

EL INFRASCRITO SECRETARIO EJECUTIVO DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA -CRIE-, POR MEDIO DE LA PRESENTE CERTIFICA:

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-16-2019, emitida el veintiuno de febrero de dos mil diecinueve, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN CRIE-16-2019

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO

I

Que el 19 de diciembre de 2018, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), emitió la resolución CRIE-112-2018, publicada el 21 de diciembre de 2018 en la página web de la CRIE, mediante la cual resolvió lo siguiente:

RESUELVE:

PRIMERO. MODIFICAR la *“Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional”* establecida en la resolución CRIE-NP-19-2012 modificada mediante las resoluciones CRIE-35-2014 y CRIE-31-2018, cuyo detalle se encuentra anexo a la presente resolución y es parte integral de ésta, las cuales entrarán en vigencia a partir del veinticuatro de diciembre de 2018.

SEGUNDO. INSTRUIR al EOR para que determine el procedimiento para la identificación de los Costos Asociados a las Restricciones Nacionales (CARN) para cada país responsable, procedimiento que deberá presentar para la aprobación de esta Comisión a más tardar en un plazo de 30 días calendario contados a partir de la notificación de la presente resolución. Para este fin deberá considerar los siguientes eximentes de responsabilidad:

- i) Emergencia debidamente justificada y calificada por el EOR;
- ii) Fuerza mayor debidamente justificada, para la cual el EOR deberá solicitar la calificación por parte de la CRIE; y,
- iii) Órdenes del EOR por cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales.

TERCERO. APLICACIÓN TRANSITORIA. Por única vez, a partir del veinticuatro de diciembre de 2018 y en aplicación de lo establecido en el literal “a” del cuarto párrafo del numeral 3.2 de las modificaciones aprobadas en la presente resolución, el EOR deberá determinar los montos por CARN y la identificación de los mercados nacionales responsables, concluyendo esta labor a más tardar el último día del mes de junio de 2019, para que sean aplicados a partir del uno de julio de 2019 a la Compensación Mensual del MER (CMM), conforme lo establecido en el literal “e” del mismo párrafo antes mencionado.

CUARTO: INSTAR a los Reguladores Nacionales, OS/OMs y Autoridades Nacionales Competentes que registran, autorizan o certifican las Máximas Energías Firmes a las que se refiere al numeral 2.1 del Anexo A de la Resolución CRIE-07-2017, al cumplimiento, entre otros, de lo siguiente:

Que dentro del alcance de las Máximas Energías Firmes registradas, autorizadas o certificadas y de conformidad con lo establecido en los numerales 5.12 y 5.13 del Libro II del RMER, realicen las coordinaciones y comunicaciones en forma oportuna con el Ente Operador Regional, en aquellos casos que sea posible y necesario, limitar las declaraciones diarias de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes, considerando para cada país la capacidad de generación, la disponibilidad de recursos energéticos, la demanda máxima de cada sistema nacional, los requerimientos de reserva y los contratos regionales y nacionales existentes, conforme al numeral 2.1 del Anexo A de la Resolución CRIE-07-2017. Para tal efecto se deberá tomar en cuenta las consideraciones operativas de seguridad y calidad identificadas y advertidas a los agentes en el proceso de registro, autorización, o certificación de las Máximas Energías Firmes, a fin de proporcionar beneficios a los habitantes de la región, mediante un abastecimiento oportuno de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes regionales; y de cumplir con los requisitos de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidos en la regulación regional y nacional.

QUINTO. VIGENCIA. La presente resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en el sitio web de la CRIE.

II

Que el 24 de enero de 2019, **ION ENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA (ION ENERGY)**, presentó recurso de reposición en contra de la resolución CRIE-112-2018.

III

Que el 29 de enero de 2019, mediante auto CRIE-SE-CRIE-112-2018-ION ENERGY-01-2019, se acusó de recibo el recurso de reposición presentado por **ION ENERGY** en contra de la resolución CRIE-112-2018.

CONSIDERANDO

I

Que de conformidad con lo establecido en los artículos 19 y 23 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, a quien le corresponde, dentro de sus facultades, entre otras, “(...) *b. Tomar las medidas generales y particulares para garantizar condiciones de competencia y no discriminación en el Mercado. c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos (...) e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales (...) p. Conocer mediante recurso de Reposición, las impugnaciones a sus resoluciones*”.

II

Que son objetivos generales de la CRIE, establecidos en el artículo 22 del Tratado Marco entre otros, el hacer cumplir la regulación regional y procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento.

III

Que en cuanto al análisis formal de recurso interpuesto por **ION ENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA**, se hace el siguiente análisis:

- **Naturaleza del recurso y sus efectos**

La resolución impugnada es una resolución de carácter general a la que le es aplicable lo establecido en el literal “p)” del artículo 23 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco).

Por la naturaleza de la resolución impugnada, de carácter general, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.11.4 párrafo segundo del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), el recurso interpuesto no tiene efecto suspensivo.

- **Temporalidad de los recursos**

La resolución CRIE-112-2018, fue publicada el día 21 de diciembre de 2018 y el recurso fue interpuesto el 24 de enero de 2019. Tomando en consideración lo establecido en el numeral 1.11.2 del Libro IV del RMER, el plazo para interponer el recurso en contra de una resolución de carácter general, es de 20 días hábiles, contados a partir del día siguiente de su publicación, plazo que concluyó el 24 de enero de 2019. En virtud de lo anterior se tiene que el recurso ha sido interpuesto dentro del plazo establecido para el efecto.

- **Legitimación**

De acuerdo con lo establecido en el numeral 1.11.1 del Libro IV del RMER, **ION ENERGY**, tiene interés en el asunto, por lo tanto, se encuentra legitimado para actuar en la forma como lo ha hecho.

- **Representación**

El licenciado **Salvador Del Valle Pezzarossi**, quien actúa en su calidad de Mandatario Especial Judicial y Administrativo con Representación de **ION ENERGY**, acredita su personería con fotocopia certificada de acta notarial de nombramiento, autorizada por la notario Anabella Alburez Aja, el día 18 de octubre de 2016, nombramiento que se encuentra debidamente inscrito en el Archivo General de Protocolos del Registro Electrónico de Poderes del Organismo Judicial de la Corte Suprema de Justicia, bajo el número 1 del Poder 385778-E.

- **Plazo para resolver el recurso**

De conformidad con lo establecido en el numeral 1.11.6 del Libro IV del RMER, para resolver el recurso, la CRIE cuenta con el plazo de 30 días calendario, contados a partir del día hábil siguiente al acuse de recibo del recurso. Siendo que el acuse de recibo fue enviado el día 29 de enero de 2019, el plazo para resolver vence el 28 de febrero de 2019.

IV

Que en cuanto al análisis de fondo del recurso interpuesto por **ION ENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA**, en referencia a sus argumentos se hace el siguiente análisis:

“2. Desde el año 2012 la metodología para la remuneración de la Red de Transmisión Regional –RTR- es ‘Transitoria’ tal y como se establece en la resolución CRIE-NP-19-2012. Seis años después sigue teniendo ese carácter de transitoriedad y ha sufrido modificaciones encaminadas a resolver los problemas puntuales que presenta la propia metodología. // La

CRIE una vez más mediante la resolución CRIE-112-2018, está efectuando una modificación a la metodología de remuneración de la RTR para resolver un problema puntual (...) // Consideramos que no es adecuado continuar con una metodología para la remuneración de la RTR que evidentemente no está dando los resultados necesarios para el correcto desarrollo del Mercado Eléctrico Regional –MER–y de sus actividades comerciales (...) // Solicitamos se cambie el modelo de remuneración de la RTR por una metodología que se adapte a la realidad del MER y que sea compatible con la remuneración de la transmisión en los países miembros, que sea simple y predecible en el tiempo para incentivar las transacciones regionales de largo plazo”.

ANÁLISIS CRIE: Respecto a lo argumentado por la entidad recurrente, debe indicarse que esta Comisión como ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional tiene dentro de sus objetivos los de “b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento” y “c. Promover la competencia entre los agentes del Mercado”. Asimismo, dentro de sus facultades se encuentran, entre otras, las siguientes: “a. Regular el funcionamiento del Mercado emitiendo los reglamentos necesarios. b. Tomar las medidas generales y particulares para garantizar condiciones de competencia y no discriminación en el Mercado. c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos (...) m. Evaluar la evolución del Mercado periódicamente y proponer a las Partes las medidas que a su juicio se consideren convenientes a fin de avanzar en la consolidación del Mercado (...)”. En virtud de lo anterior, esta Comisión se encuentra debidamente facultada para tomar las medidas regulatorias que estime necesarias para velar por el buen funcionamiento del mercado incluida la modificación de normas que rigen el MER, sustento que consta en la resolución impugnada.

Adicionalmente, se informa al recurrente que esta Comisión está llevando a cabo una revisión integral de la normativa regional relativa al Régimen Tarifario de la RTR.

“3. El artículo 2 del Tratado Marco indica que uno de sus fines es `g) propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de la región’ (...) La figura de los (...) CARN – está en contra de éste (sic) fin del Tratado Marco, ya que lejos de propiciar un beneficio para los habitantes de la región, les traslada cargos que son consecuencia de situaciones que nada tienen que ver con sus consumos de energía. (...) // La demanda de los países a los que se les asignarán estos CARN, nada tiene que ver ni con la metodología de remuneración de la RTR, ni con los –CVT– y las operaciones que los involucra, ni con los Contratos Firmes, y menos aún con la operación de las áreas de control y sus restricciones. // Por lo que el asignar un cargo de este tipo, que es generado por la aplicación de una metodología derivado de transacciones y operaciones sobre las cuales definitivamente la demanda no ejerce ninguna función o tienen algún control es un despropósito para que los beneficios del MER lleguen a los habitantes de los países de la región.”

ANÁLISIS CRIE: Al respecto, se indica que los CARN son un cargo que ya está siendo absorbido por las demandas a través de una reducción en los descuentos a los Cargos Complementarios (CC) de todos los países de la Región, sin ser todos los países responsables de los mismos

En cuanto a lo manifestado por el recurrente en relación a que la modificación regulatoria aprobada mediante la resolución CRIE-112-2018, violenta los principios del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (Tratado Marco), debe indicarse que lo resuelto en la referida resolución se sustenta en los fines del Tratado Marco. Al respecto, debe tenerse presente que las disposiciones emitidas en la resolución recurrida, fueron tomadas sobre la base del siguiente análisis:

“En un contexto en donde los países de la región, consideraron necesaria la interconexión de sus sistemas eléctricos para promover el desarrollo de la industria en beneficio de todos sus habitantes, y de evolucionar gradualmente de una situación de mercado regional inicial limitado a una más amplia, abierta y competitiva, cuyo objeto es precisamente la formación y crecimiento del mercado basado en un trato recíproco y no discriminatorio que contribuya al desarrollo sostenible de la Región.

Vale la pena rescatar que entre los fines del Tratado Marco se encuentra el establecer la condiciones de crecimiento del Mercado que permita un abastecimiento de forma oportuna y sostenible de la electricidad que promueva el desarrollo económico y social de la región, incentive una mayor y competitiva participación en el sector, y establecer reglas objetivas, transparente y no discriminatorias para regular el funcionamiento del MER y las relaciones entre sus Agentes, propiciando que los beneficios del Mercado lleguen a los habitantes de los países de la Región.

Mediante resolución CRIE-26-2014 y sus modificaciones (CRIE-46-2015 y CRIE-07-2017) la CRIE en ejercicio de sus facultades normativas de regular el funcionamiento del Mercado y aspectos concernientes a la transmisión regional, tomar medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación y adoptar decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, velando por su transparencia y buen funcionamiento estableció la figura de los DF como instrumento para dotar a los Contratos Firmes de la prioridad de abastecimiento de la energía en el predespacho regional, permitiendo que se evolucionen de un mercado de excedentes a un mercado de contratos de largo plazo, para lo cual es imprescindible que las condiciones de firmeza sean estables y respetadas.

Desde la implementación de los DF (enero de 2015) se ha asignado una cantidad de 12.3 GW/mes a la fecha, que ha significado una cantidad de más de US\$43 Millones como ingresos por ventas de DF, beneficio que de conformidad con la Regulación Regional, debió ser trasladado según las disposiciones nacionales.

En el marco de la integración eléctrica regional, misma que exige la coexistencia de marcos regulatorios nacionales con el regional y la participación de una pluralidad de actores, se hace necesario que tanto la regulación como el actuar de dichos actores converjan hacia el objetivo del desarrollo del MER. Al respecto, se considera muy difícil que la estructura técnica y comercial del MER sean confiable, sin el apoyo de los mercados nacionales para lograrlo, todos los esfuerzos realizados por la región en el proyecto SIEPAC, para contar con al menos su capacidad de diseño, se ven reducidos cuando desde los mercados nacionales se limita dicha capacidad, limitando de esa forma el crecimiento del MER en cuanto al objetivo de firmeza”.

“4. Resolver la insuficiencia financiera de los Derechos Firmes –DF–, de los CVT, de los Cargos por Uso de la RRT (sic) –CURT– (sic) y demás productos considerados por la actual metodología de remuneración de RTR, trasladando cargos a las demandas de los países miembros del MER, no es una práctica regulatoria adecuada ya que no se envía señal alguna al mercado ni se

resuelve el fondo del problema, problema que pareciera ser la misma metodología de remuneración de la RTR (...) // Gran parte de los costos asociados a las restricciones nacionales pueden estarse generando artificialmente debido al desacople que existe entre la capacidad de transmisión subastada por el EOR para Derechos Firmes y la capacidad de transmisión de los sistemas nacionales. // La capacidad subastada de transmisión para los DF es un valor puntual calculado mediante un ejercicio teórico que naturalmente no puede considerar todos los factores que en la operación real de los sistemas nacionales pueden causar restricciones nacionales de transmisión. // Trasladar cargos a las demandas de los países miembros no resuelve el problema de fondo, consideramos que esta nueva modificación es para atender un problema puntual por lo que no estamos de acuerdo con la misma.”

ANÁLISIS CRIE: Al respecto, se indica que los CARN son un cargo que ya está siendo absorbido por las demandas a través de una reducción en los descuentos a los Cargos Complementarios (CC) de todos los países de la Región, sin ser todos los países responsables de los mismos.

Asimismo, se señala que la resolución impugnada se encuentra debidamente motivada, en función de no afectar las demandas de los países no responsables por los sobrecostos asociados a las restricciones nacionales de países ajenos a su operación; el problema de los costos asociados a las restricciones nacionales y la insuficiencia financiera resultante, está siendo analizado por la CRIE, con el objeto de proponer resoluciones regulatorias al respecto en el corto plazo.

Por otra parte, se aclara al recurrente que la resolución CRIE-112-2018 considera en su resuelve segundo las siguientes eximentes de responsabilidad:

- i) *Emergencia debidamente justificada y calificada por el EOR;*
- ii) *Fuerza mayor debidamente justificada, para la cual el EOR deberá solicitar la calificación por parte de la CRIE; y,*
- iii) *Órdenes del EOR por cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regiones.*

Teniendo en cuenta, precisamente, la ocurrencia de sucesos que no pueden ser previstos por los OS/OM.

En ese sentido también, se informa que los CVT netos definidos como CARN están calculados en concordancia con lo establecido en la resolución CRIE-07-2017, Anexo 1 del Anexo A, numeral D9.2.1 que dispone lo siguiente: “(...) El CVT se calculará para cada instalación de la red en base a las inyecciones, retiros y precios nodales resultantes del predespacho”. Es decir que, los CVT neto que resultaren CARN serán calculados en el predespacho y no en operación de tiempo real donde pudiese sobrevenir una eventualidad operativa.

“5. En el artículo 29 del Segundo Protocolo al Tratado Marco se indica que ‘Las sanciones se aplicarán a los agentes del Mercado Eléctrico Regional, a los Operadores de Sistema y Mercado de los Estados Parte (OS/OM), así como al Ente Operador Regional EOR, que luego del debido proceso resulten responsables’. // Siendo que los CARN constituyen una sanción para demanda de los países que según el EOR sean los responsables de las restricciones nacionales, no pueden ser aplicados ya que la demanda no es responsable de las restricciones nacionales y en todo caso de así serlo primero debe ser ese extremo probado mediante un debido proceso. // El aplicar los CARN directamente a la demanda de los países miembros del

MER viola el artículo 29 del Tratado Marco (sic) y el debido proceso que debe imperar en todo sistema regulatorio.”

ANÁLISIS CRIE: Se aclara que la modificación regulatoria aprobada mediante la resolución CRIE-112-2018 no debe considerarse como una sanción, teniendo en consideración que el CARN se define como “(...) como el monto que resulte deudor a la CGC en concepto de CVT neto después de descontar los pagos a los DT, para el caso donde dicho CVT sea afectado por la operación comercial del MER, de tal forma que dicha afectación se derive de la existencia de condiciones generadas por los mercados o sistema eléctricos nacionales, que restrinjan la Capacidad Operativa de Transmisión, produciéndose que: a) las Rentas de Congestión (RC) de los Derechos Firmes resulten mayores que los Cargos en el Mercado de Oportunidad por los Contratos (CMORC) pagados por los Contratos Firmes (CF) o b) que las Energías Requeridas de los CF sean abastecidas por ofertas de venta de oportunidad mayores que la oferta de flexibilidad de la parte vendedora del CF.(...)”, de hecho, los CARN son un cargo que ya está siendo absorbido por éstas a través de una reducción en los descuentos a los Cargos Complementarios (CC) de todos los países de la Región, sin ser todos los países responsables de los mismos.

Al respecto, debe tenerse presente que los Derechos de Transmisión y los Contratos Firmes son asignados y registrados en el MER, con base en las autorizaciones emitidas por las Autoridades Nacionales Competentes, los mercados nacionales deben de considerar su capacidad efectiva para cumplir estos compromisos adquiridos, de lo contrario se generan los costos financieros que se deriven del no cumplimiento a través de restricciones nacionales.

Aclarado lo anterior, no debe confundirse lo resuelto en la resolución impugnada como una sanción, derivada del ejercicio de la potestad sancionatoria de la CRIE.

V

Que en reunión a distancia número 138-2019, llevada a cabo el día 21 de febrero de 2019, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado el recurso interpuesto por **ION ENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA**, acordó declarar sin lugar el recurso presentado y confirmar en todos sus extremos la resolución CRIE-112-2018.

POR TANTO, LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE,

Con fundamento en lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, sus Protocolos y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional,

RESUELVE:

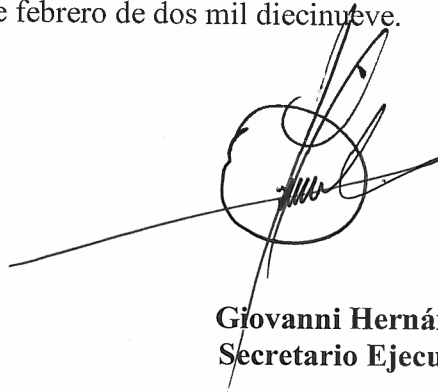
PRIMERO. DECLARAR SIN LUGAR el recurso de reposición interpuesto por **ION ENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA** en contra de la resolución CRIE-112-2018, emitida el 19 de diciembre de 2018.

SEGUNDO. CONFIRMAR en todos sus extremos la resolución CRIE-112-2018, emitida el 19 de diciembre de 2018.

TERCERO. VIGENCIA. La presente resolución cobrará firmeza al día hábil siguiente de su notificación, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.11.7.2 del Libro IV del RMER.

PUBLÍQUESE Y NOTIFIQUESE”.

Quedando contenida la presente certificación en ocho (08) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en República de Guatemala, el día jueves veintiocho (28) de febrero de dos mil diecinueve.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO