

**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-61-2020, emitida el doce de octubre de dos mil veinte, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-61-2020
COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
RESULTANDO**

I

Que el 28 de agosto de 2018, el Ente Operador Regional (EOR) presentó a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), el oficio EOR-PJD-28-08-2018-065, mediante el cual remitió el *“Informe de diagnóstico de mediano plazo de la RTR para el período 2019-2023”*, que en adelante se denominará como Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo (IDMP).

II

Que el 30 de noviembre de 2018, el EOR presentó a la CRIE el oficio con referencia EOR-PJD-30-11-2018-092, mediante el cual remitió el informe denominado *“Planificación de Largo Plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al período 2019-2028”*, en adelante referido como Informe de Planificación de Largo Plazo (IPLP), 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 25 de febrero de 2019, el equipo técnico de la Gerencia Técnica de la CRIE suscribió el Informe GT-07-2019 denominado: *“Análisis de Consistencia de la información al Informe de Planificación de largo plazo de la generación y la transmisión regional periodo 2019-2028”*; el cual se remitió al EOR con requerimientos de información, los cuales fueron evacuados por dicho Ente Operador mediante el oficio EOR-DE-29-03-2019-083, conteniendo el documento denominado: *“Respuestas al Informe de CRIE denominado Análisis de consistencia de la información al informe de Planificación de Largo Plazo de la Generación y Transmisión Regional al período de estudio 2019-2028”*.

IV

Que el 18 de junio de 2019, el equipo técnico de la CRIE emitió el informe No. GT-51-2019/GJ-83-2019, denominado *“Análisis de los informes de planificación del EOR 2019-2028 para verificar el cumplimiento de criterios y procedimientos establecidos en el RMER.”*

V

Que el 27 de junio de 2019, la Junta de Comisionados de la CRIE emitió la resolución CRIE-43-2019, mediante la cual, entre otros, 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.

VI

Que el 30 de septiembre de 2019, el EOR remitió a la CRIE el oficio EOR-PJD-30-09-2019-064, mediante el cual acompañó el informe titulado *“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”* (IACIP). Al respecto, el 10 de octubre de 2019, la CRIE remitió al EOR el oficio CRIE-SE-GT-312-10-10-2019, mediante el cual se le solicitó aclarar algunas interrogantes y completar información respecto al referido informe, remitiéndose por parte del EOR la información solicitada el 15 de octubre de 2019, mediante el oficio EOR-DE-15-10-2019-261.

VII

Que el 25 de octubre de 2019, el EOR remitió a la CRIE el oficio EOR-DE-25-10-2019-272, mediante el cual presentó 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”* con ajustes complementarios.

VIII

Que el 08 de noviembre de 2019, la CRIE convocó a los especialistas de planificación del EOR a una reunión para revisar temas específicos y aclaraciones pertinentes, relacionados con los resultados de los Informes de Planificación de Largo Plazo, contenidos en el Informe GT-95-2019 del 06 de noviembre de 2019, reunión que se llevó a cabo el 13 de noviembre de 2019 y en donde se acordó realizar modificaciones complementarias al informe presentado mediante el oficio EOR-DE-25-10-2019-272.

IX

Que el 28 de noviembre de 2019, mediante nota EOR-DE-27-11-2019-297, el EOR remitió a la CRIE con ajustes y modificaciones el 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”*, el cual debe considerarse como el informe final y sustituye los informes que acompañaron las notas con referencias EOR-PJD-30-09-2019-064 y EOR-DE-25-10-2019-272.

X

Que el 10 de diciembre de 2019, la CRIE remitió al EOR el oficio de referencia CRIE-SE-GT-394-10-12-2019, por medio del cual se solicitó que identificara los Agentes asociados a las Ampliaciones a Riesgo del Informe de Planificación de Largo Plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al periodo 2019-2028; y además que aclarara algunos resultados del mismo, audiencia evacuada por el EOR el 20 de enero de 2020, mediante el oficio EOR-DE-20-01-2020-040.

XI

Que el 22 de enero de 2020, el equipo técnico de la CRIE suscribió el Informe No. GT-006-2020/GJ-12-2020, titulado *“Análisis complementario de los informes de planificación del EOR 2019-2028”*.

XII

Que el 30 de enero de 2020, la Junta de Comisionados de la CRIE, durante reunión presencial, acordó 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 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.*
- 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	SGICE	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	SGICE	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 8558	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	SGICE	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-GB0230-10	SGICE	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	SGICE	COSTA RICA	55.050%	55.05%
	Panama 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.”

XIII

Que el 07 de febrero de 2020, se publicaron los informes de planificación indicados en Acuerdo No. CRIE-02-148, en la página Web de la CRIE.



XIV

Que el 21 de febrero de 2020, la CRIE mediante los oficios CRIE-SE-GT-GJ-46-21-2020 dirigido al Administrador del Mercado Mayorista (AMM), CRIE-SE-GT-GJ-47-21-2020 dirigido a la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT), CRIE-SE-GT-GJ-48-21-2020 dirigido al Operador del Sistema (ODS), CRIE-SE-GT-GJ-49-21-2020 dirigido al Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC-ENATREL), CRIE-SE-GT-GJ-50-21-2020 dirigido al Centro Nacional de Control de Energía del ICE (CENCE-ICE) y CRIE-SE-GT-GJ-51-21-2020 dirigido al Centro Nacional de Despacho (CND-ETESA); solicitó a los OS/OM, que procediera dentro del plazo de quince (15) días a girar invitación de todas las partes interesadas, incluyendo Agentes, Grandes Usuarios, entidades estatales, gremiales, asociaciones, académicas 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.

XV

Que el 24 de febrero de 2020, la CRIE confirió audiencia por un plazo de sesenta (60) días a los Agentes identificados como candidatos en hacerse cargo de parte de los costos de alguna de las expansiones propuestas por el EOR, para que comunicaran su interés en realizar la Ampliación a Riesgo correspondiente.

XVI

Que el 24 de febrero de 2020, la CRIE remitió a las entidades reguladoras de cada país y al CDMER, informes de planificación presentados por el EOR y se informó acerca de la publicación de los mismos en el sitio web de CRIE, así como de las notificaciones a los OS/OM.

XVII

Que el 17 de junio de 2020, la Junta de Comisionados de la CRIE, mediante Acuerdo No. RAD-02-160, acordó:

“a) Instruir al Secretario Ejecutivo de la CRIE, para que mediante oficio y con fundamento en lo establecido en el numeral 11.2.6 del Libro III del RMER, solicite a los reguladores nacionales que dentro del plazo de 20 días hábiles remitan a esta Comisión su opinión sobre: a) Los resultados de los siguientes documentos: 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; 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; 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, y 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, los cuales fueron trasladados a los reguladores nacionales desde el 24 de febrero de 2020; 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 actualmente la región a raíz de la pandemia ocasionada por el COVID-19 con un enfoque de corto, mediano y largo plazo; b) Instruir al Secretario Ejecutivo para poner a disposición de los reguladores nacionales el expediente administrativo actualizado y ordenado, el cual deberá incluir el informe GT-043-2020/GM-29-06-2020 /GJ-76-2020.”

XVIII

Que el 19 de junio de 2020, la CRIE remitió oficio a las entidades reguladoras de cada país miembro del Tratado Marco, solicitando su 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; audiencia que fue evacuada por todas las entidades reguladoras mediante los siguientes oficios PCD-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.

XIX

Que el 24 de junio de 2020, se efectuó reunión del personal de la Gerencia Técnica de la CRIE y del EOR, para realizar un análisis conjunto de los resultados de la consulta pública de los informes de planificación.

XX

Que los días 03, 07 y 09 de julio de 2020, se realizaron reuniones con los reguladores nacionales, dos por vez, con el objetivo de explicar los resultados de la consulta pública de los informes de planificación 2019-2028, reuniones en las que participó el EOR para explicar los criterios y procedimiento de los informes de planificación. Al final, se realizó una discusión de los temas y se respondieron preguntas.

CONSIDERANDO

I

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19, 22 y 23 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional y entre de sus objetivos generales se encuentra el de: “(...) 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 (...)", asimismo, dentro de sus facultades, se encuentran entre otras las de: // "(...) 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. (...)"

II

Que de conformidad con lo establecido en el numeral 1.5.2.3 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) *"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 (...)"*

III

Que de conformidad con el artículo 28 del Tratado Marco, *"... Los principales objetivos y funciones del EOR son (...): 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."* Asimismo, de conformidad con el numeral 10.1.3 del Libro III del RMER, *"...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..."*

IV

Que de conformidad con los numerales 10.1.1 y 10.2.1 del Capítulo 10 del RMER, *"El objetivo del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional es realizar los siguientes estudios: a) Planificación a Largo Plazo de la Expansión: Identificar las ampliaciones de la RTR que maximicen el Beneficio Social de los Agentes que inyectan y Agentes que retiran, mejoren la confiabilidad a nivel regional y signifiquen el aumento de la competencia en el MER. La Planificación a Largo Plazo se realizará con un horizonte de al menos diez (10) años (...) El proceso de Planificación a Largo Plazo debe incluir como un dato externo los planes de expansión de corto plazo de cada país que informen los OS/OM (...) b) Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR (...)"*; *"La Planificación de Largo Plazo tendrá como principal objetivo identificar las Ampliaciones de la Transmisión que: a) Incremente el Beneficio Social y simultáneamente tenga un número significativo de beneficiarios, de acuerdo con lo establecido en el Numeral 10.6.2, de forma tal que no resulte probable que se pueda formar una coalición para realizar la ampliación como una Ampliación a Riesgo; b) Mejoren la*



confiabilidad a nivel regional (...) y c) Signifiquen un aumento de la competencia en el MER (...)”.

V

Que como resultado de los informes de planificación presentados por el EOR se identificaron: a) Obras de interés nacional para superar restricciones por incumplimientos de los Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño (CCSD) con base a un escenario de autosuficiencia energética, tal como se estableció en la resolución CRIE-43-2019; y b) Obras de interés regional planificadas y a riesgo, necesarias para mantener una capacidad mínima de 300 MW en el horizonte de planificación de 10 años. Las obras de interés nacional son obras que se recomiendan construir para el abastecimiento local de la demanda y cumplir con los CCSD sin utilizar la capacidad de transmisión regional de la Línea SIEPAC. Las obras de interés regional son clasificadas de acuerdo al porcentaje de concentración de los beneficios que producen las obras, de acuerdo a lo establecido en el numeral 10.6.2 del Libro III del RMER.

Las ampliaciones de interés regional resultantes de la planificación regional realizada por el EOR, y su clasificación como ampliación planificada y a riesgo son las siguientes:

Ampliaciones de interés regional con VPN Bs >0 (Cumplen el Criterio del literal a), numeral 10.6.2, Libro III, RMER)

No.	Ampliación	Máxima concentración del BS en un país	Máx. Concentración Beneficio Privado en 1 agente	Máx. Concentración Beneficio Privado en 3 agentes	Clasificación de las ampliaciones
1	Nuevo transformador MOY-230-MOY-138-1	71.70%	61.98%	71.68%	A Riesgo
2	Nueva Línea 230 kV AGU-230/PAC-230-2	48.86%	45.45%	55.67%	Planificada
3	Repotenciación de línea SRF-115-SVC-115	64.60%	57.24%	64.73%	A Riesgo
4	Nuevo transformador 15SE-230/15SE-115-3	45.91%	34.56%	44.54%	Planificada
5	Nuevo transformador NEJA-230/NEJA-115-3	47.25%	42.39%	53.05%	Planificada
6	Repotenciación de línea 115kV 15SEP-BERL	43.86%	38.40%	48.50%	Planificada
7	2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558	85.24%	27.29%	41.07%	A Riesgo
8	Nueva línea SPS 230KV/SBV B609-2	42.06%	24.51%	50.77%	Planificada
9	310 MVAR Compensación reactiva de Honduras - HO-MVARS	0	0	0	A Riesgo
10	Nuevo transformador TCP-230/TCP-138-3	63.13%	26.19%	39.50%	Planificada
11	Repotenciación de línea 138kV NDE-138-RIV-138-1	68.05%	52.21%	60.36%	A Riesgo
12	Repotenciación de línea 230kV CAS230B-GBO230-10	100.00%	69.68%	76.55%	A Riesgo
13	Repotenciar línea 230kV MOI230A-CAH230-1	46.09%	42.96%	51.58%	Planificada
14	Nueva línea 230 kV MOG230-GBO230-1	54.41%	46.90%	55.35%	Planificada
15	Nueva línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2	49.49%	25.63%	51.49%	Planificada
16	Seccionamiento línea TCP230-VIRG230-FNC	57.51%	55.05%	65.86%	A Riesgo

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

Los agentes identificados como candidatos a hacerse cargo de las ampliaciones a riesgo, resultantes de la planificación regional son los siguientes:



COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

5ª Av. 5-55 zona 14, edificio Europlaza, Torre I PH, oficina 1903, Guatemala, C.A.

Teléfono: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

Ampliación a Riesgo	Primeros 3 Agentes con mayores beneficios	País	Concentración del Beneficio %	Acumulado para 3 agentes
Nuevo transformador MOY-230-MOY-138-1	SGICE	COSTA RICA	61.98%	61.98%
	4-GSN-CC	NICARAGUA	6.38%	68.36%
	ENERGÍA DEL PACÍFICO, LTDA. DE C.V.	EL SALVADOR	3.32%	71.68%
Repotenciación de línea SRF-115-SVC-115	SGICE	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 Eléctrica de Honduras S.A. (EEHSA)	HONDURAS	6.21%	41.07%
Repotenciación de línea 138kV NDE-138-RIV-138-1	SGICE	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-GB0230-10	SGICE	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	SGICE	COSTA RICA	55.050%	55.05%
	Panama NG Power, S.A.	PANAMA	5.790%	60.84%
	AES Changuinola, S.A.	PANAMA	5.017%	65.86%

Fuente: Informe CRIE No. GT-069-2020/ GM-57-09-2020 /GJ-118-2020.

VI

Que de conformidad con lo establecido en los numerales 11.2.4 y 11.2.6 del Libro III del RMER se recibieron observaciones y comentarios al IDMP y al IPLP por parte de los OS/OMS y entidades reguladoras de la Región, cuyo análisis se encuentra contenido en el informe GT-069-2020/GM-57-09-2020/GJ-118 de fecha 01 de octubre de 2020, el cual se anexa a esta resolución y forma parte integral de la misma.

VII

Que derivado del análisis realizado por esta Comisión a los estudios presentados por el EOR, así como del análisis de las observaciones realizadas por parte de los OS/OMS y entidades reguladoras de la región, se ha identificado lo siguiente:

1. Sobre la evaluación económica de las ampliaciones recomendadas por el EOR, entendiéndose como el conjunto económicamente viable de ampliaciones de interés regional y refuerzos nacionales o de interés nacional técnicamente necesarias para alcanzar las metas de la planificación, así como para implementar las transferencias mínimas regionales de 300 MW cumpliendo con los CCSD, ya que en conjunto cumplen con los indicadores económicos establecidos en el RMER; debe advertirse que la factibilidad económica de las ampliaciones recomendadas no se cumple para todas, de manera individual; es decir, los indicadores económicos como la TIR, el VPN de los Beneficios y el VPN del flujo de caja representado a partir de la inversión y los ahorros de los costos de operación, no son positivos. Mientras que las evaluaciones económicas por grupo-país, si reflejan resultados positivos. Por lo anterior, una aprobación parcial de las obras o una priorización de las mismas, produciría un beneficio económico menor respecto al beneficio total esperado, ya que

las transferencias estarían limitadas a una capacidad operativa de transmisión menor que 300 MW.

2. Sobre la omisión de información de agentes, debe indicarse que el EOR, originalmente basó su evaluación en la información oficial, que indica que solamente son 2 agentes de Costa Rica, información reportada por el CENCE-ICE. Sin embargo, ARESEP, informó que en Costa Rica hay 6 Agentes adicionales, que representan sus áreas de concesión. Considerando esta información es posible que los porcentajes de concentraciones de los beneficios por Agente cambie, y, por tanto, también cambie la clasificación de las ampliaciones realizadas en el IPLP/IACIP y su anexo. Lo anterior hace cuestionar la validez de los resultados obtenidos en el IPLP/IACIP en relación a la clasificación de las ampliaciones como ampliaciones planificadas y a riesgo.
3. En cuanto a las ampliaciones a riesgo debe indicarse que:
 - a. 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.
 - b. Se clasificaron ampliaciones que no son compatibles, tales como la nueva línea SBV-SPS (planificada) y los dos autotransformadores en la subestación SPS (a riesgo). Dado que, en los informes de planificación se consideran soluciones de conjunto para obtener los beneficios técnicos y económicos, es posible argumentar que de no construirse uno de los dos autotransformadores en la subestación SPS, impactaría en la capacidad de transmisión del conjunto.
 - c. Dificultades para que un Agente de un país pueda realizar ampliaciones en otro. En este sentido, se visualiza la necesidad de evaluar este tipo de inconveniente y, si corresponde, fomentar la armonización las normativas nacionales para que se posibilite la inversión en la capacidad de transporte nacional, con base al principio del Libre Acceso, y cumpliendo con los requerimientos para el acceso de la red nacional.
4. Para el caso de la nueva línea de interconexión entre Honduras y Nicaragua, entre las subestaciones Agua Caliente y Sandino, el EOR la propuso con el objeto de cumplir con los CCSD y alcanzar la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros de 300 MW en el corredor sur de la red de transmisión de Honduras; sin embargo, se ha establecido en los estudios eléctricos de conexión verificados por el mismo EOR y en el estudio de identificación de *“Refuerzos de transmisión en el sistema eléctrico centroamericano”* realizado por Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) para el EOR, que Honduras debe realizar los refuerzos nacionales que resuelvan la congestión que se ha producido por las múltiples solicitudes de conexión de parques de generación renovables. Con base en lo anterior, se considera que además de la propuesta de una tercera línea de interconexión entre Honduras y Nicaragua, se debió evaluar otras alternativas de



transmisión, para resolver las restricciones de transmisión en la zona; por lo cual, procede rechazar la propuesta de tercera línea de interconexión Agua Caliente - Sandino.

5. Sobre la base de datos regional debe indicarse, que la información disponible y suministrada por los OS/OMs al EOR para elaborar los estudios de planificación, hoy en día se considera que tiene algunas desviaciones respecto a la información original con que se realizaron los estudios de planificación, como son: la proyección de la demanda, programas de ejecución de obras con retrasos en la puesta en marcha de plantas, omisión de información de otros agentes, propuestas alternas de refuerzos o ampliaciones de la transmisión que no fueron considerados en la planificación regional, así como ampliaciones de repotenciación que no están suficientemente justificadas. Dichas diferencias, se considera no son atribuibles al EOR; más bien, son atribuibles a la incertidumbre asociada a la información que le fue suministrada como insumo básico para la realización de los estudios de planificación a nivel regional. Los OS/OM y reguladores nacionales mediante la consulta pública sobre los informes de planificación regional, se han referido a estas variaciones, que de ser corregidas, cambiarían los resultados de los informes de planificación.
6. Las ampliaciones fueron propuestas de una forma que para alcanzar las mejoras en la confiabilidad e incrementar beneficios sociales se deben realizar los grupos de ampliaciones propuestos que son técnicamente codependientes; por lo que, si no se realiza una de las ampliaciones, no se podría alcanzar las metas de planificación indicadas en los informes. El efecto es amplificado cuando una de las obras es clasificada a riesgo y no hay muestras de interés en realizarla.
7. Que la pandemia del COVID-19 ha impactado en la economía de los países, incluyendo los mercados de energía nacionales y regionales, donde la demanda y las transacciones regionales se han visto mermadas por la coyuntura actual, obligando a los países a reconsiderar las inversiones en infraestructuras.
8. Para el caso de las ampliaciones propuestas para Guatemala, se han identificado los siguientes inconvenientes:
 - a. La sustitución del transformador de Moyuta 230/138 kV, 100 MVA por otro de 120 MVA; es decir, un incremento de 20 MVA, no es práctica y su desarrollo afectaría derechos del Agente propietario de la instalación existente.
 - b. La instalación de un banco de capacitores de 30 MVAR en la SE San Marcos y otro igual en la SE Progreso, no es necesaria, ya que el problema de regulación del voltaje se resuelve con una medida operativa, a través de la desconexión automática de los bancos de reactores instalados en SE San Marcos en el primer caso, y los de SE Izabal y SE Morales en el segundo caso, al ocurrir contingencias de línea aledañas.



- c. Respecto a la identificación de soluciones de transmisión o planteamiento de obras candidatas, se debe considerar que actualmente cada país de la región está pagando el primer circuito de la Línea SIEPAC, para contar con un nivel de transferencia de 300 MW; por lo que en los estudios de planificación, se debe justificar que las ampliaciones sean de interés regional, para alcanzar y mantener dicha capacidad de transferencia regional. Finalmente, debe indicarse que es responsabilidad de los países respectivos llevar a cabo los refuerzos nacionales correspondientes.
 - d. La planificación nacional de algunos países no contempla los refuerzos de transmisión nacional atrasados, mismos que no se han incluido como insumo de información a los estudios de planificación en la lista de proyectos decididos por el planificador nacional, cuya construcción, superarían las congestiones e incumplimientos de los CCSD. Los resultados de la planificación regional son diferentes en un país que sí considera estos refuerzos en sus planes nacionales, respecto al país que no los considera y además, mantiene una actividad constante de ejecución de dichos planes. Para el caso de Guatemala, resultan muy pocas propuestas de refuerzo y expansión, por la razón antes indicada.
 - e. Se han identificado variaciones o diferencias en los datos utilizados para elaborar los informes de planificación, incluyendo proyecciones de demanda, fechas de entrada de proyectos, incluso proyectos de generación que ya no forman parte de la planificación nacional.
9. Para el caso de las ampliaciones propuestas para El Salvador, se han identificado los siguientes inconvenientes:
- a. La repotenciación a 150 MVA, de las líneas de transmisión San Rafael – San Vicente y 15 de Septiembre – Berlín, ambas de 133 MVA, 115 kV, no parece práctica porque solamente aumenta en 17 MVA de capacidad, en lugar de manejar un módulo óptimo o mayor de capacidad de línea que justifique la repotenciación en el tiempo.
 - b. Se han identificado variaciones o diferencias en los datos utilizados para elaborar los informes de planificación, incluyendo proyecciones de demanda, proyectos de energía renovables en la distribución que no fueron consideradas, fechas de entrada de proyectos, incluso proyectos de generación que ya no forman parte de la planificación nacional.
 - c. La planificación nacional no contempla los refuerzos de transmisión nacional atrasados, y que no ha sido posible incluir como insumo de información a los estudios de planificación regionales en la lista de proyectos decididos por el planificador nacional, cuya construcción, superarían las congestiones e incumplimientos de los CCSD.



- d. Se ha planteado que se debería construir el conjunto de obras completas, refuerzos nacionales de transmisión y las ampliaciones de interés regional, para alcanzar los objetivos de planificación; y en el caso de El Salvador, no se cumple con dicho propósito porque los Agentes no manifestaron su interés de construir las obras identificadas como ampliaciones a riesgo.
10. Para el caso de las ampliaciones propuestas para Honduras, se han identificado los siguientes inconvenientes:
- a. De no construirse los dos autotransformadores en la subestación San Pedro Sula Sur (SPS) clasificados a riesgo, el proyecto nueva línea San Buenaventura-San Pedro Sula Sur (SBV-SPS) clasificada como ampliación planificada, impactaría en la capacidad de transmisión del conjunto, por la restricción que representa un solo transformador en SPS, frente al aumento de la capacidad en el corredor SBV-SPS.
 - b. El ODS realizó recomendaciones de propuestas alternativas de ampliación para solucionar las restricciones de flujos de potencia regionales identificadas en el IDMP.
 - c. Cambios en las bases de datos sobre los proyectos incluidos en el plan de Honduras utilizado para realizar el informe de planificación regional.
11. Para el caso de las ampliaciones propuestas para Nicaragua, se han identificado los siguientes inconvenientes:
- a. Con respecto al proyecto de ampliación del transformador de 71.3 MVA 230/138 kV en la S/E Ticuantepe, fue identificado en el IPLP para solucionar el incumplimiento de los CCSD para el año 2022, pero no se vuelve a sobrecargar por N-1 en los años consecutivos; por tanto, no parece justificarse lo suficiente la propuesta del EOR para incluir dicho autotransformador en la lista de ampliaciones recomendadas, con base a la información suministrada para el IPLP.
 - b. El OS/OM indicó que hay diferencias en algunos datos utilizados en el IPLP, como la entrada de cuatro (4) proyectos que fueron postergados, y hay diferencias en las proyecciones de demanda que fueron remitidas al EOR.
 - c. El OS/OM reportó que el Agente transmisor ENATREL ha considerado en sus planes de inversión la instalación de un tercer autotransformador de 75 MVA en la SE Ticuantepe y debido a eso, no vuelve a aparecer como ampliación recomendada en el IDMP 2021-2025.
12. Para el caso de las ampliaciones propuestas para Costa Rica, se han identificado los siguientes inconvenientes:

- a. Se han identificado variaciones o diferencias en los datos utilizados para elaborar los informes de planificación, incluyendo proyecciones de demanda, fechas de entrada de proyectos, incluso proyectos de generación que ya no forman parte de la planificación nacional.
 - b. Que los planes de expansión son realizados actualmente por el ICE y no contemplan, en muchos casos, la información de los otros Agentes del Mercado Eléctrico Nacional; aspecto que tanto, ARESEP como el ente rector del sector eléctrico en Costa Rica, el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) están coordinando las gestiones para se elabore un Plan de Expansión de la Generación completo e integral que incorpore la información de todos agentes de Mercado Eléctrico Nacional y que sea vinculante.
 - c. La clasificación de las obras recomendadas como ampliaciones planificadas y a riesgo, basados en el cálculo del porcentaje de concentración de los beneficios por Agente, no consideró que en Costa Rica hay más de dos Agentes; lo cual, tiene como consecuencia la necesidad de reclasificar las ampliaciones de interés regional.
13. Para el caso de las ampliaciones propuestas para Panamá, se han identificado los siguientes inconvenientes:
- a. Que existen proyectos que están considerados dentro del estudio cuyas licencias han sido suspendidas.
 - b. Se ha identificado que hay variaciones o diferencias en los datos utilizados para elaborar los informes de planificación, incluyendo proyecciones de demanda, fechas de entrada de proyectos, incluso proyectos de generación que ya no forman parte de la planificación nacional.

De los análisis que preceden se puede extraer que se han identificado inconvenientes relacionados con variaciones importantes en la proyección de la demanda, cambios en los planes de generación nacionales, el efecto económico de la pandemia del COVID-19, falta de muestras de interés en realizar las ampliaciones a riesgo, omisión de información de agentes, replanteamiento de soluciones nacionales de transmisión que fueron posteriormente considerados en la planificación nacional y ampliaciones de repotenciación que no están suficientemente justificadas; que suponen cambios importantes en los insumos necesarios para la elaboración de los informes de planificación, y que de considerarse, se obtendrían resultados diferentes en tales informes; en virtud de lo cual se concluye que no resulta conveniente aprobar las ampliaciones recomendadas por el EOR.

VIII

Que con relación a la categoría de refuerzos nacionales de transmisión identificados de acuerdo con la resolución CRIE-43-2019, se identifica lo siguiente:

- a. No se aconseja que los países evalúen las propuestas de refuerzos nacionales recomendadas en los informes de planificación publicados, hasta que se tenga un informe de planificación con una base de datos actualizada.
- b. Los países deben enfocar sus esfuerzos en encontrar las soluciones a las restricciones de transmisión para cumplir con los CCSD y que permitan alcanzar la Capacidad de Transmisión Regional objetivo, de este modo el EOR se enfocaría en la expansión de la RTR para maximizar los beneficios sociales de la región y mantener dicha capacidad en el tiempo.
- c. Se debe considerar que actualmente cada país de la región está pagando el primer circuito de la Línea SIEPAC, para contar con un nivel de transferencia objetivo de 300 MW y, es responsabilidad de los países respectivos llevar a cabo los refuerzos nacionales correspondientes.

IX

Que de conformidad con los resultandos y considerandos que preceden, en reunión a distancia número 170-2020, llevada a cabo el día lunes 12 de octubre de 2020, la Junta de Comisionados de la CRIE, acordó rechazar las Ampliaciones Planificadas y a Riesgo propuestas por el Ente Operador Regional, dar respuesta a las observaciones y comentarios recibidos por parte de los OS/OMs y reguladores nacionales de la forma expuesta en el informe GT-069-2020/GM-57-09-2020/GJ-118 de fecha 01 de octubre de 2020; e instruir al EOR para que considere en futuros informes de planificación regional, en lo que fuera aplicable, lo considerado en la presente resolución, tal y como se dispone.

POR TANTO LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE

Con base en los resultandos y considerandos que preceden, con fundamento en lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional,

RESUELVE

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 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.*

SEGUNDO. DAR RESPUESTA a las observaciones y comentarios recibidos por parte de los OS/OMs y reguladores nacionales de la forma expuesta en el informe GT-069-2020/GM-57-09-2020/GJ-118 de fecha 01 de octubre de 2020, el cual se anexa a esta resolución y forma parte integral de la misma.

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

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en ochenta y siete (87) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firmo, en República de Guatemala, el día jueves quince (15) de octubre de dos mil veinte.

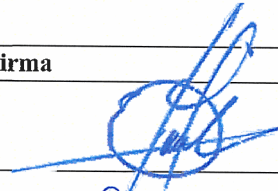
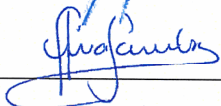
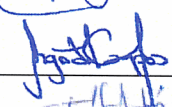
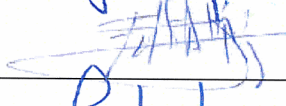
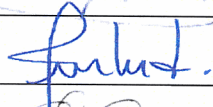
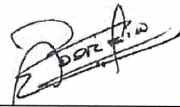
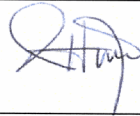
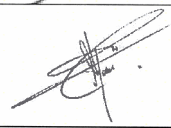


Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

Informe No. GT-069-2020/ GM-57-09-2020 /GJ-118

Responsable	Firma
Giovanni Hernández	
Ana Beatriz Sánchez	
Ingrid Campos	
Fernando Álvarez	
Juan Manuel Quesada	
Roberto Ortiz	
José Roberto Linares	
Edgar De Asís	
Mauricio Contreras	
Vivian Chaves	

Ciudad de Guatemala

1 de octubre de 2020



Contenido

I. OBJETIVO.....	4
II. ANTECEDENTES	4
III. NORMATIVA APLICABLE	10
III.1. TRATADO MARCO DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL (TRATADO MARCO).....	10
III.2. REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (RMER)	11
III.3. RESOLUCIONES CRIE	13
IV. RESUMEN DE LOS INFORMES DE PLANIFICACION	14
IV.1. INFORME DE DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO DE LA RTR 2019-2023.....	14
IV.2. INFORME DE PLANIFICACIÓN A LARGO PLAZO.....	17
IV.3. INFORME DE ANÁLISIS COMPLEMENTARIO AL IPLP (IACIP).....	20
IV.4. IDENTIFICACIÓN DE LOS AGENTES PARA AMPLIACIONES A RIESGO	24
V. RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE LOS OS/OM	24
V.1. COMENTARIOS DEL CNDC-ENATREL.....	25
V.1.1. Respuestas a comentarios	25
V.2. COMENTARIOS DEL CENCE-ICE.....	26
V.3. COMENTARIOS DEL AMM	26
V.3.1. Respuestas a comentarios	27
V.4. COMENTARIOS DE LA UNIDAD DE TRANSACCIONES (UT).....	28
V.4.1. Respuestas a comentarios	28
V.5. COMENTARIOS DEL CND- ETESA.....	29
V.5.1. Respuestas a comentarios	30
V.6. COMENTARIOS DEL OPERADOR DEL SISTEMA (ODS).....	32
V.6.1. Respuestas a comentarios	33
VI. RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE LOS REGULADORES NACIONALES	34
VI.1. COMENTARIOS DEL INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ENERGÍA (INE).....	34
VI.1.1. Respuesta a comentarios del INE	34
VI.2. COMENTARIOS DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (ARESEP).....	35
VI.2.1. Respuesta a comentarios de la ARESEP	37
VI.3. COMENTARIOS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CNEE).....	39
VI.3.1. Respuesta a comentarios de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	43
VI.4. COMENTARIOS DE LA SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES (SIGET)	46
VI.4.1. Respuestas a comentarios de la SIGET	47
VI.5. COMENTARIOS DE LA AUTORIDAD DE SERVICIOS PÚBLICOS (ASEP).....	48
VI.5.1. Respuesta a comentarios de la ASEP	50
VI.6. COMENTARIOS DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CREE)	52
VI.6.1. Respuesta a los comentarios de la CREE	52
VII. ANÁLISIS	53
VII.1. GENERAL.....	53
VII.1.1. Sobre la clasificación de las obras	53
VII.1.2. Sobre la evaluación económica de las ampliaciones	54
VII.1.3. Sobre las ampliaciones a riesgo	54
VII.1.4. Sobre la tercera línea de interconexión Agua Caliente - Sandino	55
VII.1.5. Sobre la base de datos regional	56
VII.2. GUATEMALA	56
VII.2.1. Análisis de los resultados de los informes de planificación	56
VII.2.2. Conclusión	58

VII.3. EL SALVADOR	58
VII.3.1. Análisis de los resultados de los informes de planificación	58
VII.3.2. Conclusiones	59
VII.4. HONDURAS.....	60
VII.4.1. Análisis de los resultados de los informes de planificación	60
VII.4.2. Conclusiones	62
VII.5. NICARAGUA	62
VII.5.1. Análisis de los resultados de los informes de planificación	62
VII.5.2. Conclusión	63
VII.6. COSTA RICA	63
VII.6.1. Análisis de los resultados de los informes de planificación	63
VII.6.2. Conclusión	65
VII.7. PANAMÁ	65
VII.7.1. Análisis de los resultados de los informes de planificación	65
VII.7.2. Conclusiones	66
VII.8. GRUPO INTERCONEXIONES	66
VII.8.1. Análisis de los resultados de los informes de planificación	66
VII.8.2. Conclusiones	68
VIII. CONCLUSIONES FINALES	68
IX. RECOMENDACIONES	70



I. OBJETIVO

El presente informe tiene como objetivo dictaminar sobre la aprobación o rechazo de cada una de las ampliaciones planificadas propuestas por el EOR en los informes de planificación siguientes:

- 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.

Lo anterior, se decidirá sobre la base de conclusiones obtenidas de la verificación de los respectivos informes, las opiniones y observaciones recibidas de organismos u opinión pública de conformidad con lo establecido en el apartado 11.2 del Libro III del RMER, Aprobación de Ampliaciones Planificadas.

Además, como parte de la Planificación Estratégica de la CRIE, el presente informe se enmarca dentro del objetivo estratégico de contribuir desde el ámbito regulatorio a la disponibilidad y confiabilidad de la RTR, para maximizar su uso y ampliar la capacidad operativa entre cualquier par de países miembros.

II. ANTECEDENTES

- 1) El 28 de agosto de 2018, el Ente Operador Regional (EOR) presentó a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), el oficio EOR-PJD-28-08-2018-065, mediante el cual remitió el “*Informe de diagnóstico de mediano plazo de la RTR para el período 2019 -2023*”, que en adelante se denominará como Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo (IDMP).
- 2) El 30 de noviembre de 2018, el EOR presentó a la CRIE el oficio con referencia EOR-PJD-30-11-2018-092, mediante el cual remitió el informe denominado “*Planificación de Largo Plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al período 2019-2028*”, en adelante referido como Informe de Planificación de Largo Plazo (IPLP). El informe se conforma de dos tomos, los cuales se denominan de la siguiente manera: Tomo I Expansión Indicativa del Sistema de Generación y Tomo II Planificación de la Expansión de la Transmisión Regional.
- 3) El 25 de febrero de 2019, el equipo técnico de la Gerencia Técnica suscribió el Informe GT-07-2019 de Análisis de Consistencia de la información al Informe de Planificación de largo plazo de la generación y la transmisión regional periodo 2019-2028; el cual, se remitió al EOR con requerimientos de información.



- 4) El 18 de junio de 2019, el equipo técnico de la CRIE emitió el informe No. GT-51-2019/GJ-83-2019, denominado *“Análisis de los informes de planificación del EOR 2019-2028 para verificar el cumplimiento de criterios y procedimientos establecidos en el RMER.”*
- 5) El 27 de junio de 2019, se llevó a cabo reunión presencial de Junta de Comisionados número 141-2019, en la cual dicha Junta conoció el informe No. GT-51-2019/GJ-83-2019 y como resultado, este órgano colegiado acordó mediante la resolución No. CRIE-43-2019, lo siguiente:

“INSTRUIR al Ente Operador Regional para que en el marco del Informe de Planificación de Largo Plazo de la generación y transmisión regional correspondiente al periodo 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 CCSO 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 lo 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 (...).”

- 6) El 30 de septiembre de 2019, el EOR remitió a la CRIE el oficio de referencia EOR-PJD-30-09-2019-064 mediante el cual acompañó el documento titulado *“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”* (IACIP).
- 7) El 10 de octubre de 2019, la CRIE remitió al EOR el oficio de referencia CRIE-SE-GT-312-10-10-2019, mediante el cual se le solicitó aclarar algunas interrogantes y completar información respecto al 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”*.
- 8) El 15 de octubre de 2019, el EOR remitió a la CRIE el oficio de referencia EOR-DE-15-10-2019-261, acompañando las aclaraciones y la información faltante solicitada.
- 9) El 25 de octubre de 2019, el EOR remitió a la CRIE el oficio EOR-DE-25-10-2019-272, mediante el cual presentó 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”* con ajustes complementarios.
- 10) El 08 de noviembre de 2019, la CRIE remitió al EOR el oficio de referencia CRIE-SE-GT-348-08-11-2019, por medio del cual se convocó a los especialistas de planificación del EOR a una reunión en la sede de la CRIE, para revisar temas específicos y aclaraciones pertinentes, relacionados con los resultados de los Informes



de Planificación de Largo Plazo, contenidos en el Informe GT-95-2019 del 06 de noviembre de 2019.

- 11) El 13 de noviembre de 2019 se llevó a cabo la reunión convocada a través del oficio CRIE-SE-GT-348-08-11-2019, en donde se acordó realizar modificaciones complementarias al informe presentado mediante el oficio EOR-DE-25-10-2019-272.
- 12) El 28 de noviembre de 2019, mediante nota EOR-DE-27-11-2019-297, el EOR remitió a la CRIE con ajustes y modificaciones el 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”*, el cual debe considerarse como el informe final y sustituye los informes que acompañaron las notas con referencias EOR-PJD-30-09-2019-064 y EOR-DE-25-10-2019-272.
- 13) El 10 de diciembre de 2019, la CRIE remitió al EOR el oficio de referencia CRIE-SE-GT-394-10-12-2019, por medio del cual se solicita que identifique los Agentes asociados a las ampliaciones A Riesgo del Informe de Planificación de Largo Plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al periodo 2019-2028; y además que aclare algunos resultados del mismo.
- 14) El 20 de enero de 2020, el EOR remitió el oficio a la CRIE, referencia EOR-DE-20-01-2020-040, anexando la información solicitada en el oficio CRIE-SE-GT-394-10-12-2019.
- 15) El 22 de enero de 2020, el equipo técnico de la CRIE suscribió el Informe No. GT-006-2020/GJ-12-2020, titulado *“Análisis complementario de los informes de planificación del EOR 2019-2028”*, el cual, recomendó publicar los informes de planificación en la página web de la CRIE, de conformidad con lo establecido en el numeral 11.2.4 del Libro III del RMER.
- 16) El 30 de enero de 2020, la Junta de Comisionados de la CRIE, durante la reunión presencial, acordó 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 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.*

- 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.*”

- 17) El 07 de febrero de 2020, se publicaron los informes de planificación en la página Web de la CRIE, tal como fue acordado en el numeral 1 del Acuerdo CRIE-02-148, referido en el numeral anterior.
- 18) El 21 de febrero de 2020, la CRIE mediante los oficios CRIE-SE-GT-GJ-46-21-2020 dirigido al Administrador del Mercado Mayorista (AMM), CRIE-SE-GT-GJ-47-21-2020 dirigido a la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT), CRIE-SE-GT-GJ-48-21-2020 dirigido al Operador del Sistema (ODS), CRIE-SE-GT-GJ-49-21-2020 dirigido al Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC-ENATREL), CRIE-SE-GT-GJ-50-21-2020 dirigido al Centro Nacional de Control de Energía del ICE (CENCE-ICE) y CRIE-SE-GT-GJ-51-21-2020 dirigido al Centro Nacional de Despacho (CND-ETESA); solicitó a los OS/OM, que procediera dentro del plazo de quince (15) días a girar invitación de todas las partes interesadas, incluyendo Agentes, Grandes Usuarios, entidades estatales, gremiales, asociaciones, académicas 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.
- 19) El 24 de febrero de 2020, la CRIE confirió audiencia por un plazo de sesenta (60) días a los Agentes identificados en la Tabla 1 del numeral 4 del Acuerdo CRIE-02-148 como candidatos en el a hacerse cargo de parte de los costos de alguna de las expansiones propuestas por el EOR, para que comunicaran su interés en realizar la Ampliación a Riesgo correspondientes, las referidas audiencias se comunicaron mediante los siguientes oficios: CRIE-SE-GT-GJ-38-24-02-2020 dirigido a Negocio Generación- ICE (5GICE), CRIE-SE-GT-GJ-39-24-02-2020 dirigido a Jaguar Energy Guatemala LLC, CRIE-SE-GT-GJ-40-24-02-2020 dirigido al Instituto Nacional de Electrificación (INDE), CRIE-SE-GT-GJ-42-24-02-2020 dirigido a Gas Natural Atlántico, S. de R.L., CRIE-SE-GT-GJ-43-24-02-2020 dirigido a AES Changuinola, CRIE-SE-GT-GJ-45-24-02-2020 dirigido a Hidroeléctrica El Volcán, S.A. de C.V., CRIE-SE-GT-GJ-56-24-02-2020 dirigido a Honduran Green Power Corporation, S.A. de C.V. (HGPC); así mismo, el día 25 de febrero de 2020 se notificó el oficio CRIE-SE-GT-GJ-41-24-02-2020 a la Empresa de Generación y Comercialización de Electricidad (EGECO); y, el día 26 de febrero de 2020, con el mismo propósito, la CRIE confirió audiencia mediante los siguientes oficios: CRIE-SE-GT-GJ-58-26-02-2020 dirigido a Energía Eólica de Honduras, S.A. y CRIE-SE-GT-GJ-44-26-02-2020 dirigido a Energía del Pacífico, Ltda. De C.V. (EDP). No fue posible comunicarse con Panamá NG Power, S.A, y la entidad “4-GSN-CC” es una planta generadora futura.
- 20) El 24 de febrero de 2020, la CRIE remitió a las entidades reguladoras de cada país y al CDMER mediante los oficios CRIE-SE-GT-GJ-60-24-02-2020 dirigido al Consejo Director del MER (CDMER), CRIE-SE-GT-GJ-66-24-02-2020 dirigido a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), CRIE-SE-GT-GJ-65-24-02-2020 dirigido a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), CRIE-SE-GT-GJ-64-24-02-2020 dirigido al Instituto Nicaragüense de Energía (INE), CRIE-SE-GT-GJ-63-24-02-2020 dirigido a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica



- (CREE), CRIE-SE-GT-GJ-62-24-02-2020 dirigido a la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) y CRIE-SE-GT-GJ-61-24-02-2020 dirigido a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) copia de los documentos mencionados en el numeral 1 de estos antecedentes a través de hipervínculo electrónico e informó acerca de la publicación de dichos informes de planificación en el sitio web de CRIE, así como de las notificaciones a los OS/OM.
- 21) El 17 de junio de 2020, la Gerencia Técnica presentó en la reunión de Junta de Comisionados CRIE RAD 160, el informe integrado No. GT-043-2020/GM-29-06-2020 /GJ-76-2020 titulado “*Análisis de los Comentarios y Observaciones recibidos de parte de los OS/OM y Agentes a la Consulta Pública de los Informes de Planificación de la Transmisión Regional 2019-2028*”.
- 22) El 17 de junio de 2020, la Junta de Comisionados de la CRIE, mediante Acuerdo No. RAD-02-160, acordó “*a) Instruir al Secretario Ejecutivo de la CRIE, para que mediante oficio y con fundamento en lo establecido en el numeral 11.2.6 del Libro III del RMER, solicite a los reguladores nacionales que dentro del plazo de 20 días hábiles remitan a esta Comisión su opinión sobre: a) Los resultados de los siguientes documentos: 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; 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; 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, y 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, los cuales fueron trasladados a los reguladores nacionales desde el 24 de febrero de 2020; 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 actualmente la región a raíz de la pandemia ocasionada por el COVID-19 con un enfoque de corto, mediano y largo plazo”; b) Instruir al Secretario Ejecutivo para poner a disposición de los reguladores nacionales el expediente administrativo actualizado y ordenado, el cual deberá incluir el informe GT-043-2020/GM-29-06-2020 /GJ-76-2020.*”
- 23) El 19 de junio de 2020, la CRIE remitió a las entidades reguladoras de cada país 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); solicitando su 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.
- 24) El 24 de junio de 2020, se efectuó reunión del personal de la Gerencia Técnica de la CRIE y del EOR, para realizar un análisis conjunto de los resultados de la consulta pública de los informes de planificación.
 - 25) El 30 de junio de 2020, el EOR vía correo electrónico remitió a la CRIE el oficio EOR-PJD-30-06-2020-029 del EOR, por medio del cual, remitió el Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR correspondiente al período 2021-2025.
 - 26) Los días 03, 07 y 09 de julio de 2020, se realizaron reuniones con los reguladores nacionales, dos por vez, con el objetivo de explicar los resultados de la consulta pública de los informes de planificación 2019-2028, así mismo, el EOR participó en dichas reuniones para explicar los criterios y procedimiento de los informes de planificación; al final, se realizó una discusión de los temas y se respondieron preguntas.
 - 27) El 08 de julio de 2020, el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), remitió a la CRIE el oficio PCD-INE-086-07-2020 en respuesta a la comunicación CRIE-SE-GT-GJ-386-19-06-2020.
 - 28) El 15 de julio de 2020, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), remitió a la CRIE el oficio OF-0621-RG-2020 en respuesta a la comunicación CRIE-SE-GT-GJ-387-19-06-2020
 - 29) El día 20 de julio de 2020, se remitió a la CRIE comunicación por medio de correo electrónico de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), en respuesta a la comunicación CRIE-SE-GT-GJ-384-19-06-2020. El 20 de julio de 2020, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), remitió a la CRIE el oficio CNEE-45567-2020/GTM-Notas S2020-152 en respuesta a la comunicación CRIE-SE-GT-GJ-383-19-06-2020.
 - 30) El 22 de julio de 2020, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), remitió a la CRIE la nota DSAN No. 1267-2020, en respuesta a la comunicación CRIE-SE-GT-GJ-388-19-06-2020.
 - 31) El 06 de agosto de 2020, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) remitió a la CRIE el oficio No. CREE 125-2020, en respuesta a la comunicación CRIE-SE-GT-GJ-385-19-06-2020.

III. NORMATIVA APLICABLE

III.1. TRATADO MARCO DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL (Tratado Marco)

“Artículo 19. La CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad, y transparencia (...).”

“Artículo 23. Las facultades de la CRIE son entre otras: (...) e) Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales (...).”

“Artículo 28. Los principales objetivos y funciones del EOR son (...): 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.”

III.2. REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (RMER)

LIBRO I:

“1.5.2.3 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.”

Libro III:

“Capítulo 10. Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (SPTR)”

“10.1.1 El objetivo del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional es realizar los siguientes estudios:

- a) Planificación a Largo Plazo de la Expansión: Identificar las ampliaciones de la RTR que maximicen el Beneficio Social de los Agentes que inyectan y Agentes que retiran, mejoren la confiabilidad a nivel regional y signifiquen el aumento de la competencia en el MER. La Planificación a Largo Plazo se realizará con un horizonte de al menos diez (10) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario. El proceso de Planificación a Largo Plazo debe considerar la prevalencia del principio fundamental de Libre Acceso a la RTR. El proceso de Planificación a Largo Plazo debe incluir como un dato externo los planes de expansión de corto plazo de cada país que informen los OS/OM; (...)”

“10.2.1 La Planificación de Largo Plazo tendrá como principal objetivo identificar las Ampliaciones de la Transmisión que:



- a) *Incrementa el Beneficio Social y simultáneamente tenga un número significativo de beneficiarios, de acuerdo con lo establecido en el Numeral 10.6.2, de forma tal que no resulte probable que se pueda formar una coalición para realizar la ampliación como una Ampliación a Riesgo;*
- b) *Mejoren la confiabilidad a nivel regional. En estas ampliaciones los estudios deberán demostrar que el valor presente neto de la valorización de la disminución de la energía no suministrada es mayor que el valor presente neto de las inversiones y los correspondientes costos de operación y mantenimiento y los Costos de Suministro de Energía en el MER; y*
- c) *Signifiquen un aumento de la competencia en el MER. En estos casos deberán identificar la mejora de los indicadores de poder de mercado, y los beneficios de los Agentes que retiran. A fin de medir la mejora de la competencia, se utilizará la variación del Índice de Lerner como indicador de la eficiencia de la ampliación, y la disminución estimada en el precio de la energía multiplicada por la energía comercializada a escala regional como la medida del Beneficio Social asociado.”*

Capítulo 11. Ampliaciones de la RTR

“11.2.1 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 lo establecido en el Numeral 10.6.2, y que sean incluidas en los Informes de Planificación a Largo Plazo o de Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR. La CRIE verificará que, en los estudios realizados por el EOR, el valor presente neto del costo total asociado a suplir la demanda con la generación y transmisión construida o en construcción menos los costos de capital, operación y mantenimiento y energía no suministrada asociados a la expansión, sea mayor que cero. Para el cálculo del valor presente neto se usará la tasa de descuento que fije la CRIE.”

“11.2.2 La CRIE verificará la consistencia general de la información contenida en el Informe de Planificación a Largo Plazo, o de Diagnóstico de Mediano Plazo y podrá requerir la presentación de información faltante o adicional al EOR.”

“11.2.3 La CRIE, en un plazo de treinta (30) días, analizará el Informe de Planificación a Largo Plazo y el Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo para verificar que cumple los criterios y procedimientos que establece el Reglamento, en particular en lo referente a:

- a) *La conveniencia económica de las obras; y*
- b) *El cumplimiento de los CCSD de la RTR; y*
- c) *El cumplimiento de las regulaciones ambientales nacionales y regionales.”*

“11.2.4 Dentro de los cinco (5) días hábiles desde el momento en que la información contenida en el informe de Planificación a Largo Plazo y en el Diagnóstico de Mediano Plazo esté completa, la CRIE procederá a incluir en su sitio de Internet estos informes con las recomendaciones presentadas por el EOR, invitando, a través de los OS/OM, a todas las partes interesadas enviar sus comentarios y observaciones dentro de un plazo de treinta (30) días. La noticia sobre la disponibilidad en el sitio de Internet del informe



será publicada en dos (2) periódicos de circulación masiva en cada uno de los países miembros durante tres (3) días consecutivos.”

“11.2.5 La CRIE propondrá a los Agentes identificados como candidatos a hacerse cargo de parte de los costos de alguna de las expansiones propuestas por el EOR que cumplen con las condiciones que se detallan en el Numeral 11.1.1 b), a analizar su interés en realizar la Ampliación a Riesgo. Estos tendrán un plazo de sesenta (60) días para dar una respuesta a la CRIE.”

“11.2.6 En un plazo no mayor de setenta y cinco (75) días de recibidas las recomendaciones contenidas en los Informes de Planificación a Largo Plazo y de Diagnóstico de Mediano Plazo, y una vez obtenidas las respuestas de los OS/OM y los Agentes según lo mencionado en el Numeral 11.2.5, la CRIE, en consulta con los Reguladores Nacionales, decidirá la aprobación o rechazo de cada una de las Ampliaciones Planificadas propuestas sobre la base de las conclusiones obtenidas de la verificación de los respectivos informes, las opiniones y las eventuales observaciones recibidas de organismos u opinión pública.”

“11.2.7 La CRIE emitirá una resolución aprobando o rechazando las ampliaciones planificadas por el EOR. El dictamen podrá aprobar parcialmente el conjunto de obras propuestas en el plan de ampliaciones, pero en este caso deberá requerir la opinión del EOR con relación al impacto de esta medida. La resolución deberá estar fundamentada con todos los estudios realizados y contener todas las opiniones y observaciones recibidas sobre el plan propuesto. La CRIE notificará la resolución al EOR y los OS/OM. Asimismo, la CRIE publicará la resolución en su sitio de internet.

“11.2.8 De considerarlo procedente, la CRIE podrá requerirle al EOR, la reformulación completa o parcial de la propuesta en relación con alguna Ampliación Planificada en particular. El EOR, contará con un plazo, determinado por la CRIE de acuerdo a la magnitud de los cambios a introducir, para presentar la nueva propuesta. La nueva presentación deberá seguir el mismo procedimiento que el de la presentación original.”

III.3. RESOLUCIONES CRIE

Resolución CRIE-37-2020 del 26 de marzo de 2020, publicada el 31 de marzo de 2020, modificada por la resolución CRIE-45-2020 del 17 de junio de 2020, publicada el 09 de julio de 2020:

“RESUELVE PRIMERO: MODIFICAR el resuelve PRIMERO de la resolución CRIE-37-2020, el cual se leerá de la siguiente forma: *“SUSPENDER a partir del día hábil siguiente a la publicación d a presente resolución y hasta que esta Comisión realice el levantamiento de dicha suspensión, los plazos legales dentro del trámite de atención a las solicitudes ante la CRIE, de procesos sancionatorios, de solicitudes de conexión a la RTR y del procedimiento de aprobación de obras derivadas de la planificación de la transmisión regional, así como de los plazos que establece la Regulación Regional para impugnar las resoluciones que emita este Ente Regulador y para el trámite de dichos recursos, con excepción de aquellos plazos que se derivan de requerimientos relacionados a mantener la continuidad del funcionamiento del MER, a raíz de los efectos de las*



medidas adoptadas por los Gobiernos para atender la pandemia del Coronavirus (COVID-19)(...)"

Resolución CRIE-53-2020 del 31 de agosto de 2020, publicada el 04 de septiembre de 2020:

“RESUELVE PRIMERO. Levantar la suspensión de plazos dictada mediante la resolución CRIE-37-2020, modificada por la resolución CRIE-45-2020, a partir del quinto día hábil posterior al de publicada la presente resolución.”

IV. RESUMEN DE LOS INFORMES DE PLANIFICACION

IV.1. INFORME DE DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO de la RTR 2019-2023

El Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR 2019-2023 (IDMP) presentado por el EOR, indicaba la siguiente lista de ampliaciones recomendadas, ver Tabla 2.

Tabla 2 Lista de ampliaciones – Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo 2019-2023

Grupo de Ampliaciones	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Año	Costo Total MUS\$
1-Grupo GU	Sustitución del transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 100 MVA, por uno de 120 MVA.	230/138		---	120	2021	6.99
2-Grupo ES	Nuevo transformador en SE 15 de Septiembre 230/138 kV, 156.3 MVA	230/115		---	156.3	2021	8.15
	Nuevo transformador en SE Nejapa 230/138 kV, 156.3 MVA	230/138		---	156.3	2021	8.15
	Nueva línea 115 kV entre las SE 15 de Septiembre-Berlín	115	15.54	---	150	2021	4.74
	Nueva línea 115 kV entre las SE Nejapa-San Antonio Abad	115	6.86	---	260	2021	4.35
	Nueva línea 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	115	12.67	---	150	2021	4.22
	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE 15 de Septiembre - Berlín	115	15.54	130.0	150	2021	2.18
	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	115	12.67	130.0	150	2021	1.78
3-Grupo HO	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 150 MVA (1)	230/138		---	150	2021	7.95
	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 150 MVA (2)	230/138		---	150	2021	7.95
	Nueva línea 230 kV entre las SE Agua Fria-Agua Caliente	230	28.28	---	396	2021	10.19
	Nueva línea 230 kV entre las SE Pavana-Santa Lucía	230	19.06	---	317	2021	8.09
	Nueva línea 230 kV entre las SE San Pedro Sula Sur - San Buenaventura	230	46	---	405	2021	14.23
	Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	230	17.5	---	317	2021	7.73
	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Guaymacas 69 kV	69		---	20	2021	1.11
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Miraflores 138 kV	138		---	30	2021	1.21
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Santa Fe 138 kV	138		---	30	2021	1.21
	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Toncontín 138 kV	138		---	20	2021	1.11
	Instalación de 30 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Suyapa 138 kV	138		---	30	2021	1.21
	Instalación de 20 MVAR de Compensación Capacitiva en SE Lainez 138 kV	138		---	20	2021	1.11
	Instalación de 65 MVAR de Compensación Capacitiva en SE La Entrada 230 kV	230		---	65	2021	2.61



Grupo de Ampliaciones	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Año	Costo Total MUS\$
4-Grupo NI	Nuevo transformador en SE Ticuantepe 230/138 kV, 71.3 MVA	230/138		---	71.3	2021	5.19
	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaime - Rivas	138	41.11	96	150	2021	2.09
5-Grupo CR	Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo	230	6.02	---	240	2023	5.11
	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Cañas - Guayabo	230	38.2	338	400	2021	3.26
	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Corobicí Arenal	230	9.9	350	400	2021	0.84
	Repotenciación a 470 MVA de línea 230 kV entre las SE Garabito - Coyoles	230	63.8	389	470	2021	5.44
6-Grupo PA	Repotenciación a 608 MVA de línea 230 kV Chorrera - El Higo ckt 3B	230	60.5	247	608	2021	0.00
	Repotenciación a 608 MVA de línea 230 kV Chorrera - El Higo ckt 4B	230	60.5	247	608	2021	0.00
	Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Chanquinola - Chiriquí Grande	230	65.06	304	340	2023	5.55
	Repotenciación a 340 MVA de línea 230 kV entre las SE Esperanza - Chiriquí Grande	230	59.85	304	340	2023	5.10

Fuente: EOR, IDMP.

Para el caso del Grupo de Interconexiones, se presentan los costos para los dos esquemas de desarrollo de las obras de transmisión: Utilizando un tramo del segundo circuito SIEPAC para la línea nueva Agua Caliente-Sandino (Tabla 3), o construir una línea nueva sin utilizar las estructuras disponibles del segundo circuito SIEPAC (Tabla 4).

Tabla 3 Esquema Utilizando el tramo disponible del segundo brazo de la línea SIEPAC, para construir el nuevo circuito de interconexión Agua Caliente-Sandino.

Grupo de Ampliaciones	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Año	Costo Total MUS\$
7-Grupo Int	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente - Sandino	230	182.9	---	367	2021	22.30
	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Mogote, conectando en la subestación La Virgen	230	1.62	---	367	2021	4.29

Fuente: EOR, IDMP.

Tabla 4 Esquema Construyendo la nueva línea, sin utilizar el tramo disponible del segundo brazo del circuito SIEPAC.

Grupo de Ampliaciones	Descripción de la Ampliación	Tensión (kV)	Long (km)	Actual (MVA)	Futuro (MVA)	Año	Costo Total MUS\$
7-Grupo Int	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente - Sandino	230	182.9	---	367	2021	58.56
	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Mogote, conectando en la subestación La Virgen	230	1.62	---	367	2021	4.29

Fuente: EOR, IDMP.

Se identificaron 33 ampliaciones agrupadas por país para alcanzar 300 MW de transferencia entre países, incluyendo las ampliaciones del Grupo de Interconexiones. Respecto a los montos de inversión total para todas las ampliaciones, la Tabla 3 considera



un esquema de construcción del enlace Agua Caliente – Sandino utilizando el tramo del segundo circuito de la Línea SIEPAC, lo que resulta una inversión estimada de US\$165.45 millones; mientras tanto, la Tabla 4 considera el esquema de construcción de dicho enlace como una nueva línea Agua Caliente - Sandino, y la inversión total es de US\$201.71 millones. Como resultado del análisis del IDMP, se tiene lo siguiente:

- a) El IDMP identificó las restricciones de transmisión a la capacidad regional de transmisión y las ampliaciones de transmisión que procurarían dar una solución al mediano plazo; indicándose que de no construirse dichas obras en los próximos 2 años la capacidad operativa de transmisión estaría fuertemente reducida en dicho plazo.
- b) El IDMP determinó las obras de transmisión para alcanzar la capacidad de transferencia regional de 300 MW entre países. Debido que la Línea SIEPAC está integrada en paralelo a las redes nacionales, los estudios del IDMP se enfocaron en la determinación de aquellos proyectos de transmisión que transportarían flujos de potencias regionales, que al mismo tiempo comparte con los flujos de potencia nacionales, en el margen de los 300 MW para un horizonte de 5 años.
- c) Se determinó que, si los países miembros del Tratado Marco no contaran con la Línea SIEPAC, sus planes de expansión nacionales reflejarían las verdaderas condiciones de transmisión nacionales para el abastecimiento local de su propia demanda sin tomar prestado la capacidad de transmisión regional.
- d) La utilización de grupos de proyectos para la justificación económica, es una premisa técnicamente razonable que permite alcanzar la capacidad operativa regional, ya que de conformidad con lo establecido en el numeral 10.6.1, literal d) del Libro III del RMER, se selecciona primero una estrategia de expansión de transmisión, y sobre dicha estrategia de expansión seleccionada, se procura mantener una capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros, y se verifica la factibilidad técnica y económica (literales e) y f) del numeral 10.6.1.

El IDMP cumplió con lo establecido en el RMER tal que identifica una lista de proyectos recomendados tal como lo establece el numeral 11.2.1 del Libro III del RMER; sin embargo, como los resultados fueron valorados en el mediano plazo (5 años), se considera que dicha propuesta de ampliaciones mayores es mejor verificarse y evaluarse en el largo plazo (10 años o más), como es el caso del IPLP donde se considera la planificación indicativa de la generación y los planes nacionales de expansión de la transmisión de largo plazo.

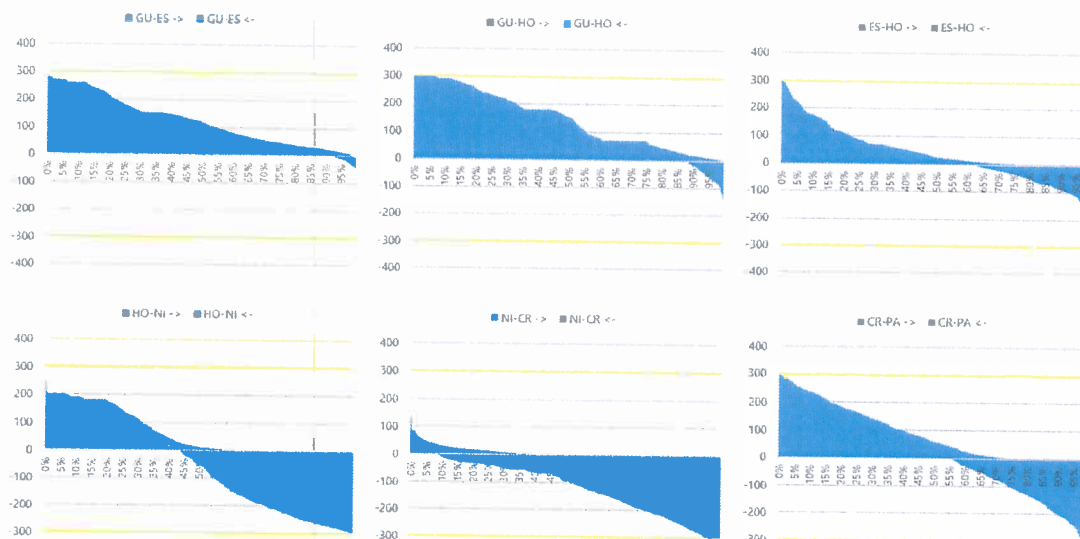


IV.2. INFORME DE PLANIFICACIÓN A LARGO PLAZO

El Informe de Planificación de la Expansión de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo 2019-2028 (IPLP), en su Tomo I, indica acerca de la Planificación Indicativa de la Generación Regional, que el flujo de potencia esperado de intercambio para el escenario de autosuficiencia A1 es el siguiente:

Ilustración 1 Flujos de potencia esperados a través de las interconexiones entre pares de países.

Escenarios A1, A2 y B1 – Flujos de potencia esperados a través de las interconexiones entre pares de países.



Fuente: IPLP

De la gráfica se puede inferir que los volúmenes de energía transferidos de sur a norte son importantes para Costa Rica, así también, los volúmenes de transferencias de norte a sur son importantes para Guatemala; en consecuencia, los beneficios tenderán a concentrarse en los Agentes de dichos países.

El aumento de los intercambios y la optimización del despacho de generación, impactará en reducir el costo térmico y reducción de costos marginales, lo equivale a US\$108.6 millones de reducción de costos operativos; al mismo tiempo, El aumento de los intercambios y la optimización del despacho de generación, incrementará el beneficio social, por aumento de los ingresos de los generadores y reducción de pago de los consumidores, estimado en US\$106 millones.

En el Tomo II del IPLP, se identificaron las ampliaciones recomendadas para dicho escenario de autosuficiencia A1, según lo establece el numeral 10.6.2 del Libro III del RMER, tal como se presenta en la Tabla 5, en la cual, se muestran 46 ampliaciones, con un monto de inversión total de US\$208.63 millones.

Tabla 5 Lista de ampliaciones recomendadas en el Informe de Planificación de Largo Plazo 2019-2028

No.	País	Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen	Inv MUS\$	Clasificación
1	Guatemala	AGU-230/PAC-230-2	Línea 230 kV Aguacapa-Pacífico, circuito simple, 477MCM ACSR 2xóf	21.62	LTX	Nueva	230	491.6	2022	CCSD	7.43	Planificada
2	Guatemala	MOY-230/MOY-138-1	Nuevo transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 120 MVA (sustitución del existente)		TR3D	Nuevo	230/138	120	2022	300 MW	7.78	Planificada
3	Guatemala	SMR-230	Banco de capacitores 30 MVAR 115 kV en SE SMR		Capacitor	Nuevo	230	30	2022	CCSD	1.09	Planificada
4	Guatemala	PRO-138	Línea 115 kV SE 15Sept-Berlin, circuito simple, 477MCM ACSR		Capacitor	Nuevo	138	30	2024	CCSD	1.43	Planificada
5	El Salvador	15SE-115/BERL-115-2	Línea 115 kV SE 15Sept-Berlin, circuito simple, 477MCM ACSR	15.54	LTX	Nueva	115	30	2022	CCSD	4.24	Planificada
6	El Salvador	15SE-230/15SE-115-3	Autotransformador en SE 15Septiembre 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	CCSD	8.15	Planificada
7	El Salvador	NEJA-115/SANT-115-2	Línea 115 kV SE Nejapa-San Antonio abad, circuito simple, 477MCM ACSR 2xóf	6.86	LTX	Nueva	115	260	2022	CCSD	2.61	Planificada
8	El Salvador	SRAF-115/SVIC-115-2	Línea 115 kV San Rafael-San Vicente, circuito simple, 477MCM ACSR	12.67	LTX	Nueva	115	150	2024	CCSD	3.69	Planificada
9	El Salvador	NEJA-230/NEJA-115-3	Autotransformador en SE Nejapa 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	CCSD	8.15	Planificada
10	El Salvador	15SEP-BERL	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE 15 de Septiembre - Berlín	15.54	LTX	Repotenciar	115	150	2022	300 MW	2.18	Planificada
11	El Salvador	SRA-115-SVC-115	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	12.67	LTX	Repotenciar	115	150	2024	300 MW	1.78	Planificada
12	El Salvador	SANA-115	Banco de capacitores 60 MVAR 115 kV en SE Santa Ana.		Capacitor	Nuevo	115	60	2024	CCSD	2.86	Planificada
13	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-3	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022	CCSD	7.95	Planificada
14	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-2	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022	CCSD	7.95	Planificada
15	Honduras	SPS 230KV/SPS B609-2	Línea 230 kV San Pedro Sula Sur- San Buenaventura, circuito simple, 1024MCM ACSR	46	LTX	Nueva	230	405.1	2022	CCSD	10.19	Planificada
16	Honduras	AGC B624/AGF B641-2	Línea 230 kV Agua Caliente-Agua Fria, circuito simple, 1024MCM ACSR	28.28	LTX	Nueva	230	317.3	2022	CCSD	10.19	Planificada
17	Honduras	PAV B620/SLU B637-2	Línea 230 kV Pavana Santa Lucía, circuito simple, 1024MCM ACSR	19.06	LTX	Nueva	230	317.3	2022	CCSD	8.09	Planificada
18	Honduras	CDA B530	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Cajalá.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
19	Honduras	LNZ 138KV	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Laínez.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
20	Honduras	MFL B523	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Miraflores.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD	1.43	Planificada
21	Honduras	SFE B505	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Santa Fe.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD	1.43	Planificada
22	Honduras	SUY B515	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Suyapa.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD	1.43	Planificada
23	Honduras	TON B535	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Toncontin.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD	1.43	Planificada
24	Honduras	GMC B437	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Guymacás		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	CCSD	1.43	Planificada
25	Honduras	SUY-CDH	Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	17.5	LTX	Nueva	230	317	2024	300 MW	7.73	Planificada
26	Honduras	CYG B536	Banco de capacitores 20 MVAR 115 kV en SE Comayagua		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
27	Honduras	PAZ B525	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Piedras Azules		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	CCSD	0.48	Planificada
28	Honduras	SGT 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Siguatepeque.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
29	Honduras	CRL B501	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Cafateal.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	CCSD	0.48	Planificada
30	Honduras	VNU B520	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Villa Nueva.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
31	Honduras	LPT B503	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE La Puerta.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
32	Honduras	BER B507	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Bernabejo.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
33	Honduras	CIR B537	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Circunvalación.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
34	Honduras	RET 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Retorno.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	CCSD	0.95	Planificada
35	Nicaragua	TCP-230/TCP-138-3	Autotransformador en SE Ticuantepe 230/138/13.8kV, 71.5MVA		TR3D	Nuevo	230/138	71.5	2022	CCSD	5.19	A Riesgo
36	Nicaragua	NDE-138-RIV-138-1	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaima - Rivas	41.11	LTX	Repotenciar	138	150	2024	300 MW	2.09	A Riesgo
37	Costa Rica	MOG230-GBO230-1	Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo	6.02	LTX	Nueva	230	240	2024	300 MW	5.11	Planificada
38	Costa Rica	CAS230B-GBO230-10	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Cañas - Guayabo	38.2	LTX	Repotenciar	230	400	2022	300 MW	3.26	Planificada
39	Costa Rica	MOI230A-CAH230-1	Repotenciar a 319 MVA la línea Moin-Cahuita.	43.06	LTX	Repotenciar	230	319	2022	300 MW	3.80	Planificada
40	Panamá	MDN115/CAL115-3	Línea 115 kV SE Mata de Nance-Caldera, circuito simple, 477MCM ACSR	25	TR3D	Nueva	115	93	2022	CCSD	6.06	Planificada
41	Panamá	MDN230/MDN115-4	Autotransformador en SE Mata de Nance-Caldera, circuito simple, 477MCM ACSR		LTX	Nuevo	230/115	70	2022	CCSD	7.28	Planificada
42	Panamá	FOR230/GUA230-2	Línea 230 kV Fortuna-Guasquita, circuito simple, 1024MCM ACSR	16.01	LTX	Nuevo	230	275	2022	Suficiencia	8.50	Planificada
43	Panamá	PAN115/CAC115-4	Línea 115 kV SE Panamá-Cáceres, circuito simple, 477MCM ACSR	0.78	LTX	Nuevo	115	142	2022	Suficiencia	3.22	Planificada
44	Panamá	FOR230/CHG230-0A	Línea 230 kV Fortuna-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.7	LTX	Repotenciar	230	304-500	2022	Suficiencia	13.55	Planificada
45	Interconexión	AGC-FNH-SND-2	Nueva línea de interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente - Sandino	182.9	LTX	Nueva	230	367	2022	300 MW	22.30	Planificada
46	Interconexión	TCP230-VIRG230-FNC	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Cañas, conectando en la subestación La Virgen	1.62	LTX	Repotenciar	230	367	2022	300 MW	4.29	Planificada

Fuente: EOR, IPLP 2019-2028.

En el IPLP, a efecto de realizar las evaluaciones económicas y estimar los Beneficios Sociales, se agruparon todas las ampliaciones por país, considerando la relación funcional entre las obras, para viabilizar las transferencias a través de un sistema, en un mismo sentido; es decir, la evaluación económica de las ampliaciones de manera individual, no pueden impactar el costo operativo del sistema, si no se cuenta con las otras ampliaciones de red en otras partes del sistema eléctrico que viabilizan los intercambios.

Así, en la Tabla siguiente se presenta el resultado del Valor Presente Neto (VPN) del flujo de caja de todas las ampliaciones para el escenario A1.

Tabla 6 Valor Presente Neto del flujo de caja de todas las ampliaciones para el escenario A1

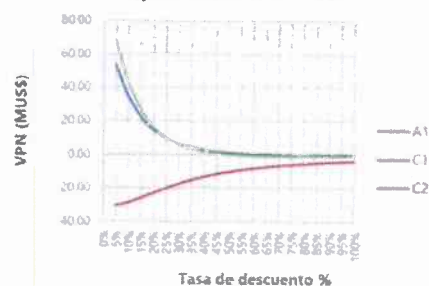
Escenario	Valor presente C. Operativo con Todas las ampliaciones (A) (M\$)	Valor presente C. Operativo sin Ampliaciones (B) (M\$)	Diferencia VP Costos Operativos (C = B - A) (M\$)	VP de la inversión incremental (D) (M\$)	Valor Presente Neto (C-D) (M\$)
Escenario Expansión A1	7,737.2	7,845.8	108.6	70.10	38.5

Fuente: Tabla 141 del IPLP.

Y en la siguiente ilustración, se muestra el comportamiento del VPN de los flujos de cajas, para diversos valores de Tasa de Descuento, indicando que para el escenario A1 no alcanza a anularse, denotando una Tasa Interna de Retorno (TIR) superior a la Tasa de Descuento definida por la CRIE.

Ilustración 2 VPN del flujo de caja.

VPN del Flujo de Caja - Con todas las ampliaciones en servicio



Fuente: Gráfica 7 del IPLP.

Además, se determinó el VPN de los Beneficios Sociales por país, para el escenario A1, tal como se muestra en la siguiente Tabla:

Tabla 7 VPN del Beneficio social por país del escenario A1

Tabla 147. Valor Presente Neto del Beneficio Social por país - Escenario A1
(diferencias de resultados de la Tabla 144 menos la Tabla 143)

País	VPN del beneficio de los generadores (MUS\$)	VPN del los beneficio de los Consumidores (MUS\$)	Valor presente neto del Beneficio Social por país (M\$)
Guatemala	-65.84	1.20	-64.63
El Salvador	-48.30	1.01	-47.30
Honduras	-49.08	3.11	-45.97
Nicaragua	27.52	-2.14	25.38
Costa Rica	108.83	-4.12	104.71
Panamá	133.40	0.00	133.40
Total	106.54	-0.95	105.59

Fuente: Tabla 147 del IPLP

Como consecuencia del análisis del IPLP, se recomendó solicitar al EOR el desarrollo de un escenario de sensibilidad del escenario de autosuficiencia A1, que identificara las ampliaciones de transmisión nacionales en condiciones sin transferencias de los países, que superaran 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 (resolución CRIE-43-2019). En dicha oportunidad se solicitó, al EOR que procediera a realizar una sensibilidad cuyo objeto fue identificar a partir de la lista de ampliaciones recomendadas en el IPLP, cuales debían ser etiquetadas como ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales y cuáles serían las obras de interés regional con la correspondiente reclasificación como ampliaciones planificadas y a riesgo. Lo anterior dio como resultado una lista de ampliaciones que posteriormente y derivado de las aclaraciones solicitadas por la CRIE mediante el oficio CRIE-SE-GT-394-10-12-2019, fue modificada teniendo como resultado la lista de ampliaciones identificada por el EOR en el oficio EOR-DE-20-01-2020-040.

IV.3. INFORME DE ANÁLISIS COMPLEMENTARIO AL IPLP (IACIP)

En cumplimiento de la resolución No. CRIE-43-2019, el EOR, a partir de la lista de ampliaciones de transmisión recomendadas en el IPLP, realizó el análisis de sensibilidad del escenario de autosuficiencia A1, obteniendo los resultados de la Tabla 8 y 9.

Tabla 8 Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales

No.	País	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA - MVAR	Año
1	Guatemala	Banco de capacitores 30 MVAR 230 kV en SE SMR		Capacitor	Nuevo	230	30	2022
2	Guatemala	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Progreso.		Capacitor	Nuevo	138	30	2024
3	El Salvador	Línea 115 kV SE 15Sept-Berlín, circuito simple, 477MCM ACSR	15.54	LTX	Nueva	115	150	2022
4	El Salvador	Línea 115 kV SE Nejapa-San Antonio abad, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	6.86	LTX	Nueva	115	260	2022
5	El Salvador	Línea 115 kV San Rafael-San Vicente, circuito simple, 477MCM ACSR	12.67	LTX	Nueva	115	150	2024
6	El Salvador	Banco de capacitores 60 MVAR 115 kV en SE Santa Ana.		Capacitor	Nuevo	115	60	2024
7	Honduras	Línea 230 kV Agua Caliente-Agua Fria, circuito simple, 1024MCM ACSR	28.28	LTX	Nueva	230	317.3	2022
8	Honduras	Línea 230 kV Pavana-Santa Lucía, circuito simple, 1024MCM ACSR	19.06	LTX	Nueva	230	317.3	2022
9	Honduras	Nueva Línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	17.5	LTX	Nueva	230	317	2024
10	Honduras	Banco de capacitores 20 MVAR 115 kV en SE Comayagua		Capacitor	Nuevo	138	20	2022
11	Honduras	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Siguatepeque.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022
12	Panamá	Línea 115 kV SE Mata de Nance-Caldera, circuito simple, 477MCM ACSR	25	LTX	Nueva	115	93	2022
13	Panamá	Autotransformador en SE Mata de Nance 230/115/13.8kV, 70MVA		TR3D	Nuevo	230/115	70	2022
14	Panamá	Línea 230 kV Fortuna-Guasquita, circuito simple, 1024MCM ACSR	16.01	LTX	Nuevo	230	275	2022
15	Panamá	Línea 115 kV SE Panamá-Cáceres, circuito simple, 477MCM ACSR	0.78	LTX	Nuevo	115	142	2022
16	Panamá	Línea 230 kV Fortuna-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.7	LTX	Repotenciar	230	500	2023

Tipo: LTX: Línea Transmisión; TR3D: Transformador 3 Devanados; Capacitor: Banco Capacitores

Fuente: EOR, IACIP.



Tabla 9 Ampliaciones de interés regional

No.	País	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA - MVAR	Año
1	Guatemala	Línea 230 kV Aguacapa-Pacífico, circuito simple, 477MCM ACSR 2x3F	21.62	LTX	Nueva	230	491.6	2022
2	Guatemala	Nuevo transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 120 MVA.		TR3D	Nuevo	230/138	120	2022
3	El Salvador	Autotransformador en SE 15Septiembre 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022
4	El Salvador	Autotransformador en SE Nejapa 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022
5	El Salvador	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE 15 de Septiembre - Berlín	15.54	LTX	Repotenciar	115	150	2022
6	El Salvador	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	12.67	LTX	Repotenciar	115	150	2024
7	Honduras	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022
8	Honduras	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022
9	Honduras	Línea 230 kV San Pedro Sula Sur- San Buenaventura, circuito simple, 1024MCM ACSR	46	LTX	Nueva	230	405.1	2022
10	Honduras	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Cañada.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022
11	Honduras	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Lainez.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022
12	Honduras	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Miraflores.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022
13	Honduras	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Santa Fe.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022
14	Honduras	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Suyapa.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022
15	Honduras	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Toncontín.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022
16	Honduras	Banco de Capacitores 30MVAR 69kV, en SE Guaymaca		Capacitor	Nuevo	69	30	2022
17	Honduras	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Piedras Azules		Capacitor	Nuevo	138	10	2022
18	Honduras	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Cañaveral.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022
19	Honduras	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Villa Nueva.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022
20	Honduras	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE La Puerta.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022
21	Honduras	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Bermejo.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022
22	Honduras	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Circunvalación.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022
23	Honduras	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Retorno.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022
24	Nicaragua	Autotransformador en SE Ticuantepe 230/138/13.8kV, 71.5MVA		TR3D	Nuevo	230/138	71.5	2022
25	Nicaragua	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaimé-Rivas	41.11	LTX	Repotenciar	138	150	2024
26	Costa Rica	Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo	6.02	LTX	Nueva	230	240	2024
27	Costa Rica	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Cañas - Guayabo	38.2	LTX	Repotenciar	230	400	2022
28	Costa Rica	Repotenciar a 319 MVA la línea Moín-Cahuita.	43.06	LTX	Repotenciar	230	319	2022
29	Interconexión	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente - Sandino	182.9	LTX	Nueva	230	367	2022
30	Interconexión	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Cañas, conectando en la subestación La Virgen	1.62	LTX	Repotenciar	230	367	2022

Tipo: LTX: Línea Transmisión; TR3D: Transformador 3 Devanados; Capacitor: Banco Capacitores

Fuente: EOR, IACIP.

La lista de ampliaciones recomendadas en el IPLP, se reclasificaron en 16 obras de refuerzos nacionales y 30 obras de interés regional; identificando una inversión total de US\$126.20 millones en obras de interés regional incluyendo construcción de una nueva línea AGC-SND.



El EOR, a partir de los análisis económicos contenido en el IACIP, determinó el Valor Presente Neto del Beneficio Social (VPN Bs) de las ampliaciones de interés regional, en forma individual, identificándose que 12 de las ampliaciones resultan con un VPN Bs mayor que cero, y por tanto cumplen el criterio establecido en el literal a), numeral 10.6.2, Libro III, RMER, y 4 ampliaciones no cumplen con este criterio. Como parte de las ampliaciones que no cumplen con el criterio referido, se han incluido los 310 MVAR de compensación reactiva recomendada para el sistema de Honduras, como un solo grupo. En las tablas 10 y 11 se detallan dichas ampliaciones.

Tabla 10 Ampliaciones de interés regional con VPN Bs >0 (Cumplen el Criterio del literal a), numeral 10.6.2, Libro III, RMER)

No.	Ampliación	VPN del Beneficio Social (MU\$)
1	Nuevo transformador MOY-230-MOY-138-1	2.79
2	Nueva Línea 230 kV AGU-230/PAC-230-2	7.40
3	Repotenciación de línea SRF-115-SVC-115	2.93
4	Nuevo transformador 15SE-230/15SE-115-3	2.74
5	Nuevo transformador NEJA-230/NEJA-115-3	2.04
6	Repotenciación de línea 115kV 15SEP-BERL	4.03
7	2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558	12.95
8	Nueva línea SPS 230KV/SBV B609-2	4.97
9	Repotenciación de línea 138kV NDE-138-RIV-138-1	1.99
10	Repotenciar línea 230kV MOI230A-CAH230-1	6.07
11	Nueva línea 230 kV MOG230-GBO230-1	3.03
12	Nueva línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2	60.86

Fuente: EOR

Tabla 11 Ampliaciones de interés regional con VPN Bs menor o igual a cero (No cumplen el Criterio del literal a), numeral 10.6.2, Libro III, RMER)

No.	Ampliación	VPN del Beneficio Social (MU\$)
1	310 MVAR Compensación reactiva de Honduras-HO-MVARS	0.00
2	Nuevo transformador TCP-230/TCP-138-3	-1.42
3	Repotenciación de línea 230kV CAS230B-GBO230-10	-10.38
4	Seccionamiento línea TCP230-VIRG230-FNC	-41.86

Fuente: EOR

Respecto al conjunto de 310 MVAR de compensación reactiva del sistema eléctrico de Honduras, esta ampliación por sí sola, no produce cambio en el costo operativo del sistema, por tanto, el VPN Bs asociado es nulo.

Adicionalmente se calculó el Valor Presente Neto del Beneficio Social de todo el conjunto de ampliaciones (agrupando todas las ampliaciones de las Tablas 8 y 9) determinándose que el Valor Presente Neto del Beneficio Social, asociado a todo el conjunto de ampliaciones de interés regional, resulta mayor que cero, lo que cumple con el criterio establecido en el literal a), numeral 10.6.2, Libro III, RMER, para incluir las ampliaciones en la lista de ampliaciones a clasificar en Planificadas y A Riesgo.



Posteriormente, el EOR remitió el anexo Oficio EOR-DE-20-01-2020-040, presentado por el EOR como Anexo al IACIP, por medio del cual, se reclasificaron las obras propuestas en el IACIP como Ampliaciones Planificadas y a Riesgo con base al numeral 10.6.2 del Libro III del RMER literales b) a d), considerando que en Costa Rica participan solamente dos agentes en la distribución de los beneficios atribuibles a las ampliaciones. Los resultados de la reclasificación se muestran en la Tabla 10.

Tabla 12 Concentración del beneficio social y por Agentes, y su clasificación

No.	Ampliación	Máxima concentración del BS en un país	Máx. Concentración Beneficio Privado en 1 agente	Máx. Concentración Beneficio Privado en 3 agentes	Clasificación de las ampliaciones
1	Nuevo transformador MOY-230-MOY-138-1	71.70%	61.98%	71.68%	A Riesgo
2	Nueva Línea 230 kV AGU-230/PAC-230-2	48.86%	45.45%	55.67%	Planificada
3	Repotenciación de línea SRF-115-SVC-115	64.60%	57.24%	64.73%	A Riesgo
4	Nuevo transformador 15SE-230/15SE-115-3	45.91%	34.56%	44.54%	Planificada
5	Nuevo transformador NEJA-230/NEJA-115-3	47.25%	42.39%	53.05%	Planificada
6	Repotenciación de línea 115kV 15SEP-BERL	43.86%	38.40%	48.50%	Planificada
7	2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558	85.24%	27.29%	41.07%	A Riesgo
8	Nueva línea SPS 230KV/SBV B609-2	42.06%	24.51%	50.77%	Planificada
9	310 MVAR Compensación reactiva de Honduras - HO-MVARS	0	0	0	A Riesgo
10	Nuevo transformador TCP-230/TCP-138-3	63.13%	26.19%	39.50%	Planificada
11	Repotenciación de línea 138kV NDE-138-RIV-138-1	68.05%	52.21%	60.36%	A Riesgo
12	Repotenciación de línea 230kV CAS230B-GBO230-10	100.00%	69.68%	76.55%	A Riesgo
13	Repotenciar línea 230kV MOI230A-CAH230-1	46.09%	42.96%	51.58%	Planificada
14	Nueva línea 230 kV MOG230-GBO230-1	54.41%	46.90%	55.35%	Planificada
15	Nueva línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2	49.49%	25.63%	51.49%	Planificada
16	Seccionamiento línea TCP230-VIRG230-FNC	57.51%	55.05%	65.86%	A Riesgo

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

En el IPLP, para la obtención de la lista de ampliaciones recomendadas de acuerdo al numeral 10.6.2, literal a) del Libro III del RMER, se adoptó el criterio de utilizar “Grupos de Ampliaciones” representados por cada país según lo establece el numeral 10.6.1, literal k) del Libro III del RMER, con el objetivo de alcanzar una capacidad regional de transferencia de 300 MW cumpliendo con los CCSD; de este modo, los indicadores técnicos económicos como el VPN del beneficio social, la TIR y el VPN que resulta de comparar el ahorro de los costos operativos de la ampliación contra el costo incremental de la inversión, son favorables, considerando que se evalúa grupos de ampliaciones por país.

En cambio, en el IACIP, aplicando estrictamente lo establecido en la regulación regional, los indicadores técnicos económicos que fueron calculados para cada una de las ampliaciones de forma individual (VPN del flujo de caja y VPN de los beneficios sociales), excepto la TIR, son desfavorables para la mayoría de ampliaciones, según lo establece el numeral 10.6.1, literal f), el numeral 10.6.2, literal a); sin embargo, en el mismo IACIP, se verifica que el VPN global del flujo de caja de las ampliaciones de interés regional (Tabla 39 del IACIP) es positivo y el VPN de los Beneficios Sociales total de las ampliaciones de interés regional (Tabla 46 del IACIP) es positivo también, de acuerdo con lo que establece el numeral 11.2.1 del Libro III del RMER.



IV.4. IDENTIFICACIÓN DE LOS AGENTES PARA AMPLIACIONES A RIESGO

Según lo establecido en el numeral 11.2.5 del Libro III del RMER, el EOR identificó a los Agentes candidatos a hacerse cargo de parte de los costos de las Ampliaciones a Riesgo, obteniéndose el siguiente resultado:

Tabla 13 Identificación de Agentes asignados a las 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: propia.

Los Agentes identificados fueron notificados con el objeto que remitieran sus comentarios y muestra de interés para hacerse cargo de las Ampliaciones a Riesgo respectivas, sin embargo, no se recibió ninguna muestra de interés.

V. RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE LOS OS/OM

A continuación, se muestra los comentarios realizados por cada uno de los OS/OM relacionados con las ampliaciones recomendadas en los estudios de planificación elaborados por el EOR y las respuestas a los mismos.



V.1. COMENTARIOS DEL CNDC-ENATREL

Tabla 14 Comentarios del Centro Nacional de Despacho de Carga de ENATREL

No	Comentario
1	<i>"En el estudio se pudo verificar la efectividad de los principales refuerzos de transmisión, tales como la repotenciación de la línea de 138 kV entre subestaciones Nandaime y Rivas, el cambio de topología en la línea de interconexión entre Ticuantepe y el Guayano, interconectándose a subestación La Virgen, más la adición de un tercer autotransformador de 75 MVA (230/138/13.8kV) en subestación Ticuantepe para solucionar los problemas de sobrecarga en el sistema de Nicaragua al presentarse transferencias regionales y contingencias simples en la red de 230 kV."</i>
2	<i>"En el caso de la sobrecarga que aparece recurrente en el autotransformador en subestación Mateare 1 (MTI-230/AT1) y que no es atribuible a las transferencias, tenemos a bien expresarle que la actualidad la sobrecarga se ha resuelto con la implementación del Esquema de Control Suplementario (ECS), que separa las dos barras de 230 kV de subestación Mateare, lográndose con ello que el flujo correspondiente a un grupo de la generación de Planta MAN, circule por la red de 230 kV hacia subestación Sandino y el flujo restante circule hacia a red de 138 kV a través del autotransformador MTI-AT1, eliminando la sobrecarga."</i>
3	<i>"Con respecto a la evaluación de la capacidad de reserva de potencia reactiva para evitar violaciones de voltaje, se destaca que no es necesario la instalación de compensación reactiva adicional a lo previsto para Transmisión de Nicaragua es suficiente para enfrentar transferencias de hasta 300 MW y contingencias simples."</i>
4	<i>"En la Tabla 12 del Tomo I, relacionada a proyectos de generación para la expansión de corto plazo de Nicaragua, observamos que fueron considerados entre ellos cuatro proyectos que su puesta de operación se ha postergado y difiere a las fechas indicadas en dicha tabla. Los proyectos son los siguientes: El Velero Etapa 2 (Solar Mar/2019 12.0 MW), San Marcos 1 (Eólico Ene/2020 37 MW), El Velero Etapa 3 (Solar Mar/2020 12.0 MW), Alba Rivas II (Eólico Ene/2021 63.0 MW). Cabe señalar que estos proyectos fueron actualizadas recientemente y notificados al Ente Operadores Regional (EOR)."</i>
5	<i>"Consideramos conveniente que los proyectos candidatos de generación, no sean considerados como una decisión obligatoria para incorporarse en la expansión de la generación del sistema, sino que sean constituidos como alternativas para que el modelo realice la optimización de la expansión, en la cual puedan resultar seleccionados otros proyectos que demuestren un mejor desempeño para el sistema, teniendo en consideración sus correspondientes variables técnicas y económicas."</i>
6	<i>"En el Tomo II relativo a la Planificación de la Expansión de la Transmisión coincidimos que los resultados demuestran que no serán necesarias inversiones adicionales, en su lugar podrán considerarse acciones operativas contextuales como es el incremento de ajustes de disparos de las protecciones, para evitar estas sobrecargas, en el marco de lo permitido en el RMER. En el caso de la sobrecarga de los autotransformadores de subestación Ticuantepe, la que será resuelta con la instalación de un tercer autotransformador de 75 MVA mismo que está considerado por ENATREL en sus planes de inversión."</i>
7	<i>"En relación a la proyección de la demanda prevista para el horizonte de estudio, encontramos que difieren a las estimaciones de potencia y energía remitida en las actualizaciones notificadas al EOR."</i>

V.1.1. Respuestas a comentarios

Número 1. Se está de acuerdo con lo observado por el CNDC-ENATREL acerca de la efectividad de los refuerzos de transmisión contenidos en el IDMP.

No obstante lo anterior, debe indicarse que se han identificado inconvenientes relacionados con variaciones importantes en la proyección de la demanda, cambios en los planes de generación nacionales, el efecto económico de la pandemia del COVID-19, ausencia de muestras de interés en realizar las ampliaciones a riesgo, omisión de información de agentes, replanteamiento de soluciones nacionales de transmisión que fueron posteriormente

considerados en la planificación nacional y ampliaciones de repotenciación que no están suficientemente justificadas; que suponen cambios importantes en los insumos necesarios para la elaboración de los informes de planificación, y que de considerarse se obtendrían resultados diferentes en tales informes. Derivado de lo anterior, no resulta conveniente aprobar las ampliaciones recomendadas por el EOR.

Número 2. El OS/OM indica que la restricción identificada en el IDMP, relacionada a la sobrecarga del autotransformador de la subestación Mateare 1 identificada en el IDMP, ya fue solucionada. Sin embargo, se considera que la solución planteada tiene un carácter temporal y en el ámbito de la planificación de la expansión de las redes de transmisión nacionales o regionales, no es propio considerar una solución temporal mediante la implementación de un Esquema de Control Suplementario (ECS) y, por lo tanto, no debe considerarse lo planteado como una solución permanente.

Número 3. Se concuerda con el CNDC-ENATREL respecto a que los resultados obtenidos en el IDMP, relacionados con la compensación reactiva, mantienen suficiente reserva de potencia reactiva para soportar las transferencias regionales. Sin embargo, dicha reserva de potencia reactiva estaría condicionada a que se realice el proyecto de derivación de la línea Ticuantepe – Mogote (Cañas) a la subestación La Virgen, de lo contrario, se deberá revisar la reserva de capacidad reactiva.

Números 4 y 7. En efecto lo indicado por el OS/OM, es parte de los inconvenientes referidos en el segundo párrafo del numeral 1 de estas respuestas, inconvenientes que no permiten recomendar una aprobación de las ampliaciones identificadas por el EOR.

Número 6. Las acciones correctivas operacionales se deben realizar cumpliendo con los CCSD. Se toma nota de lo comentado por el OS/OM.

V.2. COMENTARIOS DEL CENCE-ICE

No se recibieron comentarios del CENCE-ICE.

V.3. COMENTARIOS DEL AMM

Tabla 15 Comentarios del Administrados del Mercado Mayorista

No	Comentario
1	<i>"a. No se tiene objeción con la metodología aplicada por el EOR para la ejecución de los estudios."</i>
2	<i>"b. Como parte de los refuerzos de interés regional para Guatemala, resulta el reemplazo del transformador de potencia 230/138 kV 100 MVA de la subestación Moyuta por un transformador de potencia de 120 MVA. Se entiende que dicho refuerzo es necesario para garantizar el cumplimiento de los CCSD en un escenario en el cual Guatemala importa 300 MW desde el SER, sin embargo, se infiere un inconveniente en cuanto a que dicho proyecto sea licitado, ya que de ser así y el mismo fuese adjudicado a una empresa diferente al actual propietario de la subestación Moyuta y del transformador instalado, se tendría inconvenientes en cuanto a su remuneración y la del activo existente. Por tal motivo es prudente que la CRIE evalúe para este caso en particular, la aplicación de lo establecido en el numeral 1.5.2.3 del Libro I, del RMER, el cual establece en el literal d) ... "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: ""</i>



3	<i>"c. Como parte de los refuerzos nacionales para Guatemala, resulta la instalación de un banco de capacitores de 30 MVARs para la subestación San Marcos II. Con relación al mismo, se considera que dicho refuerzo no es necesario ya que las condiciones de bajo voltaje que se presentan ante la contingencia simple Huehuetenango 2 - San Marcos II, se deben a que como parte de la planificación de expansión en Guatemala, dicha línea de transmisión se encuentra compensada por un banco de reactores de 30 MVAR conectada en barras de 230 kV por lo cual, la propuesta operativa en sustitución de la instalación del banco de capacitores es desconectar automáticamente el banco de reactores en San Marcos II al momento de una apertura de la línea de transmisión Huehuetenango II - San Marcos II. Así mismo se entiende que no se justifica técnicamente instalar 30 MVAR capacitivos en la misma subestación donde están instalados 30 MVAR ya que dichas compensaciones se contrarrestarían."</i>
4	<i>"d. Como parte de los refuerzos nacionales para Guatemala, resulta la instalación de un banco de capacitores de 30 MVAR para la subestación Progreso. Con relación al mismo, se considera que dicho refuerzo no es necesario en cuanto a la potencia y concentración de dicha capacidad en la barra indicada por las siguientes razones: Las contingencias simples de líneas de 230 kV que ocasionan condiciones de bajos voltajes en subestaciones del área oriental de Guatemala que forman parte de la RTR son debidos a que las líneas de transmisión Panaluya - Morales y Tactic - Oxec 2 - Izabal están compensadas con bancos de reactores de 30 MVAR, uno instalado en la subestación Izabal y otro instalado en la subestación Morales, así mismo se informa que actualmente se tiene implementado un esquema de disparo automático de dicha compensación reactiva, al momento de producirse la apertura de la línea de transmisión asociada a la barra donde está instalado el banco de reactores correspondiente, evitando de esta manera la ocurrencia de bajos voltajes en el área de influencia. De la misma manera, se informa que como parte de los estudios de seguridad operativa realizados en la Planificación de Largo Plazo en Guatemala, se ha propuesto la implementación de Esquemas de control suplementario en el área de 138 kV de la red oriental la cual no forma parte de la RTR, con la finalidad de evitar condiciones de bajo voltaje ante la ocurrencia de contingencias en 138 kV y se realizarán propuestas posteriores para instalar compensación reactiva en el área de influencia pero de forma distribuida, con la finalidad de optimizar el uso de dicha compensación lo más cercano posible a la demanda."</i>

V.3.1. Respuestas a comentarios

Número 1. El comentario presentado por el AMM manifiesta anuencia con la metodología aplicada para la planificación para el desarrollo de los estudios de planificación, lo cual es congruente con la opinión de la CRIE sobre los mismos.

Número 2. Se toma nota de la limitación identificada por el AMM, adicionalmente se señala que se han identificado inconvenientes relacionados con variaciones importantes en la proyección de la demanda, cambios en los planes de generación nacionales, el efecto económico de la pandemia del COVID-19, ausencia de muestras de interés en realizar las ampliaciones a riesgo, omisión de información de agentes, replanteamiento de soluciones nacionales de transmisión que fueron posteriormente considerados en la planificación nacional y ampliaciones de repotenciación que no están suficientemente justificados; que suponen cambios importantes en los insumos necesarios para la elaboración de los informes de planificación, y que de considerarse se obtendrían resultados diferentes en tales informes. Derivado de lo anterior, no resulta conveniente aprobar las ampliaciones recomendadas por el EOR.

Número 3 y 4. Los bancos de reactores y sus correspondientes esquemas de control, no fueron operados adecuadamente en la simulación, que de haber sido considerados ya no serían necesarios los bancos de capacitores en la SE San Marcos y SE Progreso propuestos.



V.4. COMENTARIOS DE LA UNIDAD DE TRANSACCIONES (UT)

Tabla 16 Comentarios de la Unidad de Transacciones

No	Comentario																																																						
1	“APARTADO/NÚMERO DE PÁGINA: Prospección de la expansión indicativa de la generación regional - Página 17. COMENTARIO U OBSERVACIÓN: En el informe se listan 7 proyectos de transmisión bajo la categoría de ampliaciones planificadas, que a partir de los resultados del estudio son requeridos para hacer viable las transferencias de potencia de 300 MW. Hay que considerar que estos resultados provienen de una base cuya información fue remitida al EOR en el año 2017, esto implica que: 1. El crecimiento pronosticado con la demanda del mercado mayorista remitida al 2017 era más optimista, no contemplaba la penetración de energía renovable en distribución en el grado que hoy se tiene, si lo comparamos con la proyección remitida para los estudios a partir del 2020.” <table><tr><th rowspan="2">Año</th><th colspan="2">ESCENARIO DE 2017</th><th colspan="2">ESCENARIO 2019</th></tr><tr><th>GWh</th><th>Crec.</th><th>MW</th><th>Crec.</th></tr><tr><td>2.020</td><td>6,901.90</td><td></td><td>6,573.35</td><td></td></tr><tr><td>2.021</td><td>7,000.00</td><td>1.40%</td><td>6,613.25</td><td>0.60%</td></tr><tr><td>2.022</td><td>7,098.70</td><td>1.39%</td><td>6,665.49</td><td>0.78%</td></tr><tr><td>2.023</td><td>7,198.00</td><td>1.38%</td><td>6,717.73</td><td>0.78%</td></tr><tr><td>2.024</td><td>7,288.00</td><td>1.23%</td><td>6,769.97</td><td>0.77%</td></tr><tr><td>2.025</td><td>7,368.20</td><td>1.09%</td><td>6,822.21</td><td>0.77%</td></tr><tr><td>2.026</td><td>7,458.80</td><td>1.21%</td><td>6,874.45</td><td>0.76%</td></tr><tr><td>2.027</td><td>7,539.40</td><td>1.07%</td><td>6,926.69</td><td>0.75%</td></tr><tr><td>2.028</td><td>7,610.02</td><td>0.93%</td><td>6,978.93</td><td>0.75%</td></tr></table>	Año	ESCENARIO DE 2017		ESCENARIO 2019		GWh	Crec.	MW	Crec.	2.020	6,901.90		6,573.35		2.021	7,000.00	1.40%	6,613.25	0.60%	2.022	7,098.70	1.39%	6,665.49	0.78%	2.023	7,198.00	1.38%	6,717.73	0.78%	2.024	7,288.00	1.23%	6,769.97	0.77%	2.025	7,368.20	1.09%	6,822.21	0.77%	2.026	7,458.80	1.21%	6,874.45	0.76%	2.027	7,539.40	1.07%	6,926.69	0.75%	2.028	7,610.02	0.93%	6,978.93	0.75%
Año	ESCENARIO DE 2017		ESCENARIO 2019																																																				
	GWh	Crec.	MW	Crec.																																																			
2.020	6,901.90		6,573.35																																																				
2.021	7,000.00	1.40%	6,613.25	0.60%																																																			
2.022	7,098.70	1.39%	6,665.49	0.78%																																																			
2.023	7,198.00	1.38%	6,717.73	0.78%																																																			
2.024	7,288.00	1.23%	6,769.97	0.77%																																																			
2.025	7,368.20	1.09%	6,822.21	0.77%																																																			
2.026	7,458.80	1.21%	6,874.45	0.76%																																																			
2.027	7,539.40	1.07%	6,926.69	0.75%																																																			
2.028	7,610.02	0.93%	6,978.93	0.75%																																																			
2	“b. En esta base de estudios, se encuentran proyectos de generación que a esta fecha ya no forman parte de proyectos respaldados por el CNE como proyectos fijos ni candidatos.”																																																						
3	“En general, los estudios que se están poniendo a discusión no corresponden a los últimos realizados por el EOR, por lo que resultan desactualizados. Incluso, algunos de estos proyectos mencionados no son considerados por ETESAL en sus planes de expansión, ni como proyectos candidatos. Los informes que deberían estar siendo evaluados son los tienen un horizonte de estudio desde el 2020 al 2029.”																																																						
4	“2. APARTADO/NÚMERO DE PÁGINA: Recomendaciones del estudio de planificación a largo plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al periodo 2019-2028 - Página 179. COMENTARIO U OBSERVACIÓN: Consideramos adecuada la recomendación que hace el EOR a la CRIE para fortalecer los mecanismos descritos en el libro III del RMER, respecto a cómo proceder para la construcción, operación y financiamiento de los proyectos. Además, también solicitamos ampliar en dicho reglamento el procedimiento para la selección de las empresas calificadas a ser escogidas por CRIE en el caso que no sea el transmisor quien construya el proyecto.”																																																						
5	“COMENTARIO U OBSERVACIÓN: El EOR da como recomendación que en aquellos casos donde la empresa transmisora no pueda ejecutar oportunamente la obra, sea la EPR la institución asignada de ejecutarlas. Sin embargo, el 11.4.1.1 del libro III del RMER establece que puede ser el agente transmisor o ser una empresa calificada y escogida por CRIE la que lo ejecute, opere y mantenga, no necesariamente la EPR; por lo que se recomienda mantener dicha opción en el desarrollo de las licitaciones, para garantizar costos eficientes.”																																																						

V.4.1. Respuestas a comentarios

Número 1 y 2. Se toma nota de las variaciones en la proyección de demanda y en la matriz de generación señalada por la UT; adicionalmente se indica que al analizar los estudios presentados por el EOR se han identificado inconvenientes relacionados con variaciones importantes por el efecto económico de la pandemia del COVID-19, falta de muestras de interés en realizar las ampliaciones a riesgo, omisión de información de agentes,



replanteamiento de soluciones nacionales de transmisión que fueron posteriormente considerados en la planificación nacional y ampliaciones de repotenciación que no están suficientemente justificadas; que suponen cambios importantes en los insumos necesarios para la elaboración de los informes de planificación, y que de considerarse se obtendrían resultados diferentes en tales informes. Derivado de lo anterior, no resulta conveniente aprobar las ampliaciones recomendadas por el EOR.

Número 3. El objeto de la consulta fueron los documentos correspondientes al IDMP, IPLP/IACIP y sus anexos, con horizonte para los años 2019-2028.

Número 4 y 5. Se indica que la CRIE está realizando actualmente una revisión de la normativa de planificación que contempla los capítulos 10 y 11, e incluye los procedimientos señalados. En cuanto a la recomendación del EOR señalada por la UT en la que se expone que en aquellos casos donde la empresa transmisora no pueda ejecutar oportunamente la obra, sea la EPR la institución asignada de ejecutarlas, se indica que de conformidad con el numeral 11.4.1.1 del Libro III del RMER, quien debe ejecutar la obra es el agente transmisor o ser una empresa calificada y escogida por CRIE, dentro de las cuales puede considerarse a la EPR.

V.5. COMENTARIOS DEL CND- ETESA

Tabla 17 Comentarios del Centro Nacional de Despacho de ETESA

No	Comentario
1	<i>"Informe de Planificación a Largo Plazo de la Generación y Transmisión Regional Tomo I"</i> <i>"Hacemos la salvedad que existen proyectos que están considerados dentro del estudio cuyas licencias han sido suspendidas, tienen obras paralizadas desde hace un tiempo, no tienen autorización de construcción o el tiempo de entrada no está de acorde a lo indicado en el informe, totalizando unos 240 MW, aproximadamente: a. E Sánchez, b. Toabre, c. Penonomé 3, d. Colorado. e. Chuspa, f. La Mata".</i>
2	<i>"Respecto a los escenarios estudiados, es esperado el requerimiento de refuerzos en la zona occidental del país cuando se estimen importaciones en época lluviosa, actualmente para estas épocas como OS/OM limitamos las importaciones a cero para no incurrir en violaciones de nuestra red de transmisión."</i>
3	<i>"Lo anterior, sumado a la restricción que actualmente presentamos por temas de puesta en operación de un Esquema de Control Suplementario en nuestro enlace, mantiene restricciones tanto de importación como exportación, por lo que sería necesario evaluar un escenario donde estas restricciones se mantengan."</i>
	<i>"Tomo II"</i>
4	<i>"Sobre los proyectos recomendados para cumplir con suficiencia de transmisión dos de ellos están relacionados a sobrecargas con la entrada del proyecto de la Cuarta Línea de Transmisión a 500 kV, no se determina bajo cual serie, pero posiblemente sea en una época lluviosa con altos valores de importación."</i>
5	<i>"De las 4 ampliaciones propuestas, el refuerzo en el corredor entre FOR230 y MDN230, solo se presenta en uno de los 4 escenarios."</i>
6	<i>"Igualmente, las ampliaciones en las interconexiones apuntan a evaluar escenarios con transferencias por el orden de 600 MW, cuando en la actualidad por razones de topología, restricciones internas y esquemas no se pueden cumplir ni los 300 MW. Solicitamos se indique la consideración de los esquemas actualmente activos en los análisis realizados, así como el efecto de su permanencia en nuestro enlace ante un escenario de flujo de 600 MW."</i>



	"Estudios eléctricos."
7	<i>"Básicamente el estudio busca mostrar bajo los escenarios seleccionados aquel elemento que sufren violaciones a los criterios CCSD, sin embargo, las conclusiones para el área de control de Panamá están basadas en sobrecargas sobre el parámetro RATE A del programa PSSE."</i>
8	<i>"En atención a lo anterior, en el año 2019 mediante notas ETE-DCND-GOP-PMP-351-2019 y ETE-DCND-GOP-PMP-391-2019, fue solicitado que se considerase ante estados de contingencia N-1 utilizar como límite continuo el valor plasmado en el RATE C de las bases PSSE, llegando a un acuerdo con el personal de seguridad operativa. Recordemos que estos valores no están ligados a valores continuos ni de emergencia, siendo ellos simples límites establecidos por el OS/OM; igualmente el RMER no contempla específicamente si el RATE es A o es C."</i>
9	<i>"Lo anterior ha sido ampliamente indicado, hasta el punto de realizarse videoconferencias con el personal de seguridad operativa del EOR para alinear nuestras normativas y así dar cumplimiento a lo establecido en el RMER, por lo que; basado en esto, solicitamos que las conclusiones sean modificadas, actualizando la lista de proyectos a aquellos que realmente superen los umbrales del RATE C de nuestras bases de datos."</i>
10	<i>"Considerado esto, se reducen y no deben considerarse los siguientes proyectos en el área de control de Panamá: a. Línea Mata de Nance - Caldera en 115 kv b. Autotransformador en SE Mata de Nance c. Autotransformador en SE Llano Sánchez d. Línea Mata de Nance - Fortuna 230 kV Esto reduce el costo en 33.3 MUS\$."</i>
11	<i>"Las tablas 106, 107 y 108 indican una descripción equivocada para el abreviado FOR230/GUA230-2."</i>
12	<i>"Se solicita aclaración en cuanto a si el proyecto indicado de nueva línea entre las subestaciones Cáceres y Panamá corresponde a un circuito adicional al que ya está en gestión. En relación a la sobrecarga indicada para 2022 entre las subestaciones Llano Sánchez y El Higo se solicita aclaración en relación a si está considerado el proyecto del transmisor nacional de aumento de capacidad de estas líneas dentro del estudio realizado, ya que la sobrecarga sólo se observa en el año 2022, fecha para la cual se prevé culmine el proyecto indicado."</i>
	Estudio de sensibilidad.
13	<i>"Entre las premisas del estudio indican que no consideran equipos asociados al SIEPAC, sin embargo, en nuestro caso tenemos generación asociada a la Subestación Dominical, entendiendo que lo que se quiere ver es la autosuficiencia de las áreas de control se estaría restando generación hidroeléctrica concentrada en las 4 centrales ahí ubicadas."</i>
14	<i>"Reiteramos nuestro comentario de considerar como límite continuo ante contingencias N-1 el valor asociado al RATE C de las bases PSSE entregadas. Esto reduce la cantidad de equipos que presentan sobrecarga como se puede mostrar en la Tabla 29 del informe. Se solicita corregir en la Tabla 32 el nombre de subestación indicado como Barro Viento ya que no corresponde a una subestación existente o futura en nuestro sistema."</i>

V.5.1. Respuestas a comentarios

Número 1. Se toma nota de la inconveniencia identificada por el CND-ETESA relacionada a la existencia de varios proyectos de generación que no entraran en operación según las fechas estimadas, adicionalmente se señala que al analizar los estudios presentados por el EOR se han identificado inconvenientes relacionados con variaciones importantes en la proyección de la demanda, el efecto económico de la pandemia del COVID-19, falta de muestras de interés en realizar las ampliaciones a riesgo, omisión de información de agentes, replanteamiento de soluciones nacionales de transmisión que fueron posteriormente considerados en la planificación nacional y ampliaciones de repotenciación que no están suficientemente justificadas; que suponen cambios importantes en los insumos necesarios para la elaboración de los informes de planificación, y que de considerarse se obtendrían



resultados diferentes en tales informes. Derivado de lo anterior, no resulta conveniente aprobar las ampliaciones recomendadas por el EOR.

Números 2 y 3. Considerando los inconvenientes indicados en la respuesta anterior, los refuerzos esperados en la zona occidental de Panamá en el IPLP/IACIP, no podrían recomendarse. Al respecto es preciso indicar que en cumplimiento con los Criterios de Calidad, Seguridad, y Desempeño (CCSD) regionales y nacionales, el OS/OM tiene la obligación de asegurar el correcto funcionamiento de la red de transmisión con la implementación de las medidas preventivas o correctivas de seguridad operativa para las restricciones propias de cada escenario actual de operación, siendo esto analizado a través de los estudios mensuales o semestrales de seguridad operativa que realiza el EOR en coordinación con todos los OS/OMs; sin embargo, en el ámbito de la planificación regional de largo plazo, los objetivos de expansión requiere la solución de las restricciones de transmisión para alcanzar los compromisos de transferencias entre países que considere el crecimiento del parque de generación en la zona occidental de Panamá, en virtud de lo cual, no es posible el planteamiento de escenarios con restricciones de transmisión que considere el uso de Esquemas de Control Suplementarios.

Número 4. Los proyectos que entran para cumplir por suficiencia, son considerados por el modelo de expansión para garantizar los flujos de potencia resultantes de la optimización de la operación de despacho de generación simulado en el modelo de simulación; en el cual, se considera todas las series hidrológicas.

Números 5 y 6. Las propuestas de ampliación se identificaron para el escenario de autosuficiencia A1. Para el proceso de planificación, no es posible considerar esquemas de control ante contingencias N-1, porque la expansión de la transmisión debe buscar soluciones permanentes para eliminar los incumplimientos de los CCSD.

Números 7, 8, 9 y 10. Como parte del procedimiento de planificación utilizado por el EOR, se debe cumplir con los CCSD; los cuales, establecen como límite de sobrecarga el 100% de la capacidad nominal (equivalente al límite térmico continuo) de la línea de transmisión o del transformador; dicho límite, es utilizado en la Base de Datos Regional según lo establece el RMER, sea que se trate del PSSE, del SDDP o el NETPLAN. Según el numeral 16.2.9.2 del Libro III del RMER, *“Los CCSD deberán ser utilizados en el diseño de nuevas instalaciones y las modificaciones a las existentes, la planificación de la operación incluyendo la programación del mantenimiento, la operación en tiempo real, el predespacho, el redespacho, el análisis de eventos y en general para la realización de todos los estudios eléctricos del SER.”* Operativamente es válido permitir que una línea se sobrecargue temporalmente respecto del criterio RATE C, pero a nivel de la planificación de la expansión de mediano y largo plazo, no. Por otro lado, considerando los inconvenientes señalados en la respuesta Número 1, que precede, no resulta conveniente aprobar las ampliaciones recomendadas por el EOR.

Número 11. Existe un error en la etiqueta abreviada en las tablas señaladas por CND-ETESA que describen las ampliaciones para FOR230/GUA230-2; sin embargo, la descripción completa no está equivocada en el resto de las tablas.

Número 12. En la página 238 del IACIP se listan las ampliaciones previstas en el sistema de Panamá; dicho listado no contiene la ampliación recomendada nueva línea de transmisión



Panamá - Cáceres, por tanto, la línea mencionada corresponde al que está en gestión de la planificación nacional. Para la sobrecarga Llano Sánchez – El Higo, no se identifica una ampliación prevista o aumento de la capacidad tanto en el IDMP como en el IPLP/IACIP.

Número 13. Ya sea que se trate de carga o generación que quede aislada por la desconexión del tramo de la Línea SIEPAC, la carga o generación es trasladada al nodo eléctricamente más cercano dentro del área de control, por lo que no se pierde el efecto de inyección o retiro en los estudios eléctricos analizados.

Número 14. Se remite a la respuesta Número 7, 8, 9 y 10, en cuanto al límite máximo de sobrecarga. Y también, ver la respuesta Número 1 que precede respecto a plantas de generación para las que ya no aparece programada su entrada en los escenarios futuros.

V.6. COMENTARIOS DEL OPERADOR DEL SISTEMA (ODS)

Tabla 18 Comentarios del Operador del Sistema

No	Comentario
1	<i>"1. En el informe IACIP y su anexo, el cual se reclasifican las ampliaciones de transmisión en Ampliaciones Planificadas y Ampliaciones a Riesgo, se observa que una segunda línea de transmisión en 230 kV con una capacidad de 405.1 MVA entre la subestación eléctrica San Buenaventura (SBV) y la subestación eléctrica San Pedro Sula (SPS) es clasificada como Ampliación Planificada y los transformadores de potencia 2 y 3 en la subestación SPS de 150 MVA cada uno en 230/138 kV son clasificadas como Ampliaciones a Riesgo. Sin embargo, esta clasificación no parece práctica para aumentar la capacidad de transporte en esa parte de la red y cumplir a la vez con los criterios de calidad, seguridad y desempeño, ya que la licitación y posterior construcción de la segunda línea en mención sin incorporar al menos un segundo transformador, dada la reclasificación de los transformadores en cuestión como Ampliación a Riesgo haciendo menos probable su desarrollo, no sería de utilidad ya que el transformador 1 en SPS sería un cuello de botella. La primera línea de SBV a SPS en 230 kV en conjunto con la segunda línea clasificada como Ampliación Planificada suman más de 800 MVA de capacidad de transporte, pero el transformador 1 en SPS sería de solamente 150 MVA. A esto puede agregarse que el valor del beneficio social para Honduras de solamente los dos transformadores adicionales (#2 y #3), calculado en el informe IACIP, es negativo con lo que se deduce que en teoría Honduras no debería invertir en esta Ampliación a Riesgo acentuándose así la incongruencia de licitarse por el EOR la nueva línea de transmisión SBV-SPS sin aumentar la capacidad de transformación al extremo de recepción de electricidad transportada."</i>
2	<i>"2. En los informes se encuentran como Ampliación a Riesgo de la red de transmisión de Honduras instalación de compensación capacitiva en la subestación Guaimaca (GMC) de 69 kV, con una capacidad de 30 MVAR según el informe IACIP, en bloque único (una sola etapa). Sin embargo, la experiencia local en esa zona en particular es que la instalación de capacitores con la capacidad mencionada en una sola etapa no permitiría una adecuada regulación de voltaje ya que los saltos de voltaje serían muy altos. Se sugiere no enviar la señal en los informes que es recomendable instalar capacitores de una sola etapa, del tamaño identificado, en esta subestación. Este caso puede suceder igualmente en la subestación Villanueva (VNU) de 138 kV, en la Subestación la Entrada, 65 MVAR lo cual también debe analizarse a mayor detalle. Y en general en la mayoría de nodos donde se propone compensación capacitiva ya que los montos propuestos y concentrados todos estos bancos deberían ser de múltiples pasos para lograr un margen de regulación adecuado."</i>
3	<i>"3. Para los numerales 10 a 13 y 15 página 80, 81 del IDMP Línea 138 kV Progreso-Retorno (PGR B509/RET 138KV-1); Línea 138 kV Progreso-Santa Marta (PGR B509/SMT B534-1); Transformadores 230/138/13.8 de Subestación Progreso (PGR B603/PGR T603-1, PGR B603/PGR T603-2 y PGR B603/PG T6XX-1); para estas sobrecargas frente a contingencias de Línea o San Buena Ventura San Pedro Sula sur o Transformador 230/138kV, el ODS ha planificado en su plan de expansión de transmisión una alternativa de respuesta más rápida a la planteada en este informe y es la construcción de una línea en 138kV Progreso Santa Marta- San</i>

	<i>Pedro Sula Sur, que utilizará la servidumbre de una línea de 69 kV, poco utilizada , así evitando sobrecarga de las líneas de 138Kv indicadas. Esta línea no evitaría la Sobrecarga de los transformadores en Progreso, pero como se puede ver en el informe la sobrecarga solo el del 3%. Por lo que pensamos que, aunque la línea de 230Kv en el futuro va a ser necesaria. La línea de 138Kv da una respuesta más inmediata que también apoya la capacidad de transmisión regional."</i>
4	<i>"4. Para el numeral 19 de la página 82 del IDMP Transformadores 230/138/13.8 kV de subestación Suyapa (SUY -T611-230/138 kV-1, SUY-T612-230/138 kV-1 y SUY-T613-230/138 kV-1), estas sobrecargas están relacionadas al alto consumo de reactivo y líneas de transmisión de 69kV, que están tendiendo actualmente a la sobrecarga y son agravadas cuando existen altas transferencias regionales que reducen la capacidad reactiva de las líneas de transmisión al cargarse a niveles más elevados. Por lo que el ODS, en su plan de expansión de la transmisión plantea la construcción de líneas de transmisión de 230kV, para atender a las zonas de 69kV, Amarateca Talanga, que retiraría la carga de Olancho, y El Sitio en 230kV derivada de la línea existente Suyapa Amarateca, esta subestación el Sitio albergaría una nueva línea del Sitio a Zamorano, retirando la Carga de 69kV de Zamorano y Danli, a la red de 230 kV esto hace que la demanda a atender por los transformadores de 230 kV disminuya se reduzca también la carga reactiva al aliviar las líneas de transmisión de 69kV congestionadas y por lo tanto también mejorando la reserva reactiva de la zona."</i>
5	<i>"5. Para el numeral 9, página 80 del IDMP Línea 230 kV Pavana-Santa Lucía (PAV B620/SLU B637-1), la sobrecarga de esta línea ocurre en los periodos de máxima producción Solar y está directamente influenciada por las transferencias regionales, un refuerzo como el planteado por el EOR soluciona parcialmente la problemática, creemos que sería de un mayor beneficio para la región que se considere la construcción de la línea Agua Caliente - Santa Lucía - Sandino, una misma inversión resolvería la capacidad de transferencia que se busca, sin necesidad de una inversión adicional como es Pavana - Santa Lucía, que seguramente a futuro y nacionalmente se requerirá un inversión más alta para solucionar no solo un segmento limitado de la red, sino aliviar las congestiones de Cerro de Hula - Suyapa y Pavana Cerro de Hula."</i>

V.6.1. Respuestas a comentarios

Número 1. Con relación al inconveniente identificado por el ODS, se aclara que en la metodología de los informes de planificación, se consideran soluciones de conjunto para obtener los beneficios técnicos y económicos determinados en los informes; en este sentido, es correcto que de no construirse los dos autotransformadores en la subestación SPS, impactaría en la capacidad de transmisión del conjunto -por la restricción que representa construir un solo transformador en SPS, frente al aumento de la capacidad en el corredor SBV-SPS. Adicionalmente, tal como lo señala el ODS , la instalación de los transformadores en la subestación San Pedro Sula, la cual es clasificadas a Riesgo, tiene beneficio social negativo para Honduras y el país no debería invertir en esta Ampliación a Riesgo; esto es debido, a que el principal beneficiario potencial es Guatemala con un 85.4% de concentración de beneficios por país; siendo que no hubo muestras de interés por los Agentes identificados de Honduras, esto se considera como un inconveniente adicional para aprobar las ampliaciones.

Finalmente, se señala que al analizar los estudios presentados por el EOR se han identificado inconvenientes relacionados con variaciones importantes en la proyección de la demanda, cambios en los planes de generación nacionales, el efecto económico de la pandemia del COVID-19, falta de muestras de interés en realizar las ampliaciones a riesgo, omisión de información de agentes, replanteamiento de soluciones nacionales de transmisión que fueron posteriormente considerados en la planificación nacional y ampliaciones de repotenciación que no están suficientemente justificadas; que suponen cambios importantes en los insumos necesarios para la elaboración de los informes de planificación, y que de considerarse se



obtendrían resultados diferentes en tales informes. Derivado de lo anterior, no resulta conveniente aprobar las ampliaciones recomendadas por el EOR.

Número 2. Con relación a la propuesta de ampliación de banco de capacitores, la capacidad indicada para cada uno, son valores indicativos de la capacidad total del banco que se corresponde con el escenario más estresante que produce la peor condición de bajo voltaje; para regular el voltaje en cada bloque de demanda, se requiere con toda seguridad el escalamiento del banco de capacitores que sea identificado con un estudio de detalle, razón por la cual no resulta atendible el comentario presentado por el OS/OM.

Números 3, 4 y 5. El ODS realiza recomendaciones de propuestas de ampliación para solucionar las restricciones de flujos de potencia regionales identificadas en el IDMP, adicionales a las consideradas por el IDMP; dicha propuesta no fue considerada al momento del levantamiento de la base de datos para los estudios de planificación por lo que se considera un inconveniente para aprobar las ampliaciones recomendadas en los informes de planificación publicados; además de los inconvenientes indicados en el numeral 1 que antecede.

VI. RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE LOS REGULADORES NACIONALES

VI.1. Comentarios del Instituto Nicaragüense de Energía (INE)

El 08 de julio de 2020, el INE remitió a la CRIE vía correo electrónico el oficio PDC-INE-086-07-2020 en atención al oficio CRIE-SE-GT-GJ-386-19-06-2020, relacionado con el proceso indicado en el numeral 11.2.6 del Libro III del RMER; dicho oficio, contiene las siguientes consideraciones y comentarios:

Tabla 19 Comentarios del Instituto Nicaragüense de Energía (INE)

No	Comentario
1	<i>“Luego de haber leído los informes de planificación presentado por el EOR y que se mencionan en el numeral 14) de los antecedentes del Informe No. GT-043-2020/GM-29-06-2020/GJ-76-2020 de CRIE y basado en las conclusiones a las cuales llega el referido informe, observamos que los estudios fueron bien realizados en base de la información disponible.”</i>
2	<i>“Consideramos que CRIE está desarrollando a mayor detalle el tema de los estudios que se realizan para la planificación de la transmisión y la generación regional, así como en la promoción de las Ampliaciones a Riesgo, lo cual podría derivar en cambios al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. En este sentido el INE no tiene objeciones a los informes presentados mediante su comunicación del 19 de junio.”</i>

VI.1.1. Respuesta a comentarios del INE

Número 1. Los estudios de planificación originalmente presentados por el EOR (IDMP 2019-2023 & IPLP 2019-2028), debieron ser ajustados para obtener los resultados del IACIP y su anexo, basados en la Base de Datos Regional informada por los OS/OM. Se ha verificado que los resultados finales se obtuvieron con la información disponible al momento de iniciar este proceso de planificación y que los estudios realizados fueron ejecutados y ajustados con base al RMER.



Finalmente, se señala que al analizar los estudios presentados por el EOR se han identificado inconvenientes relacionados con variaciones importantes en la proyección de la demanda, cambios en los planes de generación nacionales, el efecto económico de la pandemia del COVID-19, falta de muestras de interés en realizar las ampliaciones a riesgo, omisión de información de agentes, replanteamiento de soluciones nacionales de transmisión que fueron posteriormente considerados en la planificación nacional y ampliaciones de repotenciación que no están suficientemente justificadas; que suponen cambios importantes en los insumos necesarios para la elaboración de los informes de planificación, y que de considerarse se obtendrían resultados diferentes en tales informes. Derivado de lo anterior, no resulta conveniente aprobar las ampliaciones recomendadas por el EOR.

Número 2. Se toma nota que el INE ha señalado su no objeción a los informes de planificación. Adicionalmente, debe indicarse que la CRIE está actualmente evaluando una posible modificación a las normas regionales relacionadas a la planificación.

VI.2. Comentarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)

El 15 de julio de 2020, ARESEP remitió a la CRIE vía correo electrónico el oficio OF-0621-RG-2020 en atención al oficio CRIE-SE-GT-GJ387-19-06-2020, relacionado con el proceso indicado en el numeral 11.2.6 del Libro III del RMER; dicho oficio, contiene las siguientes consideraciones y comentarios:

Tabla 20 Comentarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)

No	Comentario
1	“a) Opinión sobre los informes 1. Informe de diagnóstico de mediano plazo de la RTR para el periodo 2019 2023 Respecto a este informe se indica que la metodología llevada a cabo es clara y se considera que los resultados, para Costa Rica son atinentes; sin embargo, se encuentran algunos aspectos a reconsiderar. Para Costa Rica se identifican 7 refuerzos, de los cuáles 3 refuerzos se proponen para 2021; sin embargo, de éstos sólo 1 presenta problemas de sobrecargas para el año 2021, los restantes 2 refuerzos presentan sobrecargas en 2022 y 2023 respectivamente, es decir no de manera simultánea. Dado el contexto a actual (sic), se considera importante replantear la ejecución de dichos refuerzos y priorizarlos de acuerdo con los años en que presentan sobre cargas, esto no sólo en Costa Rica, sino a nivel de todos los países de la región. En el caso particular de nuestro país, en lo que respecta a los refuerzos que presentan sobrecargas en los años 2020 y 2023, y cuyos refuerzos están considerados para el año 2021, se recomienda valorar la conveniencia de trasladar su ejecución del año 2021 a finales de 2022 o incluso para el año 2023, debido a que son sobrecargas que no se presentan bajo todos los escenarios y, por tanto, no se consideran críticas, siendo sólo 1 de los 3 refuerzos planteados en el estudio es prioritario (aquel que presenta sobrecarga en 2021).”
2	“2. Informe de Planificación de Largo Plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al periodo 2019 2028 Respecto al Tomo I -Planificación De La Expansión De La Generación Regional, el crecimiento de la demanda de energía tomado por el estudio para Costa Rica, si bien se indica fue dado por el OS/OM de Costa Rica, no

corresponde a la realidad que se ha venido presentando ya desde hace más de 3 años. Para Costa Rica el crecimiento real de la demanda de energía ha sido del 1% al 2% interanual, mientras que el estudio está tomando un 3% lo cual, aún para efectos de planificación se considera muy superior a lo real y por lo tanto no representativo del comportamiento país.

En relación con los proyectos de corto plazo, se indica en el informe que se toma como referencia los planes de expansión de la generación enviados por el OS/OM. Al respecto, se advierte que en Costa Rica esto representa un inconveniente, considerando que los planes de expansión son realizados actualmente por el ICE y no contempla, en muchos casos, la información de los otros Agentes del Mercado Eléctrico Nacional; aspecto que tanto Aresep como el ente rector del sector eléctrico en Costa Rica, el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) están coordinando las gestiones para se elabore un Plan de Expansión de la Generación completo e integral que incorpore la información de todos agentes de Mercado Eléctrico Nacional y que sea vinculante.

En función de lo anterior, es necesario considerar que Costa Rica posee 8 agentes verticalmente integrados (generación y distribución), de los cuales, 2 son del grupo ICE (compañías ICE y CNFL); mientras los restantes 6 agentes que también poseen generación para atención de su propia demanda no están contemplados en el Plan de Expansión de la Generación (PEG) que realiza el ICE. Estos 6 agentes funcionan como Agente Generador y Agente Distribuidor a nivel nacional, atendiendo la demanda de energía y potencia en sus respectivas áreas de concesión con generación propia y compras al Agente ICE Generación cuando la demanda en su área de concesión supera la generación propia. Debido a esta razón, estos agentes planifican y construyen sus propias plantas de generación, las cuales forman parte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), pero que no siempre son contempladas en el PEG del ICE, por lo cual los datos de Costa Rica tomados en el informe de análisis podrían no contar con la información completa del país.

Teniendo en cuenta que para el corto plazo se tomaron proyectos en los otros países de la región planificados para los años de 2020 a 2023, en Costa Rica debería contemplarse 3 proyectos de generación de empresa no perteneciente al grupo ICE y que no están contemplados en el último PEG, pero que cumplen con los criterios de selección que se indica el informe en análisis para proyectos de corto plazo. Corresponden a 3 plantas de generación para los años 2020 y 2021, cuyas potencias suman para los 2 años 42,5 MW. Esto, debido a la dinámica del Mercado Eléctrico Nacional, es probable que implique capacidad de generación ociosa para el ICE, único agente MER de Costa Rica, y por tanto mayor capacidad de venta de energía a la región.

En relación con el precio de los combustibles, es importante aclarar que en Costa Rica la transmisión de los efectos del mercado internacional a los precios locales presenta un desfase de alrededor de 15 días; es conocido que este rezago es menor en otros países de la región, lo cual es un aspecto importante de considerar en el estudio realizado. Así mismo, para el caso de Costa Rica por efectos metodológicos y de normativa legal, el precio final de los combustibles contempla distintas variables además del precio internacional, entre ellas el rezago tarifario (diferencial de precios), subsidios (afecta al búnker) e impuestos; siendo este último mayor que los existentes en los demás países de la región. Dadas estas variables el precio final de los combustibles en Costa Rica es bastante superior al de otros países de la región, lo cual se ve reflejado en los precios de ofertas de inyección de Costa Rica al MER los días en que marginan plantas térmicas, aspecto que ha sido evidenciado al EOR y del cuál este tiene conocimiento y podría brindar detalle y ejemplos específicos.

En Costa Rica el componente precio internacional representa de un 41% a 52% del precio final del combustible, mientras que los impuestos pueden representar desde un 27% hasta un 41% y los subsidios el 2%. Lo anterior no es claro si el estudio lo tuvo en cuenta para determinar si este factor del precio de combustibles en Costa Rica genera o no una desviación importante que la línea de análisis del informe."

- 3 "Sobre lo establecido en el **Tomo II -Planificación De La Expansión De La Transmisión Regional**, Aresep toma nota de las necesidades de inversiones indicadas en dicho documento para el caso de suficiencia de la transmisión, específicamente sobre la repotenciación de la línea Moín-Cahuita, para los escenarios B2(2027), C1(2023) y C2(2028) respectivamente. Así como las nuevas líneas de transmisión de 230 kV Rio Claro-Palmar Norte y Moín-Cahuita, para cumplir con los CCSD para el escenario C2(2028), mismos proyectos de inversión que deben ser parte del Plan de Inversiones definido en el Plan de Expansión de la Transmisión Nacional. En relación con el estudio de ampliaciones para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW entre países indicado en el apartado 5.4, se toma nota de las observaciones planteadas para evitar las sobrecargas en el caso de Costa Rica considerando la recomendación de repotenciaciones, duplicaciones de enlaces y seccionamiento de líneas en los circuitos de transmisión indicados. De igual forma, para alcanzar capacidad operativa de 300 MW en Costa Rica, se evidencian las inversiones identificadas para el escenario A1, C1 y C2., incluidas en el apartado 5.6. Consolidado de Ampliaciones de Transmisión para cada escenario de expansión; sobre estas



	ampliaciones específicas, se realizará la verificación con Negocio Transmisión de ICE el detalle incorporado en sus planes de inversión de corto y mediano plazo y el estado de dichos proyectos de inversión, así como las fechas de ejecución previstas.”
4	“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” No se tienen observaciones sobre 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, en atención a la resolución CRIE-43-2019 y CRIE-SE-GT-312-10-10-2019”
5	“b) Observaciones y comentarios recibidos en la consulta llevada a cabo respecto a dichos informes Sobre lo expuesto en dicho informe, preocupa lo expuesto por EPR sobre la derivación de la Línea Ticuantepe-Cañas, en la Subestación La Virgen (Nicaragua) sobre el cambio en la calificación de Ampliación planificada a ampliación a riesgo bajo un criterio no técnico, siendo la respuesta brindada escueta y sin detalle sobre las consideraciones para el cambio de categoría sin ser realmente claros y transparentes en la respuesta dada; razón por la cual consideramos importante que se brinde una respuesta más amplia a la incluida en el informe para tener claramente establecidos los criterios considerados para realizar dicha reclasificación, especialmente porque no se conoce el análisis de Negocio Transmisión de ICE al respecto.
6	c) Factibilidad de ejecución de las obras propuestas en el contexto económico y social que atraviesa actualmente la región a raíz de la pandemia ocasionada por el COVID 19 con un enfoque de corto mediano y largo plazo Es importante advertir que el Plan de expansión de la transmisión regional, así como los últimos planes de expansión de la transmisión nacional de cada país, fueron elaborados en un contexto diferente al que vivimos con la pandemia del COVID-19, la cual ha impactado significativamente la economía global y por ende las decisiones y planes de inversión en generación renovable y en infraestructura eléctrica en toda la cadena de valor, pues la demanda eléctrica ha sufrido una importante caída especialmente en sector de comercio y servicios en todos los sistemas eléctricos de los países miembros del MER, y esto también ha impactado los intercambios de energía entre países. Evidentemente, ante esta situación de emergencia y golpe socioeconómico, las empresas eléctricas, empresa privada de inversión local y extranjera en a nivel mundial (sic) ha venido tomando decisiones de postergación o desestimación de proyectos de inversión, generando con ello gran incertidumbre y dificultad para que sea factible la ejecución de las obras en los plazos previstos o indicados para el corto, mediano y largo plazo en los planes de expansión regionales. Al respecto, es esencial considerar que los esfuerzos en una primera etapa deben concentrarse en mantener los criterios de CCSD y realizar las obras que garanticen la calidad de servicio de suministro de energía eléctrico en todas sus etapas y en una segunda etapa lo relativo a expansiones de los sistemas eléctricos y las interconexiones regionales. Por ello, se le recomienda a la CRIE, que valoren el ajuste a los Planes de expansión de la generación y transmisión regionales por efecto COVID-19 de forma ágil y oportuna en coordinación con los actores del MER.”

VI.2.1. Respuesta a comentarios de la ARESEP

Número 1. Para el caso particular de Costa Rica, según la Tabla 97 del IDMP, 4 de las 7 sobrecargas son atribuibles a las transferencias regionales; de las 4, la sobrecarga de LIB-CAS-230A es del 106% en 2023; quedando las líneas CAS-GBO230-10 con sobrecargas de norte a sur todos los años, y la línea MOG-GBO-230-1 con sobrecarga todos los años en ambos sentidos todos los años, siendo crítica la sobrecarga de esta última. No obstante, la recomendación final de los refuerzos a considerar, fue la contenida en el IPLP/IACIP que incluye: una nueva línea Mogote – Guayabo- 230 kV para el 2024, repotenciar la línea Cañas – Guayabo hasta el 2022 y repotenciar la línea Moín – Cahuita 230 kV en el 2022.



Sin embargo, dado el contexto actual de la pandemia, pareciera razonable la propuesta de ARESEP de plantear la ejecución de las ampliaciones recomendadas en el IPLP/IACIP, priorizando aquellos que se consideran críticos a las transferencias regionales; no obstante lo anterior, se debe de indicar que al analizar los estudios presentados por el EOR se han identificado inconvenientes relacionados con variaciones importantes en la proyección de la demanda, cambios en los planes de generación nacionales, el efecto económico de la pandemia del COVID-19, falta de muestras de interés en realizar las ampliaciones a riesgo, omisión de información de agentes, replanteamiento de soluciones nacionales de transmisión que fueron posteriormente considerados en la planificación nacional y ampliaciones de repotenciación que no están suficientemente justificadas; que suponen cambios importantes en los insumos necesarios para la elaboración de los informes de planificación, y que de considerarse se obtendrían resultados diferentes en tales informes. Derivado de lo anterior, no resulta conveniente aprobar las ampliaciones recomendadas por el EOR.

Número 2. Para la simulación de la operación del MER se han considerado todas inyecciones y retiros de toda la región; para el cálculo de los beneficios, se calcula la variación del precio por la energía comercializada como una medida del beneficio social, luego, para el cálculo de las concentraciones de los beneficios por Agente, se considera la propiedad por Agente de todas las inyecciones y retiros resultantes de la simulación, con ampliación y sin ampliación. Considerando la aclaración de ARESEP que efectivamente en Costa Rica hay 6 Agentes adicionales, de acuerdo a sus áreas de concesión, es posible que los porcentajes de concentraciones de los beneficios por Agente cambien, y, por tanto, también cambie la clasificación de las ampliaciones realizadas en el IPLP/IACIP y su anexo.

Además de los inconvenientes señalados arriba por ARESEP; debe indicarse que al analizar los estudios presentados por el EOR se han identificado inconvenientes relacionados con el efecto económico de la pandemia del COVID-19, falta de muestras de interés en realizar las ampliaciones a riesgo, replanteamiento de soluciones nacionales de transmisión que fueron posteriormente considerados en la planificación nacional y ampliaciones de repotenciación que no están suficientemente justificadas; que suponen cambios importantes en los insumos necesarios para la elaboración de los informes de planificación, y que de considerarse se obtendrían resultados diferentes en tales informes. Derivado de lo anterior, no resulta conveniente aprobar las ampliaciones recomendadas por el EOR.

Finalmente, en cuanto a los precios de los combustibles, se han utilizado los precios internacionales proyectados por la agencia EIA, en el momento de elaboración del estudio de planificación e incorporado en los modelos de simulación, para mantener la misma referencia económica, y los posibles efectos de la carga tributaria en los precios de combustibles en Costa Rica, se considera que no afecta la planificación a largo plazo.

Número 3. Se toma nota de lo planteado por la ARESEP en cuanto a su consideración de los proyectos de inversión recomendados en los informes de planificación regional, como parte del Plan de Inversiones definido en el Plan de Expansión de la Transmisión Nacional.

Número 4. Se toma nota de que la ARESEP no tiene comentarios al IACIP.

Número 5. La norma para clasificar las ampliaciones en Planificadas o a Riesgo, es el numeral 10.6.2 del Libro III del RMER; así mismo, el desarrollo para la estimación de las concentraciones de los beneficios está claramente escrito en todos los informes de planificación. La CRIE a través de requerimientos de información ha podido verificar cómo



a partir de las salidas de los modelos de simulación, el EOR calcula los beneficios que resultan de comparar los costos operativos de los escenarios con y sin ampliaciones; luego agrupa los beneficios nodales a su correspondiente Agente y País y se estima el porcentaje de concentración de beneficios por país y por Agentes.

EPR ha señalado en su comentario que no se contabilizó otros Agentes de Costa Rica, por lo que resulta en una clasificación de Ampliación a Riesgo, el proyecto de derivación de la línea Ticuantepe – Cañas (Mogote) en la subestación La Virgen en 230 kV. Los informes que cita EPR para argumentar que dicho proyecto fue y debería ser clasificado como Ampliación Planificada, fueron basados en el cálculo de la concentración de los beneficios por nodo y nivel de voltaje, y no por Agente, tal como se establece en el RMER.

Número 6. La observación realizada por la ARESEP relacionada con los efectos del COVID 19 a corto, mediano y largo plazo, es uno de los inconvenientes identificados al analizar los estudios presentados por el EOR, que supone cambios importantes en los insumos necesarios para la elaboración de los informes de planificación, y que de considerarse, se obtendrían resultados diferentes en tales informes. Derivado de lo anterior, no resulta conveniente aprobar las ampliaciones recomendadas por el EOR.

También, considerando el contexto actual de la pandemia, se podría considerar en los futuros informes de planificación una estrategia de ejecución de las ampliaciones de transmisión, priorizando los refuerzos nacionales y, en segunda instancia, las ampliaciones de interés regional.

VI.3. Comentarios de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)

El 20 de julio de 2020, la CNEE remitió a la CRIE vía correo electrónico, el oficio GTM-45567-2020 en atención al oficio CRIE-SE-GT-GJ-383-19-06-2020, relacionado con el proceso indicado en el numeral 11.2.6 del Libro III del RMER; dicho oficio, contiene las siguientes consideraciones y comentarios:

Tabla 21 Comentarios de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)

No	Comentario
1	<i>“Deseándole éxitos en sus labores diarias, por este medio nos dirigimos a usted en atención a la nota con número de referencia CRIE-SE-GT-GJ-383-19-06-2020, relacionada con el proceso indicado en el numeral 11.2.6 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).</i> <i>En ese sentido, luego de la revisión y análisis los documentos remitidos, esta Comisión, por razones regulatorias y porque no son factibles las obras propuestas, tiene a bien solicitar a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) que proceda a rechazarlas, principalmente las obras que se listan en la tabla siguiente:</i> <i>Nueva Línea 230 kV AGU-230/PAC-230-2</i> <i>Nueva Línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2</i> <i>Nuevo Transformador MOY-230-MOY-138-1</i> <i>Banco de Capacitores en SE SMR de 30 MVAR</i> <i>Banco de Capacitores en SE PRO de 20 MVAR</i> <i>Adicionalmente, consideramos necesario manifestarle que la Planificación Regional debería estar vinculada con la Planificación Estratégica MER, lo cual no se observa en los informes referidos.</i> <i>Finalmente, adjunto al presente oficio, se remite el Anexo Técnico con los comentarios y observaciones en detalle, que justifican la posición de esta Comisión. Sin otro particular nos suscribimos, atentamente.”</i>



2	“a) Respecto a los resultados y las obras propuestas: i. Con relación a la sustitución del transformador en la subestación Moyuta 230/138 kV, actualmente de 100 MVA por uno de 120 MVA, al ser una ampliación a riesgo, y de ser aprobada por la CRIE, se entiende que deberá ser realizada, de acuerdo con el numeral 11.4.2 del Libro III del RMER. Al respecto es importante indicar que dicha instalación es propiedad de un agente transportista nacional, por lo que de llevarse a cabo un proceso de licitación pública internacional o de forma privada la sustitución del transformador a una empresa distinta, es incompatible con la regulación nacional, tomando en cuenta que habría inconvenientes no solo del activo, sino para la remuneración; además no se cuenta con un procedimiento o mecanismo legalmente establecido para ejecutar este tipo de ampliaciones; es decir no existe una normativa regional que establezca cuales van a ser los criterios para seleccionar las empresas que realicen ampliaciones fuera del país sede del agente, tomando en cuenta que en Guatemala existen varias entidades que tienen la calidad de agente transportista. En ese sentido, el informe remitido¹ contiene comentarios realizados por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) respecto a la implementación de los proyectos indicados en la Tabla de Inversión y específicamente al indicado en el numeral 2; derivado de la respuesta de la CRIE al comentario realizado por el AMM, se considera importante indicar que cualquier ampliación a realizarse en instalaciones propiedad de un agente transportista, debe de contar con la autorización de dicho transportista, conforme la reglas nacionales, toda vez que la modificación de sus instalaciones de transmisión implica un cambio en la remuneración por dichas instalaciones. Adicionalmente, se debe considerar si es posible la alternativa de incorporar una unidad de transformación que permita alcanzar en su conjunto el objetivo planteado en el plan regional, para ello se debe verificar la disponibilidad de terreno en la subestación Moyuta 230/138 kV para realizar ampliaciones, sin afectar los derechos que ya poseen otros transportistas conforme la regulación nacional.”
3	“ii. El Ministerio de Energía y Minas mediante el acuerdo 120-2020 realizó la actualización al plan de expansión del sistema de transporte, siendo el nuevo plan el “Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2020-2050”, en ese sentido, es importante tomar en cuenta que el mismo estableció que quedan sin efecto las obras planteadas en planes de expansión del sistema de transporte anteriores, que no se hayan licitado, adjudicado o que no se haya solicitado por iniciativa propia, obras dentro de las cuales se encuentra la línea AGU-PAC en 230 kV. “
4	“iii. Respecto a las obras de compensación, identificadas en los planes para Guatemala como refuerzos nacionales, es necesario que se evalué la red actual de transporte, derivado que actualmente la red de transporte cuenta con compensación reactiva en el área de influencia en las cuales se identificaron las obras por el EOR, tal como fue indicado por el operador nacional sobre el tema por lo que no serían necesarias.”
5	“iv. Respecto a la línea de interconexión entre Honduras y Nicaragua, específicamente entre las subestaciones Agua Caliente - Sandino, para la cual se utilizaría el segundo circuito de la Línea SIEPAC, no se considera necesaria dicha ampliación, ni que la misma deba ser clasificada como Planificada. Esto, tomando en cuenta que, en el escenario Al del IPLP en el IACIP, debieron indicarse las ampliaciones a los refuerzos nacionales que permitan cumplir los CCSD sin utilizar el primer circuito de la Línea SIEPAC, para que la misma esté disponible para transar 300 MW entre ambos países. Por lo anterior, considerando que actualmente cada país de la región está pagando el primer circuito de la línea SIEPAC, para contar con dicho nivel de transferencia, no se estima que dicha obra propuesta sea necesaria para mantener los 300 MW; por el contrario, es responsabilidad de los países respectivos llevar a cabo los refuerzos nacionales correspondientes. Adicionalmente, se debe tomar en cuenta que, si fuera el caso, que estas instalaciones serán utilizadas para mantener la capacidad de transmisión de 300 MW, debería ser remunerado, esta parte del segundo circuito, por los países que lo utilizan y que no ha realizado sus refuerzos nacionales, como es el caso del tramo en Nicaragua, Sandino - Masaya, pagado por la demanda de dicho país.”
6	“b) Sobre las autorizaciones: i. La CNEE no puede emitir opinión favorable en el sentido de aprobar o no las obras propuestas, sino hasta que se agote el procedimiento para atender las solicitudes de Acceso o Ampliación a la Capacidad de Transporte, establecidas en la regulación nacional. ii. Se debe tomar en cuenta que, para cualquier obra que se desarrolle en Guatemala, debe ser un agente transportista quien la desarrolle, debiendo contar con la autorización para prestar el servicio de transporte de energía eléctrica de

¹ Página 24 y 25 del Informe de CRIE No. GT-043-2020/GM-29-06-2020/GJ-76-2020 remitido mediante el oficio CRIE-SE-GT-GJ-383-19-06-2020

	iv. Proyectos candidatos de escala regional: El informe debió incluir la explicación sobre el criterio con el cual se determinó que los proyectos de escala regional deberían ser exclusivamente de gas natural y no fue considerado un mix de tecnologías. v. Planificación Estratégica del MER: Dentro de la información remitida no se incluye los objetivos que persigue la realización de estas obras ni la vinculación de los mismos a la planificación estratégica de la región, siendo esta la guía para el desarrollo del MER. “
12	“h) Observaciones de detalle al Tomo I del IPLP (Expansión Indicativa del Sistema de Generación): i. En el apartado 2.3.1 se indica que, actualmente existen limitaciones para alcanzar la capacidad de 300 MW de transferencia en algunos países derivando a que aún hace falta implementar refuerzos nacionales en algunos países; en ese sentido era recomendable tomar en cuenta dichas limitaciones, como uno de los escenarios a evaluar, ya que forma parte de las restricciones de la optimización para la expansión. ii. En el apartado 3.1 se indica que la demanda futura fue estimada con base en las proyecciones informadas por los OS/OM, al respecto era recomendable incorporar como parte del análisis, las proyecciones de los planes de expansión nacionales. iii. Respecto a los proyectos candidatos indicados en el literal a) del apartado 3.3, era recomendable indicar los criterios que fueron considerados para establecer los proyectos nacionales que tienen posibilidad de ser desarrollados. iv. Adicionalmente, respecto al literal a) del apartado 3.3) era recomendable que se aclarará a que se refiere el “desempeño de los proyectos”, y en ese sentido, se hubieran indicado los criterios que fueron considerados para establecer dicho desempeño. v. Respecto a los proyectos candidatos regionales, indicados en el literal b) del apartado 3.3) era recomendable incluir las premisas que fueron consideradas para establecer la capacidad y tecnología de los proyectos candidatos a nivel regional; asimismo, la indicación sobre si existieron otras alternativas de tecnología que fueron consideradas. vi. Respecto al literal c) del apartado 3.3, en el documento se indica que es evaluada la expansión de intercambio entre pares; sin embargo, dicha expansión no implica la incorporación física de nueva interconexión. Por lo anterior, era recomendable incluir un escenario con las restricciones actuales de transferencia con la finalidad que alguno de los escenarios de generación pudiera incluir una sensibilidad de las limitaciones de la capacidad de transmisión. vii. Con relación a la proyección de los costos de combustibles contenida en el apartado 3.5, era recomendable que se proporcionará los valores de los combustibles en sus componentes nominales (dólares por barril/galón, dólares por tonelada métrica, dólares por millones de btu, entre otros); no obstante lo anterior, en el caso que hubiere sido utilizado algún factor de conversión para llevar a referencia todos valores de los combustibles a US\$/mmbbtu, también pudo haberse incluido la referencia del factor de conversión que fue aplicado. viii. Respecto al período considerado para la integración de los proyectos regionales, apartado 3.7, era recomendable tomar en cuenta el tiempo de ejecución que le ha tomado a algunos de los proyectos de Gas Natural en la región. ix. En el apartado 3.7, en la descripción de algunos escenarios se hace referencia a que la interconexión se puede incrementar hasta 600 MW optimizando la incorporación de los tramos del segundo circuito del SIEPAC. Al respecto, era recomendable ampliar sobre qué elementos se incluyeron en la referida optimización, en virtud que en el informe se indica que la inclusión, o no, se realiza en una etapa posterior; sin embargo, no se aclara si dicha etapa está contenida en el plan de transmisión regional. x. Adicionalmente, en el apartado 3.7, se indica que para la planificación indicativa se utilizó un modelo simplificado de las redes de transmisión, con lo cual toda la generación y demandas de un mismo sistema nacional están conectadas a una barra única, en ese sentido, el análisis detallado de las redes de transmisión internas se realiza posteriormente. Por lo anterior, era recomendable que se indicara en qué punto de la planificación fue considerado el detalle de las redes internas (redes nacionales) en la planificación de la generación. xi. De acuerdo con el literal b) del apartado 5.1, se establece que a diferencia de los escenarios A 1 , A2 y B 1 , el escenario B2 tiene la opción de ampliar la capacidad de intercambios regionales hasta 600 MW; sin embargo, dicha opción también está prevista para el escenario A2, por lo cual, era recomendable que se aclarara sobre en que difiere la capacidad de los 600 MW del escenario A2 y B2. Para una mejor referencia se presenta el contenido de la tabla 25:

Tabla 25. Representación esquemática de los escenarios de expansión de la generación regional

Escenario	Proyectos nacionales seleccionados para el primer plano	Proyectos nacionales seleccionados para el segundo plano	Proyectos candidatos de energía nacional para optimizar el primer plano	Segundo escudo SIEPAC con oferta de energía	Optimización del segundo escudo SIEPAC	Capacidad operativa SIEPAC hasta 200 MW	Capacidad operativa SIEPAC hasta 400 MW
A1	✓	✓				✓	
A2	✓	✓			✓		✓
B1	✓	✓	✓			✓	
B2	✓	✓	✓		✓		✓
C1	✓		✓	✓			✓
C2	✓		✓	✓	✓		✓

xii. Respecto a los valores de la Tabla 41, era recomendable describir en qué consisten las diferencias de los MW de las interconexiones entre los escenarios B2, C1 y C2:”

Tabla 41. Expansión de generación e interconexiones y costo de inversión total por escenario

Base de datos del Sistema	A1	A2	B1	B2	C1	C2
Guatemala (MW)	155	155	155	155	155	155
Honduras (MW)	180	180	180	600	960	960
Nicaragua (MW)	772	772	772	834	515	576
Costa Rica (MW)	702	702	702	852	1,122	1,146
Panamá (MW)	333	333	333	348	57	50
Total Generación (MW)	2,142	2,142	2,142	2,789	2,809	2,886
Total Interconexiones (MW)	0	0	0	900	1,800	600
Inversión Total M\$	4,357	4,357	4,357	6,399	5,569	5,595

VI.3.1. Respuesta a comentarios de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)

Número 1. Se toma nota de la solicitud de la CNEE, para que CRIE rechace las obras propuestas principalmente para Guatemala. Además, se aclara que el procedimiento de planificación regional está fundamentado en lo establecido en el artículo 28 del Tratado Marco y en los apartados 10 y 11 del Libro III del RMER.

Número 2. El regulador nacional ha señalado, algunos inconvenientes para la ejecución de una obra de interés regional, dado que la ampliación propuesta de sustitución de un activo por otro vulnera el derecho de propiedad de un agente transportista nacional, situación que se considera atendible. Adicional a lo planteado por el regulador debe indicarse que no se observa en los estudios de planificación, una evaluación física y técnica del módulo de transformación adicional, no parece práctica la solución propuesta. Derivado de lo anterior debe rechazarse la ampliación recomendada.

Numeral 3. Debe indicarse que al analizar los estudios presentados por el EOR se ha identificado, entre otros, el inconveniente relacionado a las modificaciones en los planes de transmisión nacionales, inconveniente que supone cambios importantes en los insumos

necesarios para la elaboración de los informes de planificación, y que de considerarse se obtendrían resultados diferentes en tales informes. Por otra parte, dado que ningún Agente manifestó su interés en hacerse cargo de parte de los costos de la obra AGU-PAC en 230 kV y de la sustitución del transformador de la SE Moyuta 230/138 kV, 100 MVA por otro de 120 MVA; y en suma, por todos los inconveniente identificados para promover las ampliaciones, se está recomendando el rechazo de esta última de la lista de ampliaciones recomendadas de los informes de planificación publicados.

Numeral 4. Dado que la red de transporte cuenta con compensación reactiva en el área de San Marcos II, ante la apertura de la línea Huehuetenango II – San Marcos II que posiblemente no fue considerada al momento de iniciar los estudios de planificación; lo anterior, confirma el hecho de la base de datos original proporcionada al EOR contenía omisiones de información, constituyendo esto uno de los inconvenientes por los cuales no se estima conveniente aprobar las ampliaciones propuestas por el EOR.

Numeral 5. Los estudios técnicos que justificaron la Línea SIEPAC, la diseñaron para que, junto con las redes nacionales de transmisión, sostuviera la capacidad de diseño de 300 MW. Esta capacidad de transferencia regional no se alcanzó, debido al retraso o postergación de los refuerzos de transmisión nacionales; de este modo, la Capacidad Operativa de Transmisión (COT) se ha mantenido por debajo de los 300 MW.

Para el caso de la nueva línea de interconexión entre Honduras y Nicaragua, el EOR la propuso con el propósito de recuperar la COT en la zona, cuando siempre se ha señalado que Honduras debe realizar los refuerzos nacionales que resuelvan la congestión que se ha producido por las múltiples solicitudes de conexión de parques de generación renovables.

Con base en los argumentos antes expuestos, se considera que además de la propuesta de una tercera línea de interconexión entre Honduras y Nicaragua, se debió evaluar otras alternativas de transmisión, para resolver las restricciones de transmisión en la zona; por lo cual, se recomienda que se rechace la propuesta de tercera línea de interconexión Agua Caliente - Sandino.

Numeral 6. Se aclara que tal como lo prevé el RMER durante la etapa correspondiente al proceso de ejecución de las ampliaciones planificadas aprobadas se deben respetar los procesos de solicitud de acceso a las instalaciones de transmisión tanto a nivel nacional como regional, así como la obtención de las demás concesiones, licencias y autorizaciones nacionales correspondientes para desarrollar actividades de transmisión, lo anterior con fundamento en lo establecido en el literal c) del numeral 1.5.2.3 del Libro I, y numerales 4.5.1.1, 4.5.2 y 4.8.3 del Libro III del RMER, todo lo cual se consideraría en los respectivos documentos de licitación.

Numeral 7. El EOR aclaró en sus informes la procedencia de los costos unitarios que tomó como referencia para realizar el estudio de planificación sobre la base de la misma medida económica de toda la región; además, se entiende que las estimaciones técnicas y económicas de los proyectos fueron discutidas en el seno de los Comités Técnicos que apoyan al EOR, entre ellos el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET).

Adicionalmente, debe indicarse que las propuestas de nueva línea de transmisión, entre la subestación Aguacapa y Pacífico incluye los campos o bahías en cada extremo.

Numeral 8. i. Ver respuesta del numeral 6 que antecede. **ii.** Ver el numeral 3 y 4 de respuesta al AMM.

Numeral 9. Respecto a la factibilidad de ejecución de las obras propuestas en el contexto de la pandemia del COVID-19, debe indicarse que dado su impacto en los mercados de energía nacionales y regionales, este aspecto es uno de los inconvenientes identificados al analizar los estudios presentados por el EOR, que supone cambios importantes en los insumos necesarios para la elaboración de los informes de planificación, y que de considerarse, se obtendrían resultados diferentes en tales informes. Derivado de lo anterior, no resulta conveniente aprobar las ampliaciones recomendadas por el EOR.

Numeral 10. El RMER, en su numeral 10.6.2 del Libro III, establece que se incluyen en la lista de ampliaciones recomendadas, instalaciones “...cuya construcción debería comenzar en los dos (2) años siguientes”. Adicionalmente, debe indicarse que al analizar los estudios presentados por el EOR se han identificado inconvenientes relacionados con variaciones importantes en la proyección de la demanda, cambios en los planes de generación nacionales, el efecto económico de la pandemia del COVID-19, falta de muestras de interés en realizar las ampliaciones a riesgo, omisión de información de agentes, replanteamiento de soluciones nacionales de transmisión que fueron posteriormente considerados en la planificación nacional y ampliaciones de repotenciación que no están suficientemente justificadas; que suponen cambios importantes en los insumos necesarios para la elaboración de los informes de planificación, y que de considerarse se obtendrían resultados diferentes en tales informes. Derivado de lo anterior, no resulta conveniente aprobar las ampliaciones recomendadas por el EOR.

Numeral 11. La información para el levantamiento de la base de datos regional que se utiliza en el proceso de planificación regional es proporcionada por los OS/OM por medio de protocolos y certificaciones que ha implementado el EOR con cada uno de los encargados de cada país; por tanto, se considera que los mecanismos de homologación mencionados ya están implementados. Por otra parte, con relación a los aspectos observados sobre la información utilizada para los estudios, se ha señalado por los OS/OM que las variaciones son importantes respecto a la información original con se realizaron los estudios de planificación; además se han identificados otros inconvenientes como lo son variaciones importantes por el efecto económico de la pandemia del COVID-19, falta de muestras de interés en realizar las ampliaciones a riesgo, omisión de información de agentes, y ampliaciones de repotenciación que no están suficientemente justificadas; los cuales suponen cambios importantes en los insumos necesarios para la elaboración de los informes de planificación, y que de considerarse se obtendrían resultados diferentes en tales informes. Derivado de lo anterior, no resulta conveniente aprobar las ampliaciones recomendadas por el EOR.

Finalmente, con relación a lo planteado en el romano v, de que los informes de planificación no tienen vinculación con la Planificación Estratégica del MER; la planificación de la expansión regional de la generación y la transmisión está basada en la metodología, criterios y procedimientos establecidos en el capítulo 10 del Libro III del RMER, y en este contexto, las obras propuestas están de acuerdo con el objetivo de ampliar la Capacidad de Transmisión Regional, lo cual está vinculado con el objetivo estratégico del PEI/CRIE: “ *contribuir desde el ámbito regulatorio a la disponibilidad y confiabilidad de la RTR, para maximizar su uso y ampliar la capacidad operativa entre cualquier par de países miembros*”.

Numeral 12. i. El modelo de expansión si considera los escenarios que modela la red de transmisión con sus limitaciones y se selecciona para cada una de las restricciones de



transmisión, la obra de transmisión candidata que supera el incumplimiento y maximiza el beneficio social. **ii.** Las proyecciones de demanda son estimadas por cada país. **iii.** Los criterios para seleccionar los proyectos candidatos utilizados en el estudio de planificación regional, fueron acordados entre el EOR y los especialistas que integran el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Generación -CTPEG con base en los planes nacionales. **iv.** Para futuros informes se considerará que se incluya los criterios utilizados que demuestran el mejor desempeño para el sistema regional. **v.** Para futuros informes se considerará que se incluya mayor detalle de las premisas utilizadas para establecer los proyectos candidatos. **vi a xii.** El resto de las observaciones, así como las anteriores, se considerarán para que se incluya en los futuros informes de planificación donde corresponda, los detalles que necesitan ser ampliados.

VI.4. Comentarios de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)

Tabla 22 Comentarios de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)

No	Comentario
1	<i>Con respecto a los informes de Diagnostico de Mediano Plazo de la RTR para el período 2019 -2023, Informe de Planificación de Largo Plazo de la Generación y Transmisión Regional para el Periodo 2019 -2028 e Informe sobre la Atención a la Resolución CRIE-43-2019, Análisis de Sensibilidad del Escenario A1 en el Marco del Informe Planificación de Largo Plazo de la Generación y Transmisión Regional para el Periodo 2019 -2028, te comento, que después haber discutido en reunión con la Gerencia de Mercado y el EOR, los detalles de los informes y los esfuerzos realizados para tener documentos que sirvan a la región para el desarrollo de la infraestructura de transmisión regional que es necesaria para permitir más transacciones regionales y revisar los informes y comentarios realizados por los agentes y OS/OM, nos parece que en términos generales, los informe ajustados están listo para que sean divulgados a la región y no deben retrasarse más para ser sometidos a su aprobación, a fin de que cada país tome las medidas necesarias para evaluar y ejecutar las obras de refuerzos nacionales recomendados. En ese sentido, los comentarios generales que tenemos son los siguientes:</i>
2	<i>1. Debido a que realizar la planificación de la generación y transmisión región resulta un esfuerzo bastante grande en tener actualizado una base datos regional, pronósticos de largo plazo en demanda, proyectos en ejecución y programados y una revisión regional de los resultados en forma oportuna y rápida, se consideramos que es necesario, someter a consideración, una vez más, la opción de separar en la temporalidad para presentar los informes de mediano y largo plazo, por parte del EOR, considerando una ventana de 3 años o considerar unir los informe de mediano y largo plazo en un solo esfuerzo regional para sean presentados cada 3 años. Estas opciones deben ser discutidas con el EOR a fin de consensuar la mejor alternativa.</i>
3	<i>2. Uno de los resultados del proceso de planificación es la identificación de las obras de refuerzos nacionales con sus costos estimados por país, a fin de mantener la capacidad de intercambio entre países en 300 MW. Al respecto, se recomienda que las obras identificadas en cada país, una vez aprobado los informes, sean remitidas con nota de la CRIE a las autoridades nacionales que correspondan a fin de que se evalúen las obras, para ser incorporadas en los planes nacionales y formen parte del programa de obras a desarrollar para mantener el compromiso regional de una capacidad de transporte de la línea SIEPAC en 300 MW.</i>
4	<i>3. En vista que los resultados del proceso de planificación comprenden un estado de partida que con el tiempo queda desactualizada, es recomendable que la CRIE y el EOR pueda discutir la conveniencia para promover o definir la estrategia para la ejecución de las obras regionales a riesgo que resulten, así como las obras planificadas. En este tema debería también participar el CDMER, pues de interés regional.</i>



4. Respecto a los proyectos de refuerzos nacionales que resultan en cada país, a veces existen diferencias con los encargados nacionales de realizar los proyectos, que son las empresas transmisoras nacionales, fundamentalmente, porque las obras son en diferente ubicación pero con el mismo objetivo o el resultado de la planificaciones nacionales identifican otra opción diferente para lograr el mismo objetivo de refuerzo nacional. En esas circunstancias, de presentarse dicha situación, la CRIE y el EOR debe consultar con las empresas transmisoras sobre esas diferencias para mejorar la planificación regional y darle seguimiento a la ejecución de las obras.

VI.4.1. Respuestas a comentarios de la SIGET

Numeral 1. De acuerdo con lo establecido en el numeral 11.2.6 del Libro III del RMER, lo que concierne sobre los informes de planificación publicados por CRIE, y que fueron elaborados por el EOR; es la aprobación o rechazo de cada una de ampliaciones recomendadas.

Al respecto, debe indicarse que se ha identificado otros inconvenientes como lo son variaciones importantes en la proyección de la demanda, cambios en los planes de generación nacionales, el efecto económico de la pandemia del COVID-19, falta de muestras de interés en realizar las ampliaciones a riesgo, omisión de información de agentes y ampliaciones de repotenciación que no están suficientemente justificadas; los cuales suponen cambios importantes en los insumos necesarios para la elaboración de los informes de planificación, que de considerarse, se obtendrían resultados diferentes en tales informes. Derivado de lo anterior, no resulta conveniente aprobar las ampliaciones recomendadas por el EOR.

Numeral 2. La propuesta de cambiar la periodicidad para la presentación de los informes de planificación establecida en el numeral 10.1.3 del Libro III del RMER, se está evaluando como parte de la consultoría de revisión de la normativa de planificación regional, que la CRIE está llevando a cabo actualmente.

Numeral 3. Se toma nota de la recomendación de la SIGET. Respecto de los refuerzos de transmisión, la planificación nacional debería identificar los refuerzos de transmisión nacional atrasados, cuya construcción, superen las congestiones e incumplimientos de los CCSD para alcanzar los 300 MW de capacidad de transmisión regional como parte de los compromisos adquiridos por todos los países para la ejecución del proyecto SIEPAC; en su defecto, el EOR, a través de los estudios de planificación ha tenido que identificar las restricciones a las transferencias regionales, diseñar una solución, y separar los refuerzos de transmisión que le son propios a la planificación nacional para el abastecimiento de la demanda y alcanzar las transferencias de 300 MW, respecto de las expansiones de interés regional.

Con relación a la aprobación de los informes, remítase a la respuesta número 1 a la SIGET.

Numeral 4. En todo proceso de planificación que utiliza una información de partida, queda desactualizada con el tiempo por la incertidumbre asociada a la información; no obstante, en dicho proceso, se selecciona entre todos los escenarios y proyecciones, aquella que representan la tendencia central de las mismas. Para discutir la conveniencia de promover la ejecución de las obras de interés regional, es necesario en primer lugar, aprobar o desaprobar las ampliaciones sobre las conclusiones obtenidas de los análisis de los informes, las observaciones de los OS/OM y los reguladores nacionales; y como resultado de ello, se ha

identificados los inconvenientes señalados en el numeral 1 que precede y por lo cual, no resulta conveniente promover dichas ampliaciones.

Numeral 5. La consulta a los Agentes Transmisores como de las autoridades responsables de la planificación de la expansión de la generación y la transmisión nacional, forman parte del proceso de planificación regional que el EOR ha implementado, desde la entrega de información para el levantamiento de la base de datos hasta la formulación de soluciones de transmisión durante los estudios de planificación.

VI.5. Comentarios de la Autoridad de Servicios Públicos (ASEP)

Tabla 23 Comentarios de la Autoridad de Servicios Públicos (ASEP)

No	Comentario
1	<u>Comentarios Generales:</u> • Comprendemos que existe un desfase entre los informes de Planificación Regional y los correspondientes que se realizan a nivel nacional, por la propia naturaleza de cómo se realizan los primeros. En ese sentido, nos parecería saludable que la publicación de este documento tuviera un matiz más que nada indicativo y orientativo, tendiente a que el próximo documento que se realice, considere elementos más actualizados dentro de los planes nacionales y, muy importante, considere el impacto de la pandemia del COVID-19 que ha tenido y seguirá teniendo impactos en el corto y mediano plazo en cada uno de los países de la región. Cabe mencionar que vemos de forma positiva que en la elaboración del próximo documento se mantenga la práctica de separar los refuerzos regionales (ampliaciones) de los refuerzos nacionales.
2	• En ese sentido, observamos (como se verá en los comentarios específicos) que algunos proyectos presentados en el caso de Panamá no están alineados con el Plan de Expansión; al menos con el más reciente, por lo que estos proyectos deberían ser revisados. Entendemos que en la elaboración de estos participa personal que tiene que ver con la planificación de la transmisión nacional, por lo que esta diferencia puede deberse a lo indicado en el punto anterior, de allí que resaltamos la importancia de revisar este documento y no aprobar obras que, en apariencia, no están alineadas con los últimos planes de expansión.
3	• Un aspecto estructural, que también comprendemos no es atribuible al informe per sé, pero sí se refleja en el mismo es la definición de obras como ampliaciones regionales planificadas o con beneficio regional o a riesgo, cuyos criterios de clasificación involucran valorizar el beneficio social y contrastarlo contra límites preestablecidos. ○ El criterio utilizado, conforme nos fuera mostrado en la presentación es que entre menos concentrado está un beneficio es mejor, es decir que los beneficios sean más distribuidos entre países y agentes; en este caso la obra se puede aceptar como “planificada”. Los límites para definir si una obra califica como planificada es que; i) la concentración del beneficio para un país sea menor al 80%, ii) para 1 solo agente sea menor a 50% y, iii) para 3 agentes sea menor al 80%. Si es mayor a los límites tiene que ser a riesgo. Se indicó también que para calcular la concentración del beneficio de un país se divide el beneficio de ese país, entre la suma de los beneficios de todos los países con beneficio positivo.
4	○ En el caso de los países extremos, y máxime si la línea SIEPAC no recorre longitudinalmente su geografía, se puede concluir a priori, que los beneficios de obras que queden “aguas abajo” del punto de interconexión con la línea SIEPAC, independientemente de que formen parte de la RTR se concentran en el país y sus agentes, con lo que automáticamente dichas obras no cumplirían con el criterio i) antes expuestos, como se aprecia en el informe presentado y su calificación generalmente es “a riesgo” lo cual puede ser ampliamente discutido en el sentido de que en toda transacción regional se benefician (simétrica o asimétricamente) dos partes ubicadas en puntos diferentes de la geografía nacional, por lo que la ubicación de beneficios en exceso a un solo país debe revisarse. Esto no se observa tanto en los países intermedios ya que los beneficios consideran el del país exportador, el del país importador y el de todos los países intermedios que tienen beneficios por transmisión regional, lo cual diluye los beneficios.

5	○ Luego al identificar obras necesarias o de refuerzo nacional, y luego no caber como ampliaciones planificadas, se requerirá la incorporación de estas en los planes nacionales bajo la ya referida categoría de refuerzo nacional. Hay que considerar que se ha señalado de que para mantener la capacidad de transmisión en la RTR se requiere que todas las obras sean realizadas, incluyendo los refuerzos. El riesgo que podría presentarse es que se caiga en contradicción al identificar obras que se aprecie que son de beneficio particular, no estén inicialmente consideradas en los planes nacionales y sean catalogadas como refuerzo, lo que luego demandaría su incorporación en los planes nacionales, aunque originalmente no lo hubieran estado, con los consecuentes costos para la demanda nacional en el caso de Panamá.
6	○ No se está en contra de estas ampliaciones a riesgo, sin embargo se necesita encontrar los mecanismos para que se desarrollen ambos tipos de obras, ya que las capacidades de transferencia objetivo, no se pueden lograr sin el desarrollo de ambas (refuerzos regionales y nacionales).
7	<u>Comentarios Particulares:</u> Revisando el documento presentado, hemos anotado los siguientes elementos específicos. • En la tabla 1 del Informe “09 Observaciones a Informe planificación 2019 _2028 v FORMALIZADO”, contenido de los comentarios y observaciones recibidos de OS/OM de cada país, se presentan los posibles candidatos a hacerse cargo de las ampliaciones identificadas a riesgo. ▪ Entre estos posibles candidatos figuran participantes productores panameños, sería necesario aclarar, si a estos posibles candidatos se les ha remitido alguna comunicación formal sobre su interés de llevar a cabo estos proyectos, toda vez que cualquier inversión en el sector eléctrico y más si es considerada como riesgosa, conlleva elevados montos de inversión de capital, el periodo de recuperación es alto y el atractivo de los mismos, dependerá de la valoración de muchos aspectos, tanto cualitativos como cuantitativos, que muchas veces rebasan al inversionista privado.
8	• En la tabla 2 del Informe “09 Observaciones a Informe planificación 2019 _2028 v FORMALIZADO”, se presenta la Lista de ampliaciones – Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo 2019-2023, la cual entendemos que para su identificación se utilizó la base del PESIN 2017. ▪ Se hace necesaria la revisión integral de las características técnicas de los proyectos identificados, con las bases más recientes. Adicionalmente, consideramos prudente tomar en cuenta escenarios de caída de demanda debido a situación actual que vive la región debido a la pandemia de COVID-19.
9	• En lo que respecta a los proyectos de la Tabla 5 Lista de ampliaciones recomendadas en el Informe de Planificación de Largo Plazo 2019-2028, del Informe 09 Observaciones a Informe planificación 2019 _2028 v FORMALIZADO. ▪ De igual forma que lo planteado para la tabla 2, se hace necesario una revisión completa de las características técnicas, donde se utilice como base información más reciente y se considere dentro de los escenarios a evaluar la caída de demanda debido a la situación actual debido a la pandemia de COVID-19.
10	• En la Tabla 6 del Informe, se presentan los proyectos considerados como refuerzos de transmisión nacionales. ▪ Sobre el particular se comenta lo siguiente: ➤ <u>Nueva línea de transmisión Mata de Nance - Caldera 115 kV:</u> actualmente, entre estas dos subestaciones existen 2 circuitos que evacúan la generación de 6 centrales hidroeléctricas (aproximadamente 154 MW), se debe indicar si este nuevo proyecto es para que se cumpla el criterio N-1, toda vez que este proyecto no está identificado en el plan de expansión nacional. ➤ <u>Nuevo Autotransformador en SE Mata de Nance 230/115/13.8 kV, 70 MVA:</u> El voltaje del devanado terciario de todos los transformadores existentes en dicha subestación coincide con el del patio de 34.5 KV destinado a distribución. Actualmente hay tres (3) autotransformadores. Recientemente el T1 fue reemplazado por uno de 100 MVA aumentando la capacidad, para cumplir con el criterio N-1. Consideramos que este proyecto debe revisarse, ya sea indicando el beneficio de incorporar este nuevo voltaje o en su defecto descartarse. ➤ <u>Nueva línea de transmisión Fortuna – Guasquita 230 kV:</u> Existe confusión en la nomenclatura utilizada en los informes, debido a que se infiere que se tratara de la Línea Fortuna-Guasquitas, en vez de la línea Fortuna - Mata de Nance. Consideramos que este punto debe aclararse, ya que existen dos (2) circuitos entre la subestación Fortuna y Mata de Nance, y un (1) circuito entre Guasquitas y

	<i>Fortuna (realmente se trata de un anillo). Consideramos que se debe aclarar o explicar por qué se requiere este proyecto.</i> ➤ <u>Nueva línea de transmisión Panamá – Cáceres:</u> <i>por el conductor 477 MCM ACSR seleccionado, se infiere que se trata de una línea aérea. Hay que resaltar que, por ubicarse en una zona altamente residencial no hay servidumbre, por ende en los planes de expansión más recientes en Panamá, se contempla una nueva línea subterránea de poco menos de 1 Km de longitud. Consideramos que existe confusión sobre este proyecto por lo que debería revisarse y en su defecto descartarse.</i> ➤ <u>Nueva línea de transmisión Fortuna – Chiriquí Grande:</u> <i>En cuanto a la 4ta Línea de transmisión comprendida entre las subestaciones Chiriquí Grande y Panamá III, operada inicialmente en 230 kV y posteriormente en 500 kV, la misma aún no ha sido licitada y está sujeta a revisión en futuros planes de expansión, por lo que consideramos que es muy apresurado indicar, que se necesita una línea entre una subestación que no está construida y Fortuna. De igual forma se indica en la tabla de repotenciaciones entre la subestación Chiriquí Grande y Changuinola y Chiriquí Grande y La Esperanza, esto debe ser revisado.</i>
11	• En cuanto a los criterios de seguridad, <i>no está claro cuáles son los criterios utilizados, toda vez que el RMER no distingue si se utiliza capacidad normal térmica (RATE A) o en emergencia (RATE C). Consideramos que se debe indicar qué criterios se utilizaron, o en su defecto utilizar el criterio más estricto entre la normativa nacional y el RMER.</i>
12	• Otros. <i>Existe alta probabilidad de que muchos de los países miembros y participantes productores (generadores), reevalúen los proyectos de inversiones y como consecuencia, estos extiendan los tiempos para la implementación de los proyectos o en casos desistan de los mismos, debido a la situación económica actual producto de la pandemia del COVID-19.</i> <i>Se deberán realizar los ajustes en los proyectos, toda vez que existen inconsistencias en la parte técnica presentada y en cuanto a las evaluaciones de estos, no están debidamente sustentadas para el caso de Panamá. En el caso específico de Panamá, esta Autoridad ha extendido una autorización a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. para que no entregase el Plan de Expansión 2020, que tenía fecha de entrega el 30 de junio de 2020 y en su lugar le otorgó hasta el 30 de diciembre para que tuviera oportunidad de incorporar a sus análisis el desempeño de las principales variables, tales como el comportamiento de la Demanda luego de superada la pandemia de COVID-19, actualizando los tiempos para los proyectos y las características de cada uno. Consideramos que se debería hacer algo similar.</i>

VI.5.1. Respuesta a comentarios de la ASEP

Número 1. Se toma nota de los inconvenientes señalados por ASEP tales como el desfase en información y los efectos de la pandemia COVID 19, mismos que sumados a otros inconvenientes identificados tales como: variaciones importantes en la proyección de la demanda, cambios en los planes de generación nacionales, falta de muestras de interés en realizar las ampliaciones a riesgo, omisión de información de agentes, ampliaciones de repotenciación que no están suficientemente justificadas; los cuales suponen cambios importantes en los insumos necesarios para la elaboración de los informes de planificación, que de considerarse se obtendrían resultados diferentes en tales informes, por lo que no resulta conveniente aprobar las ampliaciones recomendadas por el EOR.

Con relación a que se mantenga la práctica de separar las ampliaciones de interés regional de los refuerzos nacionales en los próximos informes de planificación, se indica que actualmente se está revisando la normativa de planificación mediante una consultoría dentro de la cual, entre otros se valorará mejorar la metodología de identificación de esos proyectos.

Numeral 2. Al igual que ASEP, los distintos OS/OMs y reguladores nacionales señalan que hay variaciones en los datos de entrada respecto a los datos actuales, y la conveniencia de revisar los resultados de los informes de planificación; sin embargo, debido a los

inconvenientes señalados en el numeral 1 de respuesta que precede, se aconseja rechazar las ampliaciones recomendadas en los informes de planificación publicados.

Numeral 3. Lo que comenta ASEP es correcto, tal como se establece en el numeral 10.6.2 del Libro III del RMER. Además, vale la pena indicar que en el numeral 10.1.1 del mismo Libro, se establecen los criterios generales del SPTR y en el numeral 10.2.1 del mismo Libro los alcances de la planificación de largo plazo.

Numeral 4. Los beneficios económicos se estiman por las diferencias en los precios nodales que resultan de comparar los escenarios con y sin ampliación, multiplicados por la energía transada, para cada uno de los agentes que inyectan como los que retiran de cada área de control; y esto se verifica en la simulación de la operación, convergiendo el despacho económico para cada bloque de demanda, y esto no depende de la ubicación geográfica de los Agentes, más bien de la oferta y la demanda.

Numeral 5. Respecto al riesgo que considera la ASEP, si se sigue la metodología, es improbable que una obra a riesgo se clasifique posteriormente como refuerzo nacional, porque los refuerzos nacionales se determinan primero en condiciones de autoabastecimiento y para superar congestiones propias de la red nacional; y, las ampliaciones de interés regional se determinan en una etapa posterior para mantener al menos 300 MW en el periodo de planificación.

Numeral 6. Es correcto lo indicado por ASEP, en relación a que se deben desarrollar ambos tipos de ampliaciones de interés regionales y los refuerzos nacionales con el objeto de lograr las capacidades de transferencia objetivo.

Numeral 7. A todos los Agentes identificados como candidatos a llevar a cabo Ampliaciones a Riesgo indicados en la Tabla 01 del Informe No. GT-043-2020/GM-29-06-2020/GJ-76-2020 se les notificó formalmente los días 24 y 26 de febrero de 2020, comunicación en donde se solicitaba su muestra de interés para hacerse cargo de dichas ampliaciones; a la fecha de cierre de la consulta, no se recibió comunicación alguna por parte de los Agentes.

Numeral 8, 9 y 10. Los estudios de planificación presentados por el EOR, están basados en la Base de Datos Regional informada en su momento por los OS/OM; en este sentido, los resultados finales se obtuvieron con la información disponible y los estudios realizados fueron ejecutados y ajustados con base al RMER.

No obstante lo anterior, debe indicarse que se han identificado inconvenientes relacionados con variaciones importantes en la proyección de la demanda, cambios en los planes de generación nacionales, el efecto económico de la pandemia del COVID-19, ausencia de muestras de interés en realizar las ampliaciones a riesgo, omisión de información de agentes, replanteamiento de soluciones nacionales de transmisión que fueron posteriormente considerados en la planificación nacional, y ampliaciones de repotenciación que no están suficientemente justificadas; que suponen cambios importantes en los insumos necesarios para la elaboración de los informes de planificación, y que de considerarse se obtendrían resultados diferentes en tales informes. Derivado de lo anterior, no resulta conveniente aprobar las ampliaciones recomendadas por el EOR.

Números 11. Como parte del procedimiento de planificación utilizado por el EOR, se determinaron ampliaciones de transmisión para hacer cumplir los CCSD, el cual, establece como límite de sobrecarga el 100% de la capacidad nominal (equivalente al límite térmico



continuo) de la línea de transmisión o del transformador; dicho límite, es utilizado en la Base de Datos Regional según lo establece el RMER, sea que se trate del PSS/E, del SDDP o el NETPLAN. Según el numeral 16.2.9.2 del Libro III del RMER, *“Los CCSD deberán ser utilizados en el diseño de nuevas instalaciones y las modificaciones a las existentes, la planificación de la operación incluyendo la programación del mantenimiento, la operación en tiempo real, el predespacho, el redespacho, el análisis de eventos y en general para la realización de todos los estudios eléctricos del SER.”* Operativamente es válido permitir que una línea se cargue temporalmente más con el criterio RATE C, pero a nivel de la planificación de la expansión de mediano y largo plazo, no. Debe indicarse que para efectos de la planificación regional se deben respetar solamente los CCSD regionales. Sin embargo, a pesar de las diferencias en los CCSD, el EOR realizó un análisis adicional en el IPLP: solo para efectos de comparación, presenta el análisis de sobrecarga con respecto al Rate C, tal como se muestra en las Tablas 94, 95 y 96 del IPLP.

Número 12. Adicional a los problemas que plantea la situación económica actual producto de la pandemia del COVID-19, se han identificados otros inconvenientes como los señalados en el numeral 8, 9 y 10 de respuesta que precede; por lo cual, se recomienda no aprobar las ampliaciones recomendadas en los informes de planificación publicados.

VI.6. Comentarios de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

El 07 de agosto de 2020 se recibió el oficio No. CREE 125-2020, en atención al oficio CRIE-SE-GT-GJ-385-19-06-2020, relacionado con el proceso indicado en el numeral 11.2.6 del Libro III del RMER; dicho oficio, contiene las siguientes consideraciones y comentarios:

Tabla 24 Comentarios de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

No	Comentario
1	La CREE ha estudiado las recomendaciones contempladas en dicho plan, las cuales compartimos de manera general, sin embargo, encontramos que el actual plan de expansión de la red de transmisión de Honduras no contempla el total de obras identificadas en el plan elaborado por el EOR y que son requeridas para lograr los niveles de intercambio entre países que se ha establecido.
2	En ese sentido, queremos confirmar que la CREE establecerá los mecanismos que le permitan al país llevar a cabo la planificación y construcción de los refuerzos nacionales que resulten idóneos para alcanzar los niveles de intercambio entre países que la CRIE ha establecido.

VI.6.1. Respuesta a los comentarios de la CREE

Número 1. Al respecto, cabe mencionar que se han recibido múltiples observaciones sobre diferencias o desviaciones en los datos utilizados por el EOR para la elaboración de los informes de planificación, entre ellos los programas de expansión de la transmisión nacionales, adicionalmente se han identificado inconvenientes relacionados con variaciones importantes en la proyección de la demanda, el efecto económico de la pandemia del COVID-19, ausencia de muestras de interés en realizar las ampliaciones a riesgo, omisión de información de agentes, replanteamiento de soluciones nacionales de transmisión que fueron posteriormente considerados en la planificación nacional y ampliaciones de repotenciación



que no están suficientemente justificadas; que suponen cambios importantes en los insumos necesarios para la elaboración de los informes de planificación, y que de considerarse se obtendrían resultados diferentes en tales informes. Derivado de lo anterior, no resulta conveniente aprobar las ampliaciones recomendadas por el EOR.

Número 2. Se toma nota al respecto.

VII. ANÁLISIS

VII.1. General

VII.1.1. Sobre la clasificación de las obras

Como resultado de los informes de planificación evaluados se obtuvieron: a) Obras de interés nacional para superar restricciones por incumplimientos de los CCSD con base a un escenario de autosuficiencia energética, tal como se estableció en la resolución CRIE-43-2019; y b) Obras de interés regional planificadas y a riesgo, necesarias para mantener una capacidad mínima de 300 MW en el horizonte de planificación de 10 años. Las obras de interés nacional son obras que se recomiendan construir para el abastecimiento local de la demanda y cumplir con los CCSD sin utilizar la capacidad de transmisión regional de la Línea SIEPAC. Las obras de interés regional son clasificadas de acuerdo al porcentaje de concentración de los beneficios que producen las obras, de acuerdo a lo establecido en el numeral 10.6.2 del Libro III del RMER.

Dicha clasificación, está basada en el cálculo de los beneficios económicos, los cuales se estiman por las diferencias en los precios nodales que resultan de comparar los escenarios con y sin ampliación, multiplicados por la energía transada, para cada uno de los agentes que inyectan como los que retiran de cada área de control; y esto se verifica en la simulación de la operación, convergiendo el despacho económico para cada bloque de demanda, y no depende de la ubicación geográfica de los Agentes, más bien de la oferta y la demanda; luego, para el cálculo de las concentraciones de los beneficios por Agente, se considera los beneficios acumulado por país y por Agente de todas las inyecciones y retiros.

Una ampliación para que sea clasificada como planificada o a riesgo depende de la distribución de los beneficios que provoca la ampliación; así, por ejemplo, Costa Rica y Panamá se pueden beneficiar más que el resto de los países, incluso que del mismo país donde se ubica la ampliación (Nicaragua), cuando se resuelve una congestión a las exportaciones de los países mencionados primero. El impacto de dicha obra sería que el perfil de exportaciones aumenta sustancialmente, respaldado por el aumento de las inyecciones de Costa Rica y Panamá, y por la reducción de las inyecciones en el resto de los países.

Así, los Agentes que resultan beneficiados depende de la congestión que se elimina, y dónde se localiza; por ejemplo, se identifica un incumplimiento en Honduras del criterio de seguridad ante la pérdida de un elemento de transmisión (N-1), se resuelve con un nuevo transformador en una subestación y como consecuencia, se elimina la congestión a las importaciones de Honduras. Los Agentes que se benefician con la eliminación de dicha congestión, son los que tienen la mejor oferta de energía respecto al MER y determinará las transferencias entre países.



De acuerdo a la aclaración de ARESEP, que efectivamente en Costa Rica hay 6 Agentes adicionales, que representan sus áreas de concesión; es posible que los porcentajes de concentraciones de los beneficios por Agente cambie, y, por tanto, también cambie la clasificación de las ampliaciones realizadas en el IPLP/IACIP y su anexo. Considerando la gran importancia de esta nueva información sobre la clasificación de la lista de obras recomendadas, se confirma el cuestionamiento sobre la validez de los resultados obtenidos en el IPLP/IACIP acerca de la clasificación de las ampliaciones como ampliaciones planificadas y a riesgo.

Se aclara que el EOR, originalmente basó su evaluación en la información oficial que indica que, solamente son 2 agentes de Costa Rica, información reportada por el CENCE-ICE.

Se continuará con los esfuerzos de revisión de la metodología de planificación, incluyendo los criterios de clasificación de obras de interés regional como ampliaciones planificadas y a riesgo, y los mecanismos que posibiliten su ejecución.

VII.1.2. Sobre la evaluación económica de las ampliaciones

Con respecto a las ampliaciones recomendadas, tal como lo expresa el EOR en las conclusiones de los estudios de planificación, es el conjunto de obras, ampliaciones de interés regional y refuerzos nacionales o de interés nacional, que se considera técnicamente necesarias para alcanzar las metas de la planificación; así, para implementar las transferencias mínimas regionales de 300 MW cumpliendo con los CCSD, es el conjunto de obras que se considera económicamente viables, porque en conjunto cumple con los indicadores económicos establecidos en el RMER.

La factibilidad económica de las ampliaciones recomendadas no se cumple para todas, de manera individual, es decir, los indicadores económicos como la TIR, el VPN de los Beneficios y el VPN del flujo de caja representado a partir de la inversión y los ahorros de los costos de operación, no son positivos. Mientras que las evaluaciones económicas por grupo-país, si reflejan resultados positivos.

Por lo anterior, una aprobación parcial de las obras o una priorización de las mismas, produciría un beneficio económico menor respecto al beneficio total esperado, ya que las transferencias estarían limitadas a una capacidad operativa de transmisión menor que 300 MW.

VII.1.3. Sobre las ampliaciones a riesgo

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).

A partir del análisis de los informes, se ha identificado los siguientes inconvenientes:

- a) Clasificación de ampliaciones que no son compatibles, tales como la nueva línea SBV-SPS (planificada) y los dos autotransformadores en la subestación SPS (a riesgo); dado que, en los informes de planificación se consideran soluciones de



conjunto para obtener los beneficios técnicos y económicos, es posible argumentar que de no construirse uno de los dos autotransformadores en la subestación SPS, impactaría en la capacidad de transmisión del conjunto.

- b) Dificultades para que un Agente externo en algunos países pueda realizar las ampliaciones en dicho país; en este sentido, se visualiza la necesidad de evaluar este tipo de inconveniente y, si corresponde, armonizar las normativas nacionales para que posibiliten la inversión extranjera en la capacidad de transporte nacional, con base al principio del Libre Acceso, y cumpliendo con los requerimientos para el acceso de la red nacional.

VII.1.4. Sobre la tercera línea de interconexión Agua Caliente - Sandino

El IACIP fue un requerimiento de la CRIE al EOR para analizar un escenario de autosuficiencia e identificar, a partir de la lista de ampliaciones recomendadas en el IPLP, cuáles serían refuerzos nacionales de transmisión sin hacer uso de la capacidad de transmisión regional, representado en la Línea SIEPAC, para el abastecimiento local de la demanda; un tipo de análisis complementario sería, que los países realizaran la planificación nacional considerando escenarios de transferencias de 300 MW y que identificaran a su conveniencia, los refuerzos de transmisión nacionales para alcanzar la capacidad de transferencia regional de 300 MW fijada mediante la resolución CRIE-P-20-2014.

Por otra parte, los estudios técnicos que justificaron la Línea SIEPAC, la diseñaron para que, junto con las redes nacionales de transmisión, sostuviera la capacidad de diseño de 300 MW. Esta capacidad de transferencia regional no se alcanzó o no se iba alcanzando en la medida que se iban cerrando los tramos de la Línea SIEPAC, debido al retraso o postergación de los refuerzos de transmisión nacionales que se habían comprometido los países en realizar, a través de los agentes transmisores de cada país; de este modo, la Capacidad Operativa de Transmisión (COT) se ha mantenido por debajo de los 300 MW.

Mientras, el crecimiento de la demanda y el parque de generación han ido reconfigurando y saturando las redes de transmisión, y a medida que las Solicitudes de Conexión a la RTR aumentaban, el EOR solamente verificaba que se mantuviera o que no se redujera la COT entre países cumpliendo con los criterios regionales -CCSD- del RMER. En este sentido, el Libre Acceso, principio fundamental de las redes de transmisión en el contexto del MER, ha sido utilizado solamente para la conexión a la RTR de nuevos proyectos para el abastecimiento local de la demanda, haciendo uso de la capacidad regional de transmisión.

Para el caso de la nueva línea de interconexión entre Honduras y Nicaragua, el EOR la propuso con el propósito de recuperar la COT en la zona, cuando siempre se ha señalado que Honduras debe realizar los refuerzos nacionales que resuelvan la congestión que se ha producido por las múltiples solicitudes de conexión de parques de generación renovables.

Con base a los argumentos antes expuestos, se considera que además de la propuesta de una tercera línea de interconexión entre Honduras y Nicaragua, se debió evaluar otras alternativas de transmisión, para resolver las restricciones de transmisión en la zona; por lo cual, se recomienda que se rechace la propuesta de tercera línea de interconexión Agua Caliente - Sandino.



VII.1.5. Sobre la base de datos regional

La información para el levantamiento de la base de datos regional que se utiliza en el proceso de planificación regional es proporcionada por los OS/OM por medio de protocolos y certificaciones que ha implementado el EOR; y que además, participan activamente en el Comités Técnico de Planificación de la Expansión de la Generación (CTPEG) y en Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET).

Se ha señalado que la información disponible y suministrada por el OS/OM al EOR para elaborar los estudios de planificación, objeto de este informe, hoy en día se considera que tiene algunas desviaciones respecto a la información original con que se realizaron los estudios de planificación, como son: la proyección de la demanda, programas de ejecución de obras con retrasos en la puesta en marcha de plantas, omisión de información de otros agentes, propuestas alternas de refuerzos o ampliaciones de la transmisión que no fueron considerados en la planificación regional, así como ampliaciones de repotenciación que no están suficientemente justificadas; dichas diferencias, se considera no son atribuibles al EOR; más bien, son atribuibles a la incertidumbre asociada a la información que le fue suministrada como insumo básico para la realización de los estudios de planificación a nivel regional.

Los OS/OM y reguladores nacionales mediante la consulta pública sobre los informes de planificación regional, se han referido a estas variaciones, que, de ser corregidas, cambiarían los resultados de los informes de planificación.

VII.2. Guatemala

VII.2.1. Análisis de los resultados de los informes de planificación

Descripción de las ampliaciones recomendadas en los informes de planificación

En el siguiente cuadro se resume las ampliaciones identificadas como ampliaciones recomendadas en cada uno de los informes de planificación para Guatemala, y la clasificación final de las expansiones de transmisión, como ampliaciones de interés regional (planificadas o a riesgo) y refuerzo de transmisión nacional:

Tabla 25 Ampliaciones recomendadas en los informes de planificación para Guatemala

Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo (IDMP)	Informe de Planificación a Largo Plazo (IPLP) e Informe de Análisis Complementario al IPLP (IACIP)	Clasificación
Sustitución del transformador de Moyuta 230/138 kV, 100 MVA por uno de 120 MVA (año 2021)	Sustitución del transformador de Moyuta 230/138 kV, 100 MVA por uno de 120 MVA (año 2022)	Ampliación a Riesgo
	Nueva línea de transmisión Aguacapa-Pacífico, circuito simple, 230 kV 477 MCM ACSR, 2Cxf, (año 2022)	Planificada

	Bancos de capacitores de 30 MVAR, SE Santa Marcos (año 2022)	Refuerzo de transmisión nacional
	Bancos de capacitores de 30 MVAR, SE Progreso (año 2024)	Refuerzo de transmisión nacional

Fuente: Tablas 2 a 7 y Tabla 10.

Factores que afectan la aprobación de las obras:

A continuación, para el caso particular de Guatemala, con base a los comentarios y observaciones recibidos de la consulta pública, se ha identificado los siguientes inconvenientes:

1. Relacionados con las ampliaciones propuestas:
 - 1.1. La sustitución del transformador de Moyuta 230/138 kV, 100 MVA por otro de 120 MVA; es decir, un incremento de 20 MVA, no es práctica y su desarrollo afectaría el derecho de propiedad del Agente propietario de la instalación existente, la cual se propone sustituir.
 - 1.2. La instalación de un banco de capacitores de 30 MVAR en la SE San Marcos y otro igual en la SE Progreso no es necesaria, ya que el problema de regulación del voltaje se resuelve con una medida operativa, a través de la desconexión automática de los bancos de reactores instalados en SE San Marcos en el primer caso, y los de SE Izabal y SE Morales en el segundo caso, al ocurrir contingencias de línea aledañas.
 - 1.3. Respecto a la identificación de soluciones de transmisión o planteamiento de obras candidatas, se debe considerar que actualmente cada país de la región está pagando el primer circuito de la Línea SIEPAC, para contar con un nivel de transferencia de 300 MW; y en los estudios de planificación, se debe justificar que las ampliaciones sean de interés regional, para alcanzar y mantener dicha capacidad de transferencia regional; y, es responsabilidad de los países respectivos llevar a cabo los refuerzos nacionales correspondientes.
 - 1.4. La planificación nacional de algunos países no contempla los refuerzos de transmisión nacional atrasados, y que no ha sido posible incluir como insumo de información a los estudios de planificación en la lista de proyectos decididos por el planificador nacional, cuya construcción, superarían las congestiones e incumplimientos de los CCSD. Los resultados de la planificación regional son diferentes en un país que si considera estos refuerzos en sus planes nacionales, respecto al país que no los considera y además, mantiene una actividad constante de ejecución de dichos planes; para el caso analizado, Guatemala, resultan muy pocas propuestas de refuerzo y expansión, por la razón antes indicada.
2. Relacionados con los insumos de información para la elaboración de los informes de planificación, se han identificado lo siguiente:
 - 2.1. Se ha señalado que hay variaciones o diferencias en los datos utilizados para elaborar los informes de planificación, incluyendo proyecciones de demanda, fechas de entrada de proyectos, incluso proyectos de generación que ya no forman parte de la planificación nacional. De incluirse datos actualizados relacionados con esta información, los resultados de los informes variarían de forma importante.



3. Relacionado con causas externas:

- 3.1. Los Agentes beneficiarios de las ampliaciones a Riesgo identificadas en Guatemala, no manifestaron interés para hacerse cargo de parte de los costos de las expansiones (numeral 11.2.5 del Libro III del RMER).
- 3.2. Que la pandemia del COVID-19 ha impactado en la economía de los países, incluyendo los mercados de energía nacionales y regionales, donde la demanda y las transacciones regionales se han visto mermadas por la coyuntura actual, obligando a los países a reconsiderar las inversiones en infraestructuras.

VII.2.2. Conclusión

Basado en los inconvenientes identificados en el apartado anterior, conforme a lo establecido en el numeral 11.2.6 del Libro III del RMER, se debe rechazar la propuesta de ampliaciones propuestas por el EOR para Guatemala, referidas en la Tabla 25 del presente informe.

Además, por los mismos inconvenientes identificados, no se aconseja que los países evalúen las propuestas de refuerzos nacionales recomendadas en los informes de planificación publicados.

VII.3. El Salvador

VII.3.1. Análisis de los resultados de los informes de planificación

Descripción de las ampliaciones recomendadas en los informes de planificación

En el siguiente cuadro se resume las ampliaciones identificadas como ampliaciones recomendadas en cada uno de los informes de planificación para El Salvador, y la clasificación final de las expansiones de transmisión, como ampliaciones de interés regional (planificadas o a riesgo) y refuerzo de transmisión nacional:

Tabla 26 Ampliaciones recomendadas en los informes de planificación para El Salvador

Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo (IDMP)	Informe de Planificación a Largo Plazo (IPLP) e Informe de Análisis Complementario al IPLP (IACIP)	Clasificación
Autotransformador SE 15 de Sept. 230/115/13.5 kV, 156 MVA (año 2021)	Autotransformador SE 15 de Sept. 230/115/13.5 kV, 156 MVA (año 2022)	Planificada
Autotransformador SE Nejapa 230/115/13.5 kV, 156 MVA (año 2021)	Autotransformador SE Nejapa 230/115/13.5 kV, 156 MVA (año 2022)	Planificada
Nueva línea 115 kv entre SE 15 de Septiembre y Berlín (año 2021)	Nueva línea 115 kv entre SE 15 de Septiembre y Berlín (año 2022)	Refuerzo nacional
Nueva línea 115 kV entre SE Nejapa y San Antonio Abad (año 2021)	Nueva línea 115 kV entre SE Nejapa y San Antonio Abad (año 2022)	Refuerzo nacional
Nueva línea 115 kV entre SE San Rafael y San Vicente (año 2021)	Nueva línea 115 kV entre SE San Rafael y San Vicente (año 2021)	Refuerzo nacional
Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre SE San Rafael y San Vicente (año 2021)	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre SE San Rafael y San Vicente (año 2024)	A Riesgo



Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre SE 15 de Sept. y Berlín (año 2024)	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre SE 15 de Sept. y Berlín (año 2024)	Planificada
	Nuevo banco de capacitores 60 MVAR 115 kV SE Santa Ana	Refuerzo nacional

Fuente: Tablas 2 a 7 y Tabla 10.

Factores que afectan la aprobación de las obras:

A continuación, para el caso particular de El Salvador, se han identificados los siguientes inconvenientes:

1. Relacionados con las ampliaciones propuestas:
 - 1.1. Las repotenciación a 150 MVA, de las líneas de transmisión San Rafael – San Vicente y 15 de Septiembre – Berlín, ambas de 133 MVA, 115 kV, no parece práctica porque solamente aumenta en 17 MVA de capacidad, en lugar de manejar un módulo óptimo o mayor de capacidad de línea que justifique la repotenciación en el tiempo.
2. Relacionados con los insumos de información para la elaboración de los informes de planificación, se ha identificado lo siguiente:
 - 2.1. Se ha señalado que hay variaciones o diferencias en los datos utilizados para elaborar los informes de planificación, incluyendo proyecciones de demanda, proyectos de energía renovables en la distribución que no fueron consideradas, fechas de entrada de proyectos, incluso proyectos de generación que ya no forman parte de la planificación nacional.
 - 2.2. La planificación nacional no contempla los refuerzos de transmisión nacional atrasados, y que no ha sido posible incluir como insumo de información a los estudios de planificación regionales en la lista de proyectos decididos por el planificador nacional, cuya construcción, superarían las congestiones e incumplimientos de los CCSD. De incluirse datos actualizados relacionados con los numerales anteriores, los resultados de los informes de planificación regional variarían de forma importante.
3. Relacionado con causas externas:
 - 3.1. Los Agentes beneficiarios de las ampliaciones a Riesgo identificadas en El Salvador, no manifestaron su interés para hacerse cargo de parte de los costos de dichas obras, (numeral 11.2.5 del Libro III del RMER).
 - 3.2. Se ha planteado que se debería construir el conjunto de obras completas, refuerzos nacionales de transmisión y las ampliaciones de interés regional, para alcanzar los objetivos de planificación; y en el caso de El Salvador, no se cumple con dicho propósito porque los Agentes no manifestaron su interés de construir las obras identificadas como ampliaciones a riesgo.

VII.3.2. Conclusiones

Basado en los inconvenientes identificados en el apartado anterior, conforme a lo establecido en el numeral 11.2.6 del Libro III del RMER, se debe rechazar la propuesta de ampliaciones propuestas por el EOR para El Salvador, referidas en la Tabla 26 del presente informe



Además, por los mismos inconvenientes identificados, no se aconseja que los países evalúen las propuestas de refuerzos nacionales recomendadas en los informes de planificación publicados.

VII.4. Honduras

VII.4.1. Análisis de los resultados de los informes de planificación

Descripción de las ampliaciones recomendadas en los informes de planificación

En el siguiente cuadro se resume las ampliaciones identificadas como ampliaciones recomendadas en cada uno de los informes de planificación para Honduras, y la clasificación final de las expansiones de transmisión, como ampliaciones de interés regional (planificadas o a riesgo) y refuerzo de transmisión nacional:

Tabla 27 Ampliaciones recomendadas en los informes de planificación para Honduras

Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo (IDMP)	Informe de Planificación a Largo Plazo (IPLP) e Informe de Análisis Complementario al IPLP (IACIP)	Clasificación
Nuevo Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8 kV 150 MVA (1)	Nuevo Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8 kV 150 MVA (1)	A riesgo
Nuevo Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8 kV 150 MVA (2)	Nuevo Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8 kV 150 MVA (2)	A riesgo
Nueva línea de transmisión 230 kV Agua Caliente – Agua Fría.	Nueva línea de transmisión 230 kV Agua Caliente – Agua Fría, 1024 mcm, 317.3 MVA	Refuerzo nacional
Nueva línea de transmisión 230 kV Pavana – Santa Lucía	Nueva línea de transmisión 230 kV Pavana – Santa Lucía, 1024 mcm, 317.3 MVA	Refuerzo nacional
Nueva Línea 230 kV San Pedro Sula Sur – San Buenaventura, 1024 mcm, 405.1 MVA	Nueva Línea 230 kV San Pedro Sula Sur – San Buenaventura, 1024 mcm, 405.1 MVA	Planificada
Nueva línea de transmisión 230 kV Suyapa – Cerro de Hula	Nueva línea de transmisión 230 kV Suyapa – Cerro de Hula, 317 MVA	Refuerzo nacional
Nuevo banco de capacitores 20 MVAR 69 kV en SE Guaymaca	Nuevo banco de capacitores 20 MVAR 69 kV en SE Guaymaca	A riesgo
Nuevo banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Miraflores	Nuevo banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Miraflores	A riesgo
Nuevo banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Santa Fe	Nuevo banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Santa Fe	A riesgo
Nuevo banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Toncontín	Nuevo banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Toncontín	A riesgo
Nuevo banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Suyapa	Nuevo banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Suyapa	A riesgo
Nuevo banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Láinez	Nuevo banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Láinez	A riesgo
Nuevo banco de capacitores 65 MVAR 230 kV en SE Cañada	Nuevo banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Cañada	A riesgo



	Nuevo banco de capacitores 20 MVAR 115 kV en SE Camayagua	Refuerzo nacional
	Nuevo banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Piedras Azules	A riesgo
	Nuevo banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Siguatepeque	Refuerzo nacional
	Nuevo banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Cañaveral	A riesgo
	Nuevo banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Villa Nueva	A riesgo
	Nuevo banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE La Puerta	A riesgo
	Nuevo banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Bermejo	A riesgo
	Nuevo banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Circunvalación	A riesgo
	Nuevo banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Retorno	A riesgo

Fuente: Tablas 2 a 7 y Tabla 10.

Factores que afectan la aprobación de las obras:

A continuación, para el caso particular de Honduras, se han identificados los siguientes inconvenientes:

1. Relacionados con las ampliaciones propuestas:
 - 1.1. De no construirse los dos autotransformadores en la subestación San Pedro Sula Sur (SPS) clasificados a riesgo, el proyecto nueva línea San Buenaventura-San Pedro Sula Sur (SBV-SPS) clasificada como ampliación planificada, impactaría en la capacidad de transmisión del conjunto, por la restricción que representa un solo transformador en SPS, frente al aumento de la capacidad en el corredor SBV-SPS.
2. Relacionados con los insumos de información para la elaboración de los informes de planificación, se han identificado lo siguiente:
 - 2.1. El ODS realiza recomendaciones de propuestas alternativas de ampliación para solucionar las restricciones de flujos de potencia regionales identificadas en el IDMP.
Cambios en las bases de datos sobre los proyectos incluidos en el plan de honduras utilizado para realizar el informe de planificación regional. De incluirse datos actualizados relacionados con los numerales anteriores, los resultados de los informes de planificación regional variarían de forma importante.
3. Relacionado con causas externas:
Los Agentes beneficiarios de las ampliaciones a Riesgo identificadas en Honduras, no manifestaron su interés para hacerse cargo de parte de los costos de las expansiones (11.2.5 del Libro III del RMER).

VII.4.2. Conclusiones

Basado en los inconvenientes identificados en el apartado anterior, conforme a lo establecido en el numeral 11.2.6 del Libro III del RMER, se debe rechazar la propuesta de ampliaciones propuestas por el EOR para Honduras, referidas en la Tabla 27 del presente informe.

Además, por los mismos inconvenientes identificados, no se aconseja que los países evalúen las propuestas de refuerzos nacionales recomendadas en los informes de planificación publicados.

VII.5. Nicaragua

VII.5.1. Análisis de los resultados de los informes de planificación

Descripción de las ampliaciones recomendadas en los informes de planificación

En el siguiente cuadro se resume las ampliaciones identificadas como ampliaciones recomendadas en cada uno de los informes de planificación para Nicaragua, y la clasificación final de las expansiones de transmisión, como ampliaciones de interés regional (planificadas o a riesgo) y refuerzo de transmisión nacional:

Tabla 28 Ampliaciones recomendadas en los informes de planificación para Nicaragua

Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo (IDMP)	Informe de Planificación a Largo Plazo (IPLP) e Informe de Análisis Complementario al IPLP (IACIP)	Clasificación
Nuevo autotransformador Ticuantepe 230/138/13.8 kV, 71.3 MVA (2021)	Nuevo autotransformador Ticuantepe 230/138/13.8 kV, 71.3 MVA (2022)	Planificada
Repotenciación a 150 MVA de la línea Nandaime-Rivas 138 kV, 96 MVA (2021)	Repotenciación a 150 MVA de la línea Nandaime-Rivas 138 kV, 96 MVA (2024)	A riesgo

Fuente: Tablas 2 a 7 y Tabla 10. **Nota:** La derivación de la línea Ticuantepe – Cañas, conectando a la SE La Virgen se encuentra evaluada en el grupo de interconexiones.

Con respecto a las ampliaciones recomendadas, tal como lo expresa el EOR en las conclusiones de los estudios de planificación, es el conjunto de obras que se consideran técnicamente necesario para alcanzar las metas de la planificación, así como para alcanzar y mantener las transferencias regionales en 300 MW cumpliendo con los CCSD, y es el conjunto de obras que se considera económicamente viables porque en conjunto cumple con los indicadores económicos establecidos en el RMER, y en este conjunto se incluye la derivación de la línea Ticuantepe – Cañas, conectando a la SE La Virgen.

Factores que afectan la aprobación de las obras:

A continuación, para el caso particular de Nicaragua, con base a los comentarios y observaciones recibidos de la consulta pública, se ha identificado los siguientes inconvenientes:

1. Relacionados con las ampliaciones propuestas:



- 1.1. Con respecto al proyecto de ampliación del transformador de 71.3 MVA 230/138 kV en la S/E Ticuantepe, fue identificado en el IPLP para solucionar el incumplimiento de los CCSD para el año 2022, pero no se vuelve a sobrecargar por N-1 en los años consecutivos; por tanto, no parece justificarse lo suficiente la propuesta del EOR para incluir dicho autotransformador en la lista de ampliaciones recomendadas, con base a la información suministrada para el IPLP.
2. Relacionados con los insumos de información para la elaboración de los informes de planificación, se han identificado lo siguiente:
 - 2.1. El OS/OM indica que hay diferencias en algunos datos utilizados en el IPLP, como la entrada de cuatro (4) proyectos que fueron postergados, y hay diferencias en las proyecciones de demanda que fueron remitidas al EOR.
 - 2.2. El OS/OM ha reportado que el *Agente transmisor* ENATREL ha considerado en sus planes de inversión la instalación de un tercer autotransformador de 75 MVA en la SE Ticuantepe y debido a eso, no vuelve a aparecer como ampliación recomendada en el IDMP 2021-2025.
3. Relacionado con causas externas.
 - 3.1. Los Agentes beneficiarios de las ampliaciones a Riesgo identificadas en Nicaragua, no mostraron interés para hacerse cargo de parte de los costos de las expansiones, tal como se indica en el numeral 11.2.5 del Libro III del RMER.

VII.5.2. Conclusión

El INE no tiene objeciones a los informes de planificación publicados. Sin embargo, basado en los inconvenientes identificados en el apartado anterior, conforme a lo establecido en el numeral 11.2.6 del Libro III del RMER, se debe rechazar la propuesta de ampliaciones propuestas por el EOR para Nicaragua referidas en la Tabla 28 del presente informe.

Además, por los mismos inconvenientes identificados, no se aconseja que los países evalúen las propuestas de refuerzos nacionales recomendadas en los informes de planificación publicados.

VII.6. Costa Rica

VII.6.1. Análisis de los resultados de los informes de planificación

Descripción de las ampliaciones recomendadas en los informes de planificación

En el siguiente cuadro se resume las ampliaciones identificadas como ampliaciones recomendadas en cada uno de los informes de planificación para Costa, y la clasificación final de las expansiones de transmisión, como ampliaciones de interés regional (planificadas o a riesgo) y refuerzo de transmisión nacional:

Tabla 29 Ampliaciones recomendadas en los informes de planificación para Costa Rica

Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo (IDMP)	Informe de Planificación a Largo Plazo (IPLP) e Informe de Análisis Complementario al IPLP (IACIP)	Clasificación
Nueva línea 230 kV Mogote – Guayabo, 6.02 km, 240 MVA.(2023)	Nueva línea 230 kV Mogote – Guayabo, 6.02 km, 240 MVA.(2023)	Planificada



Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV Cañas – Guayabo, 338 MVA, (2021)	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV Cañas – Guayabo, 338 MVA. (2021)	A riesgo
Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV Corobicí – Arenal, 350 MVA, (2021).		- descalificada -
Repotenciación a 470 MVA de línea 230 kV Garabito – Coyoles, 389 MVA, (2021).		- descalificada -
	Repotenciación a 319 MVA la línea Moín – Cahuita de 43 km, 259 MVA (2022)	Planificada

Fuente: Tablas 2 a 7 y Tabla 10.

Con respecto a las ampliaciones recomendadas, tal como lo expresa el EOR en las conclusiones de los estudios de planificación, es el conjunto de obras que se considera técnicamente necesario para alcanzar las metas de la planificación, así como para alcanzar y mantener las transferencias regionales en 300 MW cumpliendo con los CCSD, y es el conjunto de obras que se considera económicamente viables, porque en conjunto cumple con los indicadores económicos establecidos en el RMER.

Factores que afectan la aprobación de las obras:

A continuación, para el caso particular de Costa Rica, con base a los comentarios y observaciones recibidos de la consulta pública, se ha identificado los siguientes inconvenientes:

Sin embargo, del conjunto de obras, se han identificado los siguientes inconvenientes:

1. Relacionados con los insumos de información para la elaboración de los informes de planificación, se han identificado lo siguiente:
 - 1.1. Se ha señalado que hay variaciones o diferencias en los datos utilizados para elaborar los informes de planificación, incluyendo proyecciones de demanda, fechas de entrada de proyectos, incluso proyectos de generación que ya no forman parte de la planificación nacional.
 - 1.2. Que los planes de expansión son realizados actualmente por el ICE y no contempla, en muchos casos, la información de los otros Agentes del Mercado Eléctrico Nacional; aspecto que tanto, ARESEP como el ente rector del sector eléctrico en Costa Rica, el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) están coordinando las gestiones para se elabore un Plan de Expansión de la Generación completo e integral que incorpore la información de todos agentes de Mercado Eléctrico Nacional y que sea vinculante.
 - 1.3. La clasificación de las obras recomendadas como ampliaciones planificadas y a riesgo, basados en el cálculo del porcentaje de concentración de los beneficios por Agente; no consideró que en Costa Rica hay más de dos Agentes; lo cual, tiene como consecuencia la necesidad de reclasificar las ampliaciones de interés regional.
2. Relacionado con causas externas.
 - 2.1. Los Agentes beneficiarios de las ampliaciones a Riesgo identificadas, no manifestaron su interés para hacerse cargo de parte de los costos de las expansiones (numeral 11.2.5 del Libro III del RMER);
 - 2.2. Que la pandemia del COVID-19, ha impacto significativamente la economía global, y por ende, ha impactado las decisiones y planes de inversión en generación y en infraestructura eléctrica en toda la cadena de valor, pues, la demanda eléctrica ha sufrido una importante caída especialmente en sector de comercio y servicios en



todos los sistemas eléctricos de los países miembros del MER, y esto también ha impactado en los niveles de intercambios de energía entre países.

VII.6.2. Conclusión

Basado en los inconvenientes identificados en el apartado anterior, conforme a lo establecido en el numeral 11.2.6 del Libro III del RMER, se debe rechazar la propuesta de ampliaciones propuestas por el EOR para Costa Rica, referidas en la Tabla 29 del presente informe.

Además, por los mismos inconvenientes identificados, no se aconseja que los países evalúen las propuestas de refuerzos nacionales recomendadas en los informes de planificación publicados.

VII.7. Panamá

VII.7.1. Análisis de los resultados de los informes de planificación

Descripción de las ampliaciones recomendadas en los informes de planificación

En el siguiente cuadro se resume las ampliaciones identificadas como ampliaciones recomendadas en cada uno de los informes de planificación para Panamá, y la clasificación final de las expansiones de transmisión, como ampliaciones de interés regional (planificadas o a riesgo) y refuerzo de transmisión nacional (Todas las ampliaciones fueron clasificadas como ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales):

Tabla 30 Ampliaciones recomendadas en los informes de planificación para Panamá

Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo (IDMP)	Informe de Planificación a Largo Plazo (IPLP) e Informe de Análisis Complementario al IPLP (IACIP)	Clasificación
Chorrera – El Higo – 3B (2021)	- Descalificada -	N/A
Chorrera – El Higo – 4B (2021)	- Descalificada -	N/A
Changuinola – Chiriquí Grande (2023)	- Descalificada -	N/A
Esperanza – Chiriquí Grande (2023)	- Descalificada -	N/A
	Nueva línea de transmisión Mata de Nance - Caldera 115 kV	Refuerzo nacional
	Nuevo Autotransformador en SE Mata de Nance 230/115/13.8 kV, 70 MVA	Refuerzo nacional
	Nueva línea de transmisión Fortuna – Guasquita 230 kV	Refuerzo nacional
	Nueva línea de transmisión Panamá – Cáceres	Refuerzo nacional
	Nueva línea de transmisión Fortuna – Chiriquí Grande	Refuerzo nacional

Fuente: Tablas 2 a 7 y Tabla 10.

Factores que afectan la aprobación de las obras:

Para el sistema panameño, no hay propuestas de ampliaciones planificadas o a riesgo, de interés regional. Sin embargo, se han identificados los siguientes inconvenientes:



1. Relacionados con los insumos de información para la elaboración de los informes de planificación, se han identificado lo siguiente:
 - 1.1. Que existen proyectos que están considerados dentro del estudio cuyas licencias han sido suspendidas.
 - 1.2. Se ha señalado que hay variaciones o diferencias en los datos utilizados para elaborar los informes de planificación, incluyendo proyecciones de demanda, fechas de entrada de proyectos, incluso proyectos de generación que ya no forman parte de la planificación nacional.
2. Relacionado con causas externas.
 - 2.3. Existe alta probabilidad de que muchos de los países miembros y participantes productores (generadores), reevalúen los proyectos de inversiones y como consecuencia, estos extiendan los tiempos para la implementación de los proyectos o en casos desistan de los mismos, debido a la situación económica actual producto de la pandemia del COVID-19

VII.7.2. Conclusiones

Basados en los inconvenientes identificados en el apartado anterior, no se aconseja que los países evalúen las propuestas de refuerzos nacionales recomendadas referidas en la Tabla 30 del presente informe.

VII.8. Grupo Interconexiones

VII.8.1. Análisis de los resultados de los informes de planificación

En el siguiente cuadro se resume las ampliaciones identificadas como ampliaciones recomendadas en cada uno de los informes de planificación para el grupo de interconexiones entre países o que pertenecen a la Línea SIEPAC, y la clasificación final de las expansiones de transmisión, como ampliaciones de interés regional (planificadas o a riesgo) y refuerzo de transmisión nacional:

Tabla 31 Ampliaciones recomendadas en los informes de planificación para el grupo de interconexiones

Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo (IDMP)	Informe de Planificación a Largo Plazo (IPLP) e Informe de Análisis Complementario al IPLP (IACIP)	Clasificación
Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente – Sandino, 182.9 km, 367 MVA (2021)	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente – Sandino, 182.9 km, 367 MVA (2021)	Planificadas
Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe – Mogote, conectando en la SE La Virgen, 1.62 km, 367 MVA (2021)	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe – Mogote, conectando en la SE La Virgen, 1.62 km, 367 MVA (2021)	A riesgo

Fuente: Tablas 2 a 7 y Tabla 10.

Con respecto a las ampliaciones recomendadas, tal como lo expresa el EOR en las conclusiones de los estudios de planificación, es el conjunto de obras que se consideran técnicamente necesario para alcanzar las metas de la planificación, así como para alcanzar y mantener las transferencias regionales en 300 MW cumpliendo con los CCSD, y es el



conjunto de obras que se considera económicamente viables porque en conjunto cumple con los indicadores económicos establecidos en el RMER.

Sin embargo, del conjunto de obras, se han identificado los siguientes inconvenientes:

1. Relacionados con los análisis a los informes de planificación:
 - 1.1. Se ha señalado que hay variaciones o diferencias en los datos utilizados para elaborar los informes de planificación, incluyendo proyecciones de demanda, fechas de entrada de proyectos, incluso proyectos de generación que ya no forman parte de las planificaciones nacionales, y que afectarían los análisis técnicos para definir el alcance de estas obras de interconexión.
2. Otros inconvenientes relacionados:
 - 2.1. La CNEE ha manifestado en su respuesta a la consulta pública de los informes de planificación, que se rechace las obras propuestas principalmente para Guatemala y la interconexión Honduras – Nicaragua; al respecto debe indicarse que el EOR las propuso con el objeto de recuperar la COT, cuando se ha establecido en los estudios eléctricos de conexión verificados por el EOR y en el estudio de identificación “Refuerzos de transmisión en el sistema eléctrico centroamericano” realizado por Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) para el EOR, que Honduras debe realizar los refuerzos nacionales que resuelvan la congestión; se considera que además de la propuesta de una tercera línea de interconexión entre Honduras y Nicaragua, se debió evaluar otras alternativas de transmisión, para resolver las restricciones de transmisión en la zona.
 - 2.2. Respecto a la identificación de soluciones de transmisión o planteamiento de obras candidatas, se debe considerar que actualmente cada país de la región está pagando el primer circuito de la Línea SIEPAC, para contar con un nivel de transferencia de 300 MW; y en los estudios de planificación, se debe justificar que las ampliaciones sean de interés regional, respecto a los refuerzos de transmisión para alcanzar dicha capacidad de transferencia regional; y, es responsabilidad de los países respectivos llevar a cabo los refuerzos nacionales correspondientes.
 - 2.3. La planificación nacional no contempla los refuerzos de transmisión nacional atrasados, y que no ha sido posible incluir como insumo de información a los estudios de planificación en la lista de proyectos decididos por el planificador nacional, cuya construcción, superarían las congestiones e incumplimientos de los CCSD para alcanzar los 300 MW de capacidad de transmisión regional.
 - 2.4. Los Agente beneficiarios de 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).
 - 2.5. Que la pandemia del COVID-19 ha impactado en la economía de los países, incluyendo los mercados de energía nacionales y regionales, donde la demanda y las transacciones regionales se han visto mermadas por la coyuntura actual, obligando a los países a reconsiderar las inversiones en infraestructuras.



VII.8.2. Conclusiones

Basados en los inconvenientes identificados en el apartado anterior, conforme a lo establecido en el numeral 11.2.6 del Libro III del RMER, se debe rechazar la propuesta de ampliaciones propuestas por el EOR para el grupo de interconexiones, referidas en la Tabla 31 del presente informe.

VIII. CONCLUSIONES FINALES

1. Derivado de los análisis efectuados en el apartado IX del presente informe, conforme a lo establecido en los numerales 11.2.6 y 17.7.3 del Libro III del RMER, se concluye que:
 - a) Se debe rechazar las ampliaciones planificadas recomendadas en los informes de planificación publicados; y b) Considerando que no se recibieron muestras de interés de la Agentes para hacerse cargo de las Ampliaciones a Riesgo identificados en los informes de planificación, no es posible aprobarlas; debido a que se ha identificado los inconvenientes que se resumen a continuación:
- 1.1. Basados en el análisis de los informes de planificación se ha determinado que las ampliaciones recomendadas, en su planteamiento, presentan algunas incongruencias:
 - 1.1.1. Las ampliaciones fueron propuestas tales que para alcanzar las mejoras en la confiabilidad e incrementar beneficios sociales, se deben realizar los grupos de ampliaciones propuestos que son técnicamente codependientes; tal que, si no se realiza una de las ampliaciones, no se podría alcanzar las metas de planificación indicadas en los informes; el efecto es amplificado cuando una de las obras es clasificada a riesgo y no hay muestras de interés en realizarlo.
- 1.2. Relacionados con los insumos de información para la elaboración de los informes de planificación, se han identificado lo siguiente:
 - 1.2.1. Se ha señalado que hay variaciones o diferencias en los datos utilizados para elaborar los informes de planificación, incluyendo proyecciones de demanda, fechas de entrada de proyectos, incluso proyectos de transmisión que ya no forman parte de la planificación nacional, y otros nuevos que se han identificado y aprobado un financiamiento; de considerarse todas estas variaciones en los datos, se podría obtener resultados muy diferentes en el informe de planificación regional.
 - 1.2.2. Que existen proyectos que están considerados dentro del estudio cuyas licencias han sido suspendidas.
 - 1.2.3. Se omitió información relacionada con la cantidad de Agentes para el cálculo de las concentraciones de los beneficios, que son utilizados para la clasificación de las obras de interés regional como ampliaciones planificadas y a riesgo.
 - 1.2.4. Se omitió información en la base de datos relacionados con la capacidad de regulación que tienen algunos bancos de reactores.
 - 1.2.5. Los países han determinado que tienen soluciones alternas a los refuerzos nacionales, y, por tanto, deben ser analizados en los estudios de planificación regional.
- 1.3. Relacionado con causas externas:



- 1.3.1. Los agentes identificados como beneficiario de las ampliaciones a riesgo, no manifestaron su interés para hacerse cargo de los costos de dichas obras; por lo cual, no permite alcanzar los objetivos de la planificación regional de las propuestas de ampliaciones. El RMER no contempla una solución regulatoria para asignar la ejecución de estas obras.
 - 1.3.2. Que la pandemia del COVID-19, ha impacto significativamente en la economía global, y, por ende, existe una alta probabilidad de que muchos de los países miembros y participantes productores (generadores), reevalúen los proyectos de inversiones y como consecuencia, estos extiendan los tiempos para la implementación de los proyectos o en casos desistan de los mismos.
 - 1.3.3. Con algunos proyectos de sustitución de las instalaciones recomendados, se tienen inconvenientes de ejecución de las mismas relacionados con la propiedad que se va a sustituir, en cuanto a su remuneración y la del activo.
2. Con relación a la categoría de refuerzos nacionales de transmisión identificados de acuerdo con la Resolución CRIE-43-2019:
 - 2.1. No se aconseja que los países evalúen las propuestas de refuerzos nacionales recomendadas en los informes de planificación publicados, hasta que se tenga un informe de planificación con una base de datos actualizada.
 - 2.3. Los países deben enfocar sus esfuerzos en encontrar las soluciones a las restricciones de transmisión para cumplir con los CCSD y que permitan alcanzar la Capacidad de Transmisión Regional objetivo, de este modo el EOR se enfocaría en la expansión de la RTR para maximizar los beneficios sociales de la región y mantener dicha capacidad en el tiempo.
 - 2.4. Se debe considerar que actualmente cada país de la región está pagando el primer circuito de la Línea SIEPAC, para contar con un nivel de transferencia objetivo de 300 MW y, es responsabilidad de los países respectivos llevar a cabo los refuerzos nacionales correspondientes.
3. Con relación a los informes de planificación elaborados por el EOR, se tienen las siguientes conclusiones:
 - 3.1. Los informes de planificación contienen un buen diagnóstico de toda la red regional e identifica refuerzos de transmisión nacionales y ampliaciones de interés regional conforme a lo establecido en la regulación regional, según la información disponible al momento de realizar el estudio.
 - 3.2. En la consulta pública se realizaron múltiples observaciones de parte de los OS/OM y los reguladores nacionales, relacionados con diferencias con respecto a la base de datos que originalmente se utilizó en los informes de planificación, en diferentes categorías: retrasos en la entrada de proyectos o que se retiraron de los programas de expansión, contracción de la demanda, variaciones en los precios de combustibles, propuestas alternas de refuerzos o ampliaciones de la transmisión que no fueron considerados en la planificación regional, omisión de Agentes en Costa Rica para el cálculo de la concentración de beneficios y ampliaciones de repotenciación que no están suficientemente justificadas; dichas diferencias, son atribuibles a la incertidumbre asociada a la información que fue suministrada.
 - 3.3. Con fundamento en las desviaciones en los datos señalados en el numeral anterior, que de ser consideradas se obtendría una propuesta de ampliación que podría ser



- muy diferentes; por lo anterior, lo más prudente es rechazar los informes de planificación publicados, y esperar que el EOR presente el nuevo informe de planificación elaborados con una base de datos y planes nacionales, actualizados.
- 3.4. La clasificación de las ampliaciones se basa en una metodología de la estimación de los beneficios sociales y privados establecida en el RMER que producen los proyectos y su correspondiente porcentaje de concentración por Agentes que inyectan y retiren; la distribución de los beneficios en la región dependerá del despacho económico a través de la oferta y la demanda, del tipo de obra y su ubicación relativa en el SER. Es importante incluir en la verificación de futuros informes de planificación, la consistencia de la información de los informes de planificación, relacionada con la propiedad de cada nodo por Agente.
- 3.5. Como los agentes identificados como candidatos a hacerse cargo de las ampliaciones a riesgo, no manifestaron su interés para hacerse cargo de los costos de dichas obras, lo que deja muchos proyectos sin que se pueda ejecutar; lo cual no permite alcanzar los objetivos de los estudios de planificación regional.

Al respecto debe indicarse que la CRIE continúa con los esfuerzos de revisión de la metodología de planificación, incluyendo los criterios de clasificación de obras de interés regional como ampliaciones planificadas y a riesgo, y los mecanismos que posibiliten su ejecución.

4. En consideración a los comentarios recibidos por los reguladores nacionales, se concluye que:
- 4.1. Que la pandemia del COVID-19 ha impactado en la economía de los países, incluyendo los mercados de energía nacionales y regionales, donde la demanda y las transacciones regionales se han visto mermadas por la coyuntura actual, obligando a los países a reconsiderar las inversiones en infraestructuras.
- 4.2. Considerando el contexto actual de la pandemia, se podría considerar en los futuros informes de planificación, el planteamiento de una estrategia de ejecución de las ampliaciones de transmisión, que priorice los refuerzos nacionales para resolver los incumplimientos de los CCSD y, en segunda instancia, las ampliaciones de interés regional que permitan mantener la capacidad objetivo en el tiempo.

IX. RECOMENDACIONES

1. 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 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. Instruir al EOR para que considere en futuros informes de planificación regional, en lo que fuera aplicable, lo considerado en el presente informe.
3. Continuar con los esfuerzos de evaluación de la normativa regional vigente relacionada a la planificación regional y en ese sentido se consideren los hallazgos contenidos en el presente informe; identificándose oportuno trasladar copia del informe al consultor que tiene a cargo la “Revisión y actualización de la normativa relacionada con el sistema de planificación de la expansión de la generación y la transmisión regional y elaboración de procedimiento de evaluación de los informes de planificación del EOR”.
4. Valorar la suspensión de la normativa regional vigente relacionada a 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 RTR, así como de la aprobación de las ampliaciones propuestas en dichos informes, hasta que se culminen los esfuerzos de evaluación de dicha normativa y hasta que la CRIE disponga lo contrario.

