

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-73-2020, emitida el veintiuno de diciembre de dos mil veinte, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-73-2020
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

RESULTANDO

I

Que el 28 de agosto de 2018, el Ente Operador Regional (EOR) mediante el oficio EOR-PJD-28-08-2018-065, presentó a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), el documento denominado: *“Informe de diagnóstico de mediano plazo de la RTR para el período 2019 -2023”*.

II

Que el 30 de noviembre de 2018, el EOR mediante el oficio EOR-PJD-30-11-2018-092, remitió a la CRIE el informe denominado: *“Planificación de Largo Plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al período 2019-2028”*, conformado de dos tomos: Tomo I Expansión Indicativa del Sistema de Generación y Tomo II Planificación de la Expansión de la Transmisión Regional.

III

Que el 27 de junio de 2019, la CRIE emitió la resolución CRIE-43-2019, misma que fue publicada el 04 de julio de 2019, mediante la cual se resolvió lo siguiente:

PRIMERO. INSTRUIR al Ente Operador Regional para que en el marco del informe de Planificación de Largo Plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al período 2019-2028; desarrolle un escenario de sensibilidad del escenario de autosuficiencia A1, que identifique las ampliaciones de transmisión nacionales en condiciones sin transferencias de los países, que superen las condiciones de incumplimientos de los CCSD de manera autónoma sin hacer uso de la capacidad de transmisión de la línea SIEPAC, utilizando solamente las interconexiones que no pertenecen a la línea SIEPAC, conforme a la establecido en el numeral 10.6.1, literal c), romano i del Libro III del RMER. Dicha sensibilidad tendrá como objeto identificar a partir de la lista de ampliaciones recomendadas, cuáles deben ser etiquetadas como ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales y cuáles serán obras de interés regional a clasificarse como Ampliaciones Planificadas o A Riesgo, mismo que deberá ser incorporado al Informe de Planificación de Largo Plazo con la correspondiente reclasificación de las listas de ampliaciones recomendadas. Así mismo, se instruye al Ente Operador Regional que, dentro del nuevo informe a remitir, producto del escenario solicitado previo, se verifique e incluya dentro del cálculo de los costos de construcción de las ampliaciones de transmisión recomendadas, una estimación de los costos de derecho de paso.

IV

Que el 28 de junio de 2019, el EOR mediante el oficio EOR-PJD-28-06-2019-045, presentó ante la CRIE, el documento denominado: *“Informe anual de Diagnóstico de Mediano Plazo de la Red de Transmisión Regional (RTR), correspondiente al período 2020-2024.”*

V

Que el 30 de septiembre de 2019, el EOR mediante el oficio EOR-PJD-30-09-2019-065, remitió a la CRIE el documento denominado: *“Informe de Planificación de Largo Plazo de la expansión de la generación y la transmisión regional, correspondiente al período 2020-2029”*.

VI

Que el 28 de noviembre de 2019, el EOR mediante el oficio EOR-DE-27-11-2019-297, remitió a la CRIE el informe denominado: *“Atención a la Resolución CRIE-43-2019, Análisis de sensibilidad del escenario A1, en el marco del informe de planificación de largo plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al periodo 2019-2028”*, el cual debe considerarse como el informe final y sustituye los informes que acompañaron los oficios EOR-PJD-30-09-2019-064 y EOR-DE-25-10-2019-272.

VII

Que el 30 de enero de 2020, la Junta de Comisionados de la CRIE, durante la reunión presencial No.148, adoptó a través del acuerdo No. CRIE-02-148, lo siguiente:

“1. Publicar en un sitio visible de la página Web de la CRIE, los informes de planificación presentados por el EOR mencionados a continuación, conforme a lo establecido en el numeral 11.2.4 del Libro III del RMER:

- a) Informe de diagnóstico de mediano plazo de la RTR para el período 2019 - 2023, presentado por el EOR mediante el oficio EOR-PJD-28-08-2018-065;*
- b) Informe de Planificación de Largo Plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al período 2019-2028, presentado por el EOR mediante oficio EOR-PJD-30-11-2018-092;*
- c) Informe “Atención a la Resolución CRIE-43-2019, Análisis de sensibilidad del escenario A1, en el marco del informe de planificación de largo plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al periodo 2019-2028”, presentado por el EOR a través del oficio EOR-DE-27-11-2019-297.*
- d) Oficio EOR-DE-20-01-2020-040, requerido al EOR para la reclasificación de ampliaciones como Ampliaciones Planificadas y a Riesgo, como anexo al IPLP/IACIP.*

2. Publicar en dos periódicos de circulación masiva en cada uno de los países miembros, durante tres días consecutivos la noticia sobre la disponibilidad en el sitio

web de los informes relacionados en el punto 1 del presente acuerdo, de conformidad con lo establecido en el numeral 11.2.4 del Libro III del RMER.

3. Instruir a los OS/OM, para que una vez le sea notificado por la Secretaría Ejecutiva de la CRIE, proceda dentro del plazo de quince (15) días a la invitación de todas las partes interesadas, incluyendo Agentes, Grandes Usuarios, entidades estatales, gremiales, asociaciones y demás entidades del sector, así como a cualquier otro interesado identificado por el OS/OM, a enviar dentro del plazo de treinta (30) días calendario sus comentarios y observaciones a los informes de planificación mencionados en la primera recomendación, lo anterior de conformidad con lo establecido en el numeral 11.2.4 del Libro III del RMER.
4. Proponer a los Agentes identificados como candidatos a hacerse cargo de parte de los costos de alguna de las expansiones propuestas por el EOR, según los resultados mostrados en la tabla; a analizar su interés en realizar la Ampliación a Riesgo, contando con el plazo de sesenta (60) días calendario para dar una respuesta a la CRIE:

Tabla 1 Agentes candidatos para hacerse cargo de ampliaciones a riesgo

Ampliación a Riesgo	Primeros 3 Agentes con mayores beneficios	País	Concentración del Beneficio %	Acumulado para 3 agentes
Nuevo transformador MOY-230-MOY-138-1	5GICE	COSTA RICA	61.98%	61.98%
	4-GSN-CC	NICARAGUA	6.38%	68.36%
	ENERGIA DEL PACIFICO, LTDA. DE C.V.	EL SALVADOR	3.32%	71.68%
Repotenciación de línea SRF-115-SVC-115	5GICE	COSTA RICA	57.24%	57.24%
	JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC	GUATEMALA	3.79%	61.03%
	Instituto Nacional de Electrificación	GUATEMALA	3.70%	64.73%
2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558	ENEE - Empresa de Generación y Comercialización de Electricidad (EGECO)	HONDURAS	27.29%	27.29%
	Hidroeléctrica El Volcán, S.A., de C.V.	HONDURAS	7.57%	34.86%
	Energía Eólica de Honduras S.A. (EEHSA)	HONDURAS	6.21%	41.07%
Repotenciación de línea 138kV NDE-138-RIV-138-1	5GICE	COSTA RICA	52.21%	52.21%
	Gas Natural Atlántico S de R.L.	PANAMA	4.46%	56.67%
	Honduran Green Power Corporation, S.A. de C.V., (HGPC)	HONDURAS	3.69%	60.36%
Repotenciación línea 230kV CAS230B-GBO230-10	5GICE	COSTA RICA	69.68%	69.68%
	Honduran Green Power Corporation, S.A. de C.V., (HGPC)	HONDURAS	3.48%	73.16%
	Gas Natural Atlántico S de R.L.	PANAMA	3.39%	76.55%
Seccionamiento línea TCP230-VIRG230-FNC	5GICE	COSTA RICA	55.050%	55.05%
	Panamá NG Power, S. A	PANAMA	5.790%	60.84%
	AES Changuinola, S.A.	PANAMA	5.017%	65.86%

Fuente: Oficio EOR-DE-20-01-2020-040

5. *Informar a los Reguladores Nacionales y al CDMER sobre la publicación de los informes de planificación del EOR en el sitio Web de la CRIE.*
6. *Instruir a la Secretaría Ejecutiva de la CRIE para que dentro del marco del procedimiento de planificación regional, proceda a comunicar los acuerdos adoptados por la Junta de Comisionados.”*

VIII

Que el 19 de junio de 2020, la CRIE remitió a las entidades reguladoras de cada Estado miembro del Mercado Eléctrico Regional (MER), mediante los oficios CRIE-SE-GT-GJ-386-19-06-2020, dirigido a el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), CRIE-SE-GT-GJ-384-19-06-2020 dirigido a la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), CRIE-SE-GT-GJ-383-19-06-2020, dirigido a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), CRIE-SE-GT-GJ-388-19-06-2020, dirigido a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), CRIE-SE-GT-GJ-385-19-06-2020 dirigido a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), CRIE-SE-GT-GJ-387-19-06-2020 dirigido a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP); solicitud de opinión respecto a lo siguiente: a) Los resultados de los informes de planificación publicados, b) Las observaciones y comentarios recibidos en la consulta llevada a cabo respecto a dichos informes y c) La factibilidad de ejecución de las obras propuestas en el contexto económico y social que atraviesa la región a raíz de la pandemia ocasionada por el COVID-19 con un enfoque de corto, mediano y largo plazo. Dicha audiencia fue evacuada por todas las entidades reguladoras mediante los siguientes oficios: PDC-INE-086-07-2020 (INE), OF-0621-RG-2020 (ARESEP), CNEE-45567-2020-GTM-Notas S2020-152 (CNEE), DSAN No. 1267-2020 (ASEP), CREE 125-2020 (CREE) y comunicación remitida por SIGET a la CRIE el 20 de julio de 2020, sin número de referencia.

IX

Que el 30 de junio de 2020, el EOR mediante el oficio EOR-PJD-30-06-2020-029, presentó ante la CRIE, el Informe anual de Diagnóstico de Mediano Plazo de la Red de Transmisión Regional, correspondiente al período 2021-2025.

X

Que el 30 de septiembre de 2020, el EOR mediante el oficio EOR-PJD-30-09-2020-051, remitió a la CRIE el Informe anual de Planificación de Largo Plazo de la Expansión de la Transmisión y la Generación Regional, correspondiente al período 2021-2030.

XI

Que el 30 de septiembre de 2020, el EOR mediante el oficio EOR-PJD-30-09-2020-052, presentó a la CRIE, el Informe análisis de sensibilidad del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR, correspondiente al período 2021-2025.

XII

Que el 12 de octubre de 2020, la CRIE emitió la resolución CRIE-61-2020, misma que fue publicada el 15 de octubre de 2020, mediante la cual se resolvió lo siguiente:

PRIMERO. RECHAZAR las Ampliaciones Planificadas y a Riesgo propuestas por el Ente Operador Regional en los siguientes informes:

- a) *Informe de diagnóstico de mediano plazo de la RTR para el periodo 2019 -2023, presentado por el EOR mediante el oficio EOR-PJD-28-08-2018-065;*
- b) *Informe de Planificación de Largo Plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al periodo 2019-2028, presentado por el EOR mediante oficio EOR-PJD-30-11-2018-092;*
- c) *Informe "Atención a la Resolución CRIE-43-2019, Análisis de sensibilidad del escenario A1, en el marco del informe de planificación de largo plazo de la*

generación y la transmisión regional correspondiente al periodo 2019-2028", presentado por el EOR a través del oficio EOR-DE-27-11-2019-297.

- d) *Oficio EOR-DE-20-01-2020-040, requerido al EOR para la reclasificación de ampliaciones como Ampliaciones Planificadas y a Riesgo, como anexo al IPLP/IACIP.*

(...)

TERCERO. INSTRUIR al EOR para que considere en futuros informes de planificación regional, en lo que fuera aplicable, lo considerado en la presente resolución.

CONSIDERANDO

I

Que de conformidad con lo establecido en los artículos 1 y 2 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), el objeto del Tratado es “(...) *la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional competitivo (...) basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región (...)*”. Por su parte, se han establecido como fines del mismo, entre otros: “(...) //b. *Establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico regional, que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social. // c. Incentivar una mayor y competitiva participación privada en el sector eléctrico. // d. Impulsar la infraestructura de interconexión necesaria para el desarrollo del Mercado Eléctrico regional. (...) // g. Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.*”

II

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 3 del Tratado Marco “(...) *El Tratado se regirá por los principios de Competencia, Gradualidad y Reciprocidad, los que se definen así: //Competencia: Libertad en el desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.// Gradualidad: Previsión para la evolución progresiva del Mercado, mediante la incorporación de nuevos*

participantes, el aumento progresivo de la operación coordinada, el desarrollo de las redes de interconexión, y el fortalecimiento de los órganos regionales (...)”

III

Que de conformidad con los artículos 19, 20, 22 y 23 del Tratado Marco, la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional (MER), con especialidad técnica, que realiza sus funciones con imparcialidad y transparencia, respetando los principios de satisfacción del interés público, igualdad, libre competencia y publicidad. Dentro de sus objetivos generales se encuentra el de (...) *b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento (...)*”. Asimismo, las facultades de la CRIE son entre otras: “(...) *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 (...)*”.

IV

Que de conformidad con lo establecido en los artículos 25 y 28 del Tratado Marco, el EOR es el ente operador del Mercado Regional y dentro de sus funciones se encuentra la de “(...) *e. Formular el plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado.*”

V

Que el numeral 1.5.2.3 del Libro I del Reglamento de Mercado Eléctrico Regional (RMER), establece: “(...) *En cumplimiento y desarrollo de sus objetivos y facultades, la CRIE es responsable de:// d) Aprobar las Ampliaciones Planificadas de la RTR a propuesta del EOR, que surjan del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional. Una vez aprobada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación Planificada será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional de los Países donde se ubique dicha ampliación; // e) Aprobar las Ampliaciones a Riesgo que incluyan instalaciones en más de un País Miembro. Una vez aprobada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación a Riesgo será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional de los Países donde se ubique la ampliación; // f) Aprobar las Ampliaciones a Riesgo, que si bien son propuestas por un Iniciador de un País Miembro, son identificadas por el EOR que en el futuro formarán parte de la RTR. Una vez aprobada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación a Riesgo será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional de los Países donde se ubique la ampliación. (...)*”.

VI

Que el numeral 10.1.3 del Libro I del RMER establece: “(...) Como resultado del proceso de planificación regional, el EOR deberá elaborar los siguientes informes: // a) Informe anual de Planificación a Largo Plazo, que se deberá presentar para la consideración de la CRIE el último día hábil del mes de septiembre; //b) Informe anual de Diagnóstico a Mediano Plazo, que deberá ser presentado por el EOR a la CRIE el último día hábil del mes de junio; c) Informes sobre beneficios e inconvenientes asociados a Ampliaciones a Riesgo, a pedido de la CRIE, que deberá presentar a los dos (2) meses de la solicitud de ésta, sobre la base de los estudios e información técnica y económica que presente el Iniciador de la ampliación; d) Informe sobre la conformación de la RTR; y e) Otros informes sobre temas específicos, a solicitud de la CRIE, en los plazos que se acuerden en cada ocasión.(...)”. Por su parte, los literales a) y b) del numeral 11.1.1 del Libro III del RMER, establecen: a) Obras identificadas en el proceso de Planificación a Largo Plazo o en el Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR que sean aprobadas por la CRIE, en adelante denominadas Ampliaciones Planificadas; b) Ampliaciones a Riesgo que hayan sido identificadas en el proceso de Planificación a Largo Plazo o en el Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR, que no sean consideradas Ampliaciones Planificadas por concentrar sus beneficios en un único País o en pocos Agentes, pero que los Agentes en los que se concentra el beneficio acepten hacerse cargo de la proporción del costo de la expansión proporcional a sus beneficios. La remuneración reconocerá un Ingreso Autorizado Regional en función de los beneficios a terceros, siguiendo los criterios definidos en el Numeral 11.3 de este Libro (...).”

VII

Que de conformidad con el artículo 20 del Reglamento Interno de la CRIE, aprobado mediante la resolución CRIE-31-2014 del 12 de noviembre de 2014, “(...) La Junta de Comisionados tiene como principales funciones, las siguientes: a) Cumplir y hacer cumplir el Tratado Marco, sus Protocolos y la regulación regional; // b) Deliberar en forma colegiada sobre los asuntos que le sean sometidos a su consideración previamente a ser resueltos. // e) Velar por el cumplimiento de las resoluciones que emita (...)”

VIII

Que en atención a lo resuelto por la CRIE en la resolución CRIE-61-2020, se hizo necesario examinar las normas que rigen el proceso de planificación de la transmisión y generación regional, identificándose frente a la experiencia obtenida en el procedimiento de planificación 2019-2028, los inconvenientes afrontados en la aplicación de dicha normativa, los cuales se describen a continuación:

1. Inconvenientes identificados en el proceso de elaboración de los estudios de planificación

Como parte del proceso de planificación regional y de conformidad con el numeral 10.1.3 del Libro III del RMER, el EOR debe elaborar, entre otros, el Informe anual de Diagnóstico

a Mediano Plazo (IDMP), el cual se debe presentar ante la CRIE el último día hábil del mes de junio y el Informe anual de Planificación a Largo Plazo (IPLP), mismo que se debe presentar para consideración de la CRIE, el último día hábil del mes de septiembre. Al respecto, se realizan las siguientes observaciones relacionadas con la normativa para la elaboración de los informes de planificación:

- a) Los apartados 10.1, 10.2 y 10.3 del Libro III del RMER establecen los alcances de dichos informes, indicando importantes diferencias para la elaboración de cada uno de ellos, las cuales se exponen a continuación:
 - i. La Planificación de Largo Plazo (PLP) tiene como objetivo principal, identificar las ampliaciones de transmisión a la RTR, mientras que el Diagnóstico de Mediano Plazo (DMP) se enfoca, en diagnosticar el estado de la Red de Transmisión Regional (RTR) para transportar flujos de potencia, evaluar el impacto de conexiones a la RTR, identificar las restricciones a la capacidad de transporte y recomendar cambios en equipos asociados a la RTR, a través de un programa de ampliaciones menores, o bien, proponer medidas correctivas o preventivas.
 - ii. Los resultados esperados del IPLP son propuestas de inversiones de capital intensivo como líneas de transmisión o transformadores, mientras que el IDMP realiza propuestas de modificación de las instalaciones a través de mejoras de inversiones de baja intensidad como ajustes de protecciones, cambiar topologías, cambios de equipos asociados a la RTR (interruptores de transferencias, transformadores de corriente o potencial), el estado de transferencia de potencia a través de la RTR con sus correspondientes mejoras o propuestas de inversión en la Red de Transmisión Nacional (RTN).
 - iii. La PLP incluye un estudio de planificación indicativa de generación, basado en la planificación de la expansión de la generación nacional, mientras que el DMP no lo utiliza y
 - iv. El horizonte de estudios del DMP es de 5 años y de la PLP es de al menos 10 años.

Al respecto, debe indicarse que de conformidad con lo establecido en el numeral 11.1.1 del Libro III del RMER, las ampliaciones a la RTR pueden surgir, entre otros, de las ampliaciones identificadas en el proceso de planificación a largo plazo o de diagnóstico a mediano plazo. No obstante, como puede observarse, la normativa vigente establece una funcionalidad diferente para cada uno de los referidos informes de planificación, estableciendo alcances distintos a cada uno de ellos y por tanto, los resultados esperados deberían evaluarse con técnicas financieras o económicas diferentes.

No obstante lo anterior, el numeral 11.2.1 del Libro III del RMER establece el mismo criterio de evaluación para los resultados de la planificación de largo y de los de mediano plazo, indicando lo siguiente:

“Las ampliaciones sólo podrán ser autorizadas por la CRIE como planificadas cuando los estudios técnico económicos demuestren que la expansión incrementa el Beneficio Social a nivel regional, y en consecuencia estén en la lista que prepara el EOR según los establecido en el numeral 10.6.2(…)”

Aunado a ello, la normativa vigente (numerales 10.6.1 y 10.6.2 del Libro III del RMER), requiere que las ampliaciones planificadas sean seleccionadas utilizando un mismo procedimiento y verificando el Valor Presente Neto de los ahorros de los costos operativos contra la inversión.

Como puede observarse, la normativa para la aprobación de ampliaciones planificadas establece que debe aplicarse al IDMP, el mismo procedimiento de planificación que se aplica a la planificación de largo plazo (con algunas excepciones relacionadas con la planificación indicativa de la generación), teniendo como consecuencia que los resultados esperados del IDMP sean evaluados con el mismo criterio económico que los resultados del IPLP. Lo anterior, obliga al EOR a través del IDMP, a identificar inversiones regionales de capital intensivo, lo cual no está de acuerdo con los alcances deseados de un diagnóstico de mediano plazo. Por lo anterior, se evidencia que es necesario valorar una mejora regulatoria que modifique los alcances del DMP y establezca un procedimiento metodológico propio para la elaboración del IDMP, así como una forma de evaluación más adecuada de sus resultados.

- b) De conformidad con los apartados 10.1, 10.2 y 10.3 del Libro III del RMER, el IPLP podría ser elaborado de forma independiente a los estudios de diagnóstico de mediano plazo, considerando que la normativa vigente establece que para la elaboración de ambos informes, se debe utilizar la misma metodología de planificación, el mismo criterio de evaluación y la misma base de datos regional actualizada, pero con diferentes horizontes de estudio.

Atendiendo la normativa vigente, el EOR elaboró el IDMP para el periodo 2019-2028 utilizando casi la totalidad de la metodología y los criterios técnicos económicos que se utilizan en la elaboración del IPLP del mismo periodo y como consecuencia, el IDMP se desvió de los objetivos establecidos en el numeral 10.3.1 del Libro III del RMER, reproduciendo casi la totalidad del procedimiento para realizar un IPLP con un horizonte de 5 años. Debido a ello durante la evaluación de los informes de planificación para el periodo 2019-2028, la CRIE tuvo que solicitar al EOR que los resultados del IDMP fueran verificados en el IPLP. En razón de lo anterior, se ve la necesidad de analizar una mejora regulatoria que permita establecer una interrelación entre ambos estudios, haciendo que estos sean complementarios el uno del otro.

- c) El numeral 10.1.2 del Libro III del RMER, establece que los estudios de planificación regional *“(…) deberán procurar que en todo momento se mantenga una capacidad*

operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países (...)”, condición que constituye una premisa de difícil cumplimiento, en el tanto las autoridades competentes nacionales no han asegurado dicha capacidad operativa, ni tampoco que sea respetada la funcionalidad de la Línea SIEPAC para el uso prioritario de las transacciones internacionales. De hecho, en la práctica los sistemas nacionales utilizan con frecuencia dicha capacidad operativa regional para abastecer la demanda local de energía.

Esta situación tiene como consecuencia que no se alcancen los objetivos de la planificación a largo plazo, establecidos en el artículo 10.2.1 del Libro III del RMER, como lo son, coadyuvar con estas ampliaciones al mantenimiento de la Capacidad de Transmisión Regional (CTR), el incremento de los beneficios sociales, mejorar la confiabilidad a nivel regional y los niveles de transferencia de energía en una RTR fortalecida, así como, un aumento de la competencia en el MER.

- d) Se evidencia una contradicción en el RMER, en cuanto a si se debe considerar o no la asociación de proyectos de ampliaciones del sistema de transmisión como propuestas de ampliación. Si bien de lo establecido en los literales d) y e) del numeral 10.6.1 del Libro III del RMER, pudiera evidenciarse una estrategia de expansión que engloba las obras en grupos de expansiones, se tiene que el literal k) del numeral 10.6.1 y los numerales 10.6.2 y 10.6.3 del Libro III del RMER, establecen que los indicadores de riesgo y los indicadores técnicos y económicos son determinados para cada una de las ampliaciones, con el objeto de acreditar la conveniencia de la ampliación y los beneficios de cada obra para los Agentes.

2. Inconvenientes identificados para la evaluación de los informes de planificación por parte de la CRIE

Como resultado de los análisis de los informes de planificación 2019-2028, se identificaron una serie de inconvenientes para aprobar las ampliaciones de interés regional, los cuales se exponen a continuación:

- a) Para la clasificación de las obras como ampliaciones planificadas y a riesgo, de conformidad con el numeral 10.6.2 del Libro III del RMER, se utiliza el porcentaje de concentración de los beneficios, lo cual causa las siguientes ambigüedades para seleccionar las obras:
- i. La clasificación de las obras en ampliaciones planificadas y a riesgo, está basada en el cálculo de los beneficios económicos que resultan de multiplicar las diferencias en los precios nodales de los casos con y sin ampliación, por la energía transada para cada una de las inyecciones y retiros durante la simulación de la operación, luego, se calculan las concentraciones de los beneficios por agente, basadas en los beneficios acumulados por país y en la propiedad de los nodos por agente de todas las inyecciones y retiros. Para dichos estudios de planificación se ha

modelado todos los nodos del Sistema Eléctrico Regional (SER) y de acuerdo con lo anterior, se ha detectado el problema de incongruencia de que el número de agentes representados en la red de transmisión simulada, es mayor que el número de agentes del MER, con posibles consecuencias de una clasificación errónea de las obras ya que habría nodos que acumulan beneficios, pero no son considerados para la evaluación de las concentraciones. En virtud de lo anterior, es necesario valorar la pertinencia de una mejora regulatoria, que permita establecer la representatividad de los agentes en todo el Sistema Eléctrico Regional en el ámbito de la planificación regional.

- ii. La clasificación de las ampliaciones a riesgo, se realiza con dos criterios que pueden resultar incongruentes, el literal b) del numeral 10.6.2 del Libro III del

RMER, establece que los países concentren un 80% o más de los beneficios sociales será clasificada como ampliaciones a riesgo y por otra parte el literal c) del mismo numeral, establece que un (1) agente que concentre más del 50% o tres (3), más del 80%, la ampliación será clasificada como ampliaciones a riesgo. Se ha determinado que algunas de las obras se han clasificado como ampliaciones a riesgo porque un país concentra más del 80%, pero no hay claridad si se debe de identificar los agentes mayoritarios que acumulan el 80% de los beneficios del país o los primeros que cumplan con el segundo criterio (literal c) del numeral 10.6.2).

- b) Se identifica la falta de claridad en la normativa para aprobar ampliaciones a riesgo, en cuanto a lo siguiente:

- i. El literal e) del numeral 1.5.2.3 del Libro I del RMER, establece que la CRIE es responsable de la aprobación de las ampliaciones a riesgo que incluyan instalaciones en más de un Estado parte del MER, no obstante, dicho numeral en el literal f), establece que también la CRIE es responsable de la aprobación de ampliaciones a riesgo que son propuestas por un Iniciador y que se ubican en un país determinado. De lo anterior, se evidencia que la norma vigente no es clara en cuanto a la aprobación de las ampliaciones a riesgo que surgen de la planificación regional que no sean interconexiones entre países, razón por la cual se hace necesaria evaluar la necesidad de una mejora regulatoria.
- ii. El numeral 11.4.2.1 del Libro III del RMER, establece la responsabilidad de la CRIE para aprobar una ampliación a riesgo, indicando el literal e) del numeral 10.6.2 del Libro III del RMER lo siguiente: *“(…)siendo necesario para su consideración que el País o los Agentes, excepto transmisores, que concentran la mayor parte de los beneficios se hagan cargo de los costos de construcción en proporción al porcentaje de*

beneficios que obtienen de la ampliación.”. Al respecto, debe indicarse que no es explícito el RMER en establecer cuál sería la forma en que un país se haría cargo de una ampliación a riesgo y por otra parte, de no asignarse y ejecutarse la obra no se cumplirían los objetivos de la planificación regional, en cuanto a alcanzar o mantener la capacidad de transmisión regional, ni tampoco los beneficios sociales del conjunto de las obras propuestas.

- c) Inconvenientes en relación a que los agentes identificados como candidatos para realizar las ampliaciones a riesgo, identificadas en la región, no manifestaron su interés para hacerse cargo de parte de los costos de las expansiones (numeral 11.2.5 del Libro III del RMER), dado que los resultados de los informes de planificación no ofrecen suficiente información técnica y económica para que los agentes puedan evaluar la razón costo beneficio que implicaría construir una ampliación a riesgo. Asimismo, se considera que el informe de planificación debería de responder a cuestionamientos propios de los posibles Iniciadores con el objeto de que estos puedan evaluar el riesgo de la inversión.
- d) Dificultades para que un agente pueda realizar las ampliaciones de transmisión en otro país, lo cual se considera como un impedimento para aplicar la normativa vigente:
 - i. Se estima necesario verificar que la normativa nacional permita la ejecución de las obras aprobadas por CRIE que se deriven de los informes de planificación elaborados por el EOR.
 - ii. Para los proyectos de sustitución o repotenciación de una instalación existente, se identificaron inconvenientes para la ejecución de la obra, los cuales se relacionan con la propiedad del activo que se va a sustituir y su remuneración.
 - iii. Se visualiza la necesidad de evaluar, si corresponde, una armonización de las normativas nacionales para que posibiliten la inversión extranjera en la capacidad de transporte nacional.

3. Inconvenientes identificados para la ejecución de las obras

- a) Los estudios de planificación 2019-2028 publicados por la CRIE, plantearon tres tipos de obras: obras de interés nacional, ampliaciones de interés regional, planificadas y a riesgo, las cuales, guardan entre sí, una relación y mutua influencia ejercida por las leyes de la electrotécnica y han sido identificados con un orden de precedencia establecida por la metodología de planificación del EOR.

Ahora bien, respecto a las obras de interés nacional, complementarias a las obras identificadas en los planes de expansión nacionales, los cuales deben ser ejecutados

por los países para alcanzar la CTR mínima (fijada por CRIE en 300 MW, mediante la resolución CRIE-P-20-2014 del 5 de septiembre de 2014) y que fueron determinados a través de un escenario de autosuficiencia para el abastecimiento local (nacional) de la demanda para superar los incumplimientos a los CCSD, identificados inicialmente en el DMP, se debe indicar lo siguiente:

- i. La identificación de las obras de transmisión nacionales no está considerada como tal en el RMER, solamente en el romano i) del literal c) del numeral 10.6.1 del Libro III del RMER, se establece que se definirá una estrategia de expansión, considerando como mínimo un escenario de autosuficiencia de los Estados, lo cual se interpreta como autosuficiencia energética y autosuficiencia de transmisión, sin hacer uso de la capacidad de transmisión de la Línea SIEPAC.

En ese sentido, los planificadores nacionales no se encuentran obligados normativamente a considerar y evaluar las propuestas de transmisión de interés nacional en sus planes nacionales de expansión que permitan alcanzar la capacidad de transmisión entre países establecida por la CRIE. Por lo que se considera, que si la planificación nacional observara las propuestas de interés nacional identificadas a nivel regional se optimizarían los proyectos de transmisión regional. Así las cosas, como no se identifica en los planes nacionales, deben ser identificadas en la PLP, para lo cual se necesita una armonización para que al menos se evalúen las propuestas de interés nacional producto de la planificación regional y se incorpore en los planes nacionales.

En caso de que los planificadores consideren las propuestas de interés nacional de la planificación regional complementarias a los programas de expansión nacional, se debería coordinar los resultados de la planificación nacional con la regional, a efecto de optimizar el conjunto de obras para mantener la CTR o alcanzar una nueva CTR.

Es decir, una vez aprobadas las ampliaciones recomendadas producto de la planificación regional, identificándose necesario evaluar escenarios con el fin de alcanzar los objetivos de la planificación regional, las obras de interés nacional fueran notificadas a los Estados parte del MER para que las mismas se incorporen en las evaluaciones de la planificación nacional. Una vez determinado el plan nacional, las obras de interés nacional ya podrían formar parte como obras decididas de ejecución nacional y de nuevo coordinar en el siguiente ejercicio de planificación regional, la optimización del conjunto.

Este ciclo de trabajo, que se considera técnica y económicamente óptimo, no se encuentra considerado en la normativa actual y requiere mecanismos nacionales adecuados, para que cada Estado asuma los compromisos adquiridos al formar parte del MER, aspecto que se ha considerado en la propuesta del Tercer Protocolo al Tratado Marco. De no ser así, no se

alcanzarían los objetivos de la planificación regional y como consecuencia, provocaría costos hundidos de transmisión regional.

- ii. Por otra parte, se ha identificado la necesidad de realizar un análisis de las normas relacionadas con el proceso de licitación de las obras que sean clasificadas como Ampliaciones Planificadas, con el objeto de evaluar si las normas vigentes promueven la competencia y si su aplicación logra la obtención de precios competitivos.

4. Posible insuficiencia de los plazos establecidos en el RMER para la elaboración y evaluación de los estudios de planificación regional.

De conformidad con el numeral 10.1.3 del Libro III del RMER, el EOR debe presentar el IPLP el último día hábil del mes de septiembre de cada año y el IDMP el último día hábil del mes de junio de cada año, por lo cual resulta necesario analizar si el plazo de un año entre cada ejercicio de planificación, es suficiente para desarrollar un proceso de planificación regional exitoso.

Previo al análisis del cronograma general de actividades para la elaboración, presentación, evaluación y aprobación de los informes de planificación, se considera adecuado examinar el tiempo que programó el EOR en su plan de trabajo para elaborar cada uno los informes de planificación del período 2018-2027, el cual fue remitido a la CRIE el 19 de junio de 2017, por medio del oficio EOR-PJD-19-06-2017-029. El cronograma para la elaboración del IDMP, se muestra a continuación:

ACTIVIDAD	% Actividad	2016			2017						2018					
		Oct	Nov	Dic	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	M1	M2	M3	M4	M5	M6	
Suministro de la información por los OS/OM, integración de la información al modelo SPTR.	100%															
Diagnóstico de Mediano plazo de la RTR																
Análisis energético de la condición actual: Determinación de intercambios previsibles, análisis de sobrecargas.	100%															
Análisis de refuerzos de transmisión candidatos para intercambios previsibles en el MER.	100%															
Simulaciones energéticas con refuerzos de transmisión candidatos*	0%															
Estudios eléctricos, determinación de refuerzos para intercambios previsibles y Cap. Operativa de 300 MW.	60%															
Análisis económicos y Beneficios	0%															
Preparación del informe DMP	0%															
Presentación de resultados del Diagnostico de Mediano Plazo a la JD-EOR	0%															
Remisión a la CRIE del informe de Diagnóstico de Mediano lazo a la CRIE	0%															

Fuente: Anexo I de la Nota EOR-PJD-19-06-2017-029.

Puede observarse que para la ejecución de las actividades previas a la remisión del Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo, el EOR planificó que se requieren 6 meses para el suministro de información por parte de los OS/OMs al EOR, para la debida integración de la

base de datos, que a su vez requiere el modelo SPTR y de 6 a 7 meses adicionales para el desarrollo del informe antes referido.

El cronograma para la elaboración del Informe de Planificación de Largo Plazo, se muestra a continuación:

ACTIVIDAD	% Actividad	2016					2017								
		Oct	Nov	Dic	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	M1	M2	M3	M4	M5	M6
Planificación Largo Plazo Generación															
Análisis del sistema de generación, definición de candidatos, creación de casos y escenarios a evaluar en el SPTR.	100%														
Ejecución de modelos de optimización del SPTR. Determinación de plan de expansión óptimo.*	0%														
Revisión de resultados con el CTPEG y el CTPET	0%														
Preparación del informe PLP Generación	0%														
Presentación a JD	0%														
Planificación de Largo Plazo de la Transmisión Regional															
Análisis de la red de transmisión	0%														
Ejecución de modelos de optimización: Identificación de sobrecargas por despacho óptimo con la expansión de la generación.	0%														
Análisis eléctrico con despachos óptimos, análisis de sobrecargas y violaciones de voltaje ante contingencias simples.	0%														
Definición y modelación de los candidatos, simulaciones y análisis eléctrico de las soluciones.	0%														
Evaluación económica (determinación de indicadores, cálculo de los beneficios) Análisis de Riesgos.	0%														
Revisión de resultados con el CTPET	0%														
Preparación del informe PLP Transmisión	0%														
Presentación del informe de planificación de la expansión de la Transmisión regional ante JD - EOR	0%														
Remisión a la CRIE del informe de planificación de la Exp de la G & T regional	0%														

Fuente: Anexo I de la Nota EOR-PJD-19-06-2017-029.

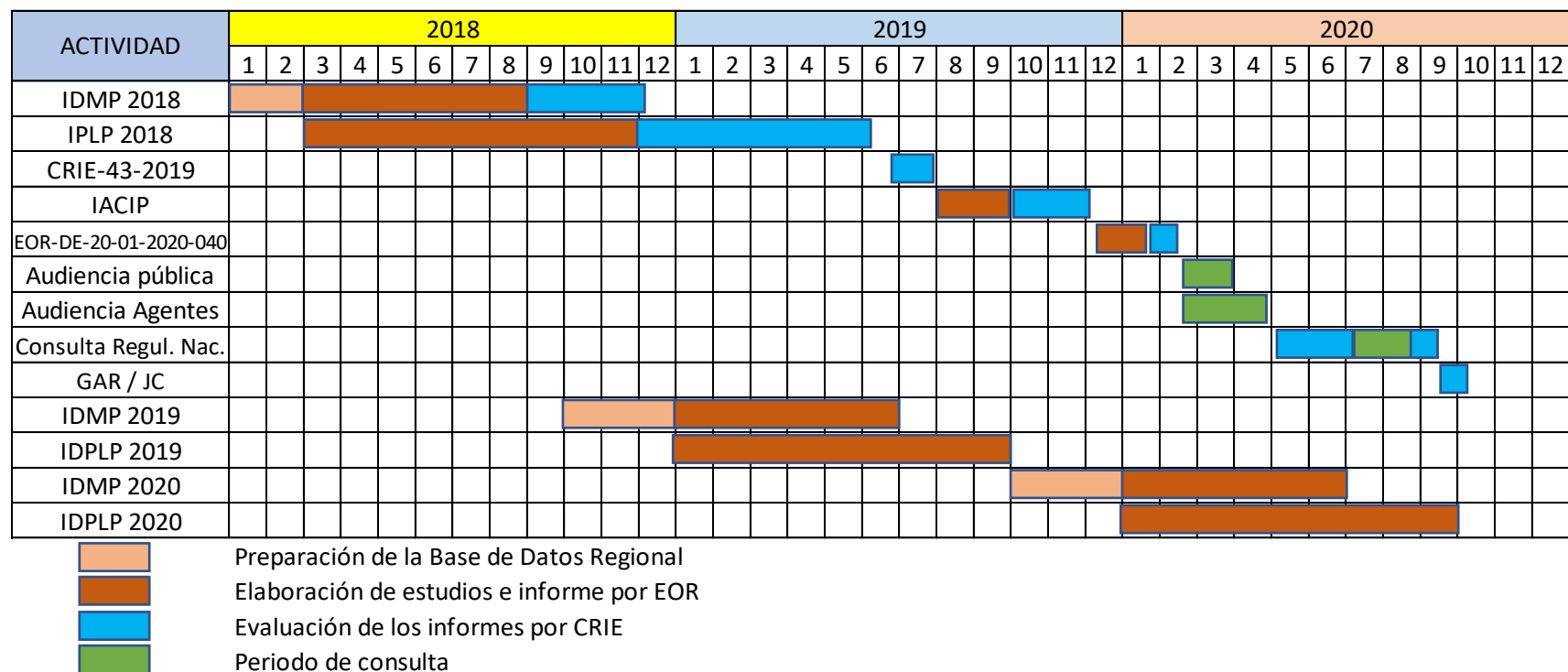
Puede observarse que para la ejecución de las actividades previas a la remisión del Informe de Diagnóstico, a la CRIE, se programó por parte del EOR para un periodo de 9 meses.

De acuerdo con los cronogramas elaborados por el EOR, la columna resaltada en color amarillo, denominada “*suministro de información por parte de la CRIE*”, corresponde a la entrega de los suministros de planificación al EOR, los cuales son:

- i. Tasa de descuento regional, actualización anual realizada por la CRIE.
- ii. Metodología de cálculo del Costo de Energía No Suministrada, elaborada y presentada por la CRIE; actualización de data quinquenal.
- iii. Metodología de cálculo del excedente del consumidor, elaborada y presentada por la CRIE;
- iv. Áreas naturales protegidas en cada país, recolectada por la CRIE y entregada al EOR.

El suministro de la información por parte de la CRIE en la columna de color amarillo, fue un requerimiento previo del EOR para continuar sin afectar el cronograma de actividades de los estudios de planificación, los cuales se entregaron en tiempo y forma al EOR y no se considera como parte del presente análisis, debido a que se previó que la actualización de dichos indicadores, se realizaría de forma anticipada al inicio del proceso de la planificación del año 2018.

Tomando en consideración los tiempos previstos por el EOR para la elaboración de los informes de planificación, el cronograma de actividades siguiente, muestra el desarrollo de las actividades involucradas en la evaluación de los informes de planificación por el EOR en el año 2018, 2019 y 2020, asimismo, se incluye el período de preparación de la base de datos regional, consulta pública y consulta a los Reguladores Nacionales.



Fuente: Elaboración propia.

De los cronogramas que anteceden, se puede concluir lo siguiente:

- a) El proceso de planificación completo requirió aproximadamente un total de 33 meses. Es preciso mencionar que los informes de planificación presentados en el 2018, fueron los primeros en completar el procedimiento de planificación establecido en el RMER; no obstante, debe aclararse que durante dicho procedimiento fue preciso requerir al EOR un estudio complementario cuya elaboración y evaluación tomó aproximadamente 6.5 meses, que si se descuenta al tiempo anterior, daría como resultado un procedimiento de planificación de 26.5 meses.
- b) El numeral 10.2.2 literal c) del Libro III del RMER establece que la base de datos utilizada en cada ejercicio de planificación debe contemplar: “(...) (1) la información de planificación de la generación en los países; (2) la información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OM de cada país sobre futuras expansiones, y (3) las autorizaciones de ampliaciones; (...)”. Asimismo, el literal a) del numeral 10.6.1 del Libro III del RMER, establece que se usará la información contenida en la Base de Datos Regional que se describe en el numeral 5.1 del mismo Libro, que contempla dos tipos de bases de datos regionales: Operativa y Comercial. No obstante, dicha Base de Datos carece de datos suficientes para llevar a cabo la planificación regional y la normativa regional vigente no contempla un periodo de tiempo para la preparación y actualización de la base de datos a utilizar en cada ejercicio de planificación, periodo en el cual, los Estados parte del MER presentan a través del OS/OMs, los planes de expansión de la generación y la transmisión nacional, proyecciones de demanda, parámetros de modelos de generación y modelaje actualizado de las redes de transmisión. Al respecto, no se considera adecuado que la normativa regional requiera al EOR mantener actualizada la Base de Datos Regional de manera genérica, para tales efectos. Adicionalmente, debe considerarse que la Base de Datos que se utiliza para el proceso de planificación, una vez actualizada e iniciado dicho proceso, no puede ser modificada durante el ejercicio de planificación porque de ser así, se tendría que reiniciar todo el estudio.
- c) Los resultados que se deriven del análisis de consistencia y de cumplimiento de criterios al IDMP que realice la CRIE de acuerdo con lo establecido en el RMER, no es posible considerarlo de utilidad en la elaboración del IPLP en curso, en virtud que los procedimientos de elaboración se traslapan.
- d) El periodo de 75 días establecido en el numeral 11.2.6 del Libro III del RMER, en el cual la CRIE en consulta con los Reguladores Nacionales, debe aprobar o rechazar las obras propuestas como ampliaciones planificadas es relativamente corto, considerando los procesos de evaluación y aprobación de cada regulador. De igual manera, se considera que es relativamente corto, el período de 30 días

para que los OS/OMs y encargados de planificación de los países, evalúen los informes y manifiesten su opinión sobre los proyectos propuestos.

- e) Se identifica que el proceso de evaluación de las ampliaciones planificadas de determinado año, se superpone al periodo de elaboración del IDMP y del IPLP anuales.
- f) La normativa establece los plazos para la revisión de la consistencia y evaluación de los informes de planificación por parte de la CRIE, así como los plazos necesarios para realizar las consultas, no obstante, con base a la experiencia adquirida con la revisión y evaluación de los informes de planificación 2019-2028, se estima que dichos plazos podrían resultar relativamente cortos.
- g) Se puede identificar que el proceso de planificación inició en enero de 2020, momento en que recién la CRIE había solicitado a los OS/OMs y agentes sus observaciones sobre los informes de planificación publicados, correspondientes al período 2018-2028, cuya elaboración concluyó en noviembre de 2018 y aún se estaba en el proceso de evaluación por parte de la CRIE, tal como se detalló en los cronogramas contenidos en el presente apartado. De la experiencia obtenida, se puede concluir que es necesario analizar una reestructuración de los plazos para desarrollar un ciclo completo de elaboración, evaluación y aprobación de los informes de planificación antes descrito, con una periodicidad de presentación que podría ser de 2 a 3 años, lo cual deberá analizarse.

Todo lo anterior, pone en evidencia la necesidad de suspender la aplicación de la normativa de planificación regional, haciéndose en dicho periodo esfuerzos de revisarla integralmente. Proceso en el cual, entre otros aspectos, se debe valorar establecer períodos de elaboración de los estudios, evaluación, consultas y de aprobación de las ampliaciones, más acordes a las necesidades de planificación regional, según la experiencia obtenida.

5. Informes de planificación en evaluación ante la CRIE

El EOR ha presentado los informes de planificación (IDMP/ IPLP) en el 2019 y el 2020, correspondientes a los periodos 2020-2029 y 2021-2030 respectivamente. Dichos informes de planificación han sido elaborados con la normativa vigente, utilizando la misma metodología que se ha empleado en la elaboración de los informes de planificación periodo 2019-2028 y derivado de lo cual, es muy posible que se encuentren los mismos inconvenientes que se han identificado en los apartados anteriores.

En virtud de lo anterior, la CRIE, en atención a lo establecido en el artículo 22 del Tratado Marco y con base en las facultades que le otorga el artículo 23 literales c) y e) del mismo Tratado, velando por el buen funcionamiento del MER y habiéndose expuesto los inconvenientes identificados en la normativa regional que no permiten desarrollar de forma adecuada el procedimiento de planificación regional ni atender los fines por los cuales fue

creado el Tratado Marco que rigen el funcionamiento del MER, se considera conveniente suspender la normativa regional relacionada a la elaboración, evaluación, aprobación y ejecución de la planificación regional, realizándose en dicho periodo esfuerzos de evaluación de dicha normativa. Específicamente, es conveniente suspender los siguientes apartados y numerales del RMER:

Libro I:

Numeral 1.5.2.3, literal d)

Libro III:

1. Numeral 10.1.1, literales a) y b)
2. Numeral 10.1.3, literales a) y b)
3. Apartado 10.2
4. Apartado 10.3
5. Numerales 10.5.1 a 10.5.2
6. Numeral 10.6.2
7. Numeral 10.6.3
8. Numeral 11.1.1, literales a) y b)
9. Apartado 11.2
10. Numeral 11.3.5, literal c)
11. Apartado 11.4.1
12. Numeral 18.1.1, literal b)

IX

Que en reunión a distancia número 175, llevada a cabo el 21 de diciembre de 2020, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiéndose analizado el proceso llevado a cabo para la emisión de la resolución CRIE-61-2020, así como los inconvenientes identificados en la normativa regional que no permiten desarrollar de forma adecuada el procedimiento de planificación regional ni atender los fines por los cuales fue creado el Tratado Marco que rigen el funcionamiento del MER; de conformidad con lo establecido en el artículo 22 del Tratado Marco y con base en las facultades que le otorga el artículo 23 literales c) y e) del mismo Tratado, con el fin de velar por el buen funcionamiento del MER, acordó suspender los numerales del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional que regulan la elaboración, presentación, análisis y evaluación de los informes de planificación a largo plazo de la expansión de la generación y transmisión regional y de diagnóstico a mediano plazo de la Red de Transmisión Regional, por un plazo de un año, tal y como se dispone.

**POR TANTO
LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE**

Con base en los resultados y considerandos que anteceden, así como lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y el Reglamento Interno de la CRIE,

RESUELVE

PRIMERO. SUSPENDER por un plazo de un año los siguientes numerales del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, relacionados con la elaboración, presentación, análisis y evaluación de los informes de planificación a largo plazo de la expansión de la generación y transmisión regional y de diagnóstico a mediano plazo de la Red de Transmisión Regional:

- Literal d) del numeral 1.5.2.3, del Libro I.
- Literales a) y b) del numeral 10.1.1; literales a) y b) del numeral 10.1.3; apartado 10.2; apartado 10.3; numeral 10.5.1; numeral 10.5.2; numeral 10.6.2; numeral 10.6.3; literales a) y b) del numeral 11.1.1; apartado 11.2; literal c) del numeral 11.3.5; apartado 11.4.1 y literal b) del numeral 18.1.1; todos del Libro III.

SEGUNDO. VIGENCIA. La presente resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en la página web de la CRIE.

PUBLÍQUESE Y NOTÍFIQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en veinte (20) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firma al pie de la presente, el día viernes ocho (08) de enero de dos mil veintiuno.

**Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo**