

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-24-2019, emitida el veintiuno de febrero de dos mil diecinueve, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-24-2019
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 “c” 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 23 de enero de 2019, el **Instituto Nicaragüense de Energía (INE)**, presentó recurso de reposición en contra de la resolución CRIE-112-2018.

III

Que el 28 de enero de 2019, mediante auto CRIE-SE-CRIE-112-2018-INE-01-2019, se acusó de recibo el recurso de reposición presentado por el INE 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 el **INE**, 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, que es 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 23 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, el INE, tiene interés en el asunto, por lo tanto, se encuentra legitimado para actuar en la forma como lo ha hecho.

Representación: El señor **Marco Antonio Centeno Caffarena**, quien actúa en su calidad de Apoderado Especial de la entidad: **INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ENERGÍA**, acredita su personería con el testimonio original de escritura pública número uno de poder especial, otorgado el día 21 de enero de 2019, ante los oficios notariales del licenciado Ricardo José Guerrero Alvarado.

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 28 de enero de 2019, el plazo para resolver vence el 27 de febrero de 2019, el cual podrá ser extendido hasta por 60 días calendario adicionales, en caso de que se requieran practicar pruebas adicionales y dentro del cual, además de su diligencia y práctica, deberá concedérsele a las partes, un plazo para presentar sus alegatos.

IV

Que en cuanto al análisis de fondo del recurso interpuesto por el INE, en referencia a sus argumentos se hace el siguiente análisis:

“RAZONES DE IMPUGNACIÓN POR LAS CUALES SE CONSIDERA QUE LA RESOLUCIÓN NO. CRIE-112-2018, DEBE SER REVOCADA DADO QUE AFECTA MANDATOS DE LEY DEL ENTE REGULADOR Y DERECHOS E INTERESES DE LOS DE LOS (sic) CONSUMIDORES FINALES DEL SISTEMA NACIONAL.”

“6.1 El objetivo del Tratado Marco del Mercado Eléctrico, es promover el desarrollo de la industria eléctrica en beneficio de todos sus habitantes, tiene por objeto la creación y desarrollo gradual de un mercado eléctrico competitivo regional, basado en el tratamiento recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región de América Central (...) Sin embargo, la resolución impugnada violenta éste objetivo dado que afecta el crecimiento del mercado regional pues redistribuye los sobrecostos ocasionados por restricciones propias del MER de forma diferente a la establecida en el RMER, y asignando una porción de ella a las demandas nacionales bajo el argumento de ser los responsables de

dichos costo. Si el mercado es uno solo y su concepción desde el Tratado Marco es ésta, no puede sancionarse de forma segmentada una falla del sistema (...) // 6.2 El Arto. 2, Literal e) del Tratado Marco del MER establece lo siguiente: 'propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región' y con la resolución impugnada se generan mayores beneficios para algunos miembros del MER y para otros mayores costos, lo cual afecta directamente a algunos habitantes de los países de la región y a otros los beneficia."

Análisis CRIE: 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.”

El recurrente en sus argumentos señala que: *“la resolución impugnada (...) redistribuye los sobrecostos ocasionados por restricciones propias del MER de forma diferente a la establecida en el RMER, y asignando una porción de ellas a las demandas nacionales bajo el argumento de ser los responsables de dichos costo (sic). Si el mercado es uno solo y su concepción desde el Tratado Marco es ésta, no puede sancionarse de forma segmentada una falla del sistema”*. Al respecto se debe recordar que los CARN se definen 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. De lo anterior, se colige que los CARN no consisten en fallas del sistema, son cargos ocasionados por la situación descrita anteriormente 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.

“6.3 La Resolución CRIE-112-2018 es contraria a lo establecido en el Arto. 23 inciso b) del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, ya que con esta medida en virtud de propiciar condiciones de competencias, están generando discriminación de mercados, creando barreras proteccionistas por parte de los mercados nacionales que podrían verse afectados directamente por restricciones nacionales a corto y mediano plazo, realizando acciones encaminadas a disminuir las capacidades disponibles de tal forma que se minimicen las restricciones nacionales para no generar los sobrecostos los cuales afectarían directamente a la demanda nacional, restringiéndose de esta forma las transacciones en el mercado regional y por ende la generación de beneficios para los habitantes de la región, contrariando los objetivos del MER.”

Análisis CRIE: Al respecto de lo indicado por el recurrente, debe indicarse que como parte de la coordinación entre el EOR y los OS/OM, para las realización de los estudios de seguridad operativa regional, los cuales producen los insumos de capacidades operativas de transmisión para la asignación de los Derechos Firmes, se deben considerar las condiciones operativas que mejor se apeguen a la realidad, para reducir que los OS/OM restrinjan la operación de los CF y consecuentemente la posibilidad de producir los CARN.

Por otro lado, es necesario que las Autoridades Nacionales Competentes, tomen en consideración todos los mecanismos de protección de sus demandas a la hora de la autorización de las energías firmes asociadas a los Derechos Firmes y Contratos Firmes, considerando que las restricciones nacionales siempre ocurren debido a condiciones estacionales y operativas, que son normales en todo sistema eléctrico de potencia, por lo que se deben considerar las condiciones operativas más realistas de su sistema eléctrico al momento de autorizar las energía firmes asociadas a los Derechos Firmes y Contratos Firmes con el objeto de evitar que se produzcan los CARN.

Por lo anterior, no lleva razón el recurrente al indicar que la resolución recurrida es contraria a lo establecido en el artículo 23 inciso b) del Tratado Marco; toda vez que el objeto de la modificación consistió en que toda generación de los CARN derivados del pago de Rentas de Congestión (RC) y abastecimientos no óptimos de energía requeridas de los Contratos Firmes, que sobrepase los recursos económicos generados por el MER (CVT MER) y que son provocados por restricciones de los mercados y sistemas nacionales de electricidad, que se encuentren afectando las capacidades de transmisión regionales, sean asignados a los mercados nacionales que los ocasionan, sin afectar el resto de mercados nacionales no responsables.

Finalmente es preciso indicar que lo resuelto en la resolución impugnada 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.”

“6.4 La Resolución CRIE-112-2018 crea un mecanismo para separar los sobrecostos que actualmente se generan, mediante la creación del costo denominado “Costos Asociados a Restricciones Nacionales” (CARN) (...) Este mecanismo no resuelve el problema de los sobrecostos que actualmente se generan, sino que traslada una parte de ellos (todo lo relativo al costo por restricciones) a los países responsables, separando las transacciones del mercado en transacciones en estado sistema normal y transacciones en estado del sistema bajo restricción, los costos en estado normal se distribuyen entre todos los participantes del MER y los costos en estado de restricción solamente entre los países participantes en estas restricciones, como si se pudiera separar físicamente el funcionamiento del sistema interconectado regional, las restricciones son inherentes a cualquier transacción realizada en el MER, por tanto sus costos deben ser distribuidos entre todos los que participan, tal como lo indica actualmente el RMER. Establecer un costo asociado a restricciones, es contrario y contraproducente al objetivo del MER y al desarrollo de la Región.”

Análisis CRIE: Al respecto de lo que señala el recurrente, se aclara que la resolución impugnada se encuentra debidamente motivada, en función de no afectar las demandas de los países no responsables por los sobrecostos generados por 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 y demás instituciones regionales, para proponer soluciones regulatorias al respecto en el corto plazo.

Asimismo, que en cuanto a lo argumentado por el recurrente referente a que, si es posible separar físicamente el funcionamiento del sistema interconectado regional, se le indica que indistintamente de cómo se realice la operación interconectada del SER, es posible identificar los costos asociados a las restricciones nacionales ya que esto se realiza en el ámbito del predespacho regional.

“6.5 La Resolución No. CRIE-112-2018 (...) pretende orientar el pago de los cargos derivados de la operación del MER ante restricciones nacionales, a las demandas de los países que provocan dichas restricciones (...) siendo que el principio que rige la propuesta es el de respeto al derecho adquirido por los agentes del MER al suscribir contratos firmes autorizados por las Entidades Nacionales Competentes, los cuales están siendo afectados por las restricciones de algunos sistemas eléctricos nacionales, esta afirmación no es correcta dado que el RMER reconoce los contratos firmes ante restricciones y no solo los reconoce sino que considera el mecanismo para su remuneración de lo contrario no se generarían los sobrecostos por restricciones que se están presentando, no está en cuestionamiento la aplicación de este mecanismo establecido en el RMER pues todos los participantes se han visto beneficiados por las transacciones realizadas en el MER, independientemente de las restricciones que se han presentado, el verdadero problema son los valores que se obtienen al aplicar las fórmulas para cuantificar los costos durante los periodos de restricciones, los cuales son exageradamente altos, y no necesariamente representan verdaderos costos de las restricciones, esto pueden provocar insuficiencia financiera en el mercado regional.”

Análisis CRIE: De acuerdo a lo indicado por el recurrente, es necesario aclarar que la resolución impugnada se encuentra debidamente motivada, en función de no afectar las demandas de los países

no responsables por los sobrecostos generados por 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 y demás instituciones regionales, para proponer soluciones regulatorias al respecto en el corto plazo.

Por otra parte, la coordinación entre el EOR y los OS/OM, para la realización de los estudios de seguridad operativa regional, los cuales producen los insumos de capacidades operativas de transmisión para la asignación de los Derechos Firmes, deben considerar las condiciones operativas que mejor se apeguen a la realidad, para reducir que los OS/OM restrinjan la operación de los CF y consecuentemente la posibilidad de producir los CARN.

Adicionalmente, es necesario que las Autoridades Nacionales Competentes, tomen en consideración todos los mecanismos de protección de sus demandas a la hora de la autorización de las energía firmes asociadas a los Derechos Firmes y Contratos Firmes, considerando que las restricciones nacionales siempre ocurren debido a condiciones estacionales y operativas, que son normales en todo sistema eléctrico de potencia, por lo que se deben tomar las condiciones operativas más realistas de su sistema eléctrico a la hora de autorizar las energía firmes asociadas a los Derechos Firmes y Contratos Firmes.

Finalmente, al respecto de lo que señala el recurrente en cuanto a que: “(...) *el verdadero problema son los valores que se obtienen al aplicar las fórmulas para cuantificar los costos durante los períodos de restricciones, los cuales son exageradamente altos, y no necesariamente representan verdaderos costos de las restricciones, esto pueden provocar insuficiencia financiera en el mercado regional.*”, se indica que las fórmulas a las que se hace referencia están basadas en los diferenciales de precios resultantes de la operación comercial programada del MER, y están asociadas a las congestiones comerciales que impiden que las energías firmes se cumplan, por lo que la cuantificación refleja a.) El costo incurrido por el desabastecimiento de las demandas firmes o abastecimientos a precios elevados, y b) La valorización de las rentas de congestión a valores derivados del costo incurrido antes descrito. Es decir, el valor al que llegan dichos costos es un efecto de las restricciones sobre los compromisos firmes en el MER.

“6.6 La Resolución No. CRIE-112-2018, en el Resuelve Primero Modifica 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 y Modificada por las Resoluciones CRIE-35-2014 y CRIE-31-2018’, y añade el Anexo I titulado ‘Propuesta de modificación de 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’, establecido en la resolución CRIE-NP-19-2012. La Resolución de marras modifica lo ya modificado, que es una Metodología Transitoria. Esta desafortunada forma de atender asuntos estructurales pervierte el sentido de integralidad que todo sistema normativo debe mantener para el logro de resultados consistentes. No debería modificarse lo ya modificado. Debería realizarse un estudio concienzudo para determinar los costos reales que se generan ante fallas del sistema de transmisión regional. Evitando así que se generen rentas oportunistas fuera de racionalidad económica. Más grave aún, que la señalada forma de ‘...orientar el pago de los cargos derivados de la operación del MER ante restricciones nacionales, a las demandas de los países que provocan dichas restricciones’, complementa el círculo del injusto jurídico al aplicar sanciones disfrazadas de simples aplicaciones de costos de operación.”

Análisis CRIE: Al respecto de 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.

Por otro lado, se debe indicar que la resolución impugnada se encuentra debidamente motivada, en función de no afectar las demandas de los países no responsables por los sobrecostos generados por 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 y demás instituciones regionales, para proponer soluciones regulatorias al respecto en el corto plazo, lo cual incluye la mejora regulatoria de los Derechos de Transmisión.

En cuanto a lo señalado por el recurrente sobre que se aplican “*sanciones disfrazadas de simples aplicaciones de costos de operación*”, se indica 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 “*(...) 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.

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.

“6.7 La Resolución No. CRIE-112-2018 recurrida, causa agravios a mi representada, ya que contraviene la finalidad del Tratado Marco del Mercado Eléctrico, desincentiva a los agentes del Mercado al dar un tratamiento discriminatorio dado que los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) constituyen una carga gravosa más perjudicial que las sanciones que pueden imponerse. La afectada es la población pues se incrementan los costos de las tarifas que se trasladan a los consumidores de energía eléctrica (...) // 6.8 Los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN), causan repercusiones y perjuicios económicos negativos a los habitantes del país, donde ocurra la restricción a los cuales les será aplicados en las tarifas. Afectando el mercado local,

haciendo que el costo per cápita de la medida que se traslada a los consumidores de energía eléctrica, afecte aún más a los grupos vulnerables de la población.”

Análisis CRIE: Se aclara al recurrente que 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.

Finalmente es preciso indicar que lo resuelto en la resolución impugnada 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.”



“6.9 La Resolución No. CRIE 112-2018 recurrida, causa agravios a mi representada dado que los costos asociados (CARN), no son viables, CRIE debe buscar otra metodología para garantizar que los países que están presentando problemas de restricciones en sus sistemas de transmisión realicen inversiones necesarias en sus sistemas, con el objetivo de obtener una red que permita realizar transacciones económicas en pro de los habitantes de la región. Esta es una solución que debe diseñarse de forma inteligente y creativa, que sirva de incentivo para que los actores públicos y privados del mercado regional inviertan en la mejora continua del Sistema Integrado de Transmisión”:

Análisis CRIE: En cuanto a lo señalado por el recurrente, se indica que como parte de la coordinación entre el EOR y los OS/OM, para la realización de los estudios de seguridad operativa regional, los cuales producen los insumos de capacidades operativas de transmisión para la asignación de los Derechos Firmes, se deben considerar las condiciones operativas que mejor se apeguen a la realidad, para reducir que los OS/OM restrinjan la operación de los CF y consecuentemente la posibilidad de producir los CARN.

Por otra parte, 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, incluyendo los mecanismos que propicien la inversión en la expansión de la Red de Transmisión regional.

“6.10 Mi representado, Instituto Nicaragüense de Energía, no está de acuerdo con la forma con la cual se calcula la Máxima Capacidad de Transmisión de Potencia (MCTP), misma que es utilizada para efectuar las subastas de Derechos de Transmisión (DT), ya que con la forma actual no se considera la condición n-1 (Contingencia Sencilla), así como también las condiciones operativas reales de los sistemas eléctricos de cada país.”

Análisis CRIE: Sobre el argumento planteado por el recurrente, se indica que la metodología utilizada para calcular la Máxima Capacidad de Transmisión de Potencia (MCTP) entre áreas de control del Sistema Eléctrico Regional (SER), entre ellos los valores de capacidades individuales de Importación, Exportación y Porteo para cada país, son calculados de conformidad con lo indicado en la resolución CRIE P-19-2014 la cual establece en su resuelve primero : **“INSTRUIR al Ente Operador Regional para que los estudios de corto plazo de seguridad operativa para la determinación de la máxima transferencia entre países se realice para cada semestre con actualizaciones mensuales; aplicando únicamente el criterio de contingencia simple (N-1) para la determinación de las máximas transferencias de potencia entre países.”**

De lo expuesto anteriormente se indica que el cálculo de la Máxima Capacidad de Transmisión de Potencia (MCTP), sí considera el criterio de contingencia simple (N-1).

En cuanto a los escenarios que se analizan para determinar la MCTP entre áreas de control del SER, se evalúan una serie de escenarios, siendo estos los correspondientes a las condiciones de demanda máxima, demanda media y demanda mínima, para los sentidos de flujo Norte – Sur y Sur – Norte, para importación, exportación y porteo de cada país, contabilizando para todo el SER un total de 96 casos o escenarios analizados.

A partir del cálculo de la MCTP individuales, se establecen las capacidades operativas para derechos de transmisión (o Derechos Firmes – DF).

“6.11 En la Resolución CRIE-80-2018 que convocó al proceso de consulta, se reconoce que en la práctica la teoría de las Pruebas de Factibilidad Simultánea (PFS) no garantiza la suficiencia financiera de los DT, lo cual produce los costos ineficientes productos de las Rentas de Congestión (RC) mayores a los Cargos Variable de Transmisión (CVT). La distorsión de los CVT se producen (sic) debido a que al momento de realizar la subasta de los DT, se utiliza una capacidad de transmisión regional que no considera las limitaciones que ocasiona la contingencia n-1 y la dinámica de la operación de los sistemas nacionales, que en la práctica requieren modificar las capacidades de transmisión nacionales y cumplir así los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) nacionales y regionales, que sí están siendo considerados por el EOR para la declaración de las capacidades de transmisión y programación de las transacciones diarias. Es por ello que mi presentado, Instituto Nicaragüense de Energía, considera y solicita que en lugar de realizar modificaciones como las establecidas en la Resolución No. CRIE-112-2018, las cuales afectarán directamente a los usuarios finales, se realicen una revisión a la teoría y forma de modelación de las asignaciones de DF, PFS y MCTP.”

Análisis CRIE: En cuanto a lo argumentado por el recurrente, se indica que la metodología utilizada para calcular la capacidad de transmisión regional siendo esta la Máxima Capacidad de Transmisión de Potencia (MCTP) entre áreas de control del Sistema Eléctrico Regional (SER), entre ellos los valores de capacidades individuales de Importación, Exportación y Porteo para cada país, son calculados de conformidad con lo indicado en la resolución CRIE P-19-2014 la cual establece en su resuelve primero: *“INSTRUIR al Ente Operador Regional para que los estudios de corto plazo de seguridad operativa para la determinación de la máxima transferencia entre países se realice para cada semestre con actualizaciones mensuales; aplicando únicamente el criterio de contingencia simple (N-1) para la determinación de las máximas transferencias de potencia entre países.”*

De lo expuesto anteriormente, se indica que el cálculo de la Máxima Capacidad de Transmisión de Potencia (MCTP), sí considera el criterio de contingencia simple (N-1), para efectos de cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos el capítulo 16 del Libro III del RMER.

Asimismo, para el cálculo de la Máxima Capacidad de Transmisión de Potencia (MCTP), se considera la operación de los sistemas nacionales, dado que la Base de Datos Regional que el EOR actualiza y utiliza para realizar cada estudio de corto plazo de seguridad operativa es suministrada y actualizada por los OS/OMs de cada uno de los seis países, de esta forma se evalúa las condiciones operativas reales de los sistemas nacionales, de conformidad a la regulación regional.

Adicionalmente, se aclara que la modificación aprobada mediante la resolución CRIE-112-2018, no aborda el análisis de la teoría y forma de modelación de las asignaciones de DF, PFS y MCTP, aspectos que está siendo analizados por la CRIE y demás instituciones regionales, para proponer soluciones regulatorias al respecto en el corto plazo.

“6.12 La Resolución No. CRIE 112-2018 indica una necesidad de asignar a las demandas nacionales los sobre costos por pago de RC y abastecimientos no óptimos de energía requerida de los CF, misma que nace del criterio de no afectar los DF previamente asignados y los CF declarados y asignados en las subastas. Mi

representado, Instituto Nicaragüense de Energía, impugna está (sic) forma que establece la Resolución recurrida, debido a que la regulación regional lo que debe procurar ante todo es no afectar el beneficio a los habitantes de la región, en respeto a lo establecido en el Tratado Marco (...) /6.13 Por lo anterior, mi representado, Instituto Nicaragüense de Energía, al impugnar las Resolución No. CRIE-112-2018, solicita realizar una evaluación más integral de la regulación regional del mercado del DT y RC para: (a) Analizar si los DT son beneficiosos a los usuarios finales o solo a ciertos Agentes que están recibiendo ganancias por RC; (b) Evitar asignaciones de sobre costos que al final podría afectar a los regímenes tarifarios nacionales”.

Análisis CRIE: 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. Al respecto, se informa que esta Comisión está llevando a cabo una revisión integral de la remuneración de la Red de Transmisión en la cual se estará evaluando el tema de los Derechos de Transmisión y Rentas de Congestión.

Aunado a lo anterior, es necesario que las Autoridades Nacionales Competentes, tomen en consideración todos los mecanismos de protección de sus demandas a la hora de la autorización de las energía firmes asociadas a los Derechos Firmes y Contratos Firmes, considerando que las restricciones nacionales siempre ocurren debido a condiciones estacionales y operativas, que son normales en todo sistema eléctrico de potencia, por lo que se deben tomar las condiciones operativas más realistas de su sistema eléctrico a la hora de autorizar las energía firmes asociadas a los Derechos Firmes y Contratos Firmes.

Finalmente, es preciso indicar que lo resuelto en la resolución impugnada 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.”

“6.14 Durante la operación real, los OS/OM están obligados a tomar medidas para cumplir con los CCSD. Sin embargo con la resolución No. CRIE 112-2018, se va a afectar económicamente a las demandas nacionales por estar cumpliendo dicha condición, debemos recordar que hay muchas previsiones de la operación que los OS/OM realizan previamente no son precisas y se modifican en la operación que surja para garantizar el cumplimiento de los CCSD. Si ocurrieran situaciones de restricción, éstas deben abordarse desde la perspectiva de una posible sanción, y no de un sobrecosto que afecte a los habitantes del país al que se le pretende imputar el mismo. // (...) 6.15 De mantenerse vigente la Resolución No. CRIE 112-2018, provocará que los países más propensos a tener situaciones indeseables de restricciones de tráfico, las cuales a veces es imposible prever, se vean obligados a retirar su participación del mercado y como consecuencia evitar el paso de la energía por sus sistemas de transmisión con la finalidad de no ser sancionados”:

Análisis CRIE: Al respecto de lo manifestado por el recurrente, se le aclara que la resolución CRIE-112-2018 considera en su resuelve segundo 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.*

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

Adicionalmente, 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.

En relación a que “(...) los países más propensos... se vean obligados a retirar su participación del mercado y como consecuencia evitar el paso de la energía”, se considera que:

- a) Como parte de la coordinación entre el EOR y los OS/OMs, para la realización de los estudios de seguridad operativa regional, es responsabilidad de los operadores nacionales aportar insumos de capacidades operativas de transmisión para la asignación de los Derechos Firmes, por lo que los OS/OMs deben considerar las condiciones operativas que mejor se apeguen a la realidad, para reducir la posibilidad de que sean los mismos OS/OM quienes restrinjan la operación de los CF. Debe tenerse presente que al eliminarse las restricciones nacionales por parte de los OS/OMs como consecuencia se dejan de producir los CARN.
- b) Es necesario que las Autoridades Nacionales Competentes, tomen en cuenta todos los mecanismos de protección de sus demandas al momento de autorizar las energía firmes asociadas a los Derechos Firmes y Contratos Firmes, considerando que las restricciones nacionales siempre ocurren debido a condiciones estacionales y operativas, que son normales en todo sistema eléctrico de potencia, por lo que se deben considerar las condiciones operativas más realistas de su sistema eléctrico al momento de autorizar las energía firmes asociadas a los Derechos Firmes y Contratos Firmes.

Aunado a lo anterior, es necesario que las Autoridades Nacionales Competentes, tomen en consideración todos los mecanismos de protección de sus demandas a la hora de la autorización de las energía firmes asociadas a los Derechos Firmes y Contratos Firmes, considerando que las restricciones nacionales siempre ocurren debido a condiciones estacionales y operativas, que son normales en todo sistema eléctrico de potencia, por lo que se deben tomar las condiciones operativas más realistas de su sistema eléctrico a la hora de autorizar las energía firmes asociadas a los Derechos Firmes y Contratos Firmes.

SOLICITUD DE SUSPENSIÓN DE LOS EFECTOS DE LA RESOLUCION IMPUGNADA

La entidad recurrente solicitó, en el apartado denominado “PETICIONES ESPECIALES” del recurso de reposición presentado, que de conformidad con el Libro IV, de las Sanciones y Controversias, numeral 1.11.4 se decrete la “SUSPENSIÓN DEL ACTO SEÑALADO”; manifestando que la no suspensión del acto reclamado les produciría daños y perjuicios irreversibles al interés público dada “la afectación económica a la tarifa del consumo de energía eléctrica local y de difícil reparación”.

Análisis CRIE: Al respecto, el numeral 1.11.4 del Libro IV del RMER, establece que “el recurso de reposición de carácter general no tendrá efecto suspensivo, sin embargo la CRIE podrá dentro del plazo que tiene para resolver el recurso, suspender la ejecución de la resolución de oficio o a petición del recurrente, previa ponderación suficientemente razonada entre el perjuicio que causaría al interés público o a terceros la suspensión, y el perjuicio que se causa al recurrente como consecuencia de la ejecución inmediata de la resolución recurrida”. De conformidad a lo establecido en el RMER, debe indicarse que el recurrente no ha razonado el perjuicio que causaría

al interés público o a sus intereses la aplicación de la resolución durante el trámite del recurso, situación que imposibilita hacer una valoración de su solicitud; adicionalmente esta Comisión ha valorado la necesidad de suspender el acto impugnado y a la luz del análisis de los argumentos del recurrente, no encuentra razones suficientes para decretarla.

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 el **Instituto Nicaragüense de Energía (INE)**, acordó declarar sin lugar la solicitud de suspensión de la resolución impugnada, 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 la solicitud de suspensión de la resolución CRIE-112-2018.

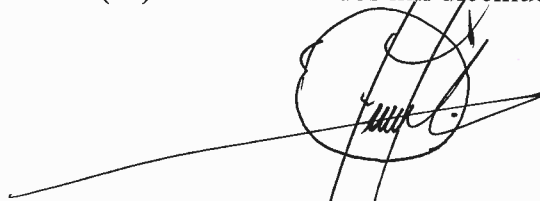
SEGUNDO. DECLARAR SIN LUGAR el recurso de reposición interpuesto por el **Instituto Nicaragüense de Energía (INE)**, en contra de la resolución CRIE-112-2018.

TERCERO. CONFIRMAR en todos sus extremos la resolución CRIE-112-2018.

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en dieciséis (16) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en República de Guatemala, el día miércoles veintisiete (27) de febrero de dos mil diecinueve.



**Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo**