su Informe Técnico No. IT-MM-2018-012.

XIV. En vista del análisis realizado por la Gerencia de Electricidad de la SIGET, la Junta de Directores estima procedente aprobar las modificaciones al ROBCP propuestas por la UT por medio de carta de fecha nueve de mayo de dos mil diecisiete, según el detalle contenido en el Anexo de este Acuerdo, para lo cual se han tomado en cuenta las observaciones planteadas por la SIGET a través del Acuerdo No. 220-E-2017, así como las adecuaciones sugeridas por la UT a algunas de las modificaciones, de

conformidad con lo expresado por medio de su carta de fecha diecinueve de junio de dos mil diecisiete.

Adicionalmente, se considera pertinente que la UT realice un monitoreo de los efectos, en el Mercado Mayorista de Electricidad, de lo dispuesto por las resoluciones CRIE-06-2017, CRIE-17-2017 y CRIE-109-2018, y por las modificaciones al ROBCP que conforman las interfaces regulatorias correspondientes.

Como resultado de ese monitoreo, es necesario que la UT remita a la Junta de Directores de la SIGET un informe trimestral, a más tardar cada doceavo día hábil del mes siguiente a cada uno de los trimestres del año dos mil diecinueve que, como mínimo, contenga lo siguiente:

- a. Análisis comparativo de la evolución y comportamiento de los precios ex post del Posdespacho regional, respecto a los precios ex ante del Predespacho regional y a los costos marginales de operación; identificando en caso de ocurrir, diferencias significativas o atípicas entre los mismos e incluyendo una explicación de las causas.
- b. Análisis de las desviaciones en tiempo real en el Mercado Eléctrico Regional para el área de control de El Salvador y de la conciliación de las mismas.
- c. Impacto de las modificaciones de la normativa regional en el Monto Remanente, considerando que esta variable nacional puede verse afectada, al menos por los precios ex post del Posdespacho del Mercado Eléctrico Regional y por las desviaciones en tiempo real que se asignen a El Salvador.
- d. Reporte del avance de la adecuación de los equipos de medición comercial nacionales, tomando en cuenta los requerimientos técnicos adicionales exigidos en el Anexo 13 Medición Comercial del ROBCP, aprobados mediante el presente acuerdo.
- e. Cualquier otro aspecto que la UT considere relevante.

Por lo antes expuesto y con base en las consideraciones señaladas, la Junta de Directores ACUERDA:

1. Aprobar las modificaciones al REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN que se detallan en el Anexo I de este Acuerdo, el cual forma parte integrante del mismo;
2. Instruir a la UT que presente informes trimestrales respecto a los efectos en el Mercado Mayorista de Electricidad de lo dispuesto tanto por las resoluciones CRIE-06-2017, CRIE-17-2017 y CRIE-109-2018, como por las modificaciones al ROBCP que conforman las interfaces regulatorias correspondientes, de conformidad con lo indicado en el Considerando XIV de este Acuerdo;

ANEXO I
MODIFICACIONES AL ROBCP
APROBADAS

- i. Adicionar en orden alfabético las siguientes definiciones al numeral 1.1 en el Capítulo 1 “Glosario” de la siguiente manera:
- **Área de Control:** Conjunto de plantas de generación, subestaciones, líneas de transmisión y distribución, y demandas; que son controladas desde un mismo centro de control.
 - **Centro de Control:** Sitio donde se programa, coordina, controla y supervisa la operación de un sistema eléctrico o Área de Control.
 - **Desviaciones en tiempo real del Mercado Eléctrico Regional:** Son las desviaciones de las transacciones de energía programadas en el Predespacho, o redespacho, del Mercado Eléctrico Regional. Estas desviaciones se determinan por área de control y son la diferencia entre la medición registrada de cada uno de los enlaces de interconexión y el intercambio programado. Estas desviaciones pueden ser normales, significativas autorizadas y no autorizadas, y graves.
 - **Red de Transmisión Regional (RTR):** Es el conjunto de instalaciones de transmisión en donde se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, y es definida con la metodología contenida en la reglamentación regional.
- ii. Modificar la siguiente definición en el numeral 1.1 del Capítulo 1 “Glosario”, de la siguiente manera:
- **Nodo de Enlace:** Nodo terminal de las líneas de interconexión entre dos sistemas eléctricos, el cual es parte de la Red de Transmisión Regional (RTR).
- iii. Modificar los numerales 11.2.1 y 11.2.2 del Capítulo 11 “Transacciones Regionales”, de la siguiente forma:
- 11.2.1 Las cantidades físicas asociadas a contratos regionales y las ofertas asociadas a Transacciones Regionales serán realizadas en los nodos de la RTR de El Salvador.
- 11.2.2 Los PMs Autorizados en el MER podrán efectuar Transacciones Regionales en los Nodos de la RTR sin que se requiera la autorización previa para el uso del equipo de medición del PM titular de la instalación.
- iv. Eliminar el numeral 11.2.3 en el Capítulo 11 “Transacciones Regionales”.
- v. Modificar los numerales 11.4.4.4 y 11.4.5 del Capítulo 11 “Transacciones Regionales”, de la siguiente forma:

11.4.4.4 Ofertas de Inyección o Retiro Regional en los Nodos de la RTR. Estas ofertas las efectúa el PM Autorizado que cuente con la autorización indicada en el numeral 11.2.2 del presente Reglamento.

11.4.5. Para el envío de ofertas de oportunidad de inyección al MER, la UT deberá verificar que la sumatoria de todas las cantidades de energía ofertadas no supere la cantidad de energía disponible reportada en el predespacho nacional inicial considerando las cantidades físicas de contratos regionales. Si esta cantidad de energía disponible es superada, se deberán modificar las cantidades asociadas a las ofertas de oportunidad hasta alcanzar el valor de energía disponible, eliminando de las mismas todos aquellos bloques, en forma total o parcial, comenzando desde los bloques de mayor precio hacia los de menor precio. En caso de empate de precio para el último bloque a eliminar, la UT asignará la energía disponible en proporción a las ofertas declaradas.

- vi. Adicionar el numeral 11.7 Conciliación de desviaciones en tiempo real del MER al Capítulo 11 “Transacciones Regionales”, de la siguiente forma, seguidamente reenumerar las disposiciones subsecuentes, así el apartado *11.7 Calidad y Seguridad de la Red* pasa a ser el 11.8 y el apartado *11.8 Retiros Regionales para suplir déficit nacional* pasa a ser el 11.9:

11.7. Conciliación de desviaciones en tiempo real del MER.

11.7.1. Las desviaciones normales serán valoradas tanto al Costo Marginal de Operación como al Precio del Mercado Eléctrico Regional correspondiente en cada intervalo de mercado, siendo los precios del Mercado Eléctrico Regional a que se hace referencia, los establecidos en los numerales A4.4.3 literal c) o en el numeral A4.4.8 del Anexo 4 del Libro II del RMER, según corresponda. Las diferencias entre dichos resultados serán internalizadas en el Mercado Mayorista, incluyéndolas en el Monto Remanente de los Cargos del Sistema.

11.7.2. Las desviaciones significativas serán conciliadas de acuerdo a su clasificación, autorizadas o no autorizadas por el EOR.

11.7.2.1. Las desviaciones significativas autorizadas por el EOR se conciliarán de igual forma que las desviaciones normales, ya sea que el responsable sea un participante de mercado o un agente MER de otro país.

11.7.2.2. Las desviaciones significativas no autorizadas o desviaciones graves determinadas por el EOR se conciliarán de acuerdo a lo siguiente:

- a) Si el responsable es agente MER de otro país, los resultados se internalizarán al Mercado Mayorista de igual forma que las desviaciones normales.
- b) Si el responsable es uno o varios Participantes de Mercado identificados, todo el cargo determinado por el MER relacionado a dicha desviación será asignado a dicho(s) PM(s) y, en caso de no poder identificar al responsable se incluirá en el Monto Remanente.

- vii. Eliminar el numeral actual 11.9 FONDO DE LIQUIDACIÓN POR DIFERENCIA DE PRECIOS del Capítulo 11 “Transacciones Regionales”.

viii. Adicionar el numeral 18.9.2 al Capítulo 18 “Transacciones Económicas”, de la forma siguiente y reenumerar los siguientes:

18.9.2. La UT realizará la liquidación del Mercado Mayorista de Electricidad, conforme lo dispuesto en el numeral 6.3 del Anexo 14 de este Reglamento.

ix. Modificar el numeral 4.3.5 del Anexo 02 “Infracciones y Conflictos”, de la siguiente forma:

4.3.5. No reponer oportunamente el monto de la garantía de pago de acuerdo a lo establecido en este Reglamento, en lo relacionado a las operaciones nacionales y regionales.	\$75,000.00
--	-------------

x. Modificar los numerales 7.4.3.13 y 7.4.3.14 del Anexo 6 “Transacciones del Mercado”, de la siguiente forma:

7.4.3.13. OFERTA DE INYECCIÓN REGIONAL EN LOS NODOS RTR

Nombre del Campo	Punto de Medida MER	Hora Inicial	Hora Final	Energía Bloque 1 (MWh)	Precio de Oferta Bloque 1 (\$/MWh)	...	Energía Bloque 5 (MWh)	Precio de Oferta Bloque 5 (\$/MWh)
Columna Inicial	1	13	25	37	49		25+24n	37+24n
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales	...	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales

7.4.3.14. OFERTA DE RETIRO REGIONAL EN LOS NODOS RTR

Nombre del Campo	Punto de medida MER	Hora Inicial	Hora Final	Energía Bloque 1 (MWh)	Precio de Oferta Bloque 1 (\$/MWh)	...	Energía Bloque 5 (MWh)	Precio de Oferta Bloque 5 (\$/MWh)
Columna Inicial	1	13	25	37	49		25+24n	37+24n
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales	...	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales

xi. Modificar el numeral 2.2.3 del Anexo 13 “Medición Comercial”, de la siguiente forma:

2.2.3 El procedimiento normal de lectura de los registradores será remoto mediante la utilización de vínculos de comunicación privada o pública, para lo cual el equipo estará dotado de un módem y módulo de comunicación vía IP con la inteligencia necesaria para la comunicación, con el grado de protección requerido. Adicionalmente dispondrá de la posibilidad de extracción local.

- xii. Modificar la letra e) del numeral 2.3.1 del Anexo 13 “Medición Comercial”, de la siguiente forma:
- e) El equipo deberá permitir una lectura local de los datos, para lo que dispondrá de puertos de acceso (cable óptico, lectoras manuales y conector RS-232), y lectura remota vía IP, para lo que deberá incluir el correspondiente medio de comunicación, con la velocidad y especificaciones proporcionadas por la UT.
- xiii. Adicionar el numeral 8.7 y reenumerar los siguientes en el Anexo 13 “Medición Comercial”:
- 8.7. La confirmación de la medición oficial se realizará cada 15 días, con el objeto de remitir al EOR mediciones definitivas para la determinación de los precios posdespacho del MER.
- xiv. Modificar el numeral 9.1.7 del Anexo 13 “Medición Comercial” , de la siguiente forma:
- 9.1.7. La cadena de medición completa, medidores, transformadores y demás elementos del Sistema de Medición Comercial serán sometidos a revisión y pruebas de exactitud por lo menos cada año; los costos de dicha revisión serán cubiertos por el PM propietario del medidor. El auditor autorizado que realice las revisiones y pruebas deberá entregar un informe a la UT y al PM propietario con los resultados de las mismas, a más tardar tres días hábiles posteriores a los trabajos. El procedimiento de pruebas se define en la sección 3.5 del Apéndice 2 del presente Anexo.
- xv. Adicionar el numeral 5.5.2.1 al Anexo 14 “Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación” y reenumerar los siguientes:
- 5.5.2.1. La UT estimará, en función de eventos anteriores en que se operó con déficit de generación, el monto mínimo de garantía a constituir para compra de energía en el mercado regional para sustitución de déficit.
- xvi. Renumerar el numeral 5.5.2.1 vigente del Anexo 14 “Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación” por 5.5.2.2 y modificarlo de la siguiente manera:
- 5.5.2.2. El monto esperado de las obligaciones económicas derivadas de los Retiros Regionales de energía resultantes de las ofertas al MER efectuadas por la UT para sustitución de déficit, será cubierto mediante garantías contempladas en el Mercado Eléctrico Regional por los PMs que realicen retiros en el Mercado Mayorista. Para el efecto la UT deberá:
- a) Estimar semestralmente, en los meses de mayo y noviembre de cada año, o de acuerdo a los requerimientos del sistema, las cantidades y precios de la energía por déficit a adquirir del MER mediante Retiros Regionales, según la información histórica disponible.
 - b) Estimar el monto de garantías a asignar a los PMs, para respaldar los Retiros Regionales.

- c) Determinar la participación de cada uno de los PMs que retiran energía en el Mercado Mayorista. Con estos valores, la UT asignará a los PMs el valor por concepto de monto de garantías, a prorrata de su participación.
- d) Informar a los PMs la asignación de las garantías, con el objeto de que sean consignadas y constituidas a favor del EOR en los plazos establecidos
- e) Cuando se presenten eventos en los cuales la UT tenga que efectuar compras de energía en el Mercado Eléctrico Regional para sustitución de déficit, deberá revisar la garantía de pago que cubra este tipo de transacciones e informará a los PM por lo menos con una semana de anticipación el monto por el cual deberá ser incrementada la misma. Si por alguna razón el PM no atiende la solicitud de la UT en cuanto al incremento de la garantía se aplicará lo indicado en el Anexo 02 Infracciones y Conflictos, numeral 4.3.5 Faltas muy graves.

xvii. Eliminar los numerales del 5.5.2.2 al 5.5.2.5.1 del Anexo 14 "Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación".

xviii. Modificar los numerales 5.5.3 y 5.5.3.1 del Anexo 14 "Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación", de la siguiente forma:

5.5.3. Garantías en el MER asociadas a las desviaciones en tiempo real por área de control.

5.5.3.1. El monto esperado de las obligaciones económicas derivadas de las desviaciones en tiempo real por área de control deberá ser cubierto por los PMs mediante garantías contempladas en el Mercado Eléctrico Regional en proporción de sus inyecciones y retiros. Para el efecto la UT deberá:

- a) Considerar el valor asignado por el EOR por desviaciones en tiempo real por área de control, correspondiente al Monto de Garantías por Desviaciones.
- b) Determinar la participación de cada uno de los PMs en las inyecciones y retiros de energía de acuerdo a los plazos de cálculo establecidos por el EOR. Con estos valores, la UT asignará a los PMs el valor por concepto de garantías por desviaciones en tiempo real por área de control, a prorrata de su participación.
- c) Informar a los PMs la asignación de las garantías, con el objeto de que sean constituidas a favor del EOR.

xix. Eliminar los numerales del 5.5.3.2 al 5.5.5.2 del Anexo 14 "Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación".

xx. Renumerar el numeral 5.5.6 vigente del Anexo 14 "Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación" por 5.5.4 y modificarlo de la siguiente manera. Asimismo reenumerar los numerales posteriores:

5.5.4. Manejo de los rendimientos financieros por garantías en efectivo a favor del EOR.

5.5.4.1. Los rendimientos financieros generados, en cuentas del EOR, por los depósitos en concepto de garantías efectuados por los PMs para respaldar compras para

sustitución de déficit y las desviaciones en tiempo real por área de control, serán distribuidos trimestralmente a prorrata de la participación en el monto total de garantía constituida por cada PM, durante los meses respectivos, con independencia de la fecha del depósito de los mismos.

5.5.5. Responsabilidad por las garantías contempladas en el Mercado Eléctrico Regional a favor del EOR

5.5.5.1. La constitución de garantías para sustitución de déficit y desviaciones en tiempo real por área de control es responsabilidad de los PMs.

5.5.5.2. En relación con las garantías del numeral anterior, la UT será responsable única y exclusivamente de estimar, recibir y transferir los montos de garantía contempladas en el Mercado Eléctrico Regional a las cuentas del EOR.

- xxi. Eliminar el numeral 5.5.8 del Anexo 14 “Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación”.
- xxii. Adicionar el numeral 6.3 al Anexo 14 “Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación”, de la siguiente forma:
6.3 La liquidación del Mercado Mayorista de Electricidad será realizada antes de la liquidación del Mercado Eléctrico Regional, para lo cual, de ser necesario, se ajustarán los plazos de las actividades definidas en el numeral 6.4 de este anexo.
- xxiii. Cambiar la numeración del 6.3 actual del Anexo 14 “Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación” por 6.4, renombrar las actividades 4 y 6 del “Proceso de Facturación y Liquidación” y modificar la actividad 5, de la siguiente forma:

6.4 PROCESO DE FACTURACIÓN Y LIQUIDACIÓN.

Actividad No. 4:

DEPÓSITO DE SALDOS DEUDORES

Duración: 4 días hábiles

Actividad No. 5:

VERIFICACIÓN DE FONDOS DISPONIBLES

Duración: 1 día hábil

Un día antes de realizar las transferencias de fondos, la UT corroborará con el Banco que los fondos están disponibles para transferirse. Una vez verificados los depósitos de cada PM deudor, la UT procederá a elaborar y remitir las instrucciones de transferencia de fondos a las instituciones bancarias para que desde la cuenta de la UT se realicen los pagos a los PMs con saldo acreedor.

Si en la cuenta de un PM deudor no existen los fondos suficientes, la UT hará efectiva la garantía de pago correspondiente, hasta cubrir el monto deudor.

Si existieren circunstancias que impidan hacer una liquidación completa, del monto disponible aportado por los PMs deudores, la UT:

- a) Descontará el monto correspondiente al Cargo de Operación y Administración del Mercado Mayorista.
- b) Descontará el monto correspondiente al Cargo por el Uso del Sistema de Transmisión.
- c) Descontará el monto neto resultante de las desviaciones en tiempo real por área de control asociadas a las transacciones del MER, y los montos de otros cargos asignados a la UT por el EOR,
- d) Distribuirá los montos disponibles proporcionalmente a los saldos acreedores e instruirá al banco los valores a liquidar; lo hará del conocimiento de todos los PMs e informará a la Junta Directiva de la UT.
- e) Aplicará la sanción respectiva.

Actividad No. 6:

LIQUIDACIÓN DE SALDOS

Duración: 1 día hábil

