COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
5ª Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014
TELÉFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

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-80-2019, emitida el veintiocho de noviembre de dos mil diecinueve, donde literalmente dice:

"RESOLUCIÓN CRIE-80-2019
COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
RESULTANDO

I

Que el 16 de noviembre del año 2012, la CRIE, emitió la resolución CRIE-NP-19-2012, mediante la cual aprobó 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"*. Dicha metodología contiene las bases normativas para la implementación del Régimen Tarifario de la Red de Transmisión Regional (RTR), en aplicación sustitutiva de los numerales 9.3 y 9.4 del Capítulo 9 *"Régimen Tarifario de la RTR"* y del Capítulo 12 *"Sistema de Liquidación"*, ambos del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), misma que ha sido modificada por las resoluciones CRIE-35-2014, CRIE-31-2018 y CRIE-112-2018. La referida metodología, en su numeral 3.2 estableció la clasificación de las líneas a efectos del cálculo del Cargo Complementario y se dispuso que dicha clasificación "... *será revisada y actualizada conforme a los resultados de los estudios correspondientes realizados por CRIE*".

II

Que el 02 de septiembre del año 2013, la CRIE emitió la resolución CRIE-NP-17-2013, mediante la cual resolvió, entre otros, aprobar la solicitud de conexión a la RTR presentada por Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A, para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR), el proyecto Subestación La Vega, mediante el cual se seccionó la Línea de Transmisión Aguacapa – Frontera El Salvador.

III

Que el 23 de diciembre de 2015, la CRIE aprobó, mediante la resolución CRIE-60-2015 (CON-FE-DE-ERRATAS), el IAR de la Red para el periodo enero a diciembre 2016, por la suma SESENTA MILLONES CIENTO SEIS MIL SEISCIENTOS DIECISIETE DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA CON 00/100 (USD 60,106,617). En dicha aprobación se consideró:

> *"Además EPR realizó actualizaciones a la definición de la Línea SIEPAC, producto de la autorización de la conexión emitida por la CRIE a las subestaciones San Agustín y La Vega en Guatemala, mismas que fueron puestas en servicio el 11 de octubre y 28 de noviembre de 2014, respectivamente. Para dichos tramos que surgen de las mencionadas autorizaciones se realizó una prorrata de los kilómetros de los nuevos tramos en relación al Costo Estándar establecido por la CRIE."*

Adicionalmente en la referida resolución, Resuelve Primero, se aprobó *el Ingreso Autorizado Regional de la Empresa Propietaria de la Red-EPR-, para el año 2016, por la cantidad de* ***SESENTA MILLONES CIENTO SEIS MIL SEISCIENTOS DIECISIETE DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 60,106,617)***, conforme al detalle ahí establecido que consideró los tramos de línea siguientes: Aguacapa – La Vega y La Vega Frontera El Salvador. Así mismo mediante el Resuelve Tercero se instruyó lo siguiente:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

"***TERCERO. INSTRUIR*** *al EOR para que realice los cálculos de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional - CURTR-, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje Operativo y Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional, para la remuneración de la Línea SIEPAC, según detalle del resuelve SEGUNDO de la presente resolución."*

IV

Que el 29 de noviembre del año 2016, la CRIE emitió la resolución CRIE-71-2016, mediante la cual aprobó el Ingreso Autorizado Regional -IAR- de la Empresa Propietaria de la Red -EPR-, para el año 2017, por la cantidad de **CINCUENTA Y NUEVE MILLONES TRESCIENTOS SESENTA Y CUATRO MIL SEISCIENTOS NOVENTA Y DOS DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 59,364,692)**, conforme al detalle ahí establecido que consideró los tramos de línea siguientes: Aguacapa – La Vega y La Vega Frontera El Salvador. Así mismo mediante el Resuelve Segundo se instruyó lo siguiente:

*"**SEGUNDO. INSTRUIR** al EOR para que realice los cálculos de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional -CURTR-, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje Operativo y Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional, para la remuneración de la Línea SIEPAC, según detalle del resuelve PRIMERO de la presente resolución."*

V

Que el 23 de noviembre del año 2017, la CRIE emitió la resolución CRIE-66-2017, mediante la cual aprobó el Ingreso Autorizado Regional de la Empresa Propietaria de la Red para el año 2018, en la suma de **SESENTA Y SEIS MILLONES TRESCIENTOS DIECINUEVE MIL CIENTO CINCUENTA Y OCHO DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 66,319,158)**, conforme al detalle ahí establecido que consideró los tramos de línea siguientes: Aguacapa – La Vega y La Vega Frontera El Salvador. Así mismo mediante el Resuelve Segundo se instruyó lo siguiente:

*"**SEGUNDO. INSTRUIR** al Ente Operador Regional para que realice los cálculos de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional -CURTR-, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje Operativo y Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional, para la remuneración de la Línea SIEPAC, según el resuelve PRIMERO de esta resolución."*

VI

Que el 15 de febrero de 2018, la CRIE emitió la resolución CRIE-31-2018, mediante la cual, entre otras cosas, modificó 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"*, aprobada mediante la resolución CRIE-NP-19-2012, habiéndose modificado el numeral 3.2 de dicha Metodología excluyéndose la tabla de clasificación de líneas en Interconectores y No Interconectores.

VII

Que el 22 de noviembre del año 2018, la CRIE emitió la resolución CRIE-99-2018, mediante la cual aprobó el Ingreso Autorizado Regional de la Empresa Propietaria de la Red para el año 2019 en la suma de **US$ 68,658,870**, conforme al detalle ahí establecido que consideró los tramos de línea siguientes: Aguacapa – La Vega y La Vega Frontera El Salvador. Así mismo mediante el Resuelve Segundo se instruyó lo siguiente:

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

*"**SEGUNDO. INSTRUIR** al Ente Operador Regional realizar los cálculos de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional (CURTR), Conciliación, Facturación y Liquidación de dichos cargos para la remuneración de la Línea SIEPAC."*

VIII

Que el 6 de junio de 2019, el Centro Nacional de Despacho de Panamá (CND) remitió al EOR la nota con referencia ETE-DCND-GME-MER-462-2019, mediante la cual consultó sobre los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional (CURTR), Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje Operativo y Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional. En dicha comunicación detalla que "(...) *la CRIE aprobó mediante resolución CRIE-99-2018 el Ingreso Autorizado Regional y en el cual detalla los tramos de línea interconectares y no interconectores que se deben considerar para el cálculo de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional -CURTR-, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje Operativo y Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional.//Hemos observado en el archivo Cargo Complementario adjunto en los documentos de transacciones regionales (DTER) emitidos por el EOR en el presente año, que Guatemala tiene la línea AGUACAPA- LA VEGA clasificada como interconectora, lo cual discrepa con lo instruido por la CRIE en la resolución CRIE- NP-19-2012, por consiguiente, tiene un impacto importante en los costos que asumen las demandas del resto de los países participantes del mercado eléctrico regional//Por todo lo anterior expuesto le solicitamos revisar y aclarar si existe alguna instrucción adicional de la CRIE en relación a los tramos de línea a considerar para los cálculos."*

IX

Que el 14 de junio de 2019, el CND remitió al EOR la nota ETE-DCND-GME-MER-473-2019, mediante la cual dicha entidad presentó un reclamo al Documento de Transacciones Económicas Regional (DTER) correspondiente al mes de mayo de 2019.

X

Que el EOR en la publicación del DTER de junio 2019 anexó a dicho DTER, el oficio con referencia EOR-GTE-08-07-2019-463 del 8 de julio de 2019, que da respuesta a la nota ETE-DCND-GME-MER-462-2019 y a la solicitud de revisión al Documento de Transacciones Económicas Regional (DTER) correspondiente al mes de operación de mayo de 2019, remitida mediante nota ETE-CND-GME-MER-473-2019. El EOR, basándose en la definición de interconexión establecida en el documento denominado *"IEEE Standard Definitions in Power Operations Terminology"* (IEEE Std 858- 7993), consideró procedente la solicitud, resolviendo lo siguiente:

"1. Conforme el Numeral 2.8 del Libro II del RMER, se realizarán los ajustes correspondientes al DTER de operación de mayo 2019 en el DTER del mes de operación de junio de 2019 que será publicado el 9 de julio de 2019, identificando el tramo de línea AGUACAPA-LA VEGA como No Interconectar y el tramo LA VEGA-FRONTERA EL SALVADOR como Interconectar."

"2. A partir del DTER del mes de operación de junio de 2019 que será publicado el 9 de julio de 2019, se continuará identificando el tramo de línea AGUACAPA-LA VEGA como No Interconector y el tramo LA VEGA-FRONTERA EL SALVADOR como Interconectar."

XI

Que el 15 de julio de 2019, mediante la nota ETE-DNDC-GME-MER-547-2019 del 15 de julio de 2019, el CND presentó al EOR un segundo reclamo a los Cargos Complementarios calculados en los documentos de Transacciones Económicas Regionales (DTER) desde enero 2016 hasta abril de 2019.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

XII

Que el 30 de julio de 2019, mediante la nota EOR-GTE-30-07-2019-533 el EOR **rechazó** el reclamo del CND por encontrarse fuera del plazo establecido en la regulación regional.

XIII

Que el 2 de agosto de 2019, el CND remitió a la CRIE la nota ETE-DCND-GME-MEN-593-2019, mediante la cual dicha entidad presentó un reclamo a los Cargos Complementarios Calculados en los Documentos de Transacciones Económicas Regional (DTER) desde enero de 2016 hasta abril de 2019.

CONSIDERANDO

I

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 y 22 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional y son parte de sus objetivos generales: "(…) *a) Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. b) Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento (…)*".

II

Que el artículo 23 del referido Tratado Marco asigna a la CRIE, las siguientes facultades: "*a. Regular el Funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios; (…) 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.*"

III

Que de conformidad con el numeral 1.5.2.1 del Libro I del Reglamento del **Mercado** Eléctrico Regional (RMER) *"La CRIE regula el funcionamiento del MER y las relaciones entre agentes de conformidad con las disposiciones del Tratado Marco, sus Protocolos y sus reglamentos. Son objetivos de la CRIE los siguientes: a) Hacer cumplir la normativa del MER establecida en la Regulación Regional (…)".*

IV

Que el literal b) del numeral 3.2 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, establecida en la resolución CRIE-NP-19-2012 y modificada por las resoluciones CRIE-35-2014, establecía antes de las modificaciones realizadas a través de las resoluciones CRIE-31-2018 Y CRIE-112-2018, lo siguiente

> *"b) Se calcula el CC de la Línea SIEPAC haciendo una distinción entre las líneas de interconexión entre países y las líneas que no son de interconexión, de acuerdo a la siguiente clasificación:*

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

No Interconectores	Interconectores
	PANALUYA - FLORIDO
	AGUACAPA - FORNTERA EL SALVADOR
	FRONTERA GUATEMALA - AHUACHAPAN
GUATE NORTE – PANALUYA	15 SEPTIEMBRE - FRONTERA HONDURAS
AHUACHAPAN – NEJAPA	EL FLORIDO - SAN BUENAVENTURA
NEJAPA - 15 SEPTIEMBRE	FRONTERA EL SALVADOR - AGUACALIENTE
SAN BUENAVENTURA - TORRE 43	AGUACALIENTE - FRONTERA NICARAGUA
SANDINO – TICUANTEPE	FRONTERA HONDURAS - SANDINO
CAÑAS – PARRITA	TICUANTEPE - FRONTERA COSTA RICA
PARRITA - PALMAR NORTE	FRONTERA NICARAGUA - CAÑAS
PALMAR NORTE - RÍO CLARO	RÍO CLARO - FRONTERA PANAMÁ
	FRONTERA COSTA RICA - VELADERO

La clasificación anterior será revisada y actualizada conforme a los resultados de los estudios correspondientes realizados por CRIE."

Asimismo, derivado de las modificaciones introducidas mediante las resoluciones CRIE-31-2018 y CRIE-112-2018, la literal b y c, del numeral 3.2, establece lo siguiente:

"b) Se calcula el CC de la Línea SIEPAC haciendo una distinción entre las líneas de interconexión entre países y las líneas que no son de interconexión.

*c) **CC_No Interconectores**$_{ps}$: La tarifa del CC en US$/MWh para los tramos de la Línea SIEPAC que no son interconectores internacionales para un país "p" para el mes "s".*

***CC_Interconectores**$_{ps}$: La tarifa del CC en US$/MWh para los tramos de la Línea SIEPAC que son interconectores internacionales para un país "p" para el mes "s"."*

V

Que derivado de la función de supervisión y vigilancia del MER, así como del análisis de la normativa regional, se identificó una inconsistencia en el cálculo del Cargo Complementario para cada país. Dicha inconsistencia fue ocasionada a raíz de la entrada en operación de la Subestación La Vega II el 28 de noviembre de 2014, originando la partición del tramo Aguacapa – Frontera El Salvador en dos tramos: La Vega – Frontera El Salvador y Aguacapa – La Vega.

Al respecto, debe mencionarse que 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 misma que ha sido modificada por las resoluciones CRIE-35-2014, CRIE-31-2018 y CRIE-112-2018, asigna el Cargo Complementario (CC) con los siguientes criterios:

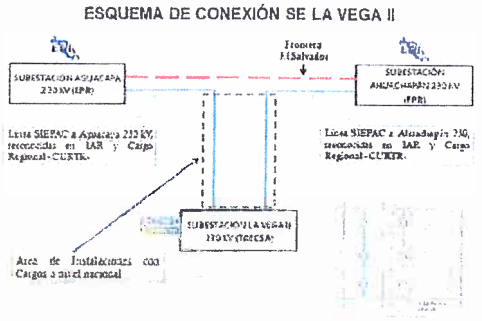
a. La asignación del CC correspondiente a los tramos no interconectores (que no son interconectores internacionales) a las demandas del país en que se ubique la infraestructura, en correspondencia con los costos directos de la inversión.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

b. Los cobros del CC de los tramos interconectores (que son interconectores internacionales) son asignados proporcionalmente entre las demandas de todos los países miembros del Tratado Marco.

En el caso del seccionamiento del tramo Aguacapa – Frontera El Salvador debe considerarse lo siguiente:

El 02 de septiembre del año 2013, la CRIE emitió la resolución CRIE-NP-17-2013, mediante la cual resolvió, entre otros, aprobar la solicitud de conexión a la RTR presentada por Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A, para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR), el proyecto Subestación La Vega II, mediante el cual se seccionó la Línea de Transmisión Aguacapa – Frontera El Salvador. A continuación, se presenta el esquema de Conexión de Subestación La Vega II, considerado en dicha resolución:



Esquema de Conexión de La SE Vega II - Resolución CRIE-NP-17-2013

Tal y como se puede observar en el esquema anterior, la entrada en operación de la Subestación La Vega II originó una segmentación del tramo Aguacapa – Frontera El Salvador en: La Vega – Frontera El Salvador y Aguacapa – La Vega, a raíz de lo cual el tramo "*Aguacapa – La Vega*" ya no cumplía la función de interconectar dos áreas de control del MER, ya que la totalidad del nuevo tramo geográficamente se ubica únicamente en Guatemala y por ende, a partir de dicho momento, el segmento Aguacapa – La Vega se constituyó como tramo no interconector y el tramo La Vega – Frontera El Salvador quedó constituido como tramo interconector.

La asignación de cargos de los tramos anteriores se determina según lo establecido en 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, misma que hasta la entrada en vigencia de las modificaciones contenidas en la resolución CRIE-31-2018 (01 de abril 2018), establecía lo siguiente:

> *"b) Se calcula el CC de la Línea SIEPAC haciendo una distinción entre las líneas de interconexión entre países y las líneas que no son de interconexión, de acuerdo a la siguiente clasificación:*

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

No Interconectores	Interconectores
	PANALUYA – FLORIDO
	AGUACAPA - FORNTERA EL SALVADOR
	FRONTERA GUATEMALA - AHUACHAPAN
GUATE NORTE – PANALUYA	15 SEPTIEMBRE - FRONTERA HONDURAS
AHUACHAPAN – NEJAPA	EL FLORIDO - SAN BUENAVENTURA
NEJAPA - 15 SEPTIEMBRE	FRONTERA EL SALVADOR - AGUACALIENTE
SAN BUENAVENTURA - TORRE 43	AGUACALIENTE - FRONTERA NICARAGUA
SANDINO – TICUANTEPE	FRONTERA HONDURAS - SANDINO
CAÑAS – PARRITA	TICUANTEPE - FRONTERA COSTA RICA
PARRITA - PALMAR NORTE	FRONTERA NICARAGUA - CAÑAS
PALMAR NORTE - RÍO CLARO	RÍO CLARO - FRONTERA PANAMÁ
	FRONTERA COSTA RICA - VELADERO

La clasificación anterior será revisada y actualizada conforme a los resultados de los estudios correspondientes realizados por CRIE."

En razón de lo anterior se hace necesario analizar la problemática planteada desde los siguientes dos puntos de vista:

1. **A PARTIR DE LA ENTRADA EN OPERACIÓN DE LA LINEA AGUACAPA LA VEGA 28 DE NOVIEMBRE DE 2014 HASTA LA APLICACIÓN DEL IAR 2016 - RESOLUCIÓN CRIE-60-2015-.**

Tal como se indicó, la entrada en operación de la Subestación La Vega II fue el 28 de noviembre de 2014, originando esto la partición del tramo Aguacapa – Frontera El Salvador en dos: La Vega – Frontera El Salvador y Aguacapa – La Vega. No obstante, el detalle de tramos Interconectores y No Interconectores, contenido en 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*, vigente en ese momento, en relación a la inclusión de los dos tramos señalados, fue modificada hasta la emisión de la resolución CRIE-60-2015 el 18 de diciembre de 2015, aclarada el 16 de enero de 2016, misma que tenía efectos para el cálculo del IAR 2016.

En virtud de lo anterior, a pesar de la entrada en operación de la subestación La Vega II y su correspondiente segmentación, no se llevó a cabo la actualización de la clasificación de los tramos entre Interconectores y No Interconectores establecida en el literal b del numeral 3.2, 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*. Al respecto se puede establecer que el EOR aplicó para el cálculo del CC lo que al efecto establecía la Regulación Regional vigente. Sin embargo, resulta que durante este periodo la Región continúo pagando un tramo no Interconector cuando este debió haber sido absorbido por la demanda del país en el cual dicho tramo está ubicado.

En relación a lo anterior, se han identificado tres antecedentes en los cuales, esta Comisión reconoció ajustes en el IAR, derivados de la modificación de la naturaleza de ciertos tramos de la Línea SIEPAC, según se clasifican en Interconectores o No Interconectores, y en los cuales se identificó que los costos

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

de tramos de la Línea SIEPAC fueron financiados por una demanda a la que no debió corresponder. A continuación se detallan estos antecedentes:

a) Tramo Panaluya – San Buenaventura

Para el caso del tramo Panaluya – San Buenaventura; se identificó que:

i. Mediante la resolución CRIE-P-23-2013 de fecha 10 de diciembre de 2013, Resuelve Segundo, la CRIE clasificó el tramo Panaluya – San Buenaventura como No Interconector en tanto no se cumplieran los requisitos técnicos y comerciales de acceso a la RTR para la operación comercial de la misma.

ii. El 16 de marzo de 2014, entró en operación comercial el tramo Panaluya – San Buenaventura.

iii. Mediante la resolución CRIE-17-2014 de fecha 21 de agosto de 2014, mediante la cual se ajustó el IAR 2014, se reconoció la entrada en operación comercial del tramo Panaluya – San Buenaventura, a partir del 16 de marzo de 2014, fecha en la que se cumplieron las condiciones regulatorias establecidas según lo informado por el EOR, dejando sin efecto la resolución CRIE-P-23-2013, reconociéndose este tramo como Interconector a partir de la referida entrada en operación comercial. En virtud de lo anterior, mediante la resolución CRIE-17-2014, se decidió reconocer a la EPR, los costos de AOM, Tributos y Rentabilidad a partir del 16 de marzo de 2014 y se reconoció que durante el periodo en que el tramo se encontraba en operación comercial hasta el ajuste realizado, Honduras pagó un sobrecosto de USD 843,995.00 por concepto de Servicio de la Deuda, por haberse considerado dicho tramo como No Interconector, cuando ya cumplía funciones de Interconector. Este sobrecosto se reconoció así: USD 326,202.00 como abono de lo que le correspondería pagar en el resto del año 2014 y USD 517,793.00 que debían ser compensado en el IAR 2015.

iv. Como puede apreciarse, en el presente caso únicamente se devolvió a Honduras el monto concerniente al servicio de la deuda; dado que según la regulación regional el reconocimiento de servicio de la deuda no se encuentra asociado a la entrada en operación comercial; por tal razón hasta la emisión de la resolución CRIE-17-2014 no se había reconocido a la EPR el pago de los demás componentes del IAR, por lo que no habían ajustes adicionales a realizar.

b) Tramo El Florido – San Buenaventura, el cual fue seccionado en los tramos: El Florido – San Nicolás y San Nicolás – San Buenaventura:

i. El tramo El Florido – San Buenaventura entró en operación comercial el 19 de marzo de 2012.

ii. Debido a la entrada en operación de la Subestación San Nicolás el 29 de septiembre de 2014 el tramo El Florido – San Buenaventura fue seccionado en los tramos: El Florido – San Nicolás (que cumplía funciones de interconector) y San Nicolás – San Buenaventura (que cumplía funciones de no interconector).

iii. Mediante la resolución CRIE-40-2014, que aprueba el IAR 2015, la CRIE consideró que dado el seccionamiento antes referido, la Región continúo pagando por un periodo de tres meses como Interconector un tramo que pasó a ser No interconector, por lo cual Honduras debía reconocerles a los demás países el monto pagado durante tres meses por el tramo San Nicolás – San Buenaventura. Así pues, se determinó que el monto que Honduras debía pagar era de USD 158,965, monto que se descontó del total que se debía reconocer a Honduras en el IAR 2015 relacionado al tramo "Panaluya – San Buenaventura", quedando un total de USD358,828.00 a su favor a

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

reconocer en el IAR 2015. Se desprende de los cálculos que motivaron dicha resolución, que se devolvió la cantidad USD 158,965, lo cual corresponde a los componentes de AOM y Rentabilidad.

c) **Frontera Costa Rica – Veladero, el cual fue seccionado en los tramos: Frontera Costa Rica – LT Dominical y LT Dominical – Veladero.**

i. El tramo Frontera Costa Rica – Veladero entró en operación comercial el 31 de diciembre de 2010.

ii. Debido a la entrada en operación comercial de la Subestación Dominical, el 14 de junio de 2014, dicho tramo se seccionó en los siguientes tramos: Frontera Costa Rica – LT Dominical (que cumplía funciones de Interconector) y LT Dominical – Veladero (que cumplía funciones de No Interconector).

iii. Mediante la resolución CRIE-40-2014, que aprueba el IAR 2015, la CRIE consideró que dado el seccionamiento antes referido, la Región continúo pagando por un periodo de seis meses y medio un tramo No Interconector, que debió ser pagado solamente por la demanda de Panamá. Al respecto, la Junta de Comisionados de la CRIE acordó que Panamá debía reconocer a todos los países de la región el monto pagado durante los meses en que dichos tramos debieron ser reconocidos únicamente por su demanda. Se desprende de los cálculos que motivaron dicha resolución, que se devolvió la cantidad USD 648,445 lo cual corresponde a los componentes de AOM y Rentabilidad.

Con base en el análisis de los antecedentes citados, se considera que basados en lo establecido en el artículo 22 del Tratado Marco, el cual dispone que dentro de los objetivos de la CRIE se encuentra el hacer cumplir el Tratado Marco, sus protocolos, reglamento y demás instrumentos complementarios y basados en los principios de equidad, reciprocidad, no discriminación, igualdad y justicia y con el fin de garantizar la consistencia regulatoria; para el caso del tramo "Aguacapa – La Vega", siendo que el pago por dicho tramo durante el periodo de diciembre 2014 a diciembre 2015, fue cubierto por toda la región, cuando debió ser asumido por la demanda de Guatemala, corresponde que esta devuelva a la región el monto de USD 295,698 lo cual corresponde a los componentes de AOM y Rentabilidad.

2. A PARTIR DE LA APLICACIÓN DEL IAR 2016.

El 23 de diciembre de 2015, la CRIE aprobó, mediante la resolución CRIE-60-2015 (CON-FE-DE-ERRATAS), el IAR de la EPR para el periodo enero a diciembre 2016. Dicha resolución en su parte considerativa consigna lo siguiente: *"Además EPR realizó actualizaciones a la definición de la Línea SIEPAC, producto de la autorización de la conexión emitida por la CRIE a las subestaciones San Agustín y La Vega en Guatemala, mismas que fueron puestas en servicio el 11 de octubre y 28 de noviembre de 2014, respectivamente. Para dichos tramos que surgen de las mencionadas autorizaciones se realizó una prorrata de los kilómetros de los nuevos tramos en relación al Costo Estándar establecido por la CRIE."* Siendo así, mediante la referida resolución, para la remuneración del IAR 2016, se consideró el seccionamiento antes relacionado, identificando dos tramos: "Aguacapa – La Vega" y "La Vega – Frontera El Salvador" y finalmente se instruyó al EOR lo siguiente:

> *"**TERCERO. INSTRUIR** al EOR para que realice los cálculos de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional - CURTR-, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje Operativo y Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional, para la remuneración de la Línea SIEPAC, según detalle del resuelve SEGUNDO de la presente resolución."*

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

La consideración de los tramos "Aguacapa – La Vega" y "La Vega – Frontera El Salvador" y la instrucción antes consignada, fue considerada en las aprobaciones de IAR subsiguientes; es decir, para la remuneración de los años 2017, 2018 y 2019, el EOR debió calcular el Cargo Complementario según lo establecido en dichas resoluciones referente a la clasificación de los tramos en Interconectores y No Interconectores. En consecuencia, el tramo Aguacapa – Frontera El Salvador ya no se incluyó dentro de las aprobaciones del IAR.

Como complemento, se tiene que mediante la resolución CRIE-31-2018, vigente a partir del 01 de abril de 2018, se modificó 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,* estableciéndose que para efectos del cálculo del Cargo Complementario el EOR debía considerar lo siguiente:

> *"$CC_No\ Interconectores_{ps}$: La tarifa del CC en US$/MWh para los tramos de la Línea SIEPAC que* ***no son interconectores internacionales*** *para un país "p" para el mes "s"."*
>
> *"$CC_Interconectores_{ps}$: La tarifa del CC en US$/MWh para los tramos de la Línea SIEPAC que* ***son interconectores internacionales*** *para un país "p" para el mes "s"."*

Con base en lo anterior, el cálculo del Cargo Complementario, a partir del 01 de abril de 2018, debe responder no solo a la descripción de los tramos establecidos en las resoluciones que aprobaron el IAR para los años 2018 y 2019, sino también a la naturaleza de los tramos (interconectores y no interconectores), según lo establecido en 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,* modificada por la resolución CRIE-31-2018.

En virtud de lo expuesto, la demanda de Guatemala debe asumir el costo en concepto de pago de todos los componentes del IAR correspondiente al periodo de enero 2016 a marzo 2019 por un monto aproximado de USD 3,397,715.

VI

Que con base en el análisis anterior, siendo que la demanda de la Región ha cubierto los montos correspondientes al tramo "Aguacapa – La Vega" sin que este tramo sea Interconector, atendiendo a los principios de equidad, reciprocidad, no discriminación, igualdad y justicia, y con el fin de garantizar la consistencia regulatoria, corresponde ajustar el cobro del Cargo Complementario de la siguiente forma:

i. Del periodo diciembre 2014 a diciembre 2015 se utilizará el criterio aplicado en la resolución CRIE-40-2014 respecto a los casos similares: El Florido – San Buenaventura, el cual fue segmentado en: El Florido – San Nicolás y San Nicolás – San Buenaventura y Frontera Costa Rica – Veladero, el cual fue segmentado en: Frontera Costa Rica – LT Dominical y LT Dominical – Veladero.

   Inicialmente se calcula la proporción correspondiente de los rubros AOM y Rentabilidad basados en la segmentación de los tramos en el año 2016.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

2016	AOM	Rentabilidad
Aguacapa - La Vega	USD 149,287	USD 124,112
La Vega – Frontera El Salvador	USD 373,217	USD 235,829
Aguacapa - La Vega %	29%	34%
La Vega - Frontera El Salvador%	71%	66%

Posteriormente se multiplica la proporción obtenida para el tramo Aguacapa – La Vega para el año 2014 y 2015, tomando en cuenta la entrada en operación de dicho tramo, siendo un mes para 2014 y doce meses para 2015.

2014	AOM	Rentabilidad	Total
Aguacapa - La Vega	USD 12,441	USD 10,969	USD 23,410

2015	AOM	Rentabilidad	Total
Aguacapa - La Vega	USD 149,287	USD 123,001	USD 272,288

Total	AOM	Rentabilidad	Total
Aguacapa - La Vega	USD 161,728	USD 133,970	USD 295,698

Finalmente, el total obtenido (USD 295,698) es repartido con base a la demanda de los cinco países que pagaron el tramo clasificado como Interconector siendo este No Interconector.

Año	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2014	USD 4,059	USD 4,899	USD 2,703	USD 5,556	USD 6,193
2015	USD 46,576	USD 61,562	USD 29,969	USD 64,914	USD 69,267
Total	USD 50,635	USD 66,461	USD 32,672	USD 70,470	USD 75,460

ii. Del periodo enero 2016 a marzo 2019, se utilizará el criterio 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*, con sus respectivas modificaciones y actualizaciones.

Dicha situación cobra relevancia debido a que el cálculo de las tarifas de CC difiere entre Interconector y No Interconector, siendo sus fórmulas expresadas a continuación:

$$CC_No\ Interconectores_{p,s} = \frac{\sum_{j=1}^{n} IARM_{No_Interconectores_{j,p,s}} - CMM_{p,s}}{Demanda_de_país_{-p,s}}$$

$$CC_Interconectores_{p,s} = \frac{\sum_{k=1}^{m} IARM_{Interconectores_{k,s}}}{\sum_{p=1}^{6} Demanda_de_país_{-p,s}}$$

De las anteriores fórmulas se determina que para el caso de los tramos Interconectores se hace una repartición en las demandas de todos los países, mientras que para los No Interconectores el valor del IAR mensual se distribuye en el país donde está ubicado el tramo No Interconector. Dada esta situación, se ha estimado que la región ha pagado aproximadamente

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

USD 4,296,645 por un periodo de treinta y nueve meses como Interconector un tramo que paso a ser No Interconector de Guatemala a partir de enero 2016. Por tanto, Guatemala debe compensar a los demás países de la región el monto de USD 3,397,715[1] pagado durante los referidos treinta y nueve meses por el tramo Aguacapa – La Vega, el cual debió pagar solo la demanda de Guatemala.

Para realizar el cálculo respectivo, para cada uno de los meses se calcula el monto a devolver por parte Guatemala como:

$$IAR\ recolectado\ por\ CC_s = IAR\ mes_s - CVT_s - IVDT_s$$

Donde:

IAR recolectado por CC_s: Ingreso Autorizado Regional recolectado por CC del tramo Aguacapa – La Vega en el mes s.

IAR mes_s: Ingreso Autorizado Regional del tramo Aguacapa – La Vega en el mes s.

CVT_s: CVT asociado al tramo Aguacapa – La Vega en el mes s.

$IVDT_s$: IVDT asociado al tramo Aguacapa – La Vega en el mes s.

Posteriormente, se determina el monto a devolver para cada uno de los países mediante la siguiente expresión:

$$IAR_a_Devolver_qs = \frac{Demanda_de_país_{_q,s}}{\sum_{p=1}^{6} Demanda_de_país_{_p,s}} * (IAR_recolectado_por_CC_s)$$

$$Total\ IAR_a_Devolver_q = \sum IAR_a_devolver_{q,s}$$

Donde:

IAR_a_Devolver_qs: Monto a devolver al país q para cada mes s

Demanda_de_país_q,s: Energía de retiro de todos los agentes del país q y reportada por el OS/OM para el mes s.

Demanda_de_país_p,s: Energía de retiro de todos los agentes del país p y reportada por el OS/OM para el mes s.

q: los 5 países a compensar, exceptuando a Guatemala

p: los 6 países de la región

s: mes correspondiente

[1] Este monto es aproximado, considera el descuento de la alícuota ya pagada por la demanda de Guatemala y deberá ser verificado por el EOR.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

IAR_recolectado_por_CC$_s$: Ingreso Autorizado Regional recolectado por CC del tramo Aguacapa – La Vega en el mes s.

Total IAR_a_Devolver_q: Monto total a devolver al país q

Las expresiones anteriores dan como resultado lo siguiente:

Monto total a devolver para cada país en compensación por IAR Aguacapa – La Vega (USD)					
Año	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2016	145,847	196,365	97,096	213,049	222,419
2017	170,997	231,515	115,454	249,295	267,170
2018	198,882	266,676	133,044	285,397	313,056
2019	47,253	60,616	32,035	75,196	76,352
Total	562,979	755,173	377,629	822,937	878,997

Elaboración propia con datos del EOR

No obstante lo anterior, es necesario que para este segundo periodo el EOR realice la verificación correspondiente de todos los IAR recolectados por CC para el tramo Aguacapa – La Vega y las demandas mensuales para el período de enero 2016 a marzo 2019.

VII

Que con base en lo considerado, la devolución se deberá llevar a cabo en 45 meses; iniciando con el monto de USD 295,698 correspondiente al periodo de diciembre 2014 a diciembre 2015, en 13 meses, contados a partir de enero 2020; y para el monto aproximado de USD 3,397,715 correspondiente al periodo de enero 2016 a marzo 2019, en 39 meses, contados a partir de julio 2020 una vez realizado el ajuste al IAR del año 2020. El detalle de lo anterior se encuentra en el Anexo 1.

VIII

Que en Reunión Presencial número 146 del 28 de noviembre de 2019, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado y debatido sobre la clasificación del tramo Aguacapa – La Vega acordó: a) Asignar el monto USD 295,698 al tramo Aguacapa – La Vega de la Línea SIEPAC instalado en el área de control de Guatemala, a partir del IAR 2020 y durante 13 meses; b) Instruir al EOR a que calcule para el periodo de enero 2016 a marzo 2019, los IAR recolectados por CC para cada mes; y c) Asignar el monto de IAR correspondiente al tramo Aguacapa – La Vega que asumió la región durante el periodo de enero 2016 a marzo 2019, como tramo interconector y que debió considerarse como tramo no interconector correspondiendo su financiamiento únicamente a la demanda de Guatemala; monto que se determinará por parte de la CRIE en el ajuste del IAR 2020, tal y como se dispone.

POR TANTO
LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE

Con base en los resultandos y considerados que antecedente, así como lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y la Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional,

RESUELVE:

PRIMERO. ASIGNAR el monto USD 295,698 al tramo Aguacapa – La Vega de la Línea SIEPAC instalado en el área de control de Guatemala, a partir del IAR 2020 y durante 13 meses; monto que deberá ser descontado del total de IAR asignado a cada uno de los países, de tal forma que no implique un impacto en el valor final del IAR a percibir por parte de la EPR en los periodos correspondientes.

SEGUNDO. INSTRUIR al EOR a que calcule para el periodo de enero 2016 a marzo 2019, los IAR recolectados por CC para cada mes conforme lo siguiente:

$$IAR\ recolectado\ por\ CC_s = IAR\ mes_s - CVT_s - IVDT_s$$

Donde:

IAR recolectado por CC_s: Ingreso Autorizado Regional recolectado por CC del tramo Aguacapa – La Vega en el mes s.

IAR mes_s: Ingreso Autorizado Regional del tramo Aguacapa – La Vega en el mes s.

CVT_s: CVT asociado al tramo Aguacapa – La Vega en el mes s.

$IVDT_s$: IVDT asociado al tramo Aguacapa – La Vega en el mes s.

TERCERO. ASIGNAR el monto de IAR correspondiente al tramo Aguacapa – La Vega que asumió la región durante el periodo de enero 2016 a marzo 2019, como tramo interconector y que debió considerarse como tramo no interconector correspondiendo su financiamiento únicamente a la demanda de Guatemala; monto que se determinará por parte de la CRIE en el ajuste del IAR 2020 a partir de los cálculos que llevará a cabo el EOR según lo dispuesto en el numeral anterior, y que será descontado durante 39 meses del total de IAR asignado entre los países de la región a excepción de Guatemala, de tal forma que no implique un impacto en el valor final del IAR a percibir por parte de la EPR en los periodos correspondientes.

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE."

Quedando contenida la presente certificación en dieciséis (16) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firmo, en República de El Salvador, el día viernes veintinueve (29) de noviembre de dos mil diecinueve.

Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
5ª Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014
TELÉFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

ANEXO 1[1]

Año - Mes	El Salvador (USD)	Honduras (USD)	Nicaragua (USD)	Costa Rica (USD)	Panamá (USD)	Total a Devolver (USD)	Impacto en la Demanda de Guatemala (USD/MWh)
ene-20	3,895	5,112	2,513	5,421	5,805	22,746	0.03
feb-20	3,895	5,112	2,513	5,421	5,805	22,746	0.03
mar-20	3,895	5,112	2,513	5,421	5,805	22,746	0.03
abr-20	3,895	5,112	2,513	5,421	5,805	22,746	0.03
may-20	3,895	5,112	2,513	5,421	5,805	22,746	0.03
jun-20	3,895	5,112	2,513	5,421	5,805	22,746	0.03
jul-20	18,330	24,476	12,196	26,522	28,343	109,867	0.13
ago-20	18,330	24,476	12,196	26,522	28,343	109,867	0.13
sep-20	18,330	24,476	12,196	26,522	28,343	109,867	0.13
oct-20	18,330	24,476	12,196	26,522	28,343	109,867	0.13
nov-20	18,330	24,476	12,196	26,522	28,343	109,867	0.13
dic-20	18,330	24,476	12,196	26,522	28,343	109,867	0.13
ene-21	18,330	24,476	12,196	26,522	28,343	109,867	0.13
feb-21	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
mar-21	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
abr-21	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
may-21	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
jun-21	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
jul-21	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
ago-21	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
sep-21	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
oct-21	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
nov-21	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
dic-21	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
ene-22	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11

[1] Los valores a partir de julio 2020 son aproximados.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

feb-22	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
mar-22	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
abr-22	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
may-22	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
jun-22	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
jul-22	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
ago-22	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
sep-22	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
oct-22	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
nov-22	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
dic-22	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
ene-23	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
feb-23	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
mar-23	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
abr-23	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
may-23	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
jun-23	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
jul-23	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
ago-23	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
sep-23	14,435	19,363	9,683	21,101	22,538	87,121	0.11
Total	**613,614**	**821,634**	**410,301**	**893,407**	**954,456**	**3,693,412**	**0.10**

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO