



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

**ATENCIÓN A LA RESOLUCIÓN CRIE-43-2019 y CRIE-SE-
GT-312-10-10-2019**

**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**

Anexo al Informe de Planificación de Largo Plazo de la generación y la
transmisión regional correspondiente al periodo 2019-2028

Noviembre de 2019

(Actualización atendiendo observaciones de CRIE en el informe GT-95-2019)



Contenido

1	ANTECEDENTES.....	1
2	RESOLUCIÓN CRIE-43-2019.....	3
3	PROCEDIMIENTOS Y PREMISAS SEGUIDOS EN EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL ESCENARIO A1.....	4
3.1	Procedimiento.....	4
3.2	Premisas y consideraciones para los Estudios Eléctricos.....	4
4	ESTUDIOS ELÉCTRICOS.....	6
4.1	Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala.....	6
4.1.1	Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala.....	6
4.1.2	Evaluación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Guatemala.....	7
4.1.3	Requerimientos de compensación reactiva en el Sistema de Guatemala.....	8
4.1.4	Listado de ampliaciones para cumplir los CCSD en el sistema de Guatemala.....	8
4.1.5	Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales del sistema de Guatemala.....	8
4.2	Resultados para el sistema eléctrico de El Salvador.....	9
4.2.1	Sobrecargas en el sistema de transmisión de El Salvador.....	9
4.2.2	Proyectos para evitar las sobrecargas en el Sistema de El Salvador para la sensibilidad del Escenario A1	11
4.2.3	Evaluación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de El Salvador.....	11
4.2.4	Requerimientos de compensación reactiva en el Sistema de El Salvador.....	13
4.2.5	Listado de ampliaciones para cumplir los CCSD en el sistema de El Salvador.....	13
4.2.6	Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales del sistema de El Salvador.....	14
4.3	Resultados para el sistema eléctrico de Honduras.....	16
4.3.1	Sobrecargas en el sistema de transmisión de Honduras.....	16
4.3.2	Proyectos para evitar las sobrecargas en el Sistema de Honduras para la sensibilidad del Escenario A1	17
4.3.3	Evaluación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Honduras.....	17
4.3.4	Requerimientos de compensación reactiva en el Sistema de Honduras.....	18
4.3.5	Listado de ampliaciones para cumplir los CCSD en el sistema de Honduras.....	19
4.3.6	Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales del sistema de Honduras.....	20
4.4	Resultados Para El Sistema eléctrico de Nicaragua.....	20
4.4.1	Sobrecargas en el sistema de transmisión de Nicaragua.....	20
4.4.2	Proyectos para evitar las sobrecargas en el Sistema de Nicaragua para el escenario Sensibilidad A1	22



4.4.3	Evaluación del cumplimiento de los CCSD en el Sistema de Nicaragua.....	22
4.4.4	Requerimientos de compensación reactiva en el Sistema de Nicaragua.....	24
4.4.5	Listado de ampliaciones para cumplir los CCSD en el sistema de Nicaragua.....	24
4.4.6	Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales del sistema de Nicaragua.....	25
4.5	Resultados Para el Sistema eléctrico de Costa Rica.....	25
4.5.1	Sobrecargas en el sistema de transmisión de Costa Rica.....	25
4.5.2	Proyectos para evitar las sobrecargas en el sistema de Costa Rica para la sensibilidad del Escenario A1	27
4.5.3	Evaluación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Costa Rica.....	27
4.5.4	Requerimientos de compensación reactiva en el sistema de Costa Rica.....	27
4.5.5	Listado de ampliaciones para cumplir los CCSD en el sistema de Costa Rica.....	28
4.5.6	Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales del sistema de Costa Rica.....	28
4.6	Resultados Para el Sistema eléctrico de Panamá.....	28
4.6.1	Sobrecargas en el sistema de transmisión de Panamá.....	28
4.6.2	Proyectos para evitar las sobrecargas en el Sistema de Panamá para la sensibilidad del Escenario A1	30
4.6.3	Evaluación de cumplimiento de los CCSD en el sistema de Panamá.....	31
4.6.4	Requerimientos de compensación reactiva en el sistema de Panamá.....	31
4.6.5	Listado de ampliaciones para cumplir los CCSD en el sistema de Panamá.....	31
4.6.6	Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales del sistema de Panamá.....	32
4.7	Consolidado de Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales para la sensibilidad del Escenario A1	32
4.8	Lista de <i>Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales y obras de interés regional</i> , del Escenario de expansión A1.....	33
5	CLASIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DEFINIDAS COMO DE INTERÉS REGIONAL.....	37
5.1	Procedimiento.....	37
5.2	Evaluación económica de las ampliaciones de interés regional.....	37
5.2.1	Metodología y Premisas.....	37
5.2.2	Parámetros de las simulaciones.....	38
5.2.3	Costo incremental de las ampliaciones de interés regional.....	39
5.2.4	Cálculo de los Indicadores de evaluación económica.....	40
5.3	Cálculo de los beneficios privados y del beneficio social de las ampliaciones de interés regional.....	46
5.3.1	Método de cálculo de excedentes de consumidores, de generadores y del Beneficio social.....	46
5.3.2	Cálculo del Beneficio Social Neto atribuible a las ampliaciones de interés regional.....	47



5.3.3	Conclusiones del resultado del VPN del Bs de las ampliaciones de interés regional	50
5.4	Cálculo de la concentración de los beneficios y clasificación de las ampliaciones de interés regional.....	52
5.4.1	Método de cálculo de la concentración del beneficio social por país.....	52
5.4.2	Cálculo del beneficio social positivo de cada Ampliación de interés regional.....	53
5.4.3	Cálculo de la concentración del beneficio social por país	54
5.4.4	Método de cálculo de la concentración de los beneficios privados de los agentes	54
5.4.5	Concentración del beneficio privado en los Agentes, asociado a las Ampliaciones de interés regional	55
5.5	Re - clasificación de las ampliaciones de interés regional	56
5.6	Cálculo del cargo de transmisión debido a las ampliaciones identificadas	58
5.7	Evaluación del beneficio para los agentes que inyectan y retiran, en relación al CURTR.....	59
5.7.1	CURTR para los agentes que inyectan y retiran, y por país.....	59
5.7.2	Evaluación del beneficio de los Agentes, con relación al CURTR	61
5.8	Conclusiones	63
6	CRONOGRAMA DE LAS AMPLIACIONES DE INTERÉS REGIONAL.....	66
7	DISEÑO GENERAL DE LAS INSTALACIONES DE INTERÉS REGIONAL.....	68
8	VERIFICACIÓN DE COSTOS DE DERECHO DE PASO EN COSTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	75
9	CONCLUSIONES.....	77



1 ANTECEDENTES

El EOR, en cumplimiento a lo establecido en el numeral 10.1.3 del Libro III del RMER, el 4 de diciembre de 2018, a través de la nota EOR-PJD-30-11-2018-092, remitió a la CRIE, el *"Informe final de la Planificación de Largo Plazo de la Expansión de la Generación y la Transmisión Regional, correspondiente al período 2019-2028"*. Este Informe está dividido en dos tomos:

Tomo I: Planificación indicativa del sistema de Generación.

Tomo II: Planificación de la expansión de la Transmisión regional.

Como resultado de la planificación de la expansión de la Transmisión Regional para el período 2019-2028, contenido en el Tomo II referido, el EOR recomendó una lista de 46 ampliaciones de transmisión, referidas al Escenario de expansión identificado como **Escenario A1**, de las cuales, 44 obras resultaron clasificadas como *Ampliaciones Planificadas*, y 2 Ampliaciones resultaron clasificadas como *Ampliaciones A Riesgo*.

El 15 de abril de 2019, la CRIE, en el contexto de lo establecido en el numeral 11.2.2 del Libro III del RMER, remitió al EOR la nota CRIE-SE-GT-81-15-04-2019, en la cual solicitó al EOR realizar aclaraciones y ajustar el informe de Planificación de Largo Plazo.

El 24 de abril de 2019, El EOR, en atención a lo solicitado en la nota CRIE-SE-GT-81-15-04-2019, remitió a la CRIE la nota EOR-DE-24-04-2019-118, por medio de la cual le remitió una versión actualizada de los **Tomos I y II** del informe de Planificación de Largo Plazo de la Generación y Transmisión Regional correspondiente al período 2019-2028, ajustados conforme a las respuestas a las dudas y comentarios planteados por la CRIE. Es importante mencionar que, en esta actualización de los Tomos I y II, no se modificaron los resultados y conclusiones contenidos en el informe enviado a CRIE el 4 de diciembre de 2018, a través de la nota EOR-PJD-30-11-2018-092. En la **Tabla 1** se presenta la lista de ampliaciones recomendadas para el Escenario de expansión A1.



Tabla 1. Escenario de expansión A1 – Lista de Ampliaciones de transmisión Planificadas y a Riesgo, informe remitido a CRIE mediante nota EOR-PJD-30-11-2018-092.

No.	País	Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Inv MUS\$	Clasificación
1	Guatemala	AGU-230/PAC-230-2	Línea 230 kV Aguacapa-Pacífico, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	21.62	LTX	Nueva	230	491.6	2022	7.43	Planificada
2	Guatemala	MOY-230-MOY-138-1	Nuevo transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 120 MVA		TR3D	Nuevo	230/138	120	2022	7.78	Planificada
3	Guatemala	SMR-230	Banco de capacitores 30 MVAR 230 kV en SE SMR		Capacitor	Nuevo	230	30	2022	1.09	Planificada
4	Guatemala	PRO-138	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Progreso.		Capacitor	Nuevo	138	30	2024	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	150	2022	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	8.15	Planificada
7	El Salvador	NEJA-115/SANT-115-2	Línea 115 kV SE Nejapa-San Antonio abad, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	6.86	LTX	Nueva	115	260	2022	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	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	8.15	Planificada
10	El Salvador	15SEP-BERL	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE 15 de Septiembre - Berlin	15.54	LTX	Repotenciar	115	150	2022	2.18	Planificada
11	El Salvador	SRF-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	1.78	Planificada
12	El Salvador	SANA-115	Banco de capacitores 60 MVAR 115 kV en SE Santa Ana.		Capacitor	Nuevo	115	60	2024	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	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	7.95	Planificada
15	Honduras	SPS 230KV/SBV B609-2	Línea 230 kV San Pedro Sula Sur- San Buenaventura, circuito simple, 1024MCM ACSR	46	LTX	Nueva	230	405.1	2022	14.22	Planificada
16	Honduras	AGC B624/AGF B641-2	Línea 230 kV Agua Caliente-Agua Fría, circuito simple, 1024MCM ACSR	28.28	LTX	Nueva	230	317.3	2022	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	8.09	Planificada
18	Honduras	CDA B530	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Cañada.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95	Planificada
19	Honduras	LNZ 138KV	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Lainez.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95	Planificada
20	Honduras	MFL B523	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Miraflores.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	1.43	Planificada
21	Honduras	SFE B505	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Santa Fe.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	1.43	Planificada
22	Honduras	SUY B515	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Suyapa.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	1.43	Planificada
23	Honduras	TON B535	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Toncontín.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	1.43	Planificada
24	Honduras	GMC B437	Banco de Capacitores 30MVAR 69kV, en SE Guaymaca		Capacitor	Nuevo	69	30	2022	1.25	Planificada
25	Honduras	SUY-CDH	Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	17.5	LTX	Nueva	230	317	2024	7.73	Planificada
26	Honduras	CYG B536	Banco de capacitores 20 MVAR 115 kV en SE Comayagua		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95	Planificada
27	Honduras	PAZ B525	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Piedras Azules		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	0.48	Planificada
28	Honduras	SGT 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Siguatepeque.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95	Planificada
29	Honduras	CRL B501	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Cañaveral.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	0.48	Planificada
30	Honduras	VNU B520	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Villa Nueva.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95	Planificada
31	Honduras	LPT B503	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE La Puerta.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95	Planificada
32	Honduras	BER B507	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Bermejo.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95	Planificada
33	Honduras	CIR B537	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Circunvalación.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95	Planificada
34	Honduras	RET 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Retorno.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	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	5.19	A Riesgo
36	Nicaragua	NDE-138-RIV-138-1	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaime - Rivas	41.11	LTX	Repotenciar	138	150	2024	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	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	3.26	Planificada
39	Costa Rica	MOI230A-CAH230-1	Repotenciar a 319 MVA la línea Moín-Cahuíta.	43.06	LTX	Repotenciar	230	319	2022	3.80	Planificada
40	Panamá	MDN115/CAL115-3	Línea 115 kV SE Mata de Nance-Caldera, circuito simple, 477MCM ACSR	25	LTX	Nueva	115	93	2022	6.06	Planificada
41	Panamá	MDN230/MDN115-4	Autotransformador en SE Mata de Nance 230/115/13.8kV, 70MVA		TR3D	Nuevo	230/115	70	2022	7.28	Planificada
42	Panamá	FOR230/GUA230-2	Línea 230 kV Fortuna-Guasquita, circuito simple, 1024MCM ACSR	16.01	LTX	Nuevo	230	275	2022	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	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	2023	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	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	4.29	Planificada

208.63



2 RESOLUCIÓN CRIE-43-2019

El 27 de junio de 2019, la CRIE emitió la Resolución **CRIE-43-2019**, indicando en su Resuelve Primero lo siguiente:

*“**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 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 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 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. 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”.*

Lo instruido por la CRIE en el Resuelve Primero de la Resolución CRIE-43-2019, contiene tres alcances:

1. Análisis eléctricos para sensibilidad del escenario A1, sin SIEPAC y sin transferencias.
2. Reclasificar cada una de las ampliaciones de transmisión que se identifiquen como “de interés regional”.
3. Verificar e incluir dentro del costo de las ampliaciones de transmisión, una estimación de los costos de derechos de paso.



3 PROCEDIMIENTOS Y PREMISAS SEGUIDOS EN EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL ESCENARIO A1

Se realizó una sensibilidad del escenario A1, para identificar las ampliaciones de transmisión que permitan superar las condiciones de incumplimiento de los CCSD en los sistemas nacionales, sin considerar la línea SIEPAC, y sin intercambios entre las áreas de control del SER. Las ampliaciones identificadas a partir de este análisis serán etiquetadas como *"Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales"*, conforme a lo indicado en la Resolución CRIE-43-2019.

3.1 Procedimiento

1. Se realizaron estudios eléctricos a los casos de sensibilidad del escenario A1, sin considerar la SIEPAC en operación y sin intercambios entre las áreas de control del SER. El objetivo de estos estudios es identificar las violaciones a los CCSD Y determinar las ampliaciones de transmisión que permitan superar las condiciones de incumplimiento de los CCSD en los sistemas nacionales. Estas ampliaciones fueron etiquetadas como *"ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales"*. En el análisis de soluciones, en primera instancia se evaluaron como obras candidatas, las ampliaciones listadas en la **Tabla 1** de este informe, las que fueron recomendadas por el EOR como resultado de la planificación de la expansión de la transmisión regional.
2. De la lista de ampliaciones contenida en la Tabla 1, las ampliaciones que no resultaron identificadas como *"ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales"*, fueron consideradas *"obras de interés regional"*. A las obras de interés regional se les realizó su evaluación económica y cálculo de beneficios para reclasificarlas como *"Ampliaciones Planificadas"* o *"Ampliaciones a Riesgo"*.

3.2 Premisas y consideraciones para los Estudios Eléctricos

- Se analizaron los casos bases PSSE, para los escenarios de demanda máxima, media y mínima, utilizados en el estudio de Planificación de Largo Plazo de la generación y transmisión regional, correspondiente al período 2019-2028.
- Se consideraron en servicio las ampliaciones decididas en cada país, tanto de generación como de transmisión, las cuales fueron reportadas en las bases de datos remitidas por los OS/OM al EOR, para la actualización de la Base de Datos Regional (BDR) realizada en 2018.



- No se consideran transferencias entre países. Las áreas de control estarán en balance.
- Se pusieron fuera de servicio todos los tramos de la línea SIEPAC (interconexiones y enlaces internos de los países), incluidos en la definición de la línea SIEPAC, según el Anexo I del Libro III del RMER, y que se indican en la siguiente tabla.

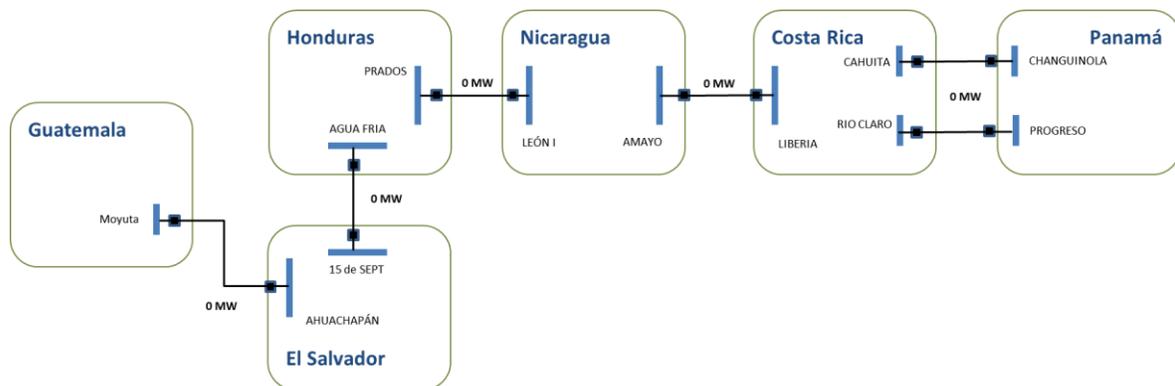
Tabla 2. Elementos que conforman la línea SIEPAC, que fueron puestos fuera de servicio para el análisis de sensibilidad del Escenario A1.

País	Tramo	Longitud (km)	Propietario	Observación
Guatemala	Aguacapa – La Vega (3)	28.7	EPR	
	La Vega – Frontera El Salvador	70.8	EPR	
	Guate Norte – San Agustín	52.6	EPR	
	San Agustín - Panaluya	56.3	EPR	
	Panaluya – Frontera Honduras	74	EPR	
El Salvador	Frontera Guatemala – Ahuachapán	19	EPR	
	Ahuachapán – Nejapa. (1)	90.1	EPR	
	Nejapa – 15 Septiembre. (1)	86	EPR	
Honduras	15 Septiembre - Frontera Honduras	93.2	EPR	
	Frontera El Salvador – Agua Caliente	54	EPR	
	Agua Caliente – Frontera Nicaragua	61	EPR	
	Torre "T" - San Buenaventura. (2)	14	EPR	
	San Buenaventura – San Nicolás*	87	EPR	
Nicaragua	San Nicolás – Frontera Guatemala	54	EPR	
	Frontera Honduras – P. Sandino	117.5	EPR	
	P. Sandino – Ticuantepe (4)	64.4	EPR	
	Ticuantepe – Frontera Costa Rica (5)	126.6	EPR	
Costa Rica	Masaya-La Virgen	88.5	EPR	Circuito 2
	Frontera Nicaragua – Cañas	129.7	EPR	
	Cañas – Parrita	159.7	EPR	
	Parrita – Palmar Norte	133.9	EPR	
	Palmar Norte – Río Claro	50.9	EPR	
Panamá	Río Claro – Frontera Panamá	22.7	EPR	
	Frontera Costa Rica – Dominical	8	EPR	
	Dominical – Veladero	142	EPR	

*San Nicolás = La Entrada

En la siguiente gráfica se ilustra la condición de interconexión y de intercambio simulada.

Ilustración 1. Representación de áreas de control interconectadas.





Observaciones:

- 1) La línea P. Sandino – Masaya, no pertenece a la línea SIEPAC y por tanto deberá mantenerse en servicio en las simulaciones.
- 2) Seccionamientos futuros de la línea SIEPAC
 - Línea Cañas-Parritas: 2019: Cañas-Jacó-Parritas.
 - Línea Frontera-Cañas: 2020: Frontera-Guayabo (Fortuna)-Cañas
- 3) Elementos que quedan aislados al poner fuera de servicio la línea SIEPAC:
 - SE La Entrada (Honduras), con una carga máxima de 15 MW a 22 MW en el horizonte del estudio. Esta demanda fue movida al nodo 230 kV en SE San Buenaventura.
 - SE Jacó (Costa Rica), con una carga máxima de 11 MW a 13 MW en el horizonte del estudio. Esta demanda fue movida al nodo 230 kV en SE Parrita.

4 ESTUDIOS ELÉCTRICOS

4.1 Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala

4.1.1 Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala

En la Tabla 3 se presenta la lista de elementos de transmisión del sistema de Guatemala que se sobrecargan ante contingencias y operación normal bajo las condiciones establecidas para el análisis de sensibilidad del escenario A1. El nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.

Tabla 3. Sobrecarga máxima en Elementos de Transmisión del Sistema de Guatemala

Elemento	Tipo Elemento	RATE A (MVA)	Descripción Contingencia	Año		2027		2028	
				Máxima Sobrecarga (%)	INV	VER	INV	VER	
GNO-231/GNO26-B3-1	TR	150	BUS 1141 [CHX-233] TO BUS 1771 [SAS-230] CKT 1	103	-	103	-	103	

Elemento: TR: Transformador; LT: Línea de Transmisión

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

De la Tabla 3 se identifica que, en el sistema eléctrico de Guatemala el único elemento que se reporta con sobrecarga es el transformador 230/69 kV de Subestación Guatemala Norte. La sobrecarga máxima que se reporta es de 3%, en los años 2027 y 2028.

Teniendo en cuenta que el elemento con sobrecarga, no forma parte de la red de transmisión de 115 kV a 230 kV, no se propone un refuerzo de transmisión desde la



perspectiva de la red troncal necesaria para la transferencia regional, en todo caso, el requerimiento de una ampliación para evitar esta sobrecarga, deberá ser analizada en el ámbito de la planificación de la transmisión nacional.

4.1.2 Evaluación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Guatemala

De las simulaciones realizadas, se comprobó que no se presentan sobrecargas de elementos de transmisión de 138 kV ni 230 kV en el sistema de Guatemala.

No obstante, se verificó que se presentan nodos del sistema de transmisión de Guatemala, con tensión post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u., lo cual no cumple los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER. Dichos resultados se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 4. Nodos del Sistema de Guatemala con Violaciones de Tensión Considerando los Refuerzos de Transmisión

Código Nudo	Nombre Nudo	kV	Año	2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		
				Contingencia	INV	VER												
1133	PNZ-230	230	SINGLE 1136-1444(1)	-	0.89	-	0.88	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	0.9	
1136	OXE-230	230	SINGLE 1136-1444(1)	-	0.89	-	0.88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1422	PRO-138	138	SINGLE 1422-1434(1)	-	0.86	0.89	0.84	0.88	0.82	0.87	0.8	0.86	0.79	0.84	0.77	0.84	0.76	
1445	IPA-138	138	SINGLE 1422-1434(1)	-	0.88	-	0.86	-	0.85	0.89	0.83	0.88	0.82	0.86	0.8	0.86	0.79	
1493	RGR-138	138	SINGLE 1422-1434(1)	-	0.89	-	0.87	-	0.85	0.89	0.83	0.88	0.82	0.86	0.81	0.86	0.8	
1497	CQM-138	138	SINGLE 1133-1730(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.89	-	0.89	
			SINGLE 1422-1434(1)	-	0.89	-	0.88	-	0.86	-	0.85	0.89	0.84	0.87	0.82	0.87	0.81	
1498	ZCA-138	138	SINGLE 1133-1730(1)	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	0.89	-	0.88	-	0.88	
			SINGLE 1422-1434(1)	-	-	-	0.89	-	0.88	-	0.86	-	0.85	0.89	0.84	0.89	0.83	
1499	PAN-138	138	SINGLE 1133-1730(1)	-	-	-	0.9	-	-	-	0.9	-	0.89	-	0.88	-	0.87	
			SINGLE 1422-1434(1)	-	-	-	0.89	-	0.89	-	0.87	-	0.86	0.9	0.85	0.9	0.84	
1710	PAN-230	230	SINGLE 1133-1730(1)	0.9	0.87	0.9	0.86	-	0.9	-	0.88	-	0.88	-	0.86	-	0.87	
			SINGLE 1136-1444(1)	-	0.89	-	0.88	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	0.9	
			SINGLE 1710-1732(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	0.9
			SINGLE 1730-1732(1)	-	0.88	-	0.88	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	0.9
1730	IZA-230	230	SINGLE 1133-1730(1)	0.88	0.86	0.88	0.85	-	0.88	0.9	0.87	0.89	0.86	0.88	0.84	0.88	0.85	
			SINGLE 1136-1444(1)	-	0.88	-	0.87	-	-	-	-	-	-	-	0.89	-	0.89	
1732	MOR-230	230	SINGLE 1133-1730(1)	0.89	0.86	0.88	0.85	-	0.89	-	0.88	0.9	0.87	0.89	0.85	0.89	0.86	
			SINGLE 1136-1444(1)	-	0.88	-	0.87	-	-	-	-	-	-	-	0.89	-	0.89	
			SINGLE 1730-1732(1)	-	0.87	-	0.87	-	-	-	-	-	-	0.9	-	0.89	-	0.89
1771	SAS-230	230	SINGLE 1141-1771(1)	-	-	-	0.89	-	0.89	-	0.89	0.9	0.87	0.9	0.86	0.9	0.86	
1798	LCU-138	138	SINGLE 1422-1434(1)	-	0.89	-	0.87	-	0.86	-	0.84	0.89	0.83	0.87	0.81	0.87	0.8	
1822	HUE-138	138	SINGLE 1841-1842-1528(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	0.9	
1867	SMR-230	230	SINGLE 1841-1867(2)	-	0.87	0.9	0.84	0.88	0.8	0.87	0.79	0.83	0.73	0.81	0.84	0.81	0.84	
14126	PBA-230	230	SINGLE 1133-1730(1)	-	-	-	-	-	0.89	-	0.88	-	0.87	0.9	0.85	0.89	0.86	
			SINGLE 1136-1444(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	0.9	
			SINGLE 1730-1732(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	0.9	

Estación: VER: Verano; INV: Invierno



Se concluye que es necesario proponer soluciones para resolver las violaciones de tensión, de manera que se cumpla con los Criterios de Calidad y Seguridad establecidos en el RMER para condición normal del sistema y ante contingencias simples.

4.1.3 Requerimientos de compensación reactiva en el Sistema de Guatemala

A efectos de que los voltajes post-contingencia se mantengan en el intervalo de [0.90, 1.10] p.u., se determinó que la compensación capacitiva requerida y su punto de conexión, en el escenario de sensibilidad A1 es la que se describe en la siguiente tabla.

Tabla 5. Compensación Capacitiva Requerida en el Sistema de Guatemala

Código Nodo	Nombre Nodo	Año	MVAR
1871	SMR-691	2022	30
1422	PRO-138	2022	20
1798	LCU-138	2022	10
1771	SAS-230	2023	30

4.1.4 Listado de ampliaciones para cumplir los CCSD en el sistema de Guatemala

Las ampliaciones que se requieren en el sistema eléctrico de Guatemala para cumplir con los CCSD en el marco de lo instruido en la Resolución **CRIE-43-2019**, se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 6. Lista de ampliaciones de transmisión resultantes para el Sistema de Guatemala

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
SMR-691	Banco de capacitores en SE SMR	-	Capacitor	Nuevo	69	30	2022	Voltaje
PRO-138	Banco de capacitores en SE Progreso	-	Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
LCU-138	Banco de capacitores en SE LCU	-	Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje
SAS-230	Banco de capacitores en SE SAS	-	Capacitor	Nuevo	230	30	2023	Voltaje

4.1.5 Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales del sistema de Guatemala

Conforme a lo instruido en el Resuelve Primero de la Resolución CRIE-43-2019, se identifican como Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales, las ampliaciones que permiten superar los incumplimientos a los CCSD, bajo las condiciones del análisis de sensibilidad del Escenario A1, y que están contenidas en la Tabla 1 de este informe. En la Tabla 7 se resume las Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales para el sistema eléctrico de Guatemala.



Tabla 7. Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales conforme a las condiciones indicadas en la Resolución CRIE-43-2019 – Compensación capacitiva.

Código Nodo	Nombre Nodo	Año	MVAR
1871	SMR-691	2022	30
1422	PRO-138	2022	20

Observaciones:

- 1) En el estudio eléctrico del análisis de sensibilidad se ha considerado la compensación de 30 MVAR en el nodo Samaria 69 kV (SMR-69) como solución a las violaciones de voltaje reportadas, resultando equivalente en efectividad a la solución de 30 MVAR en el nodo SMR-230 kV, contenida en la Tabla 1.
- 2) Bajo las condiciones consideradas para realizar el análisis de sensibilidad del escenario A1, la solución de compensación reactiva en el nodo 138 kV de subestación El Progreso (PRO-138 kV), resulta en 20 MVAR; sin embargo, la compensación recomendada para este nodo, indicada en la Tabla 1 de este informe (conforme resultados de los estudios de planificación regional), fue de 30 MVAR. La diferencia del requerimiento se sustenta en que, la compensación total requerida en el análisis de sensibilidad totaliza 90 MVAR, distribuido en cuatro (4) subestaciones. Es importante mencionar que las condiciones de la red consideradas en el análisis de sensibilidad son diferentes a las condiciones de red analizadas en los estudios eléctricos realizados en el desarrollo de los estudios para determinar la expansión de la transmisión regional de largo plazo.

4.2 Resultados para el sistema eléctrico de El Salvador

4.2.1 Sobrecargas en el sistema de transmisión de El Salvador

En la Tabla 8 se presenta la lista de elementos de transmisión del sistema de El Salvador que se sobrecargan ante contingencias y operación normal bajo las condiciones establecidas para el análisis de sensibilidad del escenario A1. El nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.



Tabla 8. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de El Salvador

Elemento	Tipo Elemento	RATE A (MVA)	Descripción Contingencia	Año	2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028	
				Máxima Sobrecarga (%)	IN V	VE R												
15SE-115/BERL-115-1	LT	130	BUS 27181 [15SE-115] TO BUS 27591 [CHCA-115] CKT 1	109	-	-	-	109	-	108	-	107	-	106	-	106	-	105
			BUS 27211 [BERL-115] TO BUS 27341 [SMIG-115] CKT 1	103	102	102	102	103	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102
			BUS 27281 [CHIN-115] TO BUS 27581 [SVIC-115] CKT 1	108	-	105	-	108	-	107	-	107	-	106	-	106	-	105
			BUS 27321 [SRAF-115] TO BUS 27581 [SVIC-115] CKT 1	130	-	113	102	130	101	128	101	128	-	127	-	127	-	126
			BUS 27391 [TECO-115] TO BUS 27401 [OZAT-115] CKT 1	105	-	102	-	105	-	104	-	104	-	103	-	103	-	103
BERL-115/SMIG-115-1	LT	130	BUS 27181 [15SE-115] TO BUS 27211 [BERL-115] CKT 1	103	103	102	103	103	103	102	103	102	103	102	103	102	103	102
SANT-115/NEJA-115-1	LT	260	BUS 27321 [SRAF-115] TO BUS 27431 [SMAR-115] CKT 1	102	-	-	-	-	-	-	102	-	-	-	-	-	-	
			BUS 27421 [NCUS-115] TO BUS 27461 [STOM-115] CKT 1	113	104	-	108	-	111	-	113	-	105	-	106	-	107	-
			BUS 27431 [SMAR-115] TO BUS 27461 [STOM-115] CKT 1	126	115	-	120	-	123	-	126	-	119	-	120	-	122	-
SMIG-115/OZAT-115-1	LT	130	BUS 27321 [SRAF-115] TO BUS 27581 [SVIC-115] CKT 1	120	-	-	-	120	-	120	-	119	-	119	-	119	-	118
			BUS 27181 [15SE-115] TO BUS 27211 [BERL-115] CKT 1	119	-	-	-	119	-	118	-	117	-	117	-	116	-	116
			BUS 27181 [15SE-115] TO BUS 27321 [SRAF-115] CKT 1	103	-	-	-	103	-	102	-	101	-	101	-	101	-	101
			BUS 27181 [15SE-115] TO BUS 27431 [SMAR-115] CKT 1	101	-	-	-	101	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			BUS 27181 [15SE-115] TO BUS 27431 [SMAR-115] CKT 2	101	-	-	-	101	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			BUS 27181 [15SE-115] TO BUS 27591 [CHCA-115] CKT 1	105	-	-	-	105	-	104	-	104	-	103	-	103	-	103
			BUS 27341 [SMIG-115] TO BUS 27401 [OZAT-115] CKT 1	121	-	-	-	121	-	120	-	120	-	119	-	119	-	119
			BUS 27491 [LUNI-115] TO BUS 27511 [HAVI-115] CKT 1	102	-	-	-	102	-	101	-	100	-	100	-	-	-	-
			BUS 28181 [15SE-230 230] TO BUS 28371 [NEJA-230 230] CKT 2	105	-	-	-	105	-	104	-	103	-	103	-	103	-	103
			BUS 6040 [SFR115] TO BUS 6230 [CBA115] CKT 41	102	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	102	-

Elemento: TR: Transformador; LT: Línea de Transmisión
Estación: VER: Verano; INV: Invierno



4.2.2 Proyectos para evitar las sobrecargas en el Sistema de El Salvador para la sensibilidad del Escenario A1

Para evitar las sobrecargas identificadas en el sistema de transmisión de El Salvador, se evaluaron los elementos de transmisión candidatos que se indican a continuación:

Tabla 9. Líneas de transmisión candidatas para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de El Salvador

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Longitud (km)
Nueva LT	2022	27181	15SE-115	27211	BERL-115	2	0.01421	0.056379	0.0071	150	150	150	15.54
Nueva LT	2022	27371	NEJA-115	27361	SANT-115	2	0.00313	0.017429	0.00442	260	260	260	6.86
Nueva LT	2023	27321	SRAF-115	27581	SVIC-115	2	0.01155	0.04651	0.00569	150	150	150	12.67

4.2.3 Evaluación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de El Salvador

A efectos de evaluar la efectividad para el cumplimiento de los CCSD de la incorporación de las ampliaciones de transmisión en el sistema de El Salvador para la Sensibilidad del Escenario A1, se realizaron simulaciones de flujo de carga en condición de red completa y ante contingencias simples en el SER.

De las simulaciones realizadas, se comprobó que no se presentan sobrecargas adicionales de elementos de transmisión de 115 kV a 230 kV en el sistema eléctrico de El Salvador, considerando la incorporación de las ampliaciones de transmisión indicadas en la Tabla 9.

No obstante, se verificó que, en el sistema de transmisión de El Salvador, se presentan nodos con tensión post-contingencia fuera del rango 0.90 - 1.10 p.u., lo cual no cumple los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER. En la **Tabla 10** se presentan los resultados obtenidos sin indicar la contingencia que provocan dichas violaciones, debido a la gran cantidad de contingencias que provocan estas violaciones de voltaje.



Tabla 10. Nodos del Sistema de El Salvador con Violaciones de Tensión Considerando los Refuerzos de Transmisión

Código Nudo	Nombre Nudo	Año kV	2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028	
			INV	VER	INV	VER										
27071	LANG-115	115	-	-	0.9	-	0.88	-	0.87	-	-	-	0.89	-	-	-
27111	GUAJ-115	115	0.89	-	0.88	-	0.87	-	0.86	-	0.89	-	0.88	-	0.88	-
27112	CEL-EOL	115	0.89	-	0.89	-	0.88	-	0.87	-	0.89	-	0.88	-	0.88	-
27113	VDC-EOL	115	0.9	-	0.89	-	0.88	-	0.87	-	0.89	-	0.89	-	0.88	-
27114	VEN-EOL	115	0.89	-	0.89	-	0.88	-	0.87	-	0.89	-	0.88	-	0.88	-
27131	ACAJ-115	115	-	-	-	-	-	-	0.9	-	0.9	-	0.89	-	-	-
27132	ACAJ2-115	115	-	-	-	-	-	-	0.9	-	0.9	-	0.89	-	-	-
27133	TPTO-115	115	-	-	-	-	-	-	0.9	-	0.9	-	0.89	-	-	-
27134	LTRI-115	115	-	-	-	-	-	-	0.9	-	0.9	-	0.89	-	-	-
27281	CHIN-115	115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-
27291	JIBO-115	115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-
27301	SOYA-115	115	0.9	-	0.89	-	0.88	-	0.86	-	0.9	-	0.89	-	0.89	-
27351	SANA-115	115	0.87	-	0.86	0.9	0.85	-	0.85	0.9	0.87	0.9	0.86	0.89	0.86	0.89
27361	SANT-115	115	0.9	-	0.89	-	0.87	-	0.86	-	-	-	0.89	-	0.89	-
27371	NEJA-115	115	-	-	0.9	-	0.88	-	0.87	-	-	-	0.89	-	-	-
27372	NEPO-115	115	-	-	0.9	-	0.88	-	0.87	-	-	-	0.89	-	-	-
27381	OPIC-115	115	0.9	-	0.89	-	0.87	-	0.86	-	0.9	-	0.88	-	0.89	-
27391	TECO-115	115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	0.9	-
27411	SONS-115	115	-	-	-	-	-	-	0.89	-	-	-	0.89	-	-	-
27421	NCUS-115	115	0.9	-	0.89	-	0.87	-	0.86	-	0.9	-	0.88	-	0.89	-
27431	SMAR-115	115	-	-	-	-	0.89	-	0.88	-	-	-	-	-	0.9	-
27441	ATEO-115	115	0.9	-	0.89	-	0.87	-	0.86	-	0.9	-	0.88	-	-	-
27451	SBAR-115	115	-	-	0.9	-	0.88	-	0.87	-	-	-	0.9	-	0.89	-
27461	STOM-115	115	-	-	-	-	0.89	-	0.88	-	-	-	0.89	-	-	-
27471	PEDR-115	115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.88	-	-	-
27481	TALN-115	115	0.9	-	0.89	-	0.87	-	0.86	-	0.9	-	0.88	-	-	-
27501	SMAT-115	115	0.9	-	0.89	-	0.87	-	0.86	-	0.9	-	0.88	-	0.89	-
27551	VOLC-115	115	0.9	-	0.89	-	0.87	-	0.86	-	-	-	0.88	-	0.89	-
27561	APOP-115	115	-	-	0.9	-	0.88	-	0.87	-	-	-	0.9	-	-	-
27811	KILO-115	115	-	-	-	-	-	-	0.9	-	0.9	-	0.89	-	-	-
27812	PROG-115	115	-	-	-	-	-	-	0.9	-	0.9	-	0.89	-	-	-
28132	EDP-230	230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.89	-	-	-
28161	AHUA-230	230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.89	-	-	-
28371	NEJA-230	230	-	-	-	-	0.89	-	0.88	-	-	-	0.89	-	-	-

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

A continuación, se analizan soluciones a las violaciones de tensión que son persistentes en el horizonte de análisis, de manera que se cumpla con los Criterios de Calidad y Seguridad establecidos en el RMER para contingencias simples.



4.2.4 Requerimientos de compensación reactiva en el Sistema de El Salvador

A efectos de que los voltajes post-contingencia se mantengan en el intervalo de [0.90, 1.10] pu, se determinó que la compensación capacitiva requerida y su punto de conexión, en el escenario de sensibilidad A1 es la que se describe en la siguiente tabla.

Tabla 11. Compensación Capacitiva Requerida en el Sistema de El Salvador

Código Nodo	Nombre Nodo	Año	MVAR
27351	SANA-115	2022	20
27301	SOYA-115	2022	20
27361	SANT-115	2022	20
27381	OPIC-115	2022	20
27421	NCUS-115	2022	20
27441	ATEO-115	2022	10
27481	TALN-115	2022	10
27501	SMAT-115	2022	20
27551	VOLC-115	2022	20
27071	LANG-115	2023	10
27371	NEJA-115	2023	10
27372	NEPO-115	2023	10
27451	SBAR-115	2023	10
27561	APOP-115	2023	10
27431	SMAR-115	2024	10
27461	STOM-115	2024	10
28371	NEJA-230	2025	10
27411	SONS-115	2025	10

La capacidad total de compensación capacitiva necesaria instalar en el Sistema de El Salvador es igual a 350 MVAR.

4.2.5 Listado de ampliaciones para cumplir los CCSD en el sistema de El Salvador

Las ampliaciones que se requieren en el Sistema de El Salvador para cumplir con los CCSD en el marco de lo instruido en la Resolución **CRIE-43-2019**, se presentan en la tabla siguiente.



Tabla 12. Lista de ampliaciones de transmisión resultantes para el Sistema de El Salvador

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA MVAR	Año	Origen
15SE-115/BERL-115-2	Línea Transmisión 15 Sept-Berlín	15.54	LT	Nuevo	115	150	2022	Sobrecarga
NEJA-115/SANT-115-2	Línea Transmisión SE Nejapa-San Antonio Abad	6.86	LT	Nuevo	115	260	2022	Sobrecarga
SRAF-115/SVIC-115-2	Línea Transmisión SE San Rafael Cedros-San Vicente	12.67	LT	Nuevo	115	150	2023	Sobrecarga
SANA-115	Banco de capacitores en SE Santa Ana		Capacitor	Nuevo	115	20	2022	Voltaje
SOYA-115	Banco de capacitores en SE Soyapango		Capacitor	Nuevo	115	20	2022	Voltaje
SANT-115	Banco de capacitores en SE San Antonio Abad		Capacitor	Nuevo	115	20	2022	Voltaje
OPIC-115	Banco de capacitores en SE Opico		Capacitor	Nuevo	115	20	2022	Voltaje
NCUS-115	Banco de capacitores en SE Nueva Cuscatlán		Capacitor	Nuevo	115	20	2022	Voltaje
ATEO-115	Banco de capacitores en SE Ateos		Capacitor	Nuevo	115	10	2022	Voltaje
TALN-115	Banco de capacitores en SE Talnique		Capacitor	Nuevo	115	10	2022	Voltaje
SMAT-115	Banco de capacitores en SE San Matías		Capacitor	Nuevo	115	20	2022	Voltaje
VOLC-115	Banco de capacitores en SE Volcán		Capacitor	Nuevo	115	20	2022	Voltaje
LANG-115	Banco de capacitores en SE El Ángel		Capacitor	Nuevo	115	10	2023	Voltaje
NEJA-115	Banco de capacitores en SE Nejapa		Capacitor	Nuevo	115	10	2023	Voltaje
NEPO-115	Banco de capacitores en SE Nejapa Power		Capacitor	Nuevo	115	10	2023	Voltaje
SBAR-115	Banco de capacitores en SE San Bartolo		Capacitor	Nuevo	115	10	2023	Voltaje
APOP-115	Banco de capacitores en SE Apopa		Capacitor	Nuevo	115	10	2023	Voltaje
SMAR-115	Banco de capacitores en SE San Martín		Capacitor	Nuevo	115	10	2024	Voltaje
STOM-115	Banco de capacitores en SE Santo Tomás		Capacitor	Nuevo	115	10	2024	Voltaje
NEJA-230	Banco de capacitores en SE Nejapa		Capacitor	Nuevo	230	10	2025	Voltaje
SONS-115	Banco de capacitores en SE Sonsonate		Capacitor	Nuevo	115	10	2025	Voltaje

4.2.6 Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales del sistema de El Salvador

Conforme a lo instruido en el Resuelve Primero de la Resolución CRIE-43-2019, se identifican como *Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales*, las ampliaciones que permiten superar los incumplimientos a los CCSD, bajo las condiciones del análisis de sensibilidad del Escenario A1, y que están contenidas en la Tabla 1 de este informe. En la **Tabla 13** se resume las Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales para el sistema eléctrico de El Salvador.



Tabla 13. Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacional para el sistema eléctrico de El Salvador, conforme a las condiciones indicadas en la Resolución CRIE-43-2019.

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA MVAR	Año	Origen
15SE-115/BERL-115-2	Línea Transmisión 15 Sept-Berlín	15.54	LT	Nuevo	115	150	2022	Sobrecarga
NEJA-115/SANT-115-2	Línea Transmisión SE Nejapa-San Antonio Abad	6.86	LT	Nuevo	115	260	2022	Sobrecarga
SRAF-115/SVIC-115-2	Línea Transmisión SE San Rafael Cedros-San Vicente	12.67	LT	Nuevo	115	150	2023	Sobrecarga
SANA-115	Banco de capacitores en SE Santa Ana	---	Capacitor	Nuevo	115	20	2022	Voltaje

Observaciones:

Bajo las condiciones consideradas para realizar el análisis de sensibilidad del escenario A1, la solución de compensación reactiva en el nodo 115 kV de subestación Santa Ana (SANA-115 kV), resulta en 20 MVAR; sin embargo, la compensación recomendada para este nodo, indicada en la Tabla 1 de este informe (conforme resultados de los estudios de planificación regional), fue de 60 MVAR. La diferencia del requerimiento se sustenta en que, la compensación total requerida en el análisis de sensibilidad totaliza 350 MVAR, distribuido en 18 subestaciones. Es importante mencionar que las condiciones de la red consideradas en el análisis de sensibilidad, son diferentes a las condiciones de red analizadas en los estudios eléctricos realizados en el desarrollo de los estudios para determinar la expansión de la transmisión regional de largo plazo.



4.3 Resultados para el sistema eléctrico de Honduras

4.3.1 Sobrecargas en el sistema de transmisión de Honduras

En la Tabla 14 se presenta la lista de elementos de transmisión del sistema de Honduras que se sobrecargan ante contingencias y operación normal en el análisis de sensibilidad del escenario A1. El nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.

Los resultados que se muestran, no incluyen la descripción de las contingencias que provocan sobrecargas en elementos de transmisión del Sistema de Honduras, en vista de la gran cantidad de contingencias que provocan esta condición.

Tabla 14. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de Honduras

Elemento	Tipo Elemento	RATE A (MVA)	Máxima Sobrecarga (%)	2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028	
				INV	VER												
AGC-B624/AGF-B641-1	LT	317.3	120	120	-	118	117	119	112	120	109	119	109	119	115	119	108
BER-B507/TER-LVI-138-1	LT	151.8	105	102	104	102	105	102	105	102	105	102	105	102	105	102	105
CDA-B530/TON-B535-1	LT	151.8	108	-	106	100	108	100	107	100	107	-	107	100	107	100	108
CHM-B539/TER-LVI-138-1	LT	151.8	128	127	103	128	127	128	127	128	127	128	127	128	127	128	127
CRL-B501/RLN-B521-1	LT	151.8	118	-	-	-	-	-	-	-	117	-	118	-	-	-	-
CRL-B501/SGT-138KV-1	LT	151.8	118	-	-	-	-	-	-	-	117	-	118	-	-	-	-
MAS-B544/MAST545-1	TR	25	106	-	103	-	105	-	105	-	105	-	105	-	106	-	106
NNC-B639/AGF-B641-1	LT	317.3	110	-	-	-	110	-	-	106	-	-	-	-	-	-	-
NNC-B639/F-15SE-AG1-1	LT	317.3	110	-	-	-	110	-	-	107	-	-	-	-	-	-	-
PAV-B620/SLU-B637-1	LT	317.3	111	-	-	-	-	-	-	-	-	101	-	111	107	100	-
PAZ-B525/SGT-138KV-1	LT	151.8	104	-	-	-	-	-	-	-	103	-	104	-	-	-	-
PRD-B618/FNH-230-1	LT	317.3	100	-	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PRD-B618/SLU-B637-1	LT	317.3	101	-	-	-	101	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SFE-B505/SFET514-1	TR	25	114	108	114	108	114	108	114	108	114	108	114	108	114	108	114
SUY-B515/MFL-B523-1	LT	151.8	105	-	103	-	105	-	104	-	104	-	104	-	104	-	104
SUY-B515/SUY-B612-1	TR	100	104	-	103	-	102	-	102	-	103	-	103	-	103	-	104
SUY-B612/SUYT612-1	TR	100	107	-	107	-	107	-	107	-	107	-	107	-	107	-	107
SUY-B612/SUYT613-1	TR	100	106	-	106	-	106	-	106	-	106	-	106	-	106	-	106
TSZ-B526/TSZT526-1	TR	25	114	108	114	108	114	108	114	108	114	108	114	108	114	108	114

Elemento: TR: Transformador; LT: Línea de Transmisión
Estación: VER: Verano; INV: Invierno



4.3.2 Proyectos para evitar las sobrecargas en el Sistema de Honduras para la sensibilidad del Escenario A1

Para evitar las sobrecargas identificadas en el sistema de transmisión de Honduras, se evaluaron los elementos de transmisión candidatos que se indican a continuación:

Tabla 15. Líneas de transmisión candidatas para evitar sobrecargas en el Sistema de Honduras

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Longitud (km)
Nueva LT	2022	3034	PAV B620	3553	SLU B637	2	0.002641	0.017325	0.03452	317	317	349	19.06
Nueva LT	2022	3029	CRL B501	3098	RLN B521	2	0.005275	0.022174	0.00527	152	152	167	8.4
Nueva LT	2022	3033	SUY B612	3544	CDH B629	2	0.002424	0.015907	0.03169	317	317	349	17.5
Nueva LT	2022	3034	PAV B620	3544	CDH B629	2	0.009767	0.064082	0.12767	317	317	349	70.5
Nueva LT	2022	3060	CYG B536	3294	COMAYAGUA II	2	0.005652	0.023513	0.00571	152	152	167	9
Nueva LT	2022	3301	AGC B624	3592	AGF B641	2	0.003188	0.020212	0.06411	317	317	349	28.28
Nueva LT	2022	3037	BER B507	3179	TER LVI 138	2	0.005183	0.022909	0.00491	152	152	167	8.2
Nueva LT	2022	3049	CHM B539	3179	TER LVI 138	2	0.0014417	0.0098333	0.00257796	189	189	189	3.78
Rep. LT	2022	3049	CHM B539	3179	TER LVI 138	1	0.0014417	0.0098333	0.00257796	189	189	189	3.78
Nueva LT	2022	3032	CJN B601	3429	AMT B605	2	0.019701	0.107803	0.33012	405	405	446	146.3
Nueva LT	2022	3211	NNC B639	3592	AGF B641	2	0.000093	0.000588	0.00187	317	317	349	0.82

4.3.3 Evaluación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Honduras

A efectos de evaluar la efectividad para el cumplimiento de los CCSD de la incorporación de las ampliaciones de transmisión en el sistema de Honduras en el análisis de sensibilidad del Escenario A1, se realizaron simulaciones de flujo de carga en condición de red completa y ante contingencias simples en el SER.

De las simulaciones realizadas, se comprobó que no se presentan sobrecargas de elementos de transmisión de 138 kV ni 230 kV en el sistema de Honduras, considerando la incorporación de las ampliaciones de transmisión propuestas para la sensibilidad del Escenario A1.

No obstante, se verificó que, en el sistema de transmisión de Honduras, se presentan nodos con tensión post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u., lo cual no cumple los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER. En la Tabla 16 se presentan los resultados obtenidos sin indicar la contingencia que provocan dichas violaciones, debido a la gran cantidad de contingencias que provocan estas violaciones de voltaje.



Tabla 16. Nodos del Sistema de Honduras con Violaciones de Tensión Considerando los Refuerzos de Transmisión

Código Nodo	Nombre Nodo	Año	2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028	
			kV	INV	VER	INV										
3030	SUY-B515	138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.88	-	-	-	-
3031	CDA-B530	138	-	0.89	-	-	-	-	-	-	-	0.88	-	-	-	-
3033	SUY-B612	230	-	0.88	-	-	-	-	-	0.9	-	0.87	-	0.89	-	0.89
3060	CYG-B536	138	0.8	0.74	0.81	0.76	0.81	0.76	0.81	0.76	0.81	0.76	0.81	0.77	0.81	0.77
3072	LNZ-138KV	138	-	0.89	-	-	-	-	-	-	-	0.87	-	-	-	-
3085	MFL-B523	138	-	0.9	-	-	-	-	-	-	-	0.87	-	-	-	-
3091	PAZ-B525	138	0.81	0.75	0.82	0.77	0.82	0.77	0.82	0.77	0.82	0.77	0.82	0.78	0.82	0.78
3095	PGR-B603	230	-	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.88	0.89	0.87
3101	SFE-B505	138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.88	-	-	-	-
3103	SGT-138KV	138	0.84	0.78	0.84	0.8	0.84	0.8	0.84	0.8	0.84	0.8	0.84	0.81	0.84	0.81
3120	TON-B535	138	-	0.9	-	-	-	-	-	-	-	0.88	-	-	-	-
3123	VNU-B520	138	-	0.86	-	0.87	-	0.87	-	0.87	-	0.87	-	0.89	-	0.89
3155	TON-B610	230	-	0.89	-	-	-	-	-	-	-	0.87	-	-	-	-
3180	CAR-B540	138	-	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3185	NCO-B564	138	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
3239	CERRO-GRANDE	230	-	0.88	-	-	-	-	-	0.9	-	0.87	-	0.9	-	0.89
3241	SITIO	230	-	0.88	-	-	-	-	-	0.9	-	0.87	-	0.89	-	0.89
3257	SPS-230KV	230	0.85	0.82	0.85	0.84	0.85	0.84	0.85	0.84	0.85	0.84	0.85	0.84	0.85	0.85
3294	COMAYAGUA-II	138	0.8	0.74	0.81	0.76	0.81	0.76	0.81	0.76	0.81	0.76	0.81	0.77	0.81	0.77
3300	SBV-B609	230	-	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3429	AMT-B605	230	-	0.89	-	-	-	-	-	-	-	0.88	-	-	-	0.9
3544	CDH-B629	230	-	0.89	-	-	-	-	-	-	-	0.87	-	-	-	0.9
3550	VEG-B607	230	-	0.88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	0.89
3551	VEG-B606	230	-	0.88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	0.89
3577	CKP-B576	138	-	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Estación: VER: Verano; INV: Invierno

A continuación, se analizan soluciones a las violaciones de tensión que son persistentes en el horizonte de análisis, de manera que se cumpla con los Criterios de Calidad y Seguridad establecidos en el RMER para contingencias simples.

4.3.4 Requerimientos de compensación reactiva en el Sistema de Honduras

A efectos de que los voltajes post-contingencia se mantengan en el intervalo de [0.90, 1.10] pu, se determinó que la compensación capacitiva requerida y su punto de conexión, en el escenario de sensibilidad A1 es la que se describe en la siguiente tabla.



Tabla 17. Compensación Capacitiva Requerida en el Sistema de Honduras

Código Nodo	Nombre Nodo	Año	MVAR
3060	CYG B536	2022	20
3294	COMAYAGUA II	2022	10
3103	SGT 138KV	2022	10
3257	SPS 230KV	2022	50
3155	TON B610	2026	10
3239	CERRO GRANDE	2022	20
3241	SITIO	2022	30
3544	CDH B629	2022	10
3429	AMT B605	2022	10
3095	PGR B603	2022	80

La compensación capacitiva necesaria a instalar en el Sistema de Honduras, totaliza 250 MVAR.

4.3.5 Listado de ampliaciones para cumplir los CCSD en el sistema de Honduras

Las ampliaciones que se requieren en el Sistema de Honduras para cumplir con los CCSD en el marco de lo instruido en la Resolución **CRIE-43-2019**, se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 18. Lista de ampliaciones de transmisión resultantes para el sistema de Honduras para cumplir con los CCSD, bajo las condiciones establecidas en la Resolución CRIE-43-2019.

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
PAV B620/SLU B637-2	Línea Transmisión Pavana-Santa Lucía	19.06	LT	Nuevo	230	317	2022	Sobrecarga
CRL B501/RLN B521-2	Línea Transmisión Cañaveral-Río Lindo	8.4	LT	Nuevo	138	152	2022	Sobrecarga
SUY B612/CDH B629-2	Línea Transmisión Suyapa-Cerro de Hula	17.5	LT	Nuevo	230	317	2022	Sobrecarga
PAV B620/CDH B629-2	Línea Transmisión Pavana-Cerro de Hula	70.5	LT	Nuevo	230	317	2022	Sobrecarga
CYG B536/COMAYAGUA II-2	Línea Transmisión Comayagua-Comayagua II	9	LT	Nuevo	138	152	2022	Sobrecarga
AGC B624/AGF B641-2	Línea Transmisión Agua Caliente-Agua Fría	28.28	LT	Nuevo	230	317	2022	Sobrecarga
BER B507/TER LVI 138-2	Línea Transmisión Bermejo-Terminal La Victoria	8.2	LT	Nuevo	138	152	2022	Sobrecarga
CHM B539/TER LVI 138-2	Línea Transmisión Choloma-Terminal La Victoria	3.78	LT	Nuevo	138	189	2022	Sobrecarga
CHM B539/TER LVI 138-1	Línea Transmisión Choloma-Terminal La Victoria	3.78	LT	Repotenciación	138	189	2022	Sobrecarga
CJN B601/AMT B605-2	Línea Transmisión Cajón-Amarateca	146.3	LT	Nuevo	230	405	2022	Sobrecarga
NNC B639/AGF B641-2	Línea Transmisión Nueva Nacaome-Agua Fría	0.82	LT	Nuevo	230	317	2022	Sobrecarga
CYG B536	Banco de capacitores en SE Comayagua		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
COMAYAGUA II	Banco de capacitores en SE Comayagua II		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje



Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
SGT 138KV	Banco de capacitores en SE Siguatepeque		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje
SPS 230KV	Banco de capacitores en SE San Pedro Sula Sur		Capacitor	Nuevo	230	50	2022	Voltaje
TON B610	Banco de capacitores en SE Toncontín		Capacitor	Nuevo	230	10	2026	Voltaje
CERRO GRANDE	Banco de capacitores en SE Cerro Grande		Capacitor	Nuevo	230	20	2022	Voltaje
SITIO	Banco de capacitores en SE El Sitio		Capacitor	Nuevo	230	30	2022	Voltaje
CDH B629	Banco de capacitores en SE Cerro de Hula		Capacitor	Nuevo	230	10	2022	Voltaje
AMT B605	Banco de capacitores en SE Amarateca		Capacitor	Nuevo	230	10	2022	Voltaje
PGR B603	Banco de capacitores en SE Progreso		Capacitor	Nuevo	230	80	2022	Voltaje

4.3.6 Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales del sistema de Honduras

Conforme a lo instruido en el Resuelve Primero de la Resolución CRIE-43-2019, se identifican como *Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales*, las ampliaciones que permiten superar los incumplimientos a los CCSD, bajo las condiciones del análisis de sensibilidad del Escenario A1, y que están contenidas en la Tabla 1 de este informe. En la **Tabla 19** se resume las Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales para el sistema eléctrico de Honduras.

Tabla 19. Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales para el sistema eléctrico de Honduras, conforme a las condiciones indicadas en la Resolución CRIE-43-2019.

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
PAV B620/SLU B637-2	Línea Transmisión Pavana-Santa Lucía	19.06	LT	Nuevo	230	317	2022	Sobrecarga
SUY B612/CDH B629-2	Línea Transmisión Suyapa-Cerro de Hula	17.5	LT	Nuevo	230	317	2022	Sobrecarga
AGC B624/AGF B641-2	Línea Transmisión Agua Caliente-Agua Fria	28.28	LT	Nuevo	230	317	2022	Sobrecarga
CYG B536	Banco de capacitores en SE Comayagua		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
SGT 138KV	Banco de capacitores en SE Siguatepeque		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje

4.4 Resultados Para El Sistema eléctrico de Nicaragua

4.4.1 Sobrecargas en el sistema de transmisión de Nicaragua

En la Tabla 20 se presenta la lista de elementos de transmisión del sistema de Nicaragua que se sobrecargan ante contingencias y operación normal en el análisis de sensibilidad del escenario de A1. El nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.



Tabla 20. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de Nicaragua

Elemento	Tipo Elemento	RATE A (MVA)	Descripción Contingencia	Año Máxima Sobrecarga (%)	2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		
					INV	VER													
CAT-138/MSY-138-1	LT	100	BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	124	-	124	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	146	-	-	-	133	-	133	-	146	-	-	-	-	-	-	-
CAT-138/NDE-138-1	LT	96	BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	150	-	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4800 [VIRG-230 230.00] CKT 1	128	-	128	-	121	-	122	-	120	-	-	-	-	-	-	-
			BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	193	-	112	-	178	-	179	-	193	-	-	-	-	-	-	-
LBS-138/ASO-138-1	LT	134	BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	101	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	101	
MT1-230/ALB-AT1-1	TR	75	BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	157	139	105	156	157	148	145	146	143	146	140	154	133	151	135	
NDE-138/RIV-138-1	LT	96	BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	155	-	155	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4800 [VIRG-230 230.00] CKT 1	137	-	137	-	131	-	131	-	130	-	-	-	-	-	-	
			BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	201	-	117	-	185	-	186	-	201	-	-	-	-	-	-	
RIV-138/VIR-138KV-1	LT	150	BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	123	-	-	-	113	-	113	-	123	-	-	-	-	-		
SNB-230/SNB-AT1-1	TR	71.3	BUS 4357 [SNB-138 138.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4362 [SNB-AT2 13.800] CKT 2	104	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104	-	101	
SNB-230/SNB-AT2-2	TR	71.3	BUS 4357 [SNB-138 138.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4358 [SNB-AT1 13.800] CKT 1	104	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104	-	101	
VIR-138KV/VIR-AT1-1	TR	120	BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	116	-	116	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4800 [VIRG-230 230.00] CKT 1	106	-	106	-	106	-	105	-	105	-	-	-	-	-	-	
			BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	154	-	-	-	143	-	143	-	154	-	-	-	-	-	-	
VIRG-230/VIR-AT1-1	TR	120	BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	119	-	119	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4800 [VIRG-230 230.00] CKT 1	111	-	110	-	110	-	111	-	111	-	-	-	-	-	-	
			BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	160	-	-	-	148	-	148	-	160	-	-	-	-	-	-	

Del conjunto de sobrecargas que se reportan en el sistema de transmisión de Nicaragua, solamente el transformador de SE Mateare MT1-230-138/ALB-AT1-1, presenta sobrecarga recurrente en todo el período de estudio; el resto de elementos incluidos en la Tabla 20, presentan sobrecargas que no permanecen en todo el período de estudio, y no se proponen refuerzos para evitar esas sobrecargas.



4.4.2 Proyectos para evitar las sobrecargas en el Sistema de Nicaragua para el escenario Sensibilidad A1

Para evitar las sobrecargas identificadas en el sistema de transmisión de Nicaragua, se evaluaron los elementos de transmisión candidatos que se indican a continuación:

Tabla 21. Transformador Candidato para evitar sobrecargas en el Sistema de Nicaragua

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Last Bus Number	Last Bus Name	Id	W1-2 R (pu)	W1-2 X (pu)	W2-3 R (pu)	W2-3 X (pu)	W3-1 R (pu)	W3-1 X (pu)	MVA
Nuevo	2022	4419	MT1-230	4392	MT1-138	4140	TER-MT1-2	2	0	0.11466	0	0.6373	0	0.846	75

4.4.3 Evaluación del cumplimiento de los CCSD en el Sistema de Nicaragua

A efectos de evaluar la efectividad para el cumplimiento de los CCSD de la incorporación de las ampliaciones de transmisión en el sistema de Nicaragua en el análisis de sensibilidad del Escenario A1, se realizaron simulaciones de flujo de carga en condición de red completa y ante contingencias simples en el SER.

De las simulaciones realizadas, se comprobó se logra evitar la sobrecarga del transformador de SE Mateare MT1-230-138/ALB-AT1-1, sin embargo, se mantiene la sobrecarga de otros elementos reportados en la Tabla 20.

Por otra parte, se identificó que se presentan nodos del sistema de transmisión de Nicaragua, con tensión post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u., lo cual no cumple los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER. En la **Tabla 22** se presentan los resultados obtenidos sin indicar la contingencia que provocan dichas violaciones, debido a la gran cantidad de contingencias que provocan estas violaciones de voltaje.



Tabla 22. Nodos del Sistema de Nicaragua con Violaciones de Tensión Considerando los Refuerzos de Transmisión

Código Nudo	Nombre Nudo	Año	2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028	
			kV	INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV	VER	INV
4301	ACY-138	138	-	0.86	-	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4302	ALT-138	138	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	-	-	-	-	-
4303	AMR-138	138	-	0.88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4306	BZN-138	138	-	-	-	-	-	-	-	0.89	-	-	-	-	-	-
4307	CAT-138	138	-	-	-	-	-	0.89	-	0.87	-	-	-	-	-	-
4309	DRB-138	138	-	-	-	-	-	0.9	-	0.88	-	-	0.88	-	0.88	-
4311	EST-138	138	-	-	-	-	-	-	-	0.89	-	0.89	0.89	0.87	0.88	0.87
4313	GAT-138	138	-	0.85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4319	MSY-138	138	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	-	-	-	-	-
4321	MTP-138	138	-	-	-	-	-	0.89	-	0.87	0.9	-	0.88	-	0.87	-
4322	NDE-138	138	-	-	-	-	-	0.86	-	0.84	-	-	-	-	-	-
4323	ORT-138	138	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	-	-	-	-	-
4330	RIV-138	138	-	-	-	-	-	0.89	-	0.87	-	-	-	-	-	-
4336	TPT-138	138	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	-	-	-	-	-
4337	YGA-138	138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.89	0.9	0.89
4338	PTZ-138	138	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	-	-	-	-	-
4344	AER-138	138	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	-	-	-	-	-
4351	YALI-138	138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.89	0.89
4352	OCOT-138	138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.89	0.89	0.89
4361	GNT-138	138	-	-	-	-	-	-	-	0.9	-	-	-	-	-	-
4369	SNJ-138	138	-	-	-	-	-	0.9	-	0.88	-	-	-	-	-	-
4373	TOLA-138	138	-	-	-	-	-	0.89	-	0.87	-	-	-	-	-	-
4380	GRD-138	138	-	-	-	-	-	-	-	0.89	-	-	-	-	-	-
4382	BIL-138	138	-	-	-	-	-	-	-	0.89	-	0.9	-	0.89	-	0.88
4384	CASS-138	138	-	-	-	-	-	0.89	-	0.87	-	-	-	-	-	-
4387	DAWS-138	138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9
4388	AWS-138	138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9
4390	ROS-138	138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9
4394	SDGO-138	138	-	0.87	-	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4397	EPZ-138	138	-	-	-	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4399	SKL-138	138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.89	0.9	0.88	0.88	0.88
4827	VIR-138KV	138	-	-	-	-	-	-	-	0.88	-	-	-	-	-	-
4950	SMA-138	138	-	0.88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4951	MJN-138	138	-	0.87	-	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Estación: VER: Verano; INV: Invierno
Min: Mínimo Valor de Tensión encontrado

A continuación, se analizan soluciones a las violaciones de tensión que son persistentes en el horizonte de análisis, de manera que se cumpla con los Criterios de Calidad y Seguridad establecidos en el RMER para contingencias simples.



4.4.4 Requerimientos de compensación reactiva en el Sistema de Nicaragua

A efectos de que los voltajes post-contingencia se mantengan en el intervalo de [0.90, 1.10] pu, se determinó que la compensación capacitiva requerida y su punto de conexión, en el escenario de sensibilidad A1 es la que se describe en la siguiente tabla.

Tabla 23. Compensación Capacitiva Requerida en el Sistema de Nicaragua

Código Nodo	Nombre Nodo	Año	MVAR
4322	NDE-138	2024	20
4307	CAT-138	2024	10
4321	MTP-138	2024	10
4330	RIV-138	2024	10
4373	TOLA-138	2024	10
4384	CASS-138	2024	10
4309	DRB-138	2024	10
4369	SNJ-138	2024	10
4827	VIR 138KV	2024	10
4306	BZN-138	2025	10
4302	ALT-138	2025	20

La compensación capacitiva necesaria a instalar en el Sistema de Honduras, totaliza 130 MVAR.

4.4.5 Listado de ampliaciones para cumplir los CCSD en el sistema de Nicaragua

Las ampliaciones que se requieren en el Sistema de Nicaragua para cumplir con los CCSD en el marco de lo instruido en la Resolución **CRIE-43-2019**, se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 24. Lista de ampliaciones de transmisión resultantes para el Sistema de Nicaragua

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
NDE-138	Banco de capacitores en SE Naidame		Capacitor	Nuevo	138	20	2024	Voltaje
CAT-138	Banco de capacitores en SE CAT		Capacitor	Nuevo	138	10	2024	Voltaje
MTP-138	Banco de capacitores en SE MTP		Capacitor	Nuevo	138	10	2024	Voltaje
RIV-138	Banco de capacitores en SE Rivas		Capacitor	Nuevo	138	10	2024	Voltaje
TOLA-138	Banco de capacitores en SE Tola		Capacitor	Nuevo	138	10	2024	Voltaje
CASS-138	Banco de capacitores en SE CASS		Capacitor	Nuevo	138	10	2024	Voltaje
DRB-138	Banco de capacitores en SE Diriamba		Capacitor	Nuevo	138	10	2024	Voltaje
SNJ-138	Banco de capacitores en SE SNJ		Capacitor	Nuevo	138	10	2024	Voltaje
VIR 138KV	Banco de capacitores en SE La Virgen		Capacitor	Nuevo	138	10	2024	Voltaje
BZN-138	Banco de capacitores en SE BZN		Capacitor	Nuevo	138	10	2025	Voltaje
ALT-138	Banco de capacitores en SE ALT		Capacitor	Nuevo	138	20	2025	Voltaje
MT1-230/MT1-138-2	Transformador SE MT		TR 3D	Nuevo	230/138	75	2022	Sobrecarga



4.4.6 Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales del sistema de Nicaragua.

Las obras identificadas que permiten superar los incumplimientos a los CCSD, bajo las condiciones del análisis de sensibilidad del Escenario A1 establecidas en la Resolución CRIE-43-2019, no están incluidas en la lista de ampliaciones propuestas por el EOR en el informe de planificación de largo plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al periodo 2019-2028 (Tabla 1 de este informe), por lo tanto, para el sistema de Nicaragua, no se etiquetan Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales en dicha lista.

4.5 Resultados Para el Sistema eléctrico de Costa Rica

4.5.1 Sobrecargas en el sistema de transmisión de Costa Rica

En la **Tabla 25** se presenta la lista de elementos de transmisión del sistema de Costa Rica que se sobrecargan ante contingencias y operación normal en el escenario de sensibilidad A1. El nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.



Tabla 25. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de Costa Rica

Elemento	Tipo Elemento	RATE A (MVA)	Descripción Contingencia	Año Máxima Sobrecarga (%)	2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		
					INV	VER													
ARE230B/MIR230B-1	LT	380	BUS 50000 [LIB230A 230.00] TO BUS 50002 [LIB230B 230.00] CKT 1	103	-	-	-	103	-	102	-	102	-	101	-	100	-	-	
			BUS 50000 [LIB230A 230.00] TO BUS 50050 [CAS230A 230.00] CKT 1	101	-	-	-	101	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			BUS 50002 [LIB230B 230.00] TO BUS 51150 [PAI230 230.00] CKT 1	121	-	109	-	121	-	121	-	121	-	121	-	121	-	121	-
LIB230A/CAS230A-1	LT	390	BUS 50202 [ARE230B 230.00] TO BUS 50252 [MIR230B 230.00] CKT 1	100	-	-	-	100	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	
LIB230B/PAI230-1	LT	380	BUS 50202 [ARE230B 230.00] TO BUS 50252 [MIR230B 230.00] CKT 1	121	-	109	-	121	-	121	-	121	-	121	-	121	-	119	



4.5.2 Proyectos para evitar las sobrecargas en el sistema de Costa Rica para la sensibilidad del Escenario A1

Para evitar las sobrecargas identificadas en el sistema de transmisión de Costa Rica, se evaluaron los elementos de transmisión candidatos que se indican a continuación:

Tabla 26. Línea de transmisión candidatas para evitar sobrecargas en el Sistema de Costa Rica

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Longitud (km)
Nueva LT	2022	50002	LIB230B	51150	PAI230	2	0.003503	0.019591	0.03693	380	380	380	20.86

4.5.3 Evaluación del cumplimiento de los CCSD en el sistema de Costa Rica

A efectos de evaluar la efectividad para el cumplimiento de los CCSD de la incorporación de las ampliaciones de transmisión en el sistema de Costa Rica para la sensibilidad del Escenario A1, se realizaron simulaciones de flujo de carga en condición de red completa y ante contingencias simples en el SER.

De las simulaciones realizadas, se comprobó que no se presentan sobrecargas de elementos de transmisión de 138 kV, ni 230 kV en el sistema de Costa Rica, considerando la incorporación de las ampliaciones de transmisión propuestas para la sensibilidad del Escenario A1.

Asimismo, se verificó que no se presentan nodos del sistema de transmisión de Costa Rica, con tensión post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u., lo cual cumple los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

4.5.4 Requerimientos de compensación reactiva en el sistema de Costa Rica

En vista que no se presentan nodos del sistema de transmisión de Costa Rica, con tensión post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u., no se requiere compensación reactiva adicional para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.



4.5.5 Listado de ampliaciones para cumplir los CCSD en el sistema de Costa Rica

Las ampliaciones que se requieren en el Sistema de Costa Rica para cumplir con los CCSD en el marco de lo instruido en la Resolución **CRIE-43-2019**, se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 27. Lista de ampliaciones de transmisión resultantes para el Sistema de Costa Rica

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Longitud (km)
Nueva LT	2022	50002	LIB230B	51150	PAI230	2	0.003503	0.019591	0.03693	380	380	380	20.86

4.5.6 Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales del sistema de Costa Rica.

Las obras identificadas que permiten superar los incumplimientos a los CCSD, bajo las condiciones del análisis de sensibilidad del Escenario A1 establecidas en la Resolución CRIE-43-2019, no están incluidas en la lista de ampliaciones propuestas por el EOR en el informe de planificación de largo plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al periodo 2019-2028 (Tabla 1 de este informe), por lo tanto, para el sistema de Costa Rica, no se etiquetan Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales en dicha lista.

4.6 Resultados Para el Sistema eléctrico de Panamá

4.6.1 Sobrecargas en el sistema de transmisión de Panamá

En la Tabla 28 se presenta la lista de elementos de transmisión del sistema de Panamá que se sobrecargan ante contingencias y operación normal en el escenario de sensibilidad A1. El nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo en la base de datos del PSSE.

En vista de la gran cantidad de contingencias que provocan sobrecargas en elementos de transmisión del Sistema de Panamá, los resultados que se muestran no contienen la descripción de dichas contingencias.

En las tablas se reportan las sobrecargas de elementos que pertenecen al Sistema Principal de Transmisión de Panamá.



Tabla 28. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de Panamá Respecto RATE A

Elemento	Tipo Elemento	RATE A (MVA)	Año Máxima Sobrecarga (%)	2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028	
				INV	VER												
BVI230/BVIT1-T1	TR	175	121	-	-	-	-	-	-	-	-	103	-	115	110	121	108
BVI230/BVIT2-T2	TR	175	121	-	-	-	-	-	-	-	-	103	-	115	110	121	108
BVI230/PAN3-230-1	LT	247	123	-	-	-	-	-	-	-	-	104	-	116	111	123	111
BVI230/PAN3-230-2	LT	247	123	-	-	-	-	-	-	-	-	104	-	116	111	123	111
FOR230/CHG230-0A	LT	304	125	-	-	-	-	-	-	-	-	125	-	122	-	120	-
FOR230/GUA230-18	LT	275	141	126	-	130	-	128	-	128	-	141	-	140	-	139	-
GUA230/PM230-29-29	LT	275	104	-	-	-	-	-	-	-	-	104	-	100	-	-	-
GUA230/VEL230-16	LT	500	113	113	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GUA230/VEL230-17	LT	500	113	113	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LSA115/TRAFO1-T1	TR	100	119	-	-	-	-	-	-	104	104	110	110	115	119	106	105
LSA115/TRAFO2-T2	TR	100	119	-	-	-	-	-	-	104	104	110	110	115	119	106	105
MDN115/CAL115-15	LT	93	166	165	-	166	-	166	-	166	-	166	-	166	-	166	-
MDN115/CAL115-16	LT	93	166	165	-	166	-	166	-	166	-	166	-	166	-	166	-
MDN230/FOR230-7	LT	193	127	-	-	-	-	-	-	-	-	113	-	127	-	118	-
MDN230/FOR230-8	LT	193	127	-	-	-	-	-	-	-	-	113	-	127	-	118	-
MDN230/TRAFO2-T2	TR	70	114	-	-	-	-	112	-	114	-	112	-	113	-	109	-
MDN230/TRAFO2_5-T2	TR	70	115	114	-	115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MDN230/TRAFO3-T3	TR	70	111	-	-	-	-	109	-	111	-	110	-	110	-	107	-
MDN230/TRAFO3_5-T3	TR	70	113	111	-	113	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PAN115/CAC115-1	LT	142	123	-	-	-	-	-	101	105	106	107	118	116	119	123	120
PAN115/CAC115-37	LT	142	123	-	-	-	-	-	101	105	106	107	118	116	119	123	120
PAN230/TRAFO1-T1	TR	175	104	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104	103
PAN230/TRAFO2-T2	TR	175	104	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104	103
PAN230/TRAFO3-T3	TR	350	103	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	102	103
PAN230/TRAFO5-T5	TR	350	103	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103
PANII230/TRAFO1-T1	TR	175	141	-	-	-	-	-	-	-	104	108	-	138	141	-	-
PANII230/TRAFO2-T2	TR	175	141	-	-	-	-	-	-	-	104	108	-	138	141	-	-
PANII230/TRAFO3-T3	TR	175	140	-	-	-	-	-	-	-	104	108	-	138	140	-	-

Elemento: TR: Transformador; LT: Línea de Transmisión
Estación: VER: Verano; INV: Invierno

Es importante remarcar que, en el presente estudio, las sobrecargas han sido determinadas respecto a la capacidad informada en el RATE A en la base de datos PSSE, valor que corresponde al límite térmico de uso continuo de los elementos de transmisión, y las ampliaciones de transmisión que se proponen, están enfocadas a dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 16.2.6.1 del Libro III del RMER, referente a que ante contingencia simple, la carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo.

Solamente para efectos de comparación, se presenta el cálculo de las sobrecargas con respecto al RATE C, que es el valor del límite de emergencia de los elementos de transmisión, criterio definido en la normativa de Panamá como límite permitido de sobrecarga ante contingencias.



Tabla 29. Sobrecargas en Elementos de Transmisión del Sistema de Panamá Respecto RATE C

Elemento	Tipo Elemento	RATE C (MVA)	Máxima Sobrecarga (%)	2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028	
				INV	VER												
BVI230/BVIT1-T1	TR	218	97	-	-	-	-	-	-	-	-	83	-	92	88	97	87
BVI230/BVIT2-T2	TR	218	97	-	-	-	-	-	-	-	-	83	-	92	88	97	87
BVI230/PAN3-230-1	LT	366	83	-	-	-	-	-	-	-	-	70	-	78	75	83	75
BVI230/PAN3-230-2	LT	366	83	-	-	-	-	-	-	-	-	70	-	78	75	83	75
FOR230/CHG230-0A	LT	366	104	-	-	-	-	-	-	-	-	104	-	101	-	100	-
FOR230/GUA230-18	LT	500	78	69	-	72	-	70	-	70	-	78	-	77	-	76	-
GUA230/PM230-29-29	LT	500	57	-	-	-	-	-	-	-	-	57	-	55	-	-	-
GUA230/VEL230-16	LT	500	113	113	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GUA230/VEL230-17	LT	500	113	113	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LSA115/TRAFO1-T1	TR	125	95	-	-	-	-	-	-	83	83	88	88	92	95	85	84
LSA115/TRAFO2-T2	TR	125	95	-	-	-	-	-	-	83	83	88	88	92	95	85	84
MDN115/CAL115-15	LT	175	88	88	-	88	-	88	-	88	-	88	-	88	-	88	-
MDN115/CAL115-16	LT	175	88	88	-	88	-	88	-	88	-	88	-	88	-	88	-
MDN230/FOR230-7	LT	366	67	-	-	-	-	-	-	-	-	60	-	67	-	62	-
MDN230/FOR230-8	LT	366	67	-	-	-	-	-	-	-	-	60	-	67	-	62	-
MDN230/TRAFO2-T2	TR	87.5	91	-	-	-	-	90	-	91	-	90	-	90	-	87	-
MDN230/TRAFO2_5-T2	TR	87.5	92	91	-	92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MDN230/TRAFO3-T3	TR	87.5	89	-	-	-	-	87	-	89	-	88	-	88	-	86	-
MDN230/TRAFO3_5-T3	TR	87.5	90	89	-	90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PAN115/CAC115-1	LT	178	98	-	-	-	-	-	81	84	85	85	94	93	95	98	96
PAN115/CAC115-37	LT	178	98	-	-	-	-	-	81	84	85	85	94	93	95	98	96
PAN230/TRAFO1-T1	TR	218.8	83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	83	82
PAN230/TRAFO2-T2	TR	218.8	83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	83	82
PAN230/TRAFO3-T3	TR	437.5	82	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82	82
PAN230/TRAFO5-T5	TR	437.5	82	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82
PANII230/TRAFO1-T1	TR	218.8	113	-	-	-	-	-	-	-	83	86	-	110	113	-	-
PANII230/TRAFO2-T2	TR	218.8	113	-	-	-	-	-	-	-	83	86	-	110	113	-	-
PANII230/TRAFO3-T3	TR	218.8	112	-	-	-	-	-	-	-	83	86	-	110	112	-	-

Elemento: TR: Transformador; LT: Línea de Transmisión
Estación: VER: Verano; INV: Invierno

De la tabla anterior se puede concluir que hay elementos del sistema de transmisión de Panamá que presentan sobrecargas con respecto al RATE C.

4.6.2 Proyectos para evitar las sobrecargas en el Sistema de Panamá para la sensibilidad del Escenario A1

Para evitar las sobrecargas identificadas en el sistema de transmisión de Panamá, se evaluaron los elementos de transmisión candidatos que se indican en la siguiente tabla.

Tabla 30. Líneas de transmisión candidatas para evitar sobrecargas en el Sistema Eléctrico de Panamá

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	Rate A	Rate B	Rate C	Longitud (km)
Nueva LT	2022	6012	MDN115	6087	CAL115	3	0.0182	0.0953	0.0107	93	93	175	25
Nueva LT	2026	6702	BVI230	6840	PAN3 230	3	0.001772	0.009119	0.01868	247	247	366	10.5
Nueva LT	2026	6096	FOR230	6837	CHG230	2	0.00614	0.03501	0.06805	304	304	366	37.7
Nueva LT	2022	6096	FOR230	6179	GUA230	2	0.001615	0.014399	0.02985	275	275	500	16.1
Nueva LT	2026	6011	MDN230	6096	FOR230	3	0.0065	0.0337	0.0689	193	193	366	37.5
Nueva LT	2024	6002	PAN115	6018	CAC115	4	0.00037	0.00173	0.00536	142	142	178	0.78



Tabla 31. Transformadores candidatos para evitar sobrecargas en el Sistema de Panamá

Solución	Año	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Last Bus Number	Last Bus Name	Id	W1-2 R (pu)	W1-2 X (pu)	W2-3 R (pu)	W2-3 X (pu)	W3-1 R (pu)	W3-1 X (pu)	MVA
Nuevo	2026	6702	BVI230	6703	BVI115	6704	BVI13	3	0	0.0514	0	0.4495	0	0.5257	175
Nuevo	2025	6008	LSA230	6009	LSA115	6940	TER-LSA-4	4	0	0.1	0	0.33	0	0.355	100
Nuevo	2022	6011	MDN230	6012	MDN115	6013	MDN34	4	0	0.1341	0	0.3347	0	0.5105	70

4.6.3 Evaluación de cumplimiento de los CCSD en el sistema de Panamá

A efectos de evaluar la efectividad para el cumplimiento de los CCSD de la incorporación de las ampliaciones de transmisión en el sistema de Panamá para la sensibilidad del Escenario A1, se realizaron simulaciones de flujo de carga en condición de red completa y ante contingencias simples en el SER.

De las simulaciones realizadas, se comprobó que, considerando la incorporación de las ampliaciones de transmisión propuestas para la sensibilidad del Escenario A1, no se presentan sobrecargas de elementos de transmisión del sistema principal de transmisión de Panamá, operado por el OS/OM nacional.

Asimismo, se verificó que no se presentan nodos del sistema principal de transmisión de Panamá, con tensión post-contingencia fuera del intervalo [0.90, 1.10] p.u., lo cual cumple los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

4.6.4 Requerimientos de compensación reactiva en el sistema de Panamá

Bajo las condiciones establecidas en para el análisis de sensibilidad del Escenario A1, no se requiere compensación reactiva adicional para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

4.6.5 Listado de ampliaciones para cumplir los CCSD en el sistema de Panamá

Las ampliaciones que se requieren en el Sistema de Panamá para cumplir con los CCSD en el marco de lo instruido en la Resolución **CRIE-43-2019**, se presentan en la tabla siguiente.



Tabla 32. Lista de ampliaciones de transmisión resultantes para el sistema de Panamá, para cumplir con los CCSD, bajo las condiciones establecidas en la Resolución CRIE-43-2019.

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
MDN115/CAL115-3	Línea Transmisión Mata De Nance-Caldera	25	LT	Nuevo	115	93	2022	Sobrecarga
BVI230/PAN3 230-3	Línea Transmisión BVI-Panamá 3	10.5	LT	Nuevo	230	247	2026	Sobrecarga
FOR230/CHG230-2	Línea Transmisión Fortuna-Chiriquí Grande	37.7	LT	Nuevo	230	304	2026	Sobrecarga
FOR230/GUA230-2	Línea Transmisión Fortuna-Guasquita	16.1	LT	Nuevo	230	275	2022	Sobrecarga
MDN230/FOR230-3	Línea Transmisión Mata De Nance-Fortuna	37.5	LT	Nuevo	230	193	2026	Sobrecarga
PAN115/CAC115-4	Línea Transmisión Panamá-Cáceres	0.78	LT	Nuevo	115	142	2024	Sobrecarga
BVI230/BVI115-3	Transformador SE Barro Viento		TR 3D	Nuevo	230/115	175	2026	Sobrecarga
LSA230/LSA115-4	Transformador SE Llano Sánchez		TR 3D	Nuevo	230/115	100	2025	Sobrecarga
MDN230/MDN115-4	Transformador SE Mata De Nance		TR 3D	Nuevo	230/115	70	2022	Sobrecarga

4.6.6 Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales del sistema de Panamá.

Conforme a lo instruido en el Resuelve Primero de la Resolución CRIE-43-2019, se identifican como *Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales*, las ampliaciones que permiten superar los incumplimientos a los CCSD, bajo las condiciones del análisis de sensibilidad del Escenario A1, y que están contenidas en la Tabla 1 de este informe. En la Tabla 33 se resume las Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales para el sistema eléctrico de Panamá.

Tabla 33. Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales para el sistema eléctrico de Panamá, conforme a las condiciones indicadas en la Resolución CRIE-43-2019.

Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
MDN115/CAL115-3	Línea Transmisión Mata De Nance-Caldera	25	LT	Nuevo	115	93	2022	CCSD
FOR230/CHG230-2	Línea Transmisión Fortuna-Chiriquí Grande	37.7	LT	Repotenciar	230	500	2026	CCSD
FOR230/GUA230-2	Línea Transmisión Fortuna-Guasquita	16.1	LT	Nuevo	230	275	2022	CCSD
PAN115/CAC115-4	Línea Transmisión Panamá-Cáceres	0.78	LT	Nuevo	115	142	2024	CCSD
MDN230/MDN115-4	Transformador SE Mata De Nance		TR 3D	Nuevo	230/115	70	2022	CCSD

4.7 Consolidado de Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales para la sensibilidad del Escenario A1

Las *Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales* que se requieren en el Sistema Eléctrico Regional para cumplir con los CCSD en el marco de lo instruido en la Resolución **CRIE-43-2019**, se presentan en la tabla siguiente.



Tabla 34. Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacional requeridas en el SER

Sistema	Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA-MVAR	Año	Origen
Guatemala	SMR-691	Banco de capacitores en SE SMR		Capacitor	Nuevo	69	30	2022	Voltaje
Guatemala	PRO-138	Banco de capacitores en SE SMR		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
El Salvador	15SE-115/BERL-115-2	Línea Transmisión 15 Sept-Berlín	15.54	LT	Nuevo	115	150	2022	CCSD
El Salvador	NEJA-115/SANT-115-2	Línea Transmisión SE Nejapa-San Antonio Abad	6.86	LT	Nuevo	115	260	2022	CCSD
El Salvador	SRAF-115/SVIC-115-2	Línea Transmisión SE San Rafael Cedros-San Vicente	12.67	LT	Nuevo	115	150	2023	CCSD
El Salvador	SANA-115	Banco de capacitores en SE Santa Ana		Capacitor	Nuevo	115	20	2022	Voltaje
Honduras	PAV B620/SLU B637-2	Línea Transmisión Pavana-Santa Lucía	19.06	LT	Nuevo	230	317	2022	CCSD
Honduras	SUY B612/CDH B629-2	Línea Transmisión Suyapa-Cerro de Hula	17.5	LT	Nuevo	230	317	2022	CCSD
Honduras	AGC B624/AGF B641-2	Línea Transmisión Agua Caliente-Agua Fría	28.28	LT	Nuevo	230	317	2022	CCSD
Honduras	CYG B536	Banco de capacitores en SE		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	Voltaje
Honduras	SGT 138KV	Banco de capacitores en SE		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	Voltaje
Panamá	MDN115/CAL115-3	Línea Transmisión Mata De Nance-Caldera	25	LT	Nuevo	115	93	2022	CCSD
Panamá	FOR230/CHG230-2	Línea Transmisión Fortuna-Chiriquí Grande	37.7	LT	Repotenciar	230	500	2026	CCSD
Panamá	FOR230/GUA230-2	Línea Transmisión Fortuna-Guasquita	16.1	LT	Nuevo	230	275	2022	CCSD
Panamá	PAN115/CAC115-4	Línea Transmisión Panamá-Cáceres	0.78	LT	Nuevo	115	142	2024	CCSD
Panamá	MDN230/MDN115-4	Transformador SE Mata De Nance		TR 3D	Nuevo	230/115	70	2022	CCSD

Tipo: LT: Línea Transmisión; TR 3D: Transformador 3 Devanados; Capacitor: Banco Capacitores

4.8 Lista de Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales y obras de interés regional, del Escenario de expansión A1.

Conforme a lo instruido en el Resuelve Primero de la Resolución CRIE-43-2019, se presenta la lista de ampliaciones recomendadas para el Escenario de expansión A1, etiquetando las *Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales* y las *Obras de interés regional*.



Tabla 35. Escenario de expansión A1 – Lista de Ampliaciones de transmisión, informe remitido a CRIE mediante nota EOR-PJD-30-11-2018-092, Etiquetadas en conforme a lo indicado en la Resolución CRIE-43-2019.

No.	País	Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA - MVAR	Año	Inv MUS\$	Etiqueta - CRIE-43-2019
1	Guatemala	AGU-230/PAC-230-2	Línea 230 kV Aguacapa-Pacífico, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	21.62	LTX	Nueva	230	491.6	2022	7.43	Interés Regional
2	Guatemala	MOY-230-MOY-138-1	Nuevo transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 120 MVA		TR3D	Nuevo	230/138	120	2022	7.78	Interés Regional
3	Guatemala	SMR-230	Banco de capacitores 30 MVAR 230 kV en SE SMR		Capacitor	Nuevo	230	30	2022	1.09	Ampliación Refuerzo de Transmisión Nacional
4	Guatemala	PRO-138	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Progreso.		Capacitor	Nuevo	138	30	2024	1.43	Ampliación Refuerzo de Transmisión Nacional
5	El Salvador	15SE-230/15SE-115-3	Autotransformador en SE 15Septiembre 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	8.15	Interés Regional
6	El Salvador	NEJA-230/NEJA-115-3	Autotransformador en SE Nejapa 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	8.15	Interés Regional
7	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	2.18	Interés Regional
8	El Salvador	SRF-115-SVIC-115-1	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	12.67	LTX	Repotenciar	115	150	2024	1.78	Interés Regional
9	El Salvador	15SE-115/BERL-115-2	Línea 115 kV SE 15Sept-Berlín, circuito simple, 477MCM ACSR	15.54	LTX	Nueva	115	150	2022	4.24	Ampliación Refuerzo de Transmisión Nacional
10	El Salvador	NEJA-115/SANT-115-2	Línea 115 kV SE Nejapa-San Antonio abad, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	6.86	LTX	Nueva	115	260	2022	2.61	Ampliación Refuerzo de Transmisión Nacional
11	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	3.69	Ampliación Refuerzo de Transmisión Nacional
12	El Salvador	SANA-115	Banco de capacitores 60 MVAR 115 kV en SE Santa Ana.		Capacitor	Nuevo	115	60	2024	2.86	Ampliación Refuerzo de Transmisión Nacional
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	7.95	Interés Regional
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	7.95	Interés Regional
15	Honduras	SPS 230KV/SBV B609-2	Línea 230 kV San Pedro Sula Sur- San Buenaventura, circuito simple, 1024MCM ACSR	46	LTX	Nueva	230	405.1	2022	14.22	Interés Regional
16	Honduras	CDA B530	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Cañada.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95	Interés Regional
17	Honduras	LNZ 138KV	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Lainez.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95	Interés Regional
18	Honduras	MFL B523	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Miraflores.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	1.43	Interés Regional
19	Honduras	SFE B505	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Santa Fe.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	1.43	Interés Regional
20	Honduras	SUY B515	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Suyapa.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	1.43	Interés Regional
21	Honduras	TON B535	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Toncontin.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	1.43	Interés Regional
22	Honduras	GMC B437	Banco de Capacitores 30MVAR 69kV, en SE Guaymaca		Capacitor	Nuevo	69	30	2022	1.25	Interés Regional
23	Honduras	PAZ B525	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Piedras Azules		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	0.48	Interés Regional
24	Honduras	CRL B501	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Cañaverl.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	0.48	Interés Regional
25	Honduras	VNU B520	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Villa Nueva.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95	Interés Regional
26	Honduras	LPT B503	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE La Puerta.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95	Interés Regional
27	Honduras	BER B507	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Bermejo.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95	Interés Regional
28	Honduras	CIR B537	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Circunvalación.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95	Interés Regional
29	Honduras	RET 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Retorno.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95	Interés Regional
30	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	10.19	Ampliación Refuerzo de Transmisión Nacional
31	Honduras	PAV B620/SLU B637-2	Línea 230 kV Pavana-Santa Lucía, circuito simple, 1024MCM ACSR	19.06	LTX	Nueva	230	317.3	2022	8.09	Ampliación Refuerzo de Transmisión Nacional
32	Honduras	SUY-CDH	Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	17.5	LTX	Nueva	230	317	2024	7.73	Ampliación Refuerzo de Transmisión Nacional
33	Honduras	CYG B536	Banco de capacitores 20 MVAR 115 kV en SE Comayagua		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95	Ampliación Refuerzo de Transmisión Nacional
34	Honduras	SGT 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Siguatepeque.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95	Ampliación Refuerzo de Transmisión Nacional
35	Nicaragua	TCP-230/TCP-138-3	Autotransformador en SE Ticuantepe 230/138/13.8kV, 71.5MVA		TR3D	Nuevo	230/138	71.5	2022	5.19	Interés Regional
36	Nicaragua	NDE-138-RIV-138-1	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaime - Rivas	41.11	LTX	Repotenciar	138	150	2024	2.09	Interés Regional
37	Costa Rica	MOG230-GBO230-1	Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo	6.02	LTX	Nueva	230	240	2024	5.11	Interés Regional
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	3.26	Interés Regional
39	Costa Rica	MOI230A-CAH230-1	Repotenciar a 319 MVA la línea Moin-Cahuita.	43.06	LTX	Repotenciar	230	319	2022	3.80	Interés Regional
40	Panamá	MDN115/CAL115-3	Línea 115 kV SE Mata de Nance-Caldera, circuito simple, 477MCM ACSR	25	LTX	Nueva	115	93	2022	6.06	Ampliación Refuerzo de Transmisión Nacional
41	Panamá	MDN230/MDN115-4	Autotransformador en SE Mata de Nance 230/115/13.8kV, 70MVA		TR3D	Nuevo	230/115	70	2022	7.28	Ampliación Refuerzo de Transmisión Nacional
42	Panamá	FOR230/GUA230-2	Línea 230 kV Fortuna-Guasquita, circuito simple, 1024MCM ACSR	16.01	LTX	Nuevo	230	275	2022	8.50	Ampliación Refuerzo de Transmisión Nacional
43	Panamá	PAN115/CAC115-4	Línea 115 kV SE Panamá-Cáceres, circuito simple, 477MCM ACSR	0.78	LTX	Nuevo	115	142	2022	3.22	Ampliación Refuerzo de Transmisión Nacional
44	Panamá	FOR230/CHG230-0A	Línea 230 kV Fortuna-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.7	LTX	Repotenciar	230	304-500	2023	13.55	Ampliación Refuerzo de Transmisión Nacional
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	22.30	Interés Regional
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	4.29	Interés Regional
										MUS\$	208.63

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



Tabla 36. Ampliaciones de Refuerzos de transmisión nacional, conforme a los criterios definidos en la Resolución CRIE-43-2019.

No.	País	Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA - MVAR	Año	Inv MUS\$
1	Guatemala	SMR-230	Banco de capacitores 30 MVAR 230 kV en SE SMR		Capacitor	Nuevo	230	30	2022	1.09
2	Guatemala	PRO-138	Banco de capacitores 30 MVAR 138 kV en SE Progreso.		Capacitor	Nuevo	138	30	2024	1.43
3	El Salvador	15SE-115/BERL-115-2	Línea 115 kV SE 15Sept-Berlín, circuito simple, 477MCM ACSR	15.54	LTX	Nueva	115	150	2022	4.24
4	El Salvador	NEJA-115/SANT-115-2	Línea 115 kV SE Nejapa-San Antonio abad, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	6.86	LTX	Nueva	115	260	2022	2.61
5	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	3.69
6	El Salvador	SANA-115	Banco de capacitores 60 MVAR 115 kV en SE Santa Ana.		Capacitor	Nuevo	115	60	2024	2.86
7	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	10.19
8	Honduras	PAV B620/SLU B637-2	Línea 230 kV Pavana-Santa Lucía, circuito simple, 1024MCM ACSR	19.06	LTX	Nueva	230	317.3	2022	8.09
9	Honduras	SUY-CDH	Nueva línea 230 kV entre las SE Suyapa-Cerro de Hula	17.5	LTX	Nueva	230	317	2024	7.73
10	Honduras	CYG B536	Banco de capacitores 20 MVAR 115 kV en SE Comayagua		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95
11	Honduras	SGT 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Siguatepeque.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95
12	Panamá	MDN115/CAL115-3	Línea 115 kV SE Mata de Nance-Caldera, circuito simple, 477MCM ACSR	25	LTX	Nueva	115	93	2022	6.06
13	Panamá	MDN230/MDN115-4	Autotransformador en SE Mata de Nance 230/115/13.8kV, 70MVA		TR3D	Nuevo	230/115	70	2022	7.28
14	Panamá	FOR230/GUA230-2	Línea 230 kV Fortuna-Guasquita, circuito simple, 1024MCM ACSR	16.01	LTX	Nuevo	230	275	2022	8.50
15	Panamá	PAN115/CAC115-4	Línea 115 kV SE Panamá-Cáceres, circuito simple, 477MCM ACSR	0.78	LTX	Nuevo	115	142	2022	3.22
16	Panamá	FOR230/CHG230-0A	Línea 230 kV Fortuna-Chiriquí Grande, circuito simple, 1024MCM ACSR	37.7	LTX	Repotenciar	230	500	2023	13.55
MUS\$										82.43

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



Tabla 37. Consolidado de las Obras de interés regional, conforme a los criterios definidos en la Resolución CRIE-43-2019.

No.	País	Abreviado	Descripción	km	Tipo	Refuerzo	kV	MVA - MVAR	Año	Inv MUS\$
1	Guatemala	AGU-230/PAC-230-2	Línea 230 kV Aguacapa-Pacífico, circuito simple, 477MCM ACSR 2cxF	21.62	LTX	Nueva	230	491.6	2022	7.43
2	Guatemala	MOY-230-MOY-138-1	Nuevo transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 120 MVA		TR3D	Nuevo	230/138	120	2022	7.78
3	El Salvador	15SE-230/15SE-115-3	Autotransformador en SE 15Septiembre 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	8.15
4	El Salvador	NEJA-230/NEJA-115-3	Autotransformador en SE Nejapa 230/115/13.8kV, 156MVA		TR3D	Nuevo	230/115	156.3	2022	8.15
5	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	2.18
6	El Salvador	SRF-115-SVIC-115-1	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	12.67	LTX	Repotenciar	115	150	2024	1.78
7	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-3	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022	7.95
8	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-2	Autotransformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138/13.8kV, 150MVA		TR3D	Nuevo	230/138	150	2022	7.95
9	Honduras	SPS 230KV/SBV B609-2	Línea 230 kV San Pedro Sula Sur- San Buenaventura, circuito simple, 1024MCM ACSR	46	LTX	Nueva	230	405.1	2022	14.22
10	Honduras	CDA B530	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Cañada.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95
11	Honduras	LNZ 138KV	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Láinez.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95
12	Honduras	MFL B523	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Miraflores.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	1.43
13	Honduras	SFE B505	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Santa Fe.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	1.43
14	Honduras	SUY B515	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Suyapa.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	1.43
15	Honduras	TON B535	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Toncontín.		Capacitor	Nuevo	138	30	2022	1.43
16	Honduras	GMC B437	Banco de Capacitores 30MVAR 69kV, en SE Guaymaca		Capacitor	Nuevo	69	30	2022	1.25
17	Honduras	PAZ B525	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Piedras Azules		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	0.48
18	Honduras	CRL B501	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Cañaveral.		Capacitor	Nuevo	138	10	2022	0.48
19	Honduras	VNU B520	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Villa Nueva.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95
20	Honduras	LPT B503	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE La Puerta.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95
21	Honduras	BER B507	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Bermejo.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95
22	Honduras	CIR B537	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Circunvalación.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95
23	Honduras	RET 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Retorno.		Capacitor	Nuevo	138	20	2022	0.95
24	Nicaragua	TCP-230/TCP-138-3	Autotransformador en SE Ticuantepe 230/138/13.8kV, 71.5MVA		TR3D	Nuevo	230/138	71.5	2022	5.19
25	Nicaragua	NDE-138-RIV-138-1	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaimé - Rivas	41.11	LTX	Repotenciar	138	150	2024	2.09
26	Costa Rica	MOG230-GBO230-1	Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo	6.02	LTX	Nueva	230	240	2024	5.11
27	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	3.26
28	Costa Rica	MOI230A-CAH230-1	Repotenciar a 319 MVA la línea Moin-Cahuita.	43.06	LTX	Repotenciar	230	319	2022	3.8
29	Interconexión	AGC-FNH-SND-2	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente - Sandino	182.9	LTX	Nueva	230	367	2022	22.3
30	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	4.29

MUS\$ 126.20

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



5 CLASIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DEFINIDAS COMO DE INTERÉS REGIONAL

Conforme a lo establecido en el Resuelve Primero de la Resolución CRIE-43-2019, las ampliaciones de transmisión recomendadas para la expansión del Escenario A1, y que, a partir de lo indicado en la Resolución, quedaron definidas como *obras de interés regional*, se procedió a clasificarlas en *ampliaciones Planificadas* y *A Riesgo*, conforme a la metodología establecida en los numerales 10.6.1 y 10.6.2 del Libro III del RMER.

5.1 Procedimiento

Conforme a lo establecido en los numerales 10.6.1 y 10.6.2 del libro III del RMER, se siguió el siguiente procedimiento:

- 1) Se realizó la evaluación económica de las ampliaciones.
- 2) Se realizó el cálculo de los beneficios de los agentes y del beneficio social de las ampliaciones.
- 3) Con base a la concentración de los beneficios, se procedió a Reclasificar las ampliaciones de *interés regional*, en *Planificadas* y *A Riesgo*.

5.2 Evaluación económica de las ampliaciones de interés regional

La evaluación económica y de beneficios se realizó de forma individual para cada ampliación que resultó ser de interés regional y conforme a lo establecido en los Artículos 10.6.1 del Libro III del RMER. Se utilizaron los módulos de expansión (OPTGEN) y simulación del MER (SDDP) del SPTR para realizar dichas evaluaciones.

5.2.1 Metodología y Premisas

Para realizar el cálculo de los indicadores de evaluación económica y el cálculo del Beneficio social, se consideraron 16 escenarios diferentes:

- **Escenario 1:** Simulación del MER con todas las ampliaciones identificadas en el plan A1. Al escenario inicial se agregan todas las ampliaciones de transmisión determinados por medio de estudios eléctricos para lograr mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros definida por CRIE, así como las ampliaciones necesarias para dar cumplimiento a los CCSD; por tanto, en este escenario se incluyen las ampliaciones identificadas como ampliaciones de refuerzos de transmisión nacional y las que deben ser consideradas como de interés regional que pertenecen a la lista de ampliaciones recomendadas del plan A1.



- **Escenarios 2 al 16:** Simulación del MER sin considerar ampliaciones de interés regional. Al escenario con proyectos se retira, uno a uno, cada ampliación de transmisión de interés regional.

5.2.2 Parámetros de las simulaciones

Los parámetros utilizados en el modelo de simulación para cada uno de los escenarios se detallan a continuación:

Horizonte de análisis	El estudio abarca los años 2019-2028, en etapas de resolución mensual. <ul style="list-style-type: none">• Etapa inicial: enero - 2018• Etapa final: diciembre - 2028
Año inicial de hidrología	Se definió el año 2006, siendo este el año análogo que mejor representa las condiciones hidrológicas esperadas para el corto plazo en la región centroamericana.
Tasa de descuento	8.67%, conforme a lo establecido en la Resolución CRIE-24-2018.
Costos por energía no suministrada	Se definieron cuatro (4) escalones de CENS, conforme a lo establecido en la resolución CRIE-34-2018: <ul style="list-style-type: none">• Escalón 1 – De 0% hasta 5% de ENS – 466 \$/MWh,• Escalón 2 – Mayor a 5% hasta 10% de ENS – 870 \$/MWh,• Escalón 3 – Mayor a 10% hasta 30% de ENS – 1,216 \$/MWh• Escalón 4 – Mayor a 30% hasta 100% de ENS – 2,056 \$/MWh
Tipo de estudio	Estocástico
Modelo de caudales	Sintéticos ARP
Número de escenarios forward	50
Número de escenarios backward	25
Número mínimo de iteraciones	1
Número máximo de iteraciones	10
Años adicionales para efecto de amortiguamiento de los embalses	2
Configuración de restricciones cronológicas	Dinámica
Representación de incertidumbre de las fuentes renovables	Sorteo de escenarios
Evaluación de la red eléctrica	Flujo DC con pérdidas, corte de carga en todas las barras y monitoreo de límites de la red de transmisión (circuitos con tensión \geq 115 kV) y circuitos inter regionales.



5.2.3 Costo incremental de las ampliaciones de interés regional

El costo incremental de una ampliación, corresponde al valor presente de las anualidades de la inversión comprendidas dentro del horizonte de evaluación (2018-2028). Las anualidades de la inversión fueron calculadas considerando un período de pago de 30 años, a la tasa de descuento informada por la CRIE (8.67%).

En la Tabla 38 se muestra el listado de ampliaciones de **Interés Regional**, con su correspondiente costo incremental. Se han agrupado algunas ampliaciones considerando que su recomendación responde a la solución de un mismo problema identificado en la red de transmisión: El ítem no. 8 de la tabla, se agruparon los dos transformadores de la subestación de San Pedro Sula Sur (Honduras) ya que ambos son necesario para evitar sobrecarga ante la contingencia de cualquiera de los transformadores conectados en la misma subestación; asimismo, en el ítem no. 9 se muestra el grupo identificado como **HO-MVARS**, que corresponde al conjunto de bancos de capacitores necesarios para resolver los problemas de tensión en Honduras, y que tienen como año de entrada en 2022.

Tabla 38. Valor presente del costo de las ampliaciones de interés regional

No.	País	Abreviado	Descripción de la Ampliación	Long (km)	Año de entrada	Actual (MVA)	Costo Estimado (MUS\$)	VPN del Costo Incremental (MU\$)
1	Guatemala	AGU-230/PAC-230-2	Nueva línea 230 kV entre las SE Aguacapa-Pacífico	21.62	2022	---	7.43	2.63
2	Guatemala	MOY-230-MOY-138-1	Nuevo transformador en SE Moyuta 230/138 kV, 120 MVA		2022	---	7.78	2.76
3	El Salvador	SRF-115-SVC-115	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE San Rafael-San Vicente	12.67	2024	130	1.78	0.73
4	El Salvador	15SE-230/15SE-115-3	Nuevo transformador en SE 15 de Septiembre 230/115 kV, 156.3 MVA		2022	---	8.15	2.89
5	El Salvador	NEJA-230/NEJA-115-3	Nuevo transformador en SE Nejapa 230/115 kV, 156.3 MVA		2022	---	8.15	2.89
6	El Salvador	15SEP-BERL	Repotenciación a 150 MVA de línea existente 115 kV entre las SE 15 de Septiembre – Berlín	15.54	2022	130	2.18	0.75
7	Honduras	SPS 230KV/SBV B609-2	Nueva línea 230 kV entre las SE San Pedro Sula Sur - San Buenaventura	46	2022	---	14.22	5.04
8	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-3	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 156.3 MVA (1)		2022	---	7.95	2.82
	Honduras	SPS 230KV/SPS B558-2	Nuevo transformador en SE San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 156.3 MVA (2)		2022	---	7.95	2.82
9	Honduras	HO-Compensación MVARS	Compensación de reactivos, 310 MVAR		2022	---	14.58	5.06
10	Nicaragua	TCP-230/TCP-138-3	Nuevo transformador en SE Ticuantepe 230/138 kV, 71.3 MVA		2022	---	5.19	1.84
11	Nicaragua	NDE-138-RIV-138-1	Repotenciación a 150 MVA de línea 138 kV entre las SE Nandaimé – Rivas	41.11	2024	96	2.09	0.47
12	Costa Rica	CAS230B-GBO230-10	Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Cañas – Guayabo	38.2	2022	338	3.26	1.58
13	Costa Rica	MOI230A-CAH230-1	Repotenciar a 319 MVA la línea Moin-Cahuita.	43.06	2022	259	3.80	1.35
14	Costa Rica	MOG230-GBO230-1	Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo	6.02	2024	---	5.11	1.15
15	Interconexión	AGC-FNH-SND-2	Nueva línea de Interconexión 230 kV entre las SE Agua Caliente – Sandino	182.9	2022	---	22.3	7.82
16	Interconexión	TCP230-VIRG230-FNC	Seccionamiento de línea entre las SE Ticuantepe - Cañas, conectando en la subestación La Virgen	105.6	2022	---	4.29	1.48
TOTAL							126.21	44.08



5.2.4 Cálculo de los Indicadores de evaluación económica

En esta sección se presentan los cálculos para atender los requerimientos del literal k) del numeral 10.6.1; y los incisos b) y c) del numeral 10.6.3 del Libro III del RMER. Se aplicaron las siguientes definiciones y métodos de cálculo:

Valor presente neto (VPN): Calculado como la diferencia de Costos Operativos entre el caso Sin ampliaciones, menos el caso Con ampliaciones, a lo cual se le restará la inversión incremental (10.4.6 Libro III RMER).

$$VPN = \sum (CO_{SE} - CO_{CE}) - \Delta I$$

El valor presente neto de las series de costos, fue calculado usando la tasa de descuento determinada mediante una metodología definida la CRIE, conforme se indica en el numeral 10.4.5 del Libro III del RMER.

Tasa Interna de Retorno (TIR): Se define como un valor de "Tasa de descuento", que anulará el valor presente neto (VPN) de los flujos de caja en el período de evaluación. El valor nulo del VPN solo se alcanza cuando el valor presente de las series de costo iguala el valor presente de la serie de ingresos.

Si las series de costos o de ingresos, presentan valores muy dispares (flujos muy grandes de costos o ingresos respecto al resto de series), entonces es posible que no se obtenga una solución de un valor de TIR, en este caso se dice que la TIR es indefinida. Por otra parte, un valor de TIR negativo, solo representa una solución numérica para hacer el VPN igual a cero, y no tiene un significado como criterio de decisión en el ámbito de la evaluación económica de un proyecto.

En términos genéricos el concepto relacionado al cálculo de la TIR, se explica con las siguientes formulaciones:

Cálculo del Valor presente Neto de un flujo de Caja:

$$VPN = \sum \frac{I_i - C_i}{(1+td)^{(n-k)}}$$



Donde:

I_i : Ingreso en el año i

C_i : Costo en el año i

td : Tasa de descuento

n : número de períodos hasta el presente

k : 0 si el flujo se contabiliza a inicio de cada período ó 1 si se contabiliza al final de cada período.

La TIR es la Tasa de Descuento que hace cero el Valor Presente Neto del flujo de Caja.

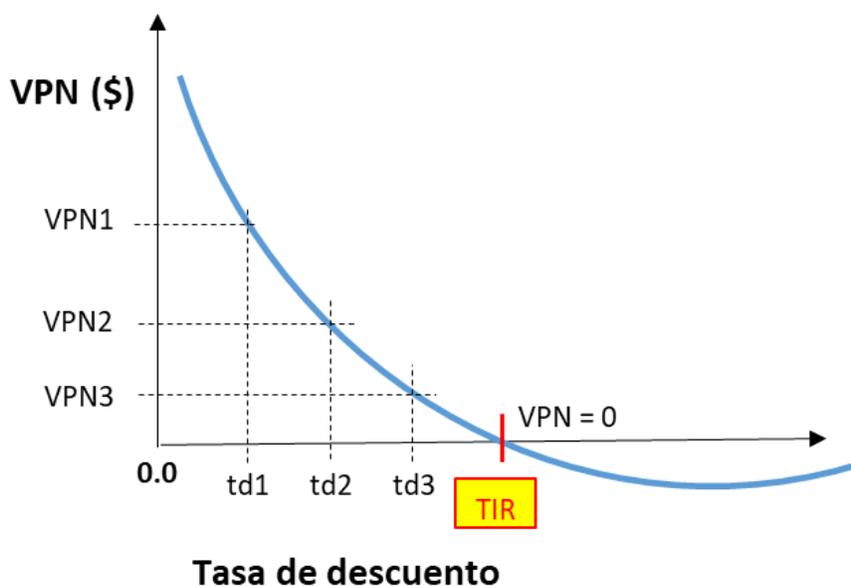
$$0 = \sum \frac{I_i - C_i}{(1+TIR)^{(n-1)}}$$

Considerando lo anterior, la TIR, hace que el valor presente de los Costos, iguale al valor presente de los ingresos.

$$\sum \frac{C_i}{(1+TIR)^{(n-1)}} = \sum \frac{I_i}{(1+TIR)^{(n-1)}}$$

El concepto de la TIR, se ilustra en la siguiente gráfica, donde se muestra el comportamiento del VPN ante diferentes tasas de Descuento, haciéndose VPN = 0, al valor de la TIR.

Gráfico 1. Relación entre Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR)





Debido a que el VPN es una función polinómica (donde la variable es la Tasa de Descuento), de grado n-1, es posible que la solución para VPN=0, sea dado por más de un valor de TIR, o incluso, puede ser que no exista una solución matemática.

5.2.4.1 Valor Presente Neto del flujo de caja de las ampliaciones de interés regional

En la Tabla 39 se presenta el resultado del Valor Presente Neto del “flujo de caja” de las ampliaciones de interés regional.

Tabla 39. VPN del flujo de caja de las Ampliaciones de Interés Regional

Ampliaciones	Valor presente C. Operativo con Todas las ampliaciones (A)	Valor presente C. Operativo sin Ampliaciones (B)	Diferencia VP Costos Operativos (C = B-A)	VP de la inversión incremental (D)	Valor Presente Neto (C-D)
	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)
Nuevo transformador MOY-230-MOY-138-1	\$7,737.16	\$7,738.27	\$1.11	\$2.76	(\$1.65)
Línea 230 kV AGU-230/PAC-230-2	\$7,737.16	\$7,737.31	\$0.15	\$2.63	(\$2.48)
Repotenciación de línea SRF-115-SVC-115	\$7,737.16	\$7,737.57	\$0.41	\$0.73	(\$0.32)
Nuevo transformador 15SE-230/15SE-115-3	\$7,737.16	\$7,736.93	(\$0.23)	\$2.89	(\$3.12)
Nuevo transformador NEJA-230/NEJA-115-3	\$7,737.16	\$7,737.39	\$0.23	\$2.89	(\$2.66)
Repotenciación de línea 115kV 15SEP-BERL	\$7,737.16	\$7,737.00	(\$0.16)	\$0.75	(\$0.91)
2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558	\$7,737.16	\$7,761.66	\$24.50	\$5.63	\$18.86
Nueva línea SPS 230KV/SBV B609-2	\$7,737.16	\$7,739.42	\$2.26	\$5.12	(\$2.86)
310 MVAR Compensación reactiva de Honduras - HO-MVARs	\$7,737.16	\$7,737.16	0	\$7.01	(\$7.01)
Nuevo transformador TCP-230/TCP-138-3	\$7,737.16	\$7,735.99	(\$1.17)	\$1.84	(\$3.01)
Repotenciación de línea 138kV NDE-138-RIV-138-1	\$7,737.16	\$7,737.06	(\$0.10)	\$0.47	(\$0.57)
Repotenciación de línea 230kV CAS230B-GBO230-10	\$7,737.16	\$7,742.44	\$5.28	\$1.58	\$3.70
Repotenciar línea 230kV MOI230A-CAH230-1	\$7,737.16	\$7,737.77	\$0.61	\$1.35	(\$0.74)
Nueva línea 230 kV MOG230-GBO230-1	\$7,737.16	\$7,735.69	(\$1.47)	\$1.99	(\$3.46)
Nueva línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2	\$7,737.16	\$7,755.34	\$18.18	\$7.82	\$10.36
Seccionamiento línea TCP230-VIRG230-FNC	\$7,737.16	\$7,750.70	\$13.54	\$1.48	\$12.06

Observación sobre los resultados del cálculo del VPN

Los resultados mostrados en la Tabla 39, indica que el cambio en el costo operativo del sistema, que generan algunas ampliaciones, no superar el valor presente del costo incremental de la ampliación. En dicha tabla se muestran que el indicador de Valor Presente Neto del flujo de caja, es positivo para las ampliaciones siguientes:



- 1) 2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558,
- 2) Repotenciación de línea 230kV CAS230B-GBO230-10
- 3) Nueva línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2
- 4) Seccionamiento de línea TCP230-VIRG230-FNC

Para estas ampliaciones, la reducción de costo operativo del Sistema Eléctrico Regional, es mayor que el costo incremental de su inversión. Para el resto de ampliaciones, al evaluarlas individualmente se observa que la reducción del costo operativo del Sistema Eléctrico Regional es menor al costo incremental de la inversión considerada en cada ampliación; por lo que el Valor presente neto del flujo de caja, resulta negativo.

Debe tenerse en cuenta que todas las ampliaciones de interés regional son necesarias para lograr el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER; por lo que se recomienda realizar la evaluación económica para el conjunto de ampliaciones, y no en forma individual de cada ampliación.

Se remarca que todas las ampliaciones listadas en el Escenario A1 son necesarias para el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER, considerando que todas las ampliaciones en su conjunto forman un plan que garantizan un mismo objetivo, por lo cual es necesario realizar la evaluación económica de las ampliaciones, en un solo conjunto.

5.2.4.2 Tasa Interna de Retorno (TIR) de las ampliaciones de interés regional

En la Tabla 40 se muestran los resultados de TIR calculada para cada ampliación individual de interés regional.

Tabla 40. TIR individual de las ampliaciones de Interés Regional

Ampliación	TIR (%)
Nuevo transformador MOY-230-MOY-138-1	26.0%
Nueva Línea 230 kV AGU-230/PAC-230-2	43.1%
Repotenciación de línea SRF-115-SVC-115	14.2%
Nuevo transformador 15SE-230/15SE-115-3	45.3%
Nuevo transformador NEJA-230/NEJA-115-3	43.1%
Repotenciación de línea 115kV 15SEP-BERL	25.0%
2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558	Indefinida
Nueva línea SPS 230KV/SBV B609-2	40.7%
310 MVAR Compensación reactiva de Honduras - HO-MVARS	---
Nuevo transformador TCP-230/TCP-138-3	68.5%
Repotenciación de línea 138kV NDE-138-RIV-138-1	31.9%
Repotenciación de línea 230kV CAS230B-GBO230-10	Indefinida
Repotenciar línea 230kV MOI230A-CAH230-1	21.7%
Nueva línea 230 kV MOG230-GBO230-1	42.3%
Nueva línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2	Indefinida
Seccionamiento línea TCP230-VIRG230-FNC	Indefinida



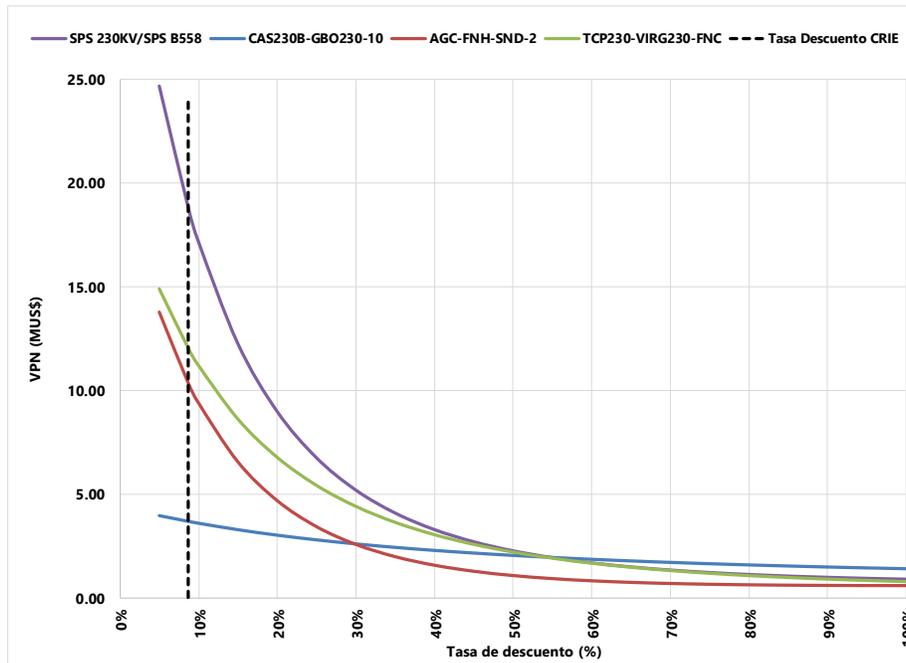
Para las ampliaciones de interés regional, que resultaron individualmente con VPN positivo (Tabla 39), se muestra en la Tabla 41 una sensibilidad del VPN para diversos valores de tasa de descuento, a fin de ilustrar la aproximación al valor de la TIR, considerando que el VPN no llega a ser cero ante ningún valor de Tasa de descuento. En el Gráfico 2 se muestra la gráfica del VPN conforme a la Tabla 41.

Tabla 41. Flujo de Caja Neto de las Ampliaciones con VPN >0 para diferentes tasas de descuento

Tasa de descuento	Flujo de caja neto en MUS\$ por ampliación			
	SPS 230KV/SPS B558	CAS230B-GBO230-10	AGC-FNH-SND-2	TCP230-VIRG230-FNC
5%	24.71	3.98	13.76	14.92
8.67%	18.86	3.70	10.36	12.06
10%	17.17	3.61	9.38	11.21
15%	12.26	3.30	6.54	8.62
20%	8.99	3.03	4.67	6.77
25%	6.75	2.80	3.42	5.42
30%	5.19	2.61	2.56	4.40
35%	4.08	2.44	1.97	3.63
40%	3.28	2.29	1.56	3.04
45%	2.69	2.16	1.27	2.57
50%	2.25	2.05	1.06	2.20
55%	1.92	1.95	0.91	1.90
60%	1.67	1.86	0.81	1.66
65%	1.48	1.78	0.73	1.46
70%	1.32	1.71	0.68	1.30
75%	1.20	1.65	0.64	1.17
80%	1.11	1.59	0.61	1.06
85%	1.03	1.54	0.60	0.96
90%	0.97	1.49	0.58	0.89
95%	0.92	1.44	0.58	0.82
100%	0.88	1.40	0.57	0.77



Gráfico 2. Comportamiento del VPN de las ampliaciones para diferentes valores de Tasa de Descuento



Observación sobre los resultados del cálculo de la TIR

El Gráfico 2, muestra que el VPN del flujo de caja neto de las ampliaciones: 1) 2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558; 2) Repotenciación de línea 230kV CAS230B-GBO230-10; 3) Nueva línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2; y 4) Seccionamiento línea TCP230-VIRG230-FNC, no alcanza a anularse y supera la tasa de descuento definido por CRIE.

5.2.4.3 Conclusiones de la evaluación económica de las ampliaciones

1. El Valor Presente Neto de los flujos de caja relacionados a los "ingresos" y costos atribuibles a las ampliaciones de transmisión 1) 2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558; 2) Repotenciación de línea 230kV CAS230B-GBO230-10; 3) Nueva línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2; y 4) Seccionamiento línea TCP230-VIRG230-FNC, es mayor que cero. Asimismo, la TIR relacionada al flujo de caja atribuible a estas ampliaciones, es mayor que la Tasa de descuento definida por la CRIE.
2. El Valor Presente Neto de los flujos de caja relacionados a los "ingresos" y costos atribuibles al resto de ampliaciones de transmisión con interés regional es menor que cero.



5.3 Cálculo de los beneficios privados y del beneficio social de las ampliaciones de interés regional

Conforme a lo establecido en los numerales 10.4.1, 10.4.2, 10.4.3 y 10.6.2 del Libro III del RMER, se realizaron los cálculos de los beneficios dados por los excedentes de los consumidores y de los generadores, y el cálculo del beneficio social de las ampliaciones de transmisión que se han identificado como ampliaciones de interés regional. Asimismo, se realizó la clasificación de forma individual de cada una de las ampliaciones, en Planificadas o A Riesgo, conforme a lo indicado por a CRIE en la Resolución **CRIE-43-2019**.

5.3.1 Método de cálculo de excedentes de consumidores, de generadores y del Beneficio social

Se realizó el cálculo del excedente de los consumidores y de los generadores, así como el Beneficio social, considerando los conceptos establecidos en el Artículo 10.4 del Libro III del RMER, y en el Anexo M del Libro III, agregado al RMER a través de la Resolución CRIE-32-2018. Se aplicaron las siguientes definiciones y métodos de cálculo:

Excedente de los consumidores: Conforme al Anexo M RMER (Resolución CRIE-32-2018). Calculado como la diferencia del precio que está dispuesto a pagar el consumidor menos el costo marginal, multiplicado por la función de la demanda elástica.

$$Ec = \sum_1^m (P_m - P_{mg}) * B * p_m^\alpha$$

Excedente de los generadores (Anexo M RMER, Resolución CRIE-32-2018): Se calculará como la diferencia entre el ingreso de cada generador menos su costo variable.

$$Eg = \sum_1^k (P_{mg} - C_{vk}) * g_k$$

Beneficio Social (10.4.3 Libro III): Se calcula como el excedente de los consumidores más el excedente de los generadores.

$$BS = E_{generadores} + E_{Consumidores}$$

Valor presente neto de los Beneficios sociales (10.6.2, inciso a, Libro III RMER):

Se calcula como la diferencia de los beneficios sociales entre dos escenarios diferentes.



5.3.2 Cálculo del Beneficio Social Neto atribuible a las ampliaciones de interés regional.

Este cálculo se presenta conforme al requerimiento del literal k) del numeral 10.6.1 del Libro III del RMER, a efectos de determinar el valor presente de los beneficios netos para los Agentes y el cálculo del valor presente neto del Beneficio Social por país (VPN del Bs).

El Beneficio Social Neto se determinó para tres casos:

- Por ampliación individual,
- Para todo el grupo de ampliaciones de interés regional.

A continuación, se presentan los resultados.

5.3.2.1 Cálculo del Valor Presente Neto del Beneficio Social en forma individual para cada una de las ampliaciones de interés regional

El cálculo se realiza como la diferencia del Beneficio Social (Bs) del escenario con **todas las ampliaciones recomendadas del Escenario A1** en funcionamiento, menos el **Bs** del escenario **sin considerar la ampliación que se evalúa**. A continuación, se muestran las tablas con resultados de los cálculos.

Tabla 42. Cálculo del Beneficio Social por país, Con todas las Ampliaciones de interés regional en funcionamiento (MUS\$)

Excedente	Bs x País – Con todas las Ampliaciones en funcionamiento						Bs Total
	GU	ES	HO	NI	CR	PA	
Excedente de los Generadores (M\$)	4,248.40	2,916.50	5,161.30	1,585.20	3,536.50	3,804.80	21,252.70
Excedente de los Consumidores (M\$)	2,421.40	1,067.10	2,884.00	1,812.20	3,246.10	0	11,430.80
Beneficio Social Con ampliaciones (M\$)	6,669.80	3,983.60	8,045.30	3,397.40	6,782.60	3,804.80	32,683.50

Donde:

GU: Excedente o el Beneficio Social correspondiente al sistema de Guatemala.

ES: Excedente o el Beneficio Social correspondiente al sistema de El Salvador.

HO: Excedente o el Beneficio Social correspondiente al sistema de Honduras.

NI: Excedente o el Beneficio Social correspondiente al sistema de Nicaragua.

CR: Excedente o el Beneficio Social correspondiente al sistema de Costa Rica.

PA: Excedente o el Beneficio Social correspondiente al sistema de Panamá.



Tabla 43. Excedente de los agentes Generadores por país, Sin cada ampliación (MUS\$)

Excedente de los Generadores x País – Sin cada Ampliación

No.	Ampliación	GU	ES	HO	NI	CR	PA	Total
1	Nuevo transformador MOY-230-MOY-138-1	4,249.77	2,915.80	5,161.46	1,584.33	3,531.34	3,806.68	21,249.38
2	Nueva Línea 230 kV AGU-230/PAC-230-2	4,244.75	2,915.83	5,161.68	1,584.94	3,531.33	3,806.20	21,244.73
3	Repotenciación de línea SRF-115-SVC-115	4,246.86	2,916.32	5,162.19	1,585.00	3,532.23	3,806.62	21,249.22
4	Nuevo transformador 15SE-230/15SE-115-3	4,245.99	2,915.64	5,161.87	1,585.03	3,533.93	3,806.82	21,249.28
5	Nuevo transformador NEJA-230/NEJA-115-3	4,245.96	2,916.64	5,162.43	1,584.84	3,533.34	3,806.87	21,250.08
6	Repotenciación de línea 115kV 15SEP-BERL	4,245.38	2,915.85	5,162.10	1,584.65	3,533.18	3,806.87	21,248.03
7	2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558	4,230.96	2,913.61	5,160.77	1,588.46	3,536.03	3,806.88	21,236.71
8	Nueva línea SPS 230KV/SBV B609-2	4,245.02	2,915.90	5,161.36	1,585.50	3,533.43	3,807.06	21,248.27
9	310 MVAR Compensación reactiva de Honduras - HO-MVARS	4,248.40	2,916.50	5,161.30	1,585.20	3,536.50	3,804.80	21,252.80
10	Nuevo transformador TCP-230/TCP-138-3	4,247.13	2,915.83	5,161.72	1,585.22	3,536.15	3,807.56	21,253.61
11	Repotenciación de línea 138kV NDE-138-RIV-138-1	4,247.74	2,915.86	5,162.15	1,585.16	3,532.89	3,806.24	21,250.04
12	Repotenciación de línea 230kV CAS230B-GBO230-10	4,247.90	2,917.51	5,161.78	1,586.38	3,540.05	3,809.27	21,262.89
13	Repotenciar línea 230kV MOI230A-CAH230-1	4,245.40	2,915.77	5,161.73	1,584.64	3,532.15	3,806.41	21,246.10
14	Nueva línea 230 kV MOG230-GBO230-1	4,247.04	2,915.87	5,161.44	1,584.73	3,532.83	3,807.20	21,249.11
15	Nueva línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2	4,284.59	2,936.09	5,176.43	1,518.49	3,501.09	3,772.45	21,189.14
16	Seccionamiento línea TCP230-VIRG230-FNC	4,299.23	2,956.06	5,195.90	1,624.16	3,467.98	3,755.20	21,298.53

Tabla 44. Excedente de los agentes Consumidores por país, Sin cada ampliación (MUS\$)

Excedente de los Consumidores x País – Sin cada Ampliación

No.	Ampliación	GU	ES	HO	NI	CR	PA*	Total
1	Nuevo transformador MOY-230-MOY-138-1	2,421.46	1,067.00	2,883.86	1,812.15	3,246.85		11,431.32
2	Nueva Línea 230 kV AGU-230/PAC-230-2	2,421.47	1,067.05	2,883.71	1,812.22	3,246.92		11,431.37
3	Repotenciación de línea SRF-115-SVC-115	2,421.40	1,067.06	2,883.79	1,812.24	3,246.86		11,431.35
4	Nuevo transformador 15SE-230/15SE-115-3	2,421.47	1,067.10	2,883.71	1,812.31	3,246.87		11,431.46
5	Nuevo transformador NEJA-230/NEJA-115-3	2,421.46	1,067.03	2,883.74	1,812.27	3,246.87		11,431.37
6	Repotenciación de línea 115kV 15SEP-BERL	2,421.45	1,067.06	2,883.81	1,812.29	3,246.83		11,431.44
7	2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558	2,421.58	1,067.01	2,885.97	1,812.31	3,246.97		11,433.84
8	Nueva línea SPS 230KV/SBV B609-2	2,421.55	1,067.05	2,882.37	1,812.33	3,246.97		11,430.27
9	310 MVAR Compensación reactiva de Honduras - HO-MVARS	2,421.40	1,067.10	2,884.00	1,812.20	3,246.10		11,430.80
10	Nuevo transformador TCP-230/TCP-138-3	2,421.37	1,067.05	2,883.89	1,812.18	3,246.81		11,431.30
11	Repotenciación de línea 138kV NDE-138-RIV-138-1	2,421.45	1,067.03	2,883.85	1,812.25	3,246.89		11,431.47
12	Repotenciación de línea 230kV CAS230B-GBO230-10	2,421.41	1,067.02	2,883.89	1,811.94	3,246.72		11,430.98
13	Repotenciar línea 230kV MOI230A-CAH230-1	2,421.47	1,067.05	2,883.62	1,812.31	3,246.89		11,431.34
14	Nueva línea 230 kV MOG230-GBO230-1	2,421.42	1,066.97	2,884.06	1,812.21	3,246.70		11,431.36
15	Nueva línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2	2,421.04	1,066.87	2,883.49	1,814.26	3,247.86		11,433.52
16	Seccionamiento línea TCP230-VIRG230-FNC	2,419.91	1,066.00	2,882.72	1,810.70	3,247.49		11,426.82

*Panamá tiene declarada solamente demanda inelástica, por lo cual no se puede determinar el excedente de sus consumidores.



Tabla 45. Bs Sin considerar cada ampliación de interés regional – Valor tabla 43 + valor tabla 44 - (MUS\$)

No.	Ampliación	Bs x País – Sin cada ampliación						Bs Total
		GU	ES	HO	NI	CR	PA	
1	Nuevo transformador MOY-230-MOY-138-1	6,671.23	3,982.80	8,045.32	3,396.48	6,778.19	3,806.68	32,680.70
2	Nueva Línea 230 kV AGU-230/PAC-230-2	6,666.22	3,982.88	8,045.39	3,397.16	6,778.25	3,806.20	32,676.10
3	Repotenciación de línea SRF-115-SVC-115	6,668.26	3,983.38	8,045.98	3,397.24	6,779.09	3,806.62	32,680.57
4	Nuevo transformador 15SE-230/15SE-115-3	6,667.46	3,982.74	8,045.58	3,397.34	6,780.80	3,806.82	32,680.74
5	Nuevo transformador NEJA-230/NEJA-115-3	6,667.42	3,983.67	8,046.17	3,397.11	6,780.21	3,806.87	32,681.45
6	Repotenciación de línea 115kV 15SEP-BERL	6,666.83	3,982.91	8,045.91	3,396.94	6,780.01	3,806.87	32,679.47
7	2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558	6,652.54	3,980.62	8,046.74	3,400.77	6,783.00	3,806.88	32,670.55
8	Nueva línea SPS 230KV/SBV B609-2	6,666.57	3,982.95	8,043.73	3,397.83	6,780.40	3,807.06	32,678.54
9	310 MVAR Compensación reactiva de Honduras - HO-MVARS	6,669.80	3,983.60	8,045.30	3,397.40	6,782.60	3,804.80	32,683.50
10	Nuevo transformador TCP-230/TCP-138-3	6,668.50	3,982.88	8,045.61	3,397.40	6,782.96	3,807.56	32,684.91
11	Repotenciación de línea 138kV NDE-138-RIV-138-1	6,669.19	3,982.89	8,046.00	3,397.41	6,779.78	3,806.24	32,681.51
12	Repotenciación de línea 230kV CAS230B-GBO230-10	6,669.31	3,984.53	8,045.67	3,398.32	6,786.77	3,809.27	32,693.87
13	Repotenciar línea 230kV MOI230A-CAH230-1	6,666.87	3,982.82	8,045.35	3,396.95	6,779.04	3,806.41	32,677.44
14	Nueva línea 230 kV MOG230-GBO230-1	6,668.46	3,982.84	8,045.50	3,396.94	6,779.53	3,807.20	32,680.47
15	Nueva línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2	6,705.63	4,002.96	8,059.92	3,332.75	6,748.95	3,772.45	32,622.66
16	Seccionamiento línea TCP230-VIRG230-FNC	6,719.14	4,022.06	8,078.62	3,434.86	6,715.47	3,755.20	32,725.35

En la siguiente tabla se muestra el resultado del cálculo del Valor Presente Neto del Beneficio Social atribuible a cada ampliación de interés regional.

Tabla 46. VPN del Bs atribuible a cada Ampliación de interés regional – Diferencia de valores Tabla 42 menos Tabla 45 - (MUS\$)

No.	Ampliación	VPN del beneficio de los generadores (MUS\$)	VPN del beneficio de los consumidores (MUS\$)	VPN del Beneficio Social (MU\$)
1	Nuevo transformador MOY-230-MOY-138-1	3.36	-0.57	2.79
2	Nueva Línea 230 kV AGU-230/PAC-230-2	8.02	-0.62	7.40
3	Repotenciación de línea SRF-115-SVC-115	3.53	-0.60	2.93
4	Nuevo transformador 15SE-230/15SE-115-3	3.46	-0.72	2.74
5	Nuevo transformador NEJA-230/NEJA-115-3	2.67	-0.63	2.04
6	Repotenciación de línea 115kV 15SEP-BERL	4.73	-0.70	4.03
7	2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558	16.06	-3.11	12.95
8	Nueva línea SPS 230KV/SBV B609-2	4.49	0.48	4.97
9	310 MVAR Compensación reactiva de Honduras - HO-MVARS	0.00	0.00	0.00
10	Nuevo transformador TCP-230/TCP-138-3	-0.86	-0.56	-1.42
11	Repotenciación de línea 138kV NDE-138-RIV-138-1	2.71	-0.72	1.99
12	Repotenciación de línea 230kV CAS230B-GBO230-10	-10.15	-0.23	-10.38
13	Repotenciar línea 230kV MOI230A-CAH230-1	6.65	-0.58	6.07
14	Nueva línea 230 kV MOG230-GBO230-1	3.64	-0.61	3.03
15	Nueva línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2	63.62	-2.76	60.86
16	Seccionamiento línea TCP230-VIRG230-FNC	-45.78	3.92	-41.86
	Total	66.15	-8.01	58.14



En la siguiente tabla se muestra el resultado del cálculo del Valor Presente Neto del Beneficio Social atribuible a cada ampliación de interés regional, indicando el Beneficio Social Neto en cada país.

Tabla 47. VPN del Bs atribuible a cada Ampliación de interés regional, indicando el Bs Neto por país – Diferencia de valores Tabla 42 menos Tabla 45 - (MUS\$)

No.	Ampliación	Bs Neto x País						Total
		GU	ES	HO	NI	CR	PA	
1	Nuevo transformador MOY-230-MOY-138-1	-1.45	0.79	-0.03	0.94	4.41	-1.87	2.79
2	Nueva Línea 230 kV AGU-230/PAC-230-2	3.56	0.72	-0.10	0.26	4.35	-1.39	7.40
3	Repotenciación de línea SRF-115-SVC-115	1.52	0.22	-0.69	0.19	3.51	-1.82	2.93
4	Nuevo transformador 15SE-230/15SE-115-3	2.32	0.86	-0.30	0.08	1.79	-2.01	2.74
5	Nuevo transformador NEJA-230/NEJA-115-3	2.36	-0.06	-0.88	0.30	2.39	-2.07	2.04
6	Repotenciación de línea 115kV 15SEP-BERL	2.94	0.69	-0.61	0.49	2.58	-2.06	4.03
7	2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558	17.23	2.99	-1.45	-3.34	-0.41	-2.07	12.95
8	Nueva línea SPS 230KV/SBV B609-2	3.20	0.65	1.57	-0.40	2.20	-2.25	4.97
9	310 MVAR Compensación reactiva de Honduras - HO-MVARS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Nuevo transformador TCP-230/TCP-138-3	1.28	0.72	-0.32	0.03	-0.37	-2.76	-1.42
11	Repotenciación de línea 138kV NDE-138-RIV-138-1	0.59	0.71	-0.71	0.02	2.81	-1.43	1.99
12	Repotenciación de línea 230kV CAS230B-GBO230-10	0.47	-0.93	-0.39	-0.90	-4.17	-4.46	-10.38
13	Repotenciar línea 230kV MOI230A-CAH230-1	2.91	0.78	-0.05	0.47	3.56	-1.60	6.07
14	Nueva línea 230 kV MOG230-GBO230-1	1.32	0.77	-0.21	0.48	3.06	-2.39	3.03
15	Nueva línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2	-35.85	-19.36	-14.62	64.68	33.65	32.36	60.86
16	Seccionamiento línea TCP230-VIRG230-FNC	-49.37	-38.46	-33.33	-37.43	67.13	49.60	-41.86

5.3.3 Conclusiones del resultado del VPN del Bs de las ampliaciones de interés regional

- 1) Atendiendo lo instruido en el Resuelve Primero de la Resolución CRIE-43-2019, se realizó el cálculo del Valor Presente Neto del Beneficio Social, en forma individual para cada una de las Ampliaciones de Interés Regional, obteniéndose que 12 ampliaciones resultan con un Valor presente Neto del Beneficio Social atribuible, mayor que cero, y por tanto cumplen con el criterio para ser incluidas en la lista de ampliaciones a clasificar como Planificadas o A Riesgo, establecido en el literal del numeral 10.6.2 del Libro III del RMER; y 4 ampliaciones no cumplen con este criterio. En las siguientes tablas se detallan estas ampliaciones.



Tabla 48. Ampliaciones de interés regional que 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

Tabla 49. Ampliaciones de interés regional que no cumplen 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

- 2) El cálculo del Valor presente Neto del Beneficio Social atribuible al grupo de todas las Ampliaciones de Interés Regional, consideradas como un solo conjunto de obras, resulta mayor que cero, y, por tanto, bajo este resultado, todas las ampliaciones de interés regional, serían incluida en la lista de ampliaciones a clasificar como Planificadas o A Riesgo, conforme al criterio establecido en el literal a) numeral 10.6.2, Libro III del RMER.

Tabla 50. Grupo de Todas las Ampliaciones de interés regional que cumplen Criterio del literal a), numeral 10.6.2, Libro III, RMER

No.	Grupo de Ampliaciones	VPN del Beneficio Social (MU\$)
1	Grupo_Todas-Interés Regional	7.38



5.4 Cálculo de la concentración de los beneficios y clasificación de las ampliaciones de interés regional

Con base a los criterios definidos en los literales b) c) y d) del numeral 10.6.2 del Libro III del RMER, se realizó la clasificación de las ampliaciones, como "ampliaciones planificadas" o "ampliaciones a riesgo". Los criterios definidos para clasificar las ampliaciones, se basa en la concentración de los beneficios privados en los agentes, y de los beneficios sociales en los países.

5.4.1 Método de cálculo de la concentración del beneficio social por país

Para la aplicación de los criterios de clasificación de las ampliaciones, se determina el beneficio que asociado a cada ampliación (o grupo de ampliaciones), en los agentes generadores y consumidores, luego se calcula el Beneficio social por país, a través de la suma del beneficio de sus agentes.

La concentración de beneficios se calcula solamente para los países que obtienen un beneficio social positivo, por tanto, la concentración (por país) se calcula respecto a la suma del beneficio de los agentes, con beneficio positivo. El método descrito se resume a continuación.

Los beneficios sociales se calculan como:

$$BenS(P_w, l) = \sum_{j \in G} BenPr(G_j, l) + \sum_{i \in B} BenPr(D_i, l)$$

Donde:

- $BenS(P_w, l)$ - Beneficio "social" del país $w = \{PA, CR, NI, HO, ES, GU\}$ asociado a la ampliación l

Concentración de los beneficios sociales

$$\%BenS(P_w, l) = \frac{BenS^+(P_w, l)}{\sum_{z \in P} BenS^+(P_w, l)} * 100\%, w = 1, \dots, P$$

Donde:

- $BenS^+(P_w, l)$ - Beneficio "social" del país $w = \{PA, CR, NI, HO, ES, GU\}$, que tiene beneficio social positivo asociado a la ampliación l



5.4.2 Cálculo del beneficio social positivo de cada Ampliación de interés regional

Se presenta el cálculo del Beneficio Social positivo ($BenS^+$) de cada ampliación de interés regional, considerando solamente el beneficio de los países con Beneficio Positivo, que son los países entre los cuales se calculará la concentración. Este cálculo se realiza a partir de los resultados mostrados en la Tabla 51. El cálculo se realizó para todas las ampliaciones, sin exceptuar las ampliaciones que resultaron con VPN del Bs menor que cero.

Tabla 51. Cálculo del Beneficio social Positivo asociado a cada ampliación de interés regional (MUS\$)

No.	Ampliación	VPN del Bs - País						$\Sigma BenS^+$
		GU	ES	HO	NI	CR	PA	
1	Nuevo transformador MOY-230-MOY-138-1	-1.45	0.79	-0.03	0.94	4.41	-1.87	6.14
2	Nueva Línea 230 kV AGU-230/PAC-230-2	3.56	0.72	-0.10	0.26	4.35	-1.39	8.89
3	Repotenciación de línea SRF-115-SVC-115	1.52	0.22	-0.69	0.19	3.51	-1.82	5.44
4	Nuevo transformador 15SE-230/15SE-115-3	2.32	0.86	-0.30	0.08	1.79	-2.01	5.05
5	Nuevo transformador NEJA-230/NEJA-115-3	2.36	-0.06	-0.88	0.30	2.39	-2.07	5.05
6	Repotenciación de línea 115kV 15SEP-BERL	2.94	0.69	-0.61	0.49	2.58	-2.06	6.70
7	2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558	17.23	2.99	-1.45	-3.34	-0.41	-2.07	20.22
8	Nueva línea SPS 230KV/SBV B609-2	3.20	0.65	1.57	-0.40	2.20	-2.25	7.62
9	310 MVAR Compensación reactiva de Honduras - HO-MVARS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Nuevo transformador TCP-230/TCP-138-3	1.28	0.72	-0.32	0.03	-0.37	-2.76	2.03
11	Repotenciación de línea 138kV NDE-138-RIV-138-1	0.59	0.71	-0.71	0.02	2.81	-1.43	4.13
12	Repotenciación de línea 230kV CAS230B-GBO230-10	0.47	-0.93	-0.39	-0.90	-4.17	-4.46	0.47
13	Repotenciar línea 230kV MOI230A-CAH230-1	2.91	0.78	-0.05	0.47	3.56	-1.60	7.72
14	Nueva línea 230 kV MOG230-GBO230-1	1.32	0.77	-0.21	0.48	3.06	-2.39	5.63
15	Nueva línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2	-35.85	-19.36	-14.62	64.68	33.65	32.36	130.69
16	Seccionamiento línea TCP230-VIRG230-FNC	-49.37	-38.46	-33.33	-37.43	67.13	49.60	116.73

Nota: Los resultados de esta tabla no deben sumarse en forma vertical, ya que los datos de cada renglón corresponden a resultados de simulaciones operativas diferentes para cada ampliación.

Es importante mencionar que la Ampliación denominada 310 MVAR Compensación reactiva de Honduras-HO-MVARS, por sí sola no genera un cambio en los costos operativos del sistema, por lo tanto no tiene asociado un Beneficio Social; no obstante, dicha compensación es necesaria para el control de los voltajes y cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) en el sistema eléctrico de Honduras, por lo tanto, estas ampliaciones, deben de ser consideradas A Riesgo, en el entendido de que el beneficio por cumplimiento de los CCSD, es exclusivo del sistema eléctrico de Honduras.



5.4.3 Cálculo de la concentración del beneficio social por país

A continuación, se presenta el cálculo de la concentración del Beneficio Social por país, calculada por cada Ampliación.

A manera de ejemplo, para determinar la concentración del **Bs** para Guatemala, atribuible a la ampliación SRF-115-SVC-115, se calcula dividiendo su correspondiente Bs (1.52 MUS\$), entre el $BenS^+$ (5.44 MUS\$), lo cual resulta en 27.9%.

Tabla 52. Concentración por país del Beneficio Social atribuible a cada ampliación de interés regional.

No.	Ampliación	Concentración del Bs x País						Max. Concentración - País
		GU	ES	HO	NI	CR	PA	
1	Nuevo transformador MOY-230-MOY-138-1	0.00%	12.96%	0.00%	15.34%	71.70%	0.00%	71.70%
2	Nueva Línea 230 kV AGU-230/PAC-230-2	40.04%	8.14%	0.00%	2.96%	48.86%	0.00%	48.86%
3	Repotenciación de línea SRF-115-SVC-115	27.89%	4.13%	0.00%	3.38%	64.60%	0.00%	64.60%
4	Nuevo transformador 15SE-230/15SE-115-3	45.91%	17.07%	0.00%	1.68%	35.34%	0.00%	45.91%
5	Nuevo transformador NEJA-230/NEJA-115-3	46.66%	0.00%	0.00%	6.09%	47.25%	0.00%	47.25%
6	Repotenciación de línea 115kV 15SEP-BERL	43.86%	10.38%	0.00%	7.26%	38.51%	0.00%	43.86%
7	2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558	85.24%	14.76%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	85.24%
8	Nueva línea SPS 230KV/SBV B609-2	42.06%	8.52%	20.55%	0.00%	28.87%	0.00%	42.06%
9	310 MVAR Compensación reactiva de Honduras-HO-MVARS	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.00%
10	Nuevo transformador TCP-230/TCP-138-3	63.13%	35.62%	0.00%	1.25%	0.00%	0.00%	63.13%
11	Repotenciación de línea 138kV NDE-138-RIV-138-1	14.32%	17.18%	0.00%	0.44%	68.05%	0.00%	68.05%
12	Repotenciación de línea 230kV CAS230B-GBO230-10	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
13	Repotenciar línea 230kV MOI230A-CAH230-1	37.72%	10.05%	0.00%	6.14%	46.09%	0.00%	46.09%
14	Nueva línea 230 kV MOG230-GBO230-1	23.38%	13.69%	0.00%	8.53%	54.41%	0.00%	54.41%
15	Nueva línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2	0.00%	0.00%	0.00%	49.49%	25.74%	24.76%	49.49%
16	Seccionamiento línea TCP230-VIRG230-FNC	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	57.51%	42.49%	57.51%

5.4.4 Método de cálculo de la concentración de los beneficios privados de los agentes

Para la aplicación de los criterios de clasificación de las ampliaciones, se determina el beneficio privado de los agentes generadores y consumidores, asociado a cada ampliación de interés regional.

La concentración de beneficios se calcula para los agentes que obtienen un beneficio social positivo, por tanto, la concentración se calcula respecto a la suma del beneficio de los agentes con beneficio positivo. El método descrito se resume a continuación.



La concentración de los beneficios privados se determina como:

$$\%BenPr(G_j, l) = \frac{BenPr^+(G_j, D_i, l)}{\sum_{j \in G} BenPr^+(G_j, l) + \sum_{i \in B} BenPr^+(D_i, l)} * 100\%$$

Donde:

- $BenS^+(G_j, l)$ – Beneficios privado del agente generador j, que tiene beneficio positivo asociado a la ampliación o (grupo de ampliaciones) l
- $BenS^+(D_i, l)$ – Beneficios privado del agente Consumidor i, que tiene beneficio positivo asociado a la ampliación o (grupo de ampliaciones) l

5.4.5 Concentración del beneficio privado en los Agentes, asociado a las Ampliaciones de interés regional

Se presentan los resultados del cálculo de la concentración del beneficio privado en los agentes generadores y demandas, atribuible a las ampliaciones individuales y por grupo de ampliaciones, indicándose la mayor concentración en un solo agente, y la mayor concentración del beneficio en tres agentes.

Tabla 53. Máxima concentración de Beneficio privado en los agentes con beneficio privado positivo, asociado a cada ampliación de interés regional

No.	Ampliaciones	Máx. Concentración Beneficio Privado	
		En 1 agente	En 3 agentes
1	Nuevo transformador MOY-230-MOY-138-1	10.99%	20.80%
2	Nueva Línea 230 kV AGU-230/PAC-230-2	7.12%	14.09%
3	Repotenciación de línea SRF-115-SVC-115	9.80%	15.90%
4	Nuevo transformador 15SE-230/15SE-115-3	5.80%	13.33%
5	Nuevo transformador NEJA-230/NEJA-115-3	4.50%	12.29%
6	Repotenciación de línea 115kV 15SEP-BERL	5.77%	14.75%
7	2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558	24.16%	37.94%
8	Nueva línea SPS 230KV/SBV B609-2	12.36%	20.19%
9	310 MVAR Compensación reactiva de Honduras - HO-MVARS	0.00%	0.00%
10	Nuevo transformador TCP-230/TCP-138-3	7.36%	18.88%
11	Repotenciación de línea 138kV NDE-138-RIV-138-1	9.86%	17.81%
12	Repotenciación de línea 230kV CAS230B-GBO230-10	9.70%	27.68%
13	Repotenciar línea 230kV MOI230A-CAH230-1	4.16%	11.07%
14	Nueva línea 230 kV MOG230-GBO230-1	5.60%	15.17%
15	Nueva línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2	22.25%	28.36%
16	Seccionamiento línea TCP230-VIRG230-FNC	5.79%	14.46%



5.5 Re - clasificación de las ampliaciones de interés regional

Se realizó la clasificación en ampliaciones Planificadas o A Riesgo considerando cada ampliación de interés regional asociada con el plan de expansión de transmisión del Escenario A1.

Los criterios establecidos en el RMER para realizar la clasificación, se basan en umbrales de concentración de los beneficios sociales y los beneficios privados. Estos criterios están establecidos en los literales b, c y d del numeral 10.6.2 del Libro III del RMER. A continuación, se resume los criterios.

- **Ampliaciones a Riesgo:** Ampliaciones con beneficios asociados, concentrados.
 - Ampliaciones para las cuales los Beneficios Sociales están principalmente concentrados en un único país, usando con tal efecto un valor del 80% de los beneficios totales;
 - Ampliaciones para las cuales los Beneficios Privados están principalmente concentrados en no más de tres (3) Agentes, excepto Transmisores, El criterio para esta clasificación será que un único Agente, excepto Transmisor, concentre más del 50% del beneficio, y tres (3) Agentes más del 80%;
- **Ampliaciones Planificadas:** Ampliaciones con beneficios asociados, dispersos.
 - Ampliaciones para las cuales la concentración de los Beneficios Sociales en un único país, es menor que 80% de los beneficios totales;
 - Ampliaciones para las cuales la concentración de los Beneficios Privados, es menor a 50% en un único agente, y menor a 80% en tres (3) Agentes.

En la siguiente tabla se muestra el resumen de la máxima concentración del Beneficio Social en un país, y la máxima concentración del Beneficio Privado en un Agente y en 3 agentes, indicando la clasificación correspondiente de las ampliaciones, conforma a los criterios establecidos en el numeral 10.6.2 del Libro III del RMER.



Tabla 54. Clasificación de las ampliaciones de interés regional

No.	Grupo de Ampliaciones	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%	10.99%	20.80%	Planificada
2	Nueva Línea 230 kV AGU-230/PAC-230-2	48.86%	7.12%	14.09%	Planificada
3	Repotenciación de línea SRF-115-SVC-115	64.60%	9.80%	15.90%	Planificada
4	Nuevo transformador 15SE-230/15SE-115-3	45.91%	5.80%	13.33%	Planificada
5	Nuevo transformador NEJA-230/NEJA-115-3	47.25%	4.50%	12.29%	Planificada
6	Repotenciación de línea 115kV 15SEP-BERL	43.86%	5.77%	14.75%	Planificada
7	2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558	85.24%	24.16%	37.94%	A Riesgo
8	Nueva línea SPS 230KV/SBV B609-2	42.06%	12.36%	20.19%	Planificada
9	310 MVAR Compensación reactiva de Honduras-HO-MVARS	0.00%	0.00%	0.00%	A Riesgo
10	Nuevo transformador TCP-230/TCP-138-3	63.13%	7.36%	18.88%	Planificada
11	Repotenciación de línea 138kV NDE-138-RIV-138-1	68.05%	9.86%	17.81%	Planificada
12	Repotenciación de línea 230kV CAS230B-GBO230-10	100.00%	9.70%	27.68%	A Riesgo
13	Repotenciar línea 230kV MOI230A-CAH230-1	46.09%	4.16%	11.07%	Planificada
14	Nueva línea 230 kV MOG230-GBO230-1	54.41%	5.60%	15.17%	Planificada
15	Nueva línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2	49.49%	22.25%	28.36%	Planificada
16	Seccionamiento línea TCP230-VIRG230-FNC	57.51%	5.79%	14.46%	Planificada



5.6 Cálculo del cargo de transmisión debido a las ampliaciones identificadas

Conforme a lo establecido en el literal f) del numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, Se presenta el cálculo del cargo de transmisión de las ampliaciones de transmisión identificadas en el contexto de la resolución CRIE-43-2019, **como ampliaciones de interés regional**. El cargo de transmisión se calculó determinando la anualidad de la inversión de cada ampliación considerada.

En la tabla siguiente se presenta el resultado del cálculo del cargo anual de transmisión, calculado como la anualidad equivalente para el pago de cada ampliación.

Tabla 55. Cargo anual de transmisión por ampliación

Sistema	Descripción del Refuerzo	Refuerzo	Año de entrada	Costo Inversión (MUS\$)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Honduras	SPS 230KV/SBV B609-2	Nueva	2022	14.22	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24
Costa Rica	MOI230A/CAH230-1	Repotenciar	2022	3.80	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33
Interconexión	AGC B624/SND-230-2	Nueva	2022	22.30	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92
El Salvador	15SE-230/15SE-115-10	Nuevo	2022	8.15	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71
Honduras	SPS 230KV/SPS B558-2	Nuevo	2022	7.95	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
Nicaragua	TCP-230/TCP-138-1	Nuevo	2022	5.19	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45
Honduras	SPS 230KV/SPS B558-3	Nuevo	2022	7.95	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
El Salvador	NEJA-230/NEJA-115-3	Nuevo	2022	8.15	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71
Guatemala	AGU-230/PAC-230-2	Nuevo	2022	7.43	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
Costa Rica	CAS230A/GBO230-10	Repotenciar	2020	3.26	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
El Salvador	SRAF-115/SVIC-115-1	Repotenciar	2021	1.78	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Guatemala	MOY-230/MOY-138-1	Nuevo	2022	7.78	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68
El Salvador	15SE-115/BERL-115-1	Repotenciar	2022	2.18	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
Interconexión	TCP-230/VIRG-230-1	Nuevo	2022	4.29	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37
Interconexión	VIRG-230/FCS-230-1	Nuevo	2022	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nicaragua	NDE-138/RIV-138-1	Repotenciar	2024	2.09	0.00	0.00	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
Costa Rica	MOG230/GBO230-2	Nuevo	2024	5.11	0.00	0.00	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44
Honduras	HO-Compensación MVARs	Nuevo	2022	14.58	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27
Incremento Anual en el Cargo de Transmisión (MUS\$)				126.21	10.35	10.35	10.98	10.98	10.98	10.98	10.98



5.7 Evaluación del beneficio para los agentes que inyectan y retiran, en relación al CURTR

Conforme a lo establecido en el literal g), numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, se presenta la evaluación del beneficio obtenido con relación a los CURTR adicionales que deben asumir los Agentes que inyectan y Agentes que retiran y para cada país en el contexto de la resolución **CRIE-43-2019**,

Método de cálculo del CURTR

La simulación probabilística de la expansión del Sistema Eléctrico Regional permite calcular el ingreso tarifario de cada línea de transmisión en el mercado spot como la diferencia entre los precios nodales y el flujo que transporta cada circuito. Lo anterior es conocido como Costo Variable de Transmisión (CVT).

Generalmente ocurre que el valor de CVT para cualquier circuito no es suficiente para cubrir todos los costos anuales asociados al uso de las expansiones de la red de transmisión, siendo necesario determinar un cargo complementario. Para una nueva expansión, el cargo complementario será la diferencia entre el ingreso autorizado y su CVT. El Cargo por Uso de la Red de Transmisión (CURTR), corresponderá al valor del cargo complementario.

El cargo complementario es calculado por medio del método de participaciones promedias (MEPAM). Dicho método distribuye entre los agentes, tanto generadores como demandas, el costo anual asociado a las expansiones de la red de transmisión determinando la participación de la inyección y retiro de potencia en el flujo de carga por dichas expansiones.

El cálculo es realizado utilizando el módulo TGRID, incorporado en el módulo NETPLAN, que forma parte del SPTR.

Los resultados que se presentan, corresponden a la asignación por agentes, generadores y demandas, de cada país por el uso de las expansiones de la red de transmisión regional que han sido identificadas en el Estudio de la Planificación de la Expansión de Largo Plazo de la Generación y Transmisión Regional.

5.7.1 CURTR para los agentes que inyectan y retiran, y por país

A continuación, se presentan los resultados del CURTR estimado para los años desde 2022 al 2028.



Tabla 56. Estimación del CURTR en Miles de Dólares para los agentes que retiran (demandas), por país

Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Guatemala	860	853	924	915	909	907	904
El Salvador	633	667	694	668	659	656	634
Honduras	1,283	1,313	1,373	1,391	1,389	1,400	1,413
Nicaragua	457	438	486	500	513	503	509
Costa Rica	899	872	905	895	891	875	868
Panamá	1,042	1,031	1,105	1,119	1,127	1,146	1,161
Total	5,175	5,175	5,488	5,488	5,488	5,488	5,488

Tabla 57. Estimación del CURTR en Miles de Dólares para los agentes que inyectan (generadores), por país

Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Guatemala	1,256	1,078	1,064	1,113	1,051	1,014	1,002
El Salvador	575	500	495	495	491	458	475
Honduras	888	889	928	916	920	930	931
Nicaragua	268	613	781	738	764	834	816
Costa Rica	1,007	942	1,038	1,034	1,111	1,098	1,090
Panamá	1,181	1,153	1,182	1,192	1,151	1,154	1,174
Total	5,175	5,175	5,488	5,488	5,488	5,488	5,488

Tabla 58. Estimación del CURTR Total en Miles de Dólares por país, por año

Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Guatemala	2,116	1,931	1,988	2,027	1,961	1,920	1,905
El Salvador	1,208	1,167	1,189	1,163	1,150	1,114	1,109
Honduras	2,171	2,202	2,301	2,307	2,309	2,330	2,344
Nicaragua	726	1,051	1,268	1,238	1,277	1,337	1,325
Costa Rica	1,906	1,815	1,943	1,929	2,002	1,973	1,958
Panamá	2,223	2,184	2,287	2,312	2,277	2,301	2,335
Total	10,349	10,349	10,975	10,975	10,975	10,975	10,975



5.7.2 Evaluación del beneficio de los Agentes, con relación al CURTR

En el contexto de la resolución **CRIE-43-2019**, se realizó la evaluación del beneficio de los agentes, comparando el Valor presente del CURTR a pagar por ellos, con sus beneficios netos, los cuales corresponden al VPN del Beneficio de los consumidores (en el caso de los agentes que retiran) o el VPN del Beneficio de los generadores (en el caso de los agentes que inyectan). Para calcular el valor presente del CURTR, se considera su flujo de caja hasta el año 2028, ya que los beneficios por excedentes de consumidores y productores, se han calculado para el mismo período.

Evaluación del beneficio de los agentes que inyectan.

En la Tabla 59 se muestra el cálculo del beneficio de los agentes que inyectan, respecto al CURTR.

Tabla 59. Cálculo del Beneficio de los agentes que inyectan (generadores), respecto al CURTR

	Millones de US\$										
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Flujo de caja CURTR					5.17	5.17	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49
VP CURTR a 2018 (a)	23.18				4.03	3.71	3.62	3.33	3.07	2.82	2.60
VP Beneficios de los generadores (b)	66.15										
VAN (b-a)	42.97										

La fila que indica “*flujo de caja*”, corresponde al pago anual que realizarán los agentes que inyectan. La fila que indica “*VP CURTR a 2018*”, corresponde al valor presente de cada anualidad, considerando el año cero el 2018. La suma de esas anualidades del CURTR en valor presente, resulta en 23.18 MUS\$ (en 2018). Asimismo, la fila que indica “*VP Beneficios de los generadores*” corresponde al valor presente del beneficio privado de los agentes generadores (66.15 MUS\$), que fue calculado en la Tabla 46. Finalmente, el Beneficio de los agentes se calcula como *VP Excedente de los generadores - VP CURTR a 2018* y resulta en 42.97 MUS\$.



Evaluación del beneficio de los agentes que retiran.

En la Tabla 60 se muestra el cálculo del beneficio de los agentes que inyectan, respecto al CURTR.

Tabla 60. Cálculo del Beneficio de los agentes que retiran (demandas), respecto al CURTR

	Millones de US\$										
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Flujo de caja CURTR					5.17	5.17	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49
VP CURTR a 2018 (a)	23.18				4.03	3.71	3.62	3.33	3.07	2.82	2.60
VP Beneficio de los consumidores (b)	-8.01										
VAN (b-a)	-31.19										

La fila que indica “*flujo de caja*”, corresponde al pago anual que realizarán los agentes que retiran. La fila que indica “*VP CURTR a 2018*”, corresponde al valor presente de cada anualidad, considerando el año cero el 2018. La suma de esas anualidades del CURTR en valor presente, resulta en 23.18 MUS\$ (en 2018). Asimismo, la fila que indica “*VP Beneficios de los consumidores*” corresponde al valor presente del beneficio privado de los agentes que retiran (-8.01 MUS\$), que fue calculado en la Tabla 46. Finalmente, el Beneficio de los agentes se calcula como *VP Excedente de los generadores - VP CURTR a 2018* y resulta en -31.19 MUS\$.

Conclusiones de la evaluación del beneficio de los agentes respecto al CURTR

1. Los agentes que inyectan tendrán un beneficio positivo respecto al pago por CURTR, estimado en 42.97 MUS.
2. Los agentes que retiran no se reportan con beneficio neto, considerando que su excedente neto es negativo.



5.8 Conclusiones

1. En cumplimiento a lo instruido por la CRIE en la Resolución CRIE-43-2019, a partir de la lista de ampliaciones de transmisión recomendadas por el EOR en el *informe de Planificación de Largo Plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al periodo 2019-2028*, del análisis de sensibilidad del Escenario de Autosuficiencia A1, conforme a lo instruido en el Resuelve Primero de la Resolución, se obtuvieron los siguientes resultados:

a) 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 Fría, 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



b) 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 2cxF	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 Laínez.		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 Nandaime-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 Moin-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



Se hace la observación que todas las ampliaciones que habían sido recomendadas para el sistema de Panamá, resultaron como *Ampliaciones de refuerzos de transmisión nacionales*, y todas las ampliaciones de Nicaragua y Costa Rica resultaron de *Interés Regional*.

- Se 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 siguientes tablas se detallan dichas ampliaciones.

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

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

- 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 VPN Bs de todo el conjunto de ampliaciones, 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.

5. Conforme a lo instruido en la Resolución CRIE-43-2019, se realizó la clasificación de las ampliaciones de interés regional, en forma individual, con base a la concentración del Beneficio Social (RMER, Libro III, numeral 10.6.2, Incisos b), c) y d)), determinándose que 13 ampliaciones resultan como Ampliaciones Planificadas y 2 ampliaciones resultan como Ampliaciones A Riesgo.

Clasificación de las ampliaciones de interés regional

No.	Grupo de Ampliaciones	Clasificación de las ampliaciones
1	Nuevo transformador MOY-230-MOY-138-1	Planificada
2	Nueva Línea 230 kV AGU-230/PAC-230-2	Planificada
3	Repotenciación de línea SRF-115-SVC-115	Planificada
4	Nuevo transformador 15SE-230/15SE-115-3	Planificada
5	Nuevo transformador NEJA-230/NEJA-115-3	Planificada
6	Repotenciación de línea 115kV 15SEP-BERL	Planificada
7	2 Nuevos transformadores SPS 230KV/SPS B558	A Riesgo
8	Nueva línea SPS 230KV/SBV B609-2	Planificada
9	310 MVAR Compensación reactiva de Honduras-HO-MVARS	A Riesgo
10	Nuevo transformador TCP-230/TCP-138-3	Planificada
11	Repotenciación de línea 138kV NDE-138-RIV-138-1	Planificada
12	Repotenciación de línea 230kV CAS230B-GBO230-10	A Riesgo
13	Repotenciar línea 230kV MOI230A-CAH230-1	Planificada
14	Nueva línea 230 kV MOG230-GBO230-1	Planificada
15	Nueva línea de interconexión HON-NIC AGC-FNH-SND-2	Planificada
16	Seccionamiento línea TCP230-VIRG230-FNC	Planificada

Se hace la observación que, la ampliación consistente en 310 MVAR de compensación reactiva de Honduras, al no reportar un Beneficio Social Neto, tampoco puede calcularse su concentración y en tal sentido, en aplicación de los criterios descritos en los literales b, c y d, del numeral 10.6.2 del Libro III del RMER, no puede definirse una clasificación a esta ampliación en forma individual.

6 CRONOGRAMA DE LAS AMPLIACIONES DE INTERÉS REGIONAL

Conforme a lo establecido en el numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, se presenta el cronograma con el año de entrada en servicio recomendada, de las ampliaciones Planificadas y A Riesgo.



Tabla 61. Cronograma para puesta en servicio de las Ampliaciones de interés regional, identificadas conforme a la Resolución CRIE-43-2019.

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



7 DISEÑO GENERAL DE LAS INSTALACIONES DE INTERÉS REGIONAL

Conforme a lo establecido en el literal d), numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, se presenta el diseño general de las instalaciones que han sido identificadas como “de interés regional”, conforme a las premisas establecidas en la Resolución CRIE-43-2019.

Diseño general de las ampliaciones en el sistema de Guatemala

1. Nuevo transformador 230/138 kV, de 120 MVA, en SE Moyuta.

Descripción general:

- a. Instalación de un Transformador 230/138/13.8 KV, con capacidad de 120 MVA de capacidad nominal, en subestación Moyuta.
- b. Construcción de una bahía para transformador en 230 kV, medio diámetro de interruptor y medio.
- c. Construcción de una bahía para transformador en 138 kV, en configuración de simple interruptor.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Guatemala.

2. Nueva línea 230 kV entre las SE Aguacapa-Pacífico

Diseño general de las instalaciones:

- a. Construcción de una nueva línea de transmisión, de 21.62 km de longitud, con conductor Flicker 477 kcmil, ACSR, doble conductor por fase, con capacidad nominal de 491.6 MVA, como límite térmico continuo, soportada sobre torres de acero-celosías, para circuito sencillo, con dimensionamiento y aislamiento para operar a 230 kV.
- b. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Aguacapa.
- c. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Pacífico.

Las características de diseño de la línea, y bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán ser



iguales o superiores a las de la línea SIEPAC existente, Aguacapa-Pacífico; y cumplir con las normas nacionales vigentes en Guatemala.

Diseño general de las ampliaciones en el sistema de El Salvador

1. Nuevo transformador en SE 15 de septiembre 230/138 kV, 156.3 MVA

Descripción general de las instalaciones:

- a. Instalación de un Transformador 230/138/13.8 KV, con capacidad de 156.3 MVA de capacidad nominal, en subestación 15 de septiembre, adicional a los dos transformadores existentes.
- b. Bahía para transformador en 230 kV, medio diámetro de interruptor y medio.
- c. Bahía para transformador en 138 kV, medio diámetro de interruptor y medio.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en El Salvador.

2. Nuevo transformador en SE Nejapa 230/138 kV, 156.3 MVA

Descripción general de las instalaciones:

- a. Instalación de un Transformador 230/138/13.8 KV, con capacidad de 156.3 MVA de capacidad nominal, en subestación Nejapa, adicional a los dos transformadores existentes.
- b. Bahía para transformador en 230 kV, medio diámetro de interruptor y medio.
- c. Bahía para transformador en 138 kV, medio diámetro de interruptor y medio.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en El Salvador.

3. Repotenciación por cambio de conductor de la línea 115 kV existente entre las Subestaciones 15 de septiembre-Berlín

Diseño general:

- a. Cambio del conductor existente Flicker 477 kcmil, ACSR, en la línea de 115 kV 15 de Septiembre - Berlín, de 15.5 km de longitud, sustituyéndolo por conductor Flicker 477 kcmil, ACSS/TW, para operar con capacidad de al menos 150 MVA.



Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en El Salvador.

4. Repotenciación por cambio de conductor de la línea 115 kV, existente entre las Subestaciones San Rafael cedros-San Vicente

Diseño general:

- a. Cambio del conductor Flicker 477 kcmil, ACSR, existente en la línea de 115 kV San Rafael Cedros – San Vicente, de 12.67 km, sustituyéndolo por conductor Flicker 477 kcmil, ACSS/TW, para operar con capacidad de al menos 150 MVA.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en El Salvador.

Diseño general de las ampliaciones en el sistema de Honduras

1. Nueva línea 230 kV entre las SE San Pedro Sula Sur - San Buenaventura

Diseño general:

- a. Construcción de una nueva línea de transmisión, de 46 km de longitud, con conductor ACAR 1,081 kcmil, con capacidad nominal de 405 MVA, como límite térmico continuo, soportada sobre torres de acero-celosías, para circuito sencillo, con dimensionamiento y aislamiento para operar a 230 kV.
- b. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación San Pedro Sula Sur.
- c. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación San Buenaventura.

Las características de diseño de la línea, y bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán ser iguales o superiores a las de la línea SIEPAC existente, Agua Caliente-Sandino; y cumplir con las normas nacionales vigentes en Honduras.



2. Instalación de dos transformadores 230/138 kV, 150 MVA en SE San Pedro Sula Sur, adicionales al transformador previsto.

Descripción general de las instalaciones:

- Instalación de dos Transformadores 230/138/13.8 KV, con capacidad de 150 MVA de capacidad nominal, en subestación San Pedro Sula Sur, adicional al transformador previsto a operar en dicha subestación.
- Construcción de una bahía completa en interruptor y medio en 230 kV, para transformadores.
- Construcción de una bahía completa en interruptor y medio en 138 kV, para transformadores.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Honduras.

3. Instalación de Compensación Capacitiva en barras del sistema de transmisión de Honduras.

Diseño general:

- Instalación de capacitores estáticos, de bloque único (una sola etapa), en las subestaciones que se indican a continuación:

Subestación	Descripción	Barra de conexión	MVARs	Configuración de bahía de conexión
CDA B530	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Cañada.	138	20	Barra principal + barra de transferencia
LNZ 138KV	Banco de Capacitores 20MVAR 138kV, en SE Laínez.	138	20	Barra principal + barra de transferencia
MFL B523	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Miraflores.	138	30	Simple interruptor
SFE B505	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Santa Fe.	138	30	Barra principal + barra de transferencia
SUY B515	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Suyapa.	138	30	Barra principal + barra de transferencia
TON B535	Banco de Capacitores 30MVAR 138kV, en SE Toncontín.	138	30	Barra principal + barra de transferencia
GMC B437	Banco de Capacitores 30MVAR 69kV, en SE Guaymaca	69	30	Simple interruptor
PAZ B525	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Piedras Azules	138	10	Barra principal + barra de transferencia
CRL B501	Banco de capacitores 10 MVAR 138 kV en SE Cañaverál.	138	10	Barra principal + barra de transferencia
VNU B520	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Villa Nueva.	138	20	Barra principal + barra de transferencia
LPT B503	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV	138	20	Barra principal + barra de



	en SE La Puerta.			transferencia
BER B507	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Bermejo.	138	20	Barra principal + barra de transferencia
CIR B537	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Circunvalación.	138	20	Barra principal + barra de transferencia
RET 138KV	Banco de capacitores 20 MVAR 138 kV en SE Retorno.	138	20	Barra principal + barra de transferencia

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Honduras.

Diseño general de las ampliaciones en el sistema de Nicaragua

1. Cambio de conductor de línea 138 kV entre las SE Nandaime – Rivas.

Diseño general:

- Cambio del conductor Linnet 336.4 kcmil, ACSR, existente en la línea de 138 kV Nandaime-Rivas, de 41.1 km, sustituyéndolo por conductor Linnet 336.4 kcmil ACSS/TW, para operar con capacidad de 150 MVA.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Nicaragua.

2. Nuevo transformador en SE Ticuantepe 230/138/13.8 kV, 71.3 MVA

Descripción general:

- a. Instalación de un Transformador 230/138/13.8 KV, con capacidad de 71.3 MVA de capacidad nominal, en subestación Ticuantepe, adicional a los dos transformadores existentes.
- b. Construcción de una bahía para transformador en 230 kV, medio diámetro de interruptor y medio.
- c. Construcción de una bahía para transformador en 138 kV, en configuración de interruptor principal más barra de transferencia.

Las características de diseño de las bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Nicaragua.



Diseño general de las ampliaciones en el sistema de Costa Rica

1. Nueva línea 230 kV entre las SE Mogote - Guayabo

Diseño general:

- a. Construcción de una nueva línea de transmisión, de 6.02 km de longitud, con conductor cóndor 795 kcmil, ACSR, con capacidad nominal de la línea de 240 MVA, como límite térmico continuo, soportada sobre torres de acero-celosías, para circuito sencillo, con dimensionamiento y aislamiento para operar a 230 kV.
- b. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Mogote.
- c. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Guayabo.

Las características de diseño de la línea, y bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán ser iguales o superiores a las de la línea SIEPAC, Cañas - Guayabo; y cumplir con las normas nacionales vigentes en Costa Rica.

2. Repotenciación a 400 MVA de línea 230 kV entre las SE Cañas – Guayabo

Diseño general:

- Retensado de conductores y aumento de claros en la línea de enlace entre las subestaciones Cañas - Guayabo de 38.2 km de longitud, para habilitar la línea con capacidad nominal de 400 MVA, como límite térmico continuo. La capacidad actual de la línea es de 338 MVA.

Las características del diseño y de los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Costa Rica.

3. Repotenciación a 319 MVA de línea 230 kV entre las SE Moín – Cahuita.

Diseño general:

- Retensado de conductores y aumento de claros en la línea de enlace entre las subestaciones Moín - Cahuita de 43.06 km de longitud, para habilitar la línea con capacidad nominal de 319 MVA, como límite térmico continuo.



Las características del diseño y de los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán cumplir con las normas nacionales vigentes en Costa Rica.

Diseño general de las ampliaciones de interconexiones

1. Construcción del segundo circuito de la línea 230 kV Agua Caliente-Sandino, interconexión Honduras-Nicaragua.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Montaje de conductor 1024 kcmil AAAC sobre estructuras previstas para segundo circuito de las torres de la línea SIEPAC, tramo Subestación Agua Caliente - Subestación Sandino, con una longitud aproximada de 182.9 km, incluido instalación de aislamiento tipo polimérico para 230 kV.
- b. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Agua Caliente (Honduras).
- c. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Sandino (Nicaragua).

Las características de diseño de la línea, y bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán ser iguales o superiores a las de la línea SIEPAC existente, Agua Caliente-Sandino; y cumplir con las normas nacionales vigentes en Honduras y Nicaragua.

2. Seccionamiento de la línea 230 kV Ticuantepe-Cañas (interconexión Honduras-Nicaragua), conectando en subestación La Virgen.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Construcción de un tramo de línea en doble circuito, 1024 kcmil AAAC, de longitud aproximada de 1.62 km, entre la subestación La Virgen (Nicaragua), hasta interceptar la línea actual Ticuantepe-Cañas.
- b. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación La Virgen, para conexión de línea de salida a SE Ticuantepe.
- c. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación La Virgen, para conexión de línea de salida a SE Cañas.

Las características de diseño de la línea, y bahías de subestación, incluyendo los requerimientos de las protecciones, sistemas de control y servicios auxiliares, deberán ser iguales o superiores a las de la línea SIEPAC existente, Ticuantepe-Cañas; y cumplir con las normas nacionales vigentes en Nicaragua.



8 VERIFICACIÓN DE COSTOS DE DERECHO DE PASO EN COSTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

La Resolución CRIE-43-2019, en su Resuelve primero indica al EOR "... que 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".

Al respecto es importante tener en cuenta que los costos de las líneas de transmisión recomendadas en el plan de expansión del Escenario A1, fueron estimados a partir de tres fuentes de información:

- a) Informe de la consultoría denominada "*Estimación de costos representativos de inversión para proyectos de transmisión en américa central*" contratada por el EOR para contar con una referencia actualizada de costos unitarios, para utilizar en los estudios de planificación de la expansión de la transmisión regional.
- b) Actualización de costos estimados del Segundo Circuito del Proyecto SIEPAC, información proporcionada por la EPR al EOR en marzo de 2018, a través de la nota GGC-180235.
- c) Costos estimados en los informes de los Planes Nacionales de expansión de la transmisión.

Debe tenerse presente que el costo de derecho de vía (servidumbre o derecho de paso), solamente aplica para nuevas líneas, y no aplica para repotenciación de líneas de transmisión.

A continuación, se presentan referencias que demuestran la consideración del costo de derecho de paso para las dos primeras referencias, ya que, en los costos estimados para obras incluidas en los planes de expansión nacionales, no se detalla la estructura de costos.

a) Informe de la consultoría "*Estimación de costos representativos de inversión para proyectos de transmisión en américa central*"

En la sección 3.6 del informe se aborda la estimación de costos de servidumbre. En la sección 9.5 se aborda la variación de costos de construcción y de servidumbre. A continuación, se muestra la tabla con el resumen de tipos de líneas y los componentes que conforman la estimación del unitario (\$/km), mostrando la componente denominada **Derecho de vía**.



Estructura de costos unitarios, resultado de la consultoría "Estimación de costos representativos de inversión para proyectos de transmisión en América central"

ENTE OPERADOR REGIONAL		Actividades Previas	Derecho de vía	Ingeniería	Inversión Física	Supervisión	Total
1.a.1	115 kV - 1C - 1km - ACSR 1113 1 C/F Torre de acero	8,900.00	27,508.46	3,472.64	145,355.45	6,795.28	192,031.83
1.a.2	115 kV - 1C - 1km - ACSR 477 2 C/F Torre de acero	8,900.00	27,508.46	3,472.64	151,208.63	6,795.28	197,885.01
1.a.3	115 kV - 1C - 1km - ACSR 1100 1 C/F Torre de acero	8,900.00	27,508.46	3,472.64	146,190.31	6,795.28	192,866.69
1.a.4	115 kV - 1C - 1km - ACSR 500 2 C/F Torre de acero	8,900.00	27,508.46	3,472.64	147,633.13	6,795.28	194,309.51
1.a.5	138 kV - 1C - 1km - ACSR 795 1 C/F Torre de acero	10,002.00	31,259.62	3,517.14	133,971.50	7,270.95	186,021.21
1.a.6	138 kV - 1C - 1km - ACSR 1113 1 C/F Torre de acero	10,002.00	31,259.62	3,517.14	146,117.74	7,270.95	198,167.45
1.a.7	138 kV - 1C - 1km - ACSR 266 2 C/F Torre de acero	10,002.00	31,259.62	3,517.14	129,798.81	7,270.95	181,848.52
1.a.8	138 kV - 1C - 1km - ACSR 336 2 C/F Torre de acero	10,002.00	31,259.62	3,517.14	134,461.03	7,270.95	186,510.74
1.a.9	138 kV - 1C - 1km - ACSR 750 1 C/F Torre de acero	10,002.00	31,259.62	3,517.14	132,680.53	7,270.95	184,730.24
1.a.10	138 kV - 1C - 1km - ACSR 1100 1 C/F Torre de acero	10,002.00	31,259.62	3,517.14	146,974.92	7,270.95	199,024.63
1.a.11	138 kV - 1C - 1km - ACSR 300 2 C/F Torre de acero	10,002.00	31,259.62	3,517.14	130,786.83	7,270.95	182,836.54
1.a.12	138 kV - 1C - 1km - ACSR 400 2 C/F Torre de acero	10,002.00	31,259.62	3,517.14	142,116.48	7,270.95	194,166.19
1.b.1	115 kV - 2C - 1km - ACSR 1113 1 C/F Torre de acero	8,900.00	40,346.82	3,472.64	226,840.50	6,795.28	286,355.24
1.b.2	115 kV - 2C - 1km - ACSR 477 2 C/F Torre de acero	8,900.00	40,346.82	3,472.64	237,217.81	6,795.28	296,732.55
1.b.3	115 kV - 2C - 1km - ACSR 1100 1 C/F Torre de acero	8,900.00	40,346.82	3,472.64	208,808.74	6,795.28	268,323.48
1.b.4	115 kV - 2C - 1km - ACSR 500 2 C/F Torre de acero	8,900.00	40,346.82	3,472.64	210,137.28	6,795.28	269,652.02
1.b.5	138 kV - 2C - 1km - ACSR 795 1 C/F Torre de acero	10,002.00	45,848.66	3,517.14	183,841.65	7,270.95	250,480.40
1.b.6	138 kV - 2C - 1km - ACSR 1113 1 C/F Torre de acero	10,002.00	45,848.66	3,517.14	228,012.04	7,270.95	294,650.79
1.b.7	138 kV - 2C - 1km - ACSR 266 2 C/F Torre de acero	10,002.00	45,848.66	3,517.14	174,284.93	7,270.95	240,923.68
1.b.8	138 kV - 2C - 1km - ACSR 336 2 C/F Torre de acero	10,002.00	45,848.66	3,517.14	183,305.26	7,270.95	249,944.01
1.b.9	138 kV - 2C - 1km - ACSR 750 1 C/F Torre de acero	10,002.00	45,848.66	3,517.14	181,107.63	7,270.95	247,746.38
1.b.10	138 kV - 2C - 1km - ACSR 1100 1 C/F Torre de acero	10,002.00	45,848.66	3,517.14	209,696.41	7,270.95	276,335.16
1.b.11	138 kV - 2C - 1km - ACSR 300 2 C/F Torre de acero	10,002.00	45,848.66	3,517.14	175,957.13	7,270.95	242,595.88
1.b.12	138 kV - 2C - 1km - ACSR 400 2 C/F Torre de acero	10,002.00	45,848.66	3,517.14	198,540.14	7,270.95	265,178.89
1.c.1	115 kV - 1C - 1km - ACSR 795 1 C/F Poste de concreto	8,900.00	13,754.23	3,472.64	166,998.95	6,795.28	199,921.10
1.c.2	115 kV - 1C - 1km - ACSR 1100 1 C/F Poste de concreto	8,900.00	13,754.23	3,472.64	179,904.00	6,795.28	212,826.15
1.c.3	115 kV - 1C - 1km - ACSR 795 1 C/F Poste de acero	8,900.00	13,754.23	3,472.64	265,314.01	6,795.28	298,236.16
1.c.4	115 kV - 1C - 1km - ACSR 1100 1 C/F Poste de acero	8,900.00	13,754.23	3,472.64	286,585.74	6,795.28	319,507.89
1.c.5	138 kV - 1C - 1km - ACSR 795 1 C/F Poste de concreto	10,002.00	15,004.62	3,517.14	167,669.29	7,270.95	203,464.00
1.c.6	138 kV - 1C - 1km - ACSR 1100 1 C/F Poste de concreto	10,002.00	15,004.62	3,517.14	180,574.34	7,270.95	216,369.05
1.c.7	138 kV - 1C - 1km - ACSR 795 1 C/F Poste de acero	10,002.00	15,004.62	3,517.14	266,667.52	7,270.95	302,462.23
1.c.8	138 kV - 1C - 1km - ACSR 1100 1 C/F Poste de acero	10,002.00	15,004.62	3,517.14	287,939.25	7,270.95	323,733.96
1.d.1	115 kV - 2C - 1km - ACSR 795 1 C/F Poste de concreto	8,900.00	20,173.41	3,472.64	261,181.54	6,795.28	300,522.87
1.d.2	115 kV - 2C - 1km - ACSR 1100 1 C/F Poste de concreto	8,900.00	20,173.41	3,472.64	286,700.23	6,795.28	326,041.56
1.d.3	115 kV - 2C - 1km - ACSR 795 1 C/F Poste de acero	8,900.00	20,173.41	3,472.64	325,594.19	6,795.28	364,935.52
1.d.4	115 kV - 2C - 1km - ACSR 1100 1 C/F Poste de acero	8,900.00	20,173.41	3,472.64	368,137.61	6,795.28	407,478.94
1.d.5	138 kV - 2C - 1km - ACSR 795 1 C/F Poste de concreto	10,002.00	22,007.36	3,517.14	262,230.84	7,270.95	305,028.29
1.d.6	138 kV - 2C - 1km - ACSR 1100 1 C/F Poste de concreto	10,002.00	22,007.36	3,517.14	288,040.91	7,270.95	330,838.36
1.d.7	138 kV - 2C - 1km - ACSR 795 1 C/F Poste de acero	10,002.00	22,007.36	3,517.14	328,384.85	7,270.95	371,182.30
1.d.8	138 kV - 2C - 1km - ACSR 1100 1 C/F Poste de acero	10,002.00	22,007.36	3,517.14	370,844.30	7,270.95	413,641.75
2.a.1	230 kV - 1C - 1km - ACSR 477 1 C/F Torre de acero	11,849.00	36,680.76	3,563.15	132,221.31	8,054.63	192,368.85
2.a.2	230 kV - 1C - 1km - ACSR 954 1 C/F Torre de acero	11,849.00	36,680.76	3,563.15	160,998.91	8,054.63	221,146.45
2.a.3	230 kV - 1C - 1km - ACSR 1113 1 C/F Torre de acero	11,849.00	36,680.76	3,563.15	161,662.64	8,054.63	221,810.18
2.a.4	230 kV - 1C - 1km - ACSR 266 2 C/F Torre de acero	11,849.00	36,680.76	3,563.15	139,688.33	8,054.63	199,835.87
2.a.5	230 kV - 1C - 1km - ACSR 336 2 C/F Torre de acero	11,849.00	36,680.76	3,563.15	144,350.56	8,054.63	204,498.10
2.a.6	230 kV - 1C - 1km - ACSR 550 1 C/F Torre de acero	11,849.00	36,680.76	3,563.15	133,561.25	8,054.63	193,708.79
2.a.7	230 kV - 1C - 1km - ACSR 1024.5 1 C/F Torre de acero	11,849.00	36,680.76	3,563.15	163,301.33	8,054.63	223,448.87
2.a.8	230 kV - 1C - 1km - ACSR 1300 1 C/F Torre de acero	11,849.00	36,680.76	3,563.15	171,813.71	8,054.63	231,961.25
2.a.9	230 kV - 1C - 1km - ACSR 350 2 C/F Torre de acero	11,849.00	36,680.76	3,563.15	143,822.23	8,054.63	203,969.77
2.b.1	230 kV - 2C - 1km - ACSR 477 1 C/F Torre de acero	11,849.00	55,018.39	3,563.15	214,262.25	8,054.63	292,747.42
2.b.2	230 kV - 2C - 1km - ACSR 954 1 C/F Torre de acero	11,849.00	55,018.39	3,563.15	254,633.16	8,054.63	333,118.33
2.b.3	230 kV - 2C - 1km - ACSR 1113 1 C/F Torre de acero	11,849.00	55,018.39	3,563.15	255,960.61	8,054.63	334,445.78
2.b.4	230 kV - 2C - 1km - ACSR 266 2 C/F Torre de acero	11,849.00	55,018.39	3,563.15	230,676.34	8,054.63	309,161.51
2.b.5	230 kV - 2C - 1km - ACSR 336 2 C/F Torre de acero	11,849.00	55,018.39	3,563.15	237,297.24	8,054.63	315,782.41
2.b.6	230 kV - 2C - 1km - ACSR 550 1 C/F Torre de acero	11,849.00	55,018.39	3,563.15	216,942.10	8,054.63	295,427.27
2.b.7	230 kV - 2C - 1km - ACSR 1024.5 1 C/F Torre de acero	11,849.00	55,018.39	3,563.15	259,794.20	8,054.63	338,279.37
2.b.8	230 kV - 2C - 1km - ACSR 1300 1 C/F Torre de acero	11,849.00	55,018.39	3,563.15	276,262.76	8,054.63	354,747.93
2.b.9	230 kV - 2C - 1km - ACSR 350 2 C/F Torre de acero	11,849.00	55,018.39	3,563.15	236,240.66	8,054.63	314,725.83
2.c.1	230 kV - 1C - 1km - ACSR 477 1 C/F Poste de concreto	11,849.00	18,340.38	3,563.15	217,098.45	8,054.63	258,905.61
2.c.2	230 kV - 1C - 1km - ACSR 954 1 C/F Poste de concreto	11,849.00	18,340.38	3,563.15	237,601.95	8,054.63	279,409.11
2.c.3	230 kV - 1C - 1km - ACSR 550 1 C/F Poste de concreto	11,849.00	18,340.38	3,563.15	218,438.39	8,054.63	260,245.55
2.c.4	230 kV - 1C - 1km - ACSR 1024.5 1 C/F Poste de concreto	11,849.00	18,340.38	3,563.15	239,904.36	8,054.63	281,711.52
2.c.5	230 kV - 1C - 1km - ACSR 477 1 C/F Poste de acero	11,849.00	18,340.38	3,563.15	376,875.31	8,054.63	418,682.47
2.c.6	230 kV - 1C - 1km - ACSR 954 1 C/F Poste de acero	11,849.00	18,340.38	3,563.15	397,378.80	8,054.63	439,185.96
2.c.7	230 kV - 1C - 1km - ACSR 550 1 C/F Poste de acero	11,849.00	18,340.38	3,563.15	378,215.24	8,054.63	420,022.40
2.c.8	230 kV - 1C - 1km - ACSR 1024.5 1 C/F Poste de acero	11,849.00	18,340.38	3,563.15	399,681.22	8,054.63	441,488.38
2.d.1	230 kV - 2C - 1km - ACSR 477 1 C/F Poste de concreto	11,849.00	27,509.20	3,563.15	314,358.86	8,054.63	365,334.84
2.d.2	230 kV - 2C - 1km - ACSR 954 1 C/F Poste de concreto	11,849.00	27,509.20	3,563.15	355,365.80	8,054.63	406,341.78
2.d.3	230 kV - 2C - 1km - ACSR 550 1 C/F Poste de concreto	11,849.00	27,509.20	3,563.15	317,038.71	8,054.63	368,014.69
2.d.4	230 kV - 2C - 1km - ACSR 1024.5 1 C/F Poste de concreto	11,849.00	27,509.20	3,563.15	359,970.66	8,054.63	410,946.64
2.d.5	230 kV - 2C - 1km - ACSR 477 1 C/F Poste de acero	11,849.00	27,509.20	3,563.15	444,642.33	8,054.63	495,618.31
2.d.6	230 kV - 2C - 1km - ACSR 954 1 C/F Poste de acero	11,849.00	27,509.20	3,563.15	485,649.28	8,054.63	536,625.26
2.d.7	230 kV - 2C - 1km - ACSR 550 1 C/F Poste de acero	11,849.00	27,509.20	3,563.15	447,322.18	8,054.63	498,298.16
2.d.8	230 kV - 2C - 1km - ACSR 1024.5 1 C/F Poste de acero	11,849.00	27,509.20	3,563.15	490,254.13	8,054.63	541,230.11



b) Costos estimados del Segundo Circuito del Proyecto SIEPAC, proporcionada por la EPR.

Costos Obras Nuevas para reemplazar tramos del Segundo Circuito SIEPAC utilizados (Marzo 2018)																
PAÍS	Línea SIEPAC 2do Circuito	Cantidad Bahías	Cantidad Kilómetros	COSTO LINEA KUS\$										COSTO TOTAL LINEA US\$ (B)		
				Costo Unitario KM (**)	Diseño Básico/Detalle	Materiales y Suministros	Mano de Obra	Supervisión	Apoyo	Administración EPR	Terrenos y Servidumbres (***)	Medidas Ambientales	Imprevistos		Escalamiento	Gastos Financieros
Guatemala (Zona Sur)	SE Aguacapa - SE La Vega	2	29	300	158	2,526	3,236	316	158	158	552	79	395	237	789	8,603
El Salvador	SE Ahuachapán - SE Nejapa	2	90	300	496	7,929	10,159	991	496	496	1,734	248	1,239	743	2,478	27,007
El Salvador	SE Nejapa - SE 15 de Septiembre	2	86	300	473	7,568	9,697	946	473	473	1,656	237	1,183	710	2,365	25,779
Nicaragua	SE Sandino - SE Ticuantepe	2	64	300	354	5,667	7,261	708	354	354	1,240	177	886	531	1,771	19,304
Nicaragua	SE Ticuantepe - SE Masaya	2	17	300	91	1,452	1,860	182	91	91	318	45	227	136	454	4,946

9 CONCLUSIONES

- 1) El resultado de los análisis instruidos en el Resuelve Primero de la Resolución CRIE-43-2019, no modifica el listado de ampliaciones recomendadas por el EOR relacionadas al Escenario de expansión de transmisión A1.
- 2) Como resultado de lo instruido en la Resolución, CRIE-43-2019 solamente se realizó un etiquetado de las ampliaciones recomendadas como «Ampliaciones de refuerzo de transmisión nacionales» y «Ampliaciones de Interés Regional», estas últimas se re-clasificaron en Ampliaciones Planificadas y A Riesgo, en forma individual.
- 3) Es importante reafirmar que, en caso de no construirse alguna de las ampliaciones identificadas en el estudio y/o las ampliaciones de las expansiones nacionales informadas por las instituciones de cada país, no se cumplirán los CCSD ante condiciones de transferencia de 300 MW, entre pares de países, en consecuencia, la capacidad operativa de intercambio sería menor de 300 MW para poder cumplir los CCSD.
- 4) Las ampliaciones identificadas, ya sean ampliaciones planificadas o a riesgo, deben construirse en los plazos previstos, de lo contrario no se obtendrán los beneficios esperados ni se alcanzará la capacidad operativa de transferencia mínima de 300 MW.
- 5) Se confirma que, en la estimación de costos de las líneas de transmisión, se consideró el derecho de paso.