

SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

AJ/79-E-2019-jd/vgs

25 de marzo de 2019

UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V.
INGRESO DE CORRESPONDENCIA
FECHA: 25/03/2019
HORA: 12:23pm
Recibido por: Ysenia Gómez
Clave/Archivo: SIGET-308

Ingeniero
Eduardo Alberto Pérez Mancía
Presidente
UT, S.A. DE C.V.
Kilómetro 12½ Carretera al Puerto
de La Libertad, desvío a Huizúcar,
Nuevo Cuscatlán

Estimado Ingeniero Pérez:

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

ACUERDO No. 79-E-2019

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES.
San Salvador, a las dieciséis horas con treinta minutos del día veintidós del mes de marzo 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).
- **Predespacho Regional.** Falta de presentación de predespacho 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 este 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: <u>VERIFICACIÓN DE TRANSFERENCIA DE FONDOS DISPONIBLES</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 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

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

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.

Con base en dicho análisis, en relación con la definición de Monto Remanente y de los numerales 18.5.1 y 18.5.3 del Capítulo 18 del ROBCP, la Gerencia de Electricidad de la SIGET manifestó lo siguiente:

“(…)

b) Numeral 18.5.3

En la propuesta original - remitida por la UT- del numeral 18.5.3, del Capítulo 18 del ROBCP, se condicionaba el inicio de la aplicación de dicho numeral a la entrada en vigencia de la “nueva normativa del MER”, expresión que se considera ambigua, tal y como se señaló en la letra d) del numeral 8. Dictamen Técnico del informe IT-MM-2017-017.

En su informe la UT propone una nueva redacción con el objeto de superar el problema anterior, pero previamente señala: “Al analizar la observación, la UT propone hacer el ajuste al texto de la normativa pero sin especificar el número de resolución, ya que al finalizar el periodo de pruebas la CRIE tiene programado realizar la evaluación de los resultados para determinar si son congruentes y consistentes, o realizar ajustes necesarios (…)”.

La nueva propuesta de redacción de la UT del numeral 18.5.3 que se va agregar al Capítulo 18 del ROBCP y que contiene a los numerales 18.5.3.1 y 18.5.3.2, es la siguiente:

“18.5.3. Dado que los plazos de determinación y publicación de las conciliaciones de desviaciones en tiempo real han sido ampliados en el MER a un periodo entre 24 días a 30 días a partir de su vigencia, las conciliaciones de dichas desviaciones, así como el Monto remanente asociado, serán afectadas de la siguiente forma:

18.5.3.1 Para el primer mes de aplicación de la resolución de la CRIE vigente en la entrada de la nueva versión del RMER (1), el monto remanente no incluirá la valorización de las desviaciones en tiempo real a precios del MER, los cuales serán ajustados en el mes siguiente; 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 (2).

18.5.3.2 A partir del segundo mes de aplicación de la resolución de la CRIE vigente en la entrada de la nueva versión del RMER (1), el monto remanente incluirá el ajuste de la valoración de desviaciones en tiempo real resultantes del mes anterior al que se está facturando.

Y para solventar la especificación de los documentos reglamentario se sugiere poner notas al pie: (1) Resolución CRIE XX-2017 y (2) Resolución CRIE-6-2017.”

Análisis

En la nueva redacción del numeral 18.5.3 del Capítulo 18 del ROBCP propuesta por la UT, se observa que la aplicación de éste se condiciona a la posible emisión de una resolución que la UT supone que se conocerá antes de la aprobación de las modificaciones al ROBCP, de manera tal que podría citarse el número de esa resolución. Sin embargo, no se considera apropiado hacer referencia a resoluciones, las cuales podrían ser reformadas o derogadas, pues en el supuesto que así sucediera, el ROBCP quedaría de inmediato desactualizado.

Se recomienda, más bien, que lo que active la aplicación de lo dispuesto en el numeral 18.5.3 del Capítulo 18 del ROBCP, sea el hecho concreto que ocasionará que la conciliación de las desviaciones en tiempo real deba desfasarse un mes en el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador; es decir, lo siguiente: a partir de la entrada en vigencia de lo dispuesto en las resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017, el EOR efectuará la conciliación de transacciones de desviaciones en tiempo real, correspondiente a cada día de operación del MER con un retardo de entre 24 y 30 días (en vez de 48 horas como hasta ahora), lo que volverá imposible que la conciliación de desviaciones pueda incluirse en la facturación del mes en el que éstas ocurran.

Por otra parte, se advierte que la redacción propuesta por la UT no es clara en el sentido que lo que debe trasladarse a la demanda a través del monto remanente es la diferencia entre la valoración de las desviaciones en tiempo real a precios del MER, menos la valoración de esas diferencias a los Costos Marginales de Operación, por lo que la redacción del numeral 18.5.3 debe mejorarse de forma tal que eso quede lo suficientemente claro.

Adicionalmente, se determinó que la propuesta de la UT no ha tomado en cuenta un componente monetario que, de conformidad con lo establecido en las resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017, se relaciona con los resultados netos de las conciliaciones de las desviaciones en tiempo real a nivel regional, con base en los cuales el EOR asignará ya sea cargos o abonos a las distintas áreas de control, montos que deberán ser asumidos por los distintos Operadores de Mercado u Operadores de Sistema (OS/OM), y que, por tanto, también deberán ser internalizados de acuerdo con las interfaces al RMER que cada país establezca.

Tomando en cuenta lo anteriormente explicado, se recomienda la siguiente redacción para el numeral 18.5.3 del Capítulo 18 del ROBCP:

“18.5.3. Si el plazo para determinación y publicación de las conciliaciones de desviaciones en tiempo real tiene en el MER una duración mayor o igual que 24 días, las conciliaciones de dichas desviaciones se efectuarán con un mes de desfase, por lo que el Monto Remanente correspondiente al mes para el cual se realiza la facturación incluirá lo siguiente:

- a. *La diferencia entre:*
- i. *La valoración de las desviaciones en tiempo real a precios del MER resultantes del mes anterior al que se está facturando, 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; y,*
 - ii. *La valoración de desviaciones en tiempo real a los Costos Marginales de Operación resultantes del mes anterior al de facturación.*
- b. *El monto mensual acumulado de las cantidades monetarias asignadas a El Salvador en la repartición efectuada por el EOR, entre las distintas áreas de control, de los resultados netos de las conciliaciones de las desviaciones en tiempo real del mes anterior al que se está facturando.*

Para la facturación de transacciones del primer mes en el que se aplique en el MER el plazo anteriormente mencionado para determinación y publicación de las conciliaciones de desviaciones en tiempo real, el monto remanente no incluirá los valores de los literales a. y b.”.

En vista de que los cambios anteriormente mencionados al numeral 18.5.3. del capítulo 18 del ROBCP que fue propuesto por la UT no solamente se relacionan con aspectos de forma, sino que modifican el contenido normativo de dicho numeral, se estima conveniente que se le conceda audiencia a la UT para que se pronuncie respecto a la nueva redacción que se recomienda en este informe.

Ahora bien, en consistencia con lo anterior, también se considera procedente que se efectúen adecuaciones a otros apartados del ROBCP que se vinculan con lo establecido en el mencionado numeral 18.5.3: la definición del término “Monto Remanente” del glosario contenido en el numeral 1.1. del Capítulo 1 y el numeral 18.5.1 del capítulo 18, tal como se indica a continuación:

En el numeral 1.1 del Capítulo 1 del ROBCP, 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, o montos relacionados con resultados netos regionales asignados a la UT, el excedente por las transacciones de Retiro Regional asociadas a sustitución de déficit incluidos los cargos nacionales o regionales asociados a estos retiros, y los Cargos Variables de Transmisión netos de las instalaciones de transmisión que no pertenecen a la Red de Transmisión Regional, según lo establezca la Regulación Regional vigente.*

El numeral 18.5.1 del Capítulo 18 del ROBCP, deberá modificarse de la siguiente manera:

18.5.1. De las transacciones realizadas en el MRS por Intervalo de Mercado surge un monto igual a 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, o montos relacionados con resultados netos regionales asignados a la UT, el excedente por las transacciones de Retiro Regional asociadas a la sustitución de déficit incluidos los cargos nacionales o regionales asociados a estos retiros, y los Cargos Variables de Transmisión netos de las instalaciones de transmisión que no pertenecen a la Red de Transmisión Regional, según lo establezca la Regulación Regional vigente.

Debido a que con las adecuaciones a las disposiciones anteriores se estaría modificando su contenido normativo, se considera conveniente que se le conceda audiencia a la UT para que se pronuncie respecto a la nueva redacción de la definición de Monto Remanente y del numeral 18.5.1 del Capítulo 18 del ROBCP. (...)

3.1.3. Ejemplo de aplicación de numeral 18.5.3 del Capítulo 18

En respuesta a lo requerido en el Acuerdo No. 220-E-2017, la UT remitió un ejemplo de la forma en que deberán aplicarse las disposiciones relacionadas con la liquidación de las transacciones de desviaciones en tiempo real (regionales) en los primeros dos meses de la vigencia de las reformas a la normativa regional establecidas por las Resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017.

De la revisión del ejemplo remitido por la UT, se concluye que éste clarifica apropiadamente la aplicación de lo dispuesto en el numeral 18.5.3 que dicha entidad propone que se agregue al Capítulo 18 del ROBCP. Asimismo, es importante mencionar que, aunque de acuerdo con lo explicado anteriormente, se recomienda en este informe una nueva redacción para el mencionado numeral, se ha determinado que el ejemplo remitido por la UT ilustra adecuadamente lo dispuesto en éste y es incluso concordante con las adecuaciones que se ha determinado que deben efectuársele, razón por la cual, se reitera la conveniencia de agregar el numeral 18.5.3 al Capítulo 18 del ROBCP tomando en cuenta los ajustes detallados en la letra b) del apartado 3.1.2 de este Informe. (...)

6. RECOMENDACIONES

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

- a. Conceder audiencia a la Unidad de Transacciones para que (...) se pronuncie respecto a la redacción que se propone en este informe de la definición de monto remanente y de los numerales 18.5.1 y 18.5.3 del Capítulo 18 del ROBCP, de conformidad con lo indicado en el Anexo I de este Informe. (...)"*

- 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.
- XIV. En vista del análisis realizado por la Gerencia de Electricidad de la SIGET, la Junta de Directores de esta institución emitió el Acuerdo N.º 13-E-2019 de fecha catorce de enero de dos mil diecinueve, en el que se otorgó a la Unidad de Transacciones un plazo para que se pronunciara sobre las adecuaciones al ROBCP indicadas en Informe Técnico No. IT-MM-2018-012.
- XV. Por medio de carta recibida el treinta de enero de dos mil diecinueve, la UT evacuó la audiencia que se le había conferido expresando lo siguiente:

«Con relación al numeral 1 de la parte resolutive del acuerdo 13-E-2019, por medio del cual se le requiere a nuestra sociedad pronunciarse, para evacuar audiencia concedida, en cuanto a ajustes a nuestra propuesta de modificaciones al “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción”, sugeridos por la Gerencia de Electricidad, sobre los siguientes numerales:

- 1. Numeral 1.1 del Capítulo 1 “Glosario”, Definición Monto Remante,*
- 2. Numeral 18.5.1. del Capítulo 18 “Transacciones Económicas, Monto Remanente y,*
- 3. Numeral 18.5.3. del Capítulo 18 “Transacciones Económicas, Desviaciones en tiempo real del MER, valoración y plazos de aplicación en el Monto Remanente.*

Le informamos que se ha revisado y analizado dicha propuesta concluyendo lo siguiente:

- El texto propuesto por la SIGET es congruente con la propuesta remitida originalmente, con la única observación que se **debe actualizar con base a lo establecido en la Resolución CRIE 109-2018 del 21 de diciembre de 2018.***
- La actualización que se indica a la SIGET es agregar al texto del numeral 18.5.3 en el literal i, el numeral A4.4.9 de la forma siguiente:*

*“La valoración de las desviaciones en tiempo real a precios del MER resultantes del mes anterior al que se está facturando, siendo los precios del Mercado Eléctrico Regional a que se hace referencia, los establecidos en los numerales A4.4.3 literal c), en el numeral A4.4.8 **o en el numeral A4.4.9** del Anexo 4 del Libro II del RMER, según corresponda»*

- XVI. Mediante Memorando N.º MM-2019-02-012, remitido el dieciocho de febrero de dos mil diecinueve, la Gerencia de Electricidad de la SIGET realizó el siguiente análisis:

«(...) Es importante recalcar que, tal como se explicó en el Informe Técnico IT-MM-2018-012, la adición del numeral 18.5.3 al Capítulo 18 “Transacciones Económicas” es necesaria ya que, a partir de la entrada en vigencia de lo dispuesto

en las resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017, el EOR efectuará la conciliación de las transacciones de desviaciones en tiempo real correspondiente a cada día de operación del MER con un retardo de aproximadamente un mes, por lo que dichas conciliaciones no podrán incluirse en la facturación del mes en el que éstas ocurran. Asimismo, en consistencia con la adición del numeral 18.5.3 es necesario efectuar adecuaciones a la definición de “Monto Remante” en el numeral 1.1 del Capítulo 1 “Glosario” y al numeral 18.5.1 del Capítulo 18 “Transacciones Económicas”, ya que todas esas disposiciones se encuentran relacionadas.

Por otra parte, la UT recomienda efectuar una adecuación a la redacción del numeral 18.5.3. que se adicionará al Capítulo 18 “Transacciones Económicas” del ROBCP, dado que a través de la Resolución CRIE-109-2018 se agregó el numeral A4.4.9 al Anexo 4 del Libro II del RMER, por medio del cual se establecieron umbrales para la determinación de los precios ex post del posdespacho.

Por consiguiente, como resultado de la Resolución CRIE-109-2018 los precios del Mercado Eléctrico Regional que se deberán tomar en cuenta para la valoración de las desviaciones en tiempo real serán determinados de conformidad no solo con lo establecido en los numerales A4.4.3 literal c) y A4.4.8 del Anexo 4 del Libro II del RMER, sino también de conformidad con lo establecido en el numeral A4.4.9 del Anexo 4 del Libro II del RMER de acuerdo con la siguiente precedencia:

- En principio, se considerarán los precios ex post del posdespacho, según lo establecido en el numeral A4.4.3 literal c),*
- En caso de no disponerse del precio ex post de algún nodo de enlace, se considerará el precio ex ante del predespacho de ese mismo nodo, y de no existir éste tampoco, se considerará el costo marginal que proporcione el correspondiente Operador del Sistema u Operador del Mercado (OS/OM), según lo establecido en el numeral A4.4.8.*
- De superar los precios ex post del posdespacho, los umbrales de precio especificados en el numeral A4.4.9 en un nodo de enlace, deberá considerarse el precio ex ante de dicho nodo más un 150% de éste, según lo establecido en ese mismo numeral.*

En vista de que, de acuerdo con lo anterior, en un intervalo de mercado determinado, los precios del Mercado Eléctrico Regional que se deberán tomar en cuenta para valoración de desviaciones en un nodo de enlace quedarán definidos por lo establecido en alguno de los numerales anteriormente mencionados, se considera pertinente la adecuación sugerida por la UT.

En consistencia con lo anterior, en vista de que el numeral 11.7.1 que por medio del Acuerdo No. 12-E-2019 se adicionó al Capítulo 11 “Transacciones Regionales” del ROBCP, se relaciona con el numeral 18.5.3., también es procedente que la referencia al “numeral A4.4.9 del Anexo 4 del Libro II del RMER” se incluya en el numeral 11.7.1, por lo que se recomienda realizar la siguiente modificación:

“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 A4.4.8 o A4.4.9 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”. [Subrayado el texto modificado]

Para simplificar la redacción se recomienda que el plural “numerales” anteceda, tal como se muestra en el párrafo anterior, a los numerales del RMER que se mencionan, separando éstos por la conjunción disyuntiva “o”, puesto que se entiende que, en cada ocasión, solo se podrá aplicar uno de ellos. Por coherencia interna de las diversas disposiciones del ROBCP, se recomienda que esa misma simplificación de la redacción se realice al numeral 18.5.3 que se adicionará al Capítulo 18 del ROBCP, tal como se muestra a continuación, ya que se trata de una modificación de forma con la cual no se cambia el sentido de la adecuación a ese numeral que sugirió la UT por medio de su carta recibida el 30 de enero del presente año:

“18.5.3 Si el plazo para determinación y publicación de las conciliaciones de desviaciones en tiempo real tiene en el MER una duración mayor o igual que 24 días, las conciliaciones de dichas desviaciones se efectuarán con un mes de desfase, por lo que el Monto Remanente correspondiente al mes para el cual se realiza la facturación incluirá lo siguiente:

a. La diferencia entre:

- i. La valoración de las desviaciones en tiempo real a precios del MER resultantes del mes anterior al que se está facturando, siendo los precios del Mercado Eléctrico Regional a que se hace referencia, los establecidos en los numerales A4.4.3 literal c) o A4.4.8 o A4.4.9 del Anexo 4 del Libro II del RMER, según corresponda; y,*
- ii. La valoración de desviaciones en tiempo real a los Costos Marginales de Operación resultantes del mes anterior al de facturación.*

b. El monto mensual acumulado de las cantidades monetarias asignadas a El Salvador en la repartición efectuada por el EOR, entre las distintas áreas de control, de los resultados netos de las conciliaciones de las desviaciones en tiempo real del mes anterior al que se está facturando.

Para la facturación de transacciones del primer mes en el que se aplique en el MER el plazo anteriormente mencionado para determinación y

publicación de las conciliaciones de desviaciones en tiempo real, el monto remanente no incluirá los valores de los literales a. y b.” [Subrayado el texto modificado]

Es importante destacar que al realizar las modificaciones mencionadas se lograrán los siguientes objetivos:

- *Compatibilizar apropiadamente las reglas del mercado establecidas en el ROBCP y el RMER, especialmente en lo que respecta a las reformas al RMER aprobadas por la CRIE mediante las Resoluciones CRIE-6-2017, CRIE-17-2017 y CRIE-109-2018.*
- *Garantizar la congruencia interna del ROBCP,” al incorporar las modificaciones del numeral 1.1 del Capítulo 1 “Glosario” relacionada con la definición de “Monto Remanente” y del numeral 18.5.1 del Capítulo 18 “Transacciones Económicas” como resultado de la adición del numeral 18.5.3 del Capítulo 18 “Transacciones Económicas”.*
- *Actualizar el ROBCP respecto a la incorporación del numeral A4.4.9 al Libro II del RMER efectuada mediante la resolución CRIE-109-2018.*

Por lo anterior y en vista de que en el contexto de la audiencia concedida por medio del Acuerdo No. 13-E-2019, la UT expresó que las modificaciones al ROBCP sometidas a audiencia por medio de ese Acuerdo eran concordantes con las modificaciones que fueron propuestas en su oportunidad por dicha entidad, sin manifestar objeción a la aprobación de las mismas, sugiriendo solamente una adecuación a una de ellas, la cual se considera pertinente; se recomienda aprobar las siguientes modificaciones al ROBCP:

- a) Modificar la definición de “Monto Remanente” en el numeral 1.1 del 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, o montos relacionados con resultados netos regionales asignados a la UT, el excedente por las transacciones de Retiro Regional asociadas a sustitución de déficit incluidos los cargos nacionales o regionales asociados a estos retiros, y los Cargos Variables de Transmisión netos de las instalaciones de transmisión que no pertenecen a la Red de Transmisión Regional, según lo establezca la Regulación Regional vigente.*

- b) Modificar el numeral 11.7.1 de Capítulo 11 “Transacciones Regionales”, de la siguiente manera:*

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 A4.4.8 o A4.4.9 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.

- c) Modificar el numeral 18.5.1 del Capítulo 18 “Transacciones Económicas”, de la siguiente forma:*

18.5.1. De las transacciones realizadas en el MRS por Intervalo de Mercado surge un monto igual a 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, o montos relacionados con resultados netos regionales asignados a la UT, el excedente por las transacciones de Retiro Regional asociadas a la sustitución de déficit incluidos los cargos nacionales o regionales asociados a estos retiros, y los Cargos Variables de Transmisión netos de las instalaciones de transmisión que no pertenecen a la Red de Transmisión Regional, según lo establezca la Regulación Regional vigente.

- d) Adicionar el numeral 18.5.3 al Capítulo 18 “Transacciones Económicas”, de la siguiente manera:*

18.5.3 Si el plazo para determinación y publicación de las conciliaciones de desviaciones en tiempo real tiene en el MER una duración mayor o igual que 24 días, las conciliaciones de dichas desviaciones se efectuarán con un mes de desfase, por lo que el Monto Remanente correspondiente al mes para el cual se realiza la facturación incluirá lo siguiente:

- a. La diferencia entre:*

- i. La valoración de las desviaciones en tiempo real a precios del MER resultantes del mes anterior al que se está facturando, siendo los precios del Mercado Eléctrico Regional a que se hace referencia, los establecidos en los numerales A4.4.3 literal c) o A4.4.8 o A4.4.9 del Anexo 4 del Libro II del RMER, según corresponda; y,*
- ii. La valoración de desviaciones en tiempo real a los Costos Marginales de Operación resultantes del mes anterior al de facturación.*

- b. El monto mensual acumulado de las cantidades monetarias asignadas a El Salvador en la repartición efectuada por el EOR, entre las distintas áreas de control, de los resultados netos de las conciliaciones de las desviaciones en tiempo real del mes anterior al que se está facturando.*

Para la facturación de transacciones del primer mes en el que se aplique en el MER el plazo anteriormente mencionado para determinación y publicación de las conciliaciones de desviaciones en tiempo real, el monto remanente no incluirá los valores de los literales a. y b.»

XVII. En virtud de lo anterior, se realizan las siguientes consideraciones:

Al evacuar la audiencia otorgada en el Acuerdo N.º 13-E-2019, la UT expresó que las modificaciones al ROBCP detalladas en el referido acuerdo eran congruentes con la propuesta remitida originalmente por dicha entidad, sin manifestar objeción a la aprobación de las mismas y sugiriendo una sola adecuación, la cual –en opinión de la Gerencia de Electricidad de esta Superintendencia– se considera pertinente.

En virtud de la respuesta manifestada por la Unidad de Transacciones y con base en el análisis de la Gerencia de Electricidad de la SIGET y sus recomendaciones, se estima procedente aprobar las modificaciones al ROBCP descritas en el Memorando N.º MM-2019-02-012 citado en el Considerando XVI de este acuerdo, a fin de armonizar dicho cuerpo normativo con lo dispuesto en el marco jurídico regional, específicamente con las resoluciones CRIE-6-2017, CRIE-17-2017 y CRIE-109-2018.

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;

Notificar a la Unidad de Transacciones. “W.Jiménez” JA
Siliézar Ilegible Rubricadas.



Atentamente,

José Luis Regalado
Gerente de Electricidad



SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

ANEXO I
MODIFICACIONES AL ROBCP APROBADAS
ACUERDO N.º 79-E-2019

- a) Modificar la definición de “Monto Remanente” en el numeral 1.1 del 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, o montos relacionados con resultados netos regionales asignados a la UT, el excedente por las transacciones de Retiro Regional asociadas a sustitución de déficit incluidos los cargos nacionales o regionales asociados a estos retiros, y los Cargos Variables de Transmisión netos de las instalaciones de transmisión que no pertenecen a la Red de Transmisión Regional, según lo establezca la Regulación Regional vigente.

- b) Modificar el numeral 11.7.1 del Capítulo 11 “Transacciones Regionales”, de la siguiente manera:

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 A4.4.8 o A4.4.9 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.

- c) Modificar el numeral 18.5.1 del Capítulo 18 “Transacciones Económicas”, de la siguiente forma:

18.5.1. De las transacciones realizadas en el MRS por Intervalo de Mercado surge un monto igual a 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, o montos relacionados con resultados netos regionales asignados a la UT, el excedente por las transacciones de Retiro Regional asociadas a la sustitución de déficit incluidos los cargos nacionales o regionales asociados a estos retiros, y los Cargos Variables de Transmisión netos de las instalaciones de transmisión que no pertenecen a la Red de Transmisión Regional, según lo establezca la Regulación Regional vigente.

- d) Adicionar el numeral 18.5.3 al Capítulo 18 “Transacciones Económicas”, de la siguiente manera:

18.5.3 Si el plazo para determinación y publicación de las conciliaciones de desviaciones en tiempo real tiene en el MER una duración mayor o igual que 24 días, las conciliaciones de dichas desviaciones se efectuarán con un mes de desfase, por lo que el Monto Remanente correspondiente al mes para el cual se realiza la facturación incluirá lo siguiente:

- a. La diferencia entre:
 - i. La valoración de las desviaciones en tiempo real a precios del MER resultantes del mes anterior al que se está facturando, siendo los precios del Mercado Eléctrico Regional a que se hace referencia, los establecidos en los numerales A4.4.3 literal c) o A4.4.8 o A4.4.9 del Anexo 4 del Libro II del RMER, según corresponda; y,
 - ii. La valoración de desviaciones en tiempo real a los Costos Marginales de Operación resultantes del mes anterior al de facturación.
- b. El monto mensual acumulado de las cantidades monetarias asignadas a El Salvador en la repartición efectuada por el EOR, entre las distintas áreas de control, de los resultados netos de las conciliaciones de las desviaciones en tiempo real del mes anterior al que se está facturando.

Para la facturación de transacciones del primer mes en el que se aplique en el MER el plazo anteriormente mencionado para determinación y publicación de las conciliaciones de desviaciones en tiempo real, el monto remanente no incluirá los valores de los literales a. y b.