



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo correspondiente al horizonte 2024-2033

De conformidad con lo establecido en
el Capítulo 10 del Libro III del RMER.

Elaborado por: Coordinación de la
Planificación del Sistema

Diciembre 2023

Contenido

1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. BASE REGULATORIA	1
3. ALCANCE DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL.....	2
4. LINEAMIENTOS Y PREMISAS DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL	3
5. INFORMACION UTILIZADA.....	5
6. ESCENARIO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DE REFERENCIA PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL	7
7. PROCEDIMIENTO DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL.....	11
8. EXPANSIÓN PROGRAMADA DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN NACIONALES	13
9. ETAPA 1: IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM.....	15
Guatemala – Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.....	17
El Salvador - Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.....	21
Honduras - Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.....	30
Nicaragua - Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.....	43
Costa Rica - Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.....	47
Panamá - Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM	55
Resumen de las Ampliaciones de Transmisión Nacionales para alcanzar y mantener la COIIM	59
Resumen de costos estimados.....	63
Consideraciones ambientales	64
10. ETAPA 2: IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL PARA SUPERAR LA COIIM	65
Procedimiento	65
Condiciones de transferencias de potencia analizadas	66

Panamá - Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM.....	68
Costa Rica - Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM	70
Nicaragua - Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM	73
Honduras - Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM	76
Resumen de las Ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM.....	80
Resumen de costos estimados.....	80
Consideraciones ambientales	81
11. DETERMINACIÓN DE LOS NUEVOS VALORES DE LA COIIM	82
12. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL.....	86
Lineamientos para la evaluación económica	86
Criterios de decisión.....	86
Premisas	87
Procedimiento	88
Resultados.....	89
Conclusiones de la evaluación económica	95
13. CLASIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL	96
14. INCREMENTO ESTIMADO DEL CARGO DE TRANSMISIÓN POR LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL	97
15. ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL	98
Análisis con transferencias de 300 MW	100
Análisis con exportación de 450 MW de Panamá.....	102
Conclusiones del análisis de sensibilidad.....	102
16. CONCLUSIONES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL.....	103
17. ANEXO I.....	108

1. INTRODUCCIÓN

El EOR, en cumplimiento a lo establecido en el Capítulo 10 del Libro III del RMER, ha realizado los estudios de la planificación de la transmisión regional de largo plazo correspondiente al horizonte 2024-2033.

Como antecedente, el EOR realizó la planificación de la generación regional para los años 2024-2038, que consideró el análisis de ocho (8) escenarios de expansión de la generación, cinco (5) de los cuales, identificados como escenarios A1, A2, A3, A4 y A5 definidos como “escenarios de autosuficiencia” debido a que se basan en la expansión de generación definida en los planes de expansión nacionales; y los otros tres (3) escenarios, identificados como B1, B2 y B3, que optimizan la expansión de la generación considerando además plantas de carácter regional como proyectos candidatos para la expansión de la generación.

La planificación de la transmisión regional de largo plazo para el horizonte 2024-2033 se realizó con base en el plan de expansión de la generación del Escenario de autosuficiencia denominado “A5”, que resultó con los mejores atributos entre los escenarios de expansión de la generación evaluados, por tener el menor costo incremental neto y que además permitirá optimizar la capacidad operativa de transmisión a valores mayores que la COIIM (300 MW).

El contenido del presente informe es conforme a lo establecido en los numerales 10.3.2.2, 10.3.3.2 y 10.3.5 todos del Libro III del RMER.

2. BASE REGULATORIA

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, en su Artículo 28, establece que, el EOR, dentro de sus objetivos y funciones, debe “*Formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, previniendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado*”. Esta función del EOR, también está establecida en el RMER en los numerales 1.5.3.1 del Libro I y 10.5.1 del Libro III.

En el Capítulo 10 del Libro III del RMER, se establecen los objetivos, procedimiento, criterios y alcances de la planificación de la generación y la transmisión regional.

3. ALCANCE DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL

Los estudios de la planificación de la transmisión regional deberán procurar que en todo momento se mantenga la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima - COIIM (RMER, Libro III 10.1.2).

El alcance de la planificación de la transmisión regional de largo plazo es identificar, lo siguiente (RMER, Libro III 10.1.2):

- a) Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM, mismas que no son vinculantes para los países miembros conforme lo establecido en el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, estimando su costo de ejecución;
- b) Ampliaciones de Transmisión Regional, que:
 - i. Maximicen el Beneficio Social y simultáneamente cumplan con lo establecido en el numeral 10.3.5.7;
 - ii. Cumplan con los CCSD a nivel regional;
 - iii. Signifiquen un incremento de la COIIM, fijada por la CRIE.

4. LINEAMIENTOS Y PREMISAS DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL

El EOR en el desarrollo de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, siguió los siguientes lineamientos establecidos en el RMER (RMER, Libro III 10.3.3.2):

- a) Se consideraron los resultados de la planificación de la generación regional.
- b) Se evitó seleccionar como Ampliaciones Regionales Planificadas, aquellas que implicaran que nuevas plantas generadoras o nuevas demandas fuera de la RTR no paguen los costos de conectarse a la red de transmisión, sin considerar la señal económica de localización. En particular, no se seleccionaron como Ampliaciones Regionales Planificadas aquellas cuyos beneficios estén concentrados en una única planta generadora o demanda.
- c) Se consideró la siguiente información: i) el sistema de transmisión nacional y el sistema de transmisión regional existente; ii) el estudio de diagnóstico de mediano plazo iii) los planes de expansión de la generación y la transmisión nacionales vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes; iv) la información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OMS de cada país sobre futuras expansiones; v) las ampliaciones de transmisión nacionales y regionales autorizadas; y vi) las áreas naturales protegidas, según los criterios fijados en el Capítulo 15 de este Libro de conformidad a la información disponible para el EOR provista por los OS/OM y entidades planificadoras nacionales.
- d) Se tuvieron en consideración como proyectos candidatos la incorporación de ampliaciones de transmisión de diverso tipo y tecnología que permitan las transacciones regionales de energía.
- e) Se consideró el agrupamiento de Ampliaciones de Transmisión Regional que fuesen complementarias por su interdependencia funcional y operativa, para permitir el alcance del objetivo técnico de incrementar la COIIM.

Referencias de las Políticas de Integración Eléctrica Regional del Mercado Eléctrico de América Central indicadas por el CDMER

La Secretaría Ejecutiva del Consejo Director del MER (CDMER) a través de la nota CDMER 2023-0412, del 12 de abril de 2023 remitió al EOR el documento denominado "*Políticas específicas de integración eléctrica regional del Mercado Eléctrico de América Central en lo que se refiere a generación y transmisión regional*".

A continuación, se presenta el extracto de los aspectos relacionados a las ampliaciones de transmisión y la capacidad operativa de intercambio internacional.

- *Las Ampliaciones de Transmisión Nacional Pendientes, en conjunto con las Ampliaciones de Transmisión Nacional informadas por los países, son aquellas requeridas para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional sin disminuir la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM) creada por la Línea SIEPAC y otras ampliaciones regionales planificadas.*
- *Las Ampliaciones de Transmisión Regional deben aumentar la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima, considerando la planificación y ejecución de las Ampliaciones de Transmisión Nacional (informadas y pendientes), y ser técnica y económicamente factibles.*
- *Las Ampliaciones a la Transmisión Regional de los tramos del Segundo Circuito de la Línea SIEPAC deben considerar la planificación y ejecución de la Ampliaciones de Transmisión Nacional (informadas y pendientes), aumentar la Capacidad de Intercambio Internacional Mínima y ser técnica y económicamente factibles.*

Uso de la prevista del segundo circuito de la línea SIEPAC

En el desarrollo de los estudios de la planificación de la Transmisión regional de largo plazo, se ha considerado las siguientes premisas:

- a) Los países construirán obras nacionales de transmisión para alcanzar la capacidad de 300 MW sin hacer uso del segundo circuito de la Línea SIEPAC.
- b) Los tramos disponibles de la infraestructura prevista del segundo circuito de la Línea SIEPAC son considerados únicamente para incrementar la capacidad operativa de intercambio internacional por encima de los 300 MW.

5. INFORMACIÓN UTILIZADA

Planes de expansión nacional

El EOR realizó los estudios de la planificación de la expansión indicativa de la generación y la transmisión regional considerando la Información contenida en los planes de expansión de la generación y de la transmisión nacional de los países del MER, los cuales se encontraban vigentes en los respectivos países al momento de conformar la base de datos regional (abril/2023) de conformidad a lo establecido en el numeral 10.3.3.2. Los planes de expansión nacionales utilizados como información de referencia en la planificación regional son los que se detallan en a continuación.

Tabla 1. Planes de Expansión de Generación Eléctrica y de Transmisión de los países del MER.

País	Documentos
Guatemala	<ul style="list-style-type: none"> Plan de Expansión Indicativo del sistema de Generación 2022-2052 Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2022-2052
El Salvador	<ul style="list-style-type: none"> Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2022-2036 Proyectos de Transmisión de los Programas Quinquenales de Inversiones aprobados a ETESAL para los periodos 2014-2018, 2016-2020, 2022-2026 y 2023-2027
Honduras	<ul style="list-style-type: none"> Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022-2031 Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2022-2031
Nicaragua	<ul style="list-style-type: none"> Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica 2021-2035 Plan Indicativo de la Expansión de la Transmisión 2022-2037
Costa Rica	<ul style="list-style-type: none"> Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2020-2035 Plan de Expansión de la Transmisión 2021-2031
Panamá	<ul style="list-style-type: none"> Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2022-2036 Plan de Expansión de Transmisión 2022-2036

Proyección de demanda

La proyección de la demanda utilizada en el estudio de planificación de la generación regional es la suministrada por los OS/OM, conforme a lo establecido en el numeral 10.7.1 Libro III del RMER. La demanda anual proyectada de energía y potencia se detalla en las siguientes tablas, mismas que se encuentran reflejadas en la sección 6.2 del "Reporte de la planificación de la generación regional correspondiente al horizonte 2024-2038".

Tabla 2. Proyecciones de demanda de energía anual por país [GWh]

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2,022	11,779	6,664	11,192	4,827	11,868	12,581
2,023	12,357	7,066	11,571	5,069	12,068	13,586
2,024	12,719	7,399	11,972	5,318	12,334	14,737
2,025	13,127	7,711	12,402	5,579	12,595	15,188
2,026	13,475	7,857	12,841	5,857	12,843	15,865
2,027	13,868	8,083	13,320	6,154	13,093	16,749
2,028	14,272	8,285	13,833	6,473	13,336	17,502
2,029	14,727	8,464	14,356	6,818	13,576	17,914
2,030	15,113	8,628	14,918	7,193	13,814	18,708
2,031	15,551	8,787	15,519	7,599	14,049	19,566
2,032	16,001	8,948	16,161	8,038	14,281	20,052
2,033	16,508	9,115	16,851	8,509	14,505	20,995
2,034	16,938	9,288	17,604	9,014	14,720	21,772
2,035	17,426	9,462	18,409	9,553	14,922	22,439
2,036	17,927	9,633	19,106	10,129	15,108	23,190
2,037	18,492	9,830	19,830	10,742	15,280	23,918
2,038	18,971	10,031	20,581	11,396	15,435	24,651

Tabla 3. Proyecciones de la demanda máxima potencia anual por país [MW]

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2,022	1,831	1,067	1,809	766	1,776	2,092
2,023	1,879	1,132	1,871	784	1,831	2,198
2,024	1,919	1,184	1,936	823	1,852	2,361
2,025	1,960	1,235	2,006	863	1,883	2,417
2,026	2,002	1,258	2,077	906	1,905	2,505
2,027	2,046	1,294	2,154	953	1,934	2,605
2,028	2,092	1,327	2,237	1,002	1,955	2,687
2,029	2,138	1,355	2,322	1,056	1,987	2,726
2,030	2,187	1,382	2,413	1,114	2,013	2,836
2,031	2,237	1,407	2,511	1,178	2,038	2,941
2,032	2,288	1,433	2,615	1,246	2,062	3,007
2,033	2,341	1,460	2,726	1,319	2,095	3,139
2,034	2,396	1,487	2,848	1,398	2,120	3,246
2,035	2,453	1,515	2,978	1,482	2,144	3,331
2,036	2,511	1,543	3,091	1,571	2,160	3,443
2,037	2,571	1,574	3,208	1,667	2,187	3,509
2,038	2,634	1,606	3,330	1,769	2,207	3,602

6. ESCENARIO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DE REFERENCIA PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL

El EOR realizó la planificación de la generación regional para los años 2024-2038, considerando el análisis de ocho (8) escenarios, cinco de los cuales se definieron como “Escenarios base” o de “autosuficiencia de los países” los que fueron identificados como los escenarios **A1, A2, A3, A4 y A5** en los cuales la expansión de la generación está basada en los planes de expansión nacionales. Los otros tres escenarios identificados como **B1, B2 y B3**, consistieron en estrategias con una optimización integrada de la expansión de la generación considerando además plantas de carácter regional como proyectos candidatos.

Del estudio de la planificación de la generación regional se concluyó que el escenario **A5** es el escenario de menor costo incremental (inversión + operación – Excedente de la demanda elástica) y es el que produciría el mayor volumen de inyecciones al MER durante el horizonte 2024-2038 y por tanto permitiría optimizar la capacidad operativa de transmisión a valores mayores que la COIIM (300 MW).

El Escenario **A5** de expansión de la generación consideró las siguientes características:

- La expansión de mediano y largo plazo es conforme a los planes de expansión nacionales.
- La capacidad operativa de transmisión se consideró de 300 MW hasta 2026 y de 450 MW para el resto del horizonte de estudio, suponiendo el segundo circuito de la línea SIEPAC construido y ampliaciones complementarias.
- La interconexión eléctrica Colombia – Panamá (ICP) se considera operativa a partir del 2026 tal como lo ICP lo ha informado al EOR de acuerdo con su cronograma de avance del proyecto.

De conformidad con lo establecido en el RMER (Libro III, 10.3.5.4) el EOR definió el escenario de expansión de la generación identificado como **Escenario A5**, el cual se utilizó como base para los estudios de la planificación de la transmisión regional.

Flujos de potencia esperados a través de las interconexiones

A fin de determinar en forma indicativa el requerimiento de capacidad de transferencia entre los países del MER, en el contexto de la planificación de la generación regional se analizó el comportamiento de los flujos de potencia por las interconexiones relacionados a los intercambios de energía en los escenarios de expansión de la generación regional estudiados.

El análisis se enfocó en revisar la probabilidad de que los flujos de potencia excedan el valor de 300 MW en los resultados de la simulación operativa del MER con el modelo SDDP para 100 series hidrológicas.

El objeto de este análisis fue identificar los pares de países adyacente entre los cuales se evidencia un potencial de flujos de potencia superiores a 300 MW, a fin de enfocar los análisis técnicos que llevarán a determinar las ampliaciones de transmisión que permitan viabilizar una capacidad operativa superior a la COIIM cumpliendo con los CCSD entre estos países.

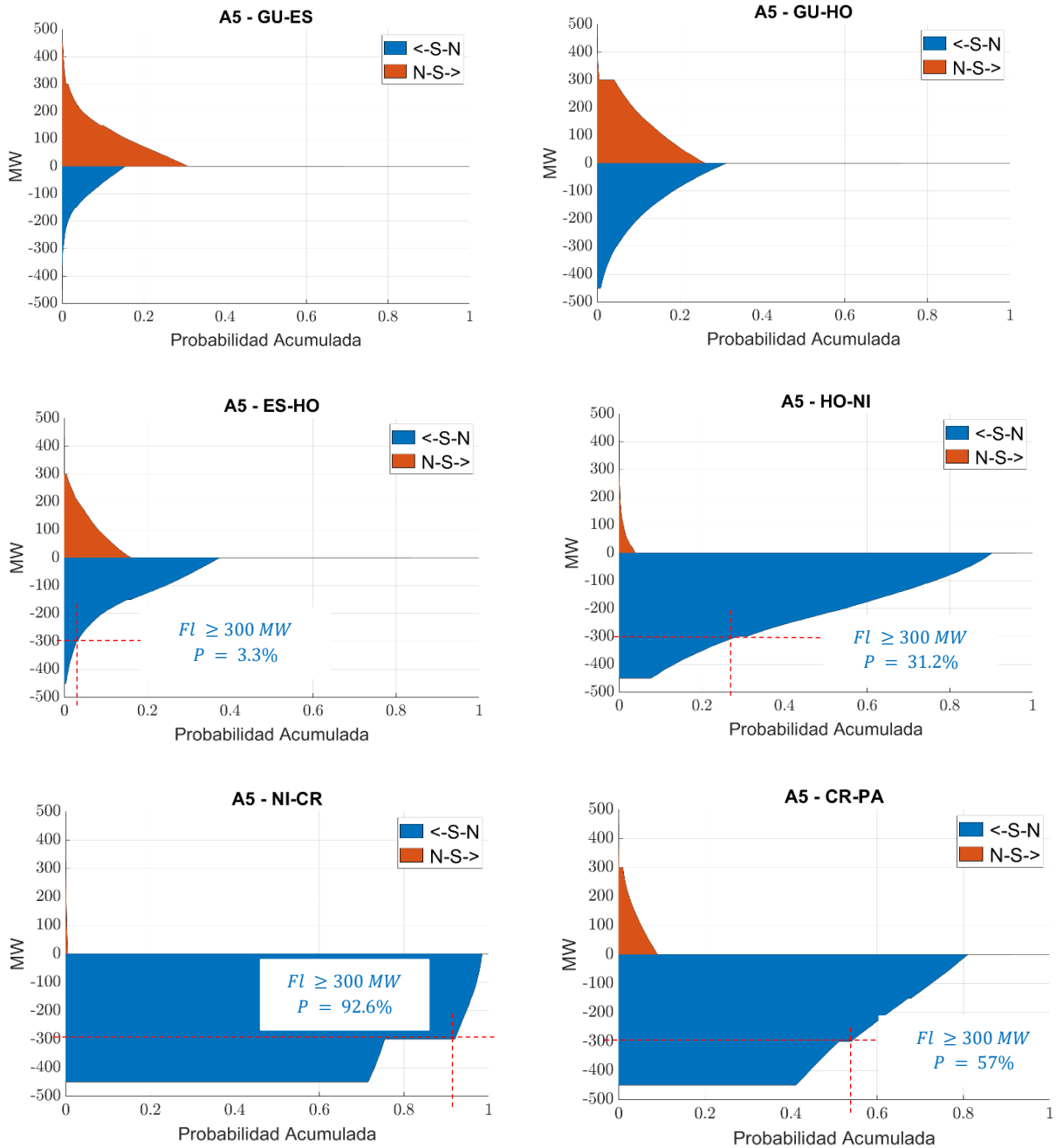
En la tabla siguiente se resume la probabilidad de que los flujos de potencia sean igual o excedan el valor de 300 MW, en sentido norte-sur y sur-norte en cada una de las interconexiones del SER, para los ocho escenarios de expansión de la generación analizados.

Tabla 4. Probabilidad de flujo por las interconexiones del SER \geq 300 MW.

Escenario	GU-ES		GU-HO		ES-HO		HO-NI		NI-CR		CR-PA	
	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N
A1	1.6%	0.4%	4.6%	3.1%	0.6%	1.2%	0.2%	13.0%	0.1%	88.9%	1.2%	42.9%
A2	1.6%	0.4%	4.6%	3.1%	0.6%	1.2%	0.2%	13.0%	0.1%	88.9%	1.2%	42.9%
A3	1.5%	0.3%	4.0%	4.5%	0.6%	3.2%	0.1%	30.8%	0.1%	91.9%	0.4%	54.1%
A4	1.6%	0.4%	4.6%	3.2%	0.6%	1.3%	0.2%	13.4%	0.1%	90.2%	0.9%	47.2%
A5	1.5%	0.3%	3.9%	4.6%	0.5%	3.3%	0.1%	31.2%	0.0%	92.6%	0.4%	57.0%
B1	4.7%	0.1%	9.8%	3.0%	0.7%	8.0%	3.3%	8.9%	0.3%	81.1%	1.4%	33.9%
B2	3.4%	0.1%	9.7%	4.5%	0.8%	13.2%	2.9%	18.1%	0.1%	84.7%	0.5%	51.8%
B3	3.3%	0.2%	6.4%	4.5%	1.2%	12.9%	8.5%	17.8%	0.2%	80.5%	0.5%	46.6%

En las siguientes gráficas para el escenario A5 se ilustra los flujos de potencia entre pares de países, que llegan a ser de 450 MW en sentido sur-norte.

Gráfica 1. Flujos de potencia esperados por las interconexiones para el escenario A5



Del análisis de los intercambios de energía resultantes en los diferentes escenarios de expansión de la generación regional se establecieron las siguientes conclusiones:

En todos los escenarios, los flujos de potencia a través de las interconexiones Costa Rica-Panamá, Nicaragua-Costa Rica y Honduras-Nicaragua muestran una alta probabilidad de exceder el valor de 300 MW en dirección de transferencia sur-norte; no así en sentido norte-sur, que en todas las interconexiones se muestran con muy baja probabilidad ese valor de referencia.

En el escenario A5, los resultados de los flujos de potencia a través de las interconexiones Costa Rica-Panamá, Nicaragua-Costa Rica y Honduras-Nicaragua podrán ser de al menos 450 MW en dirección de transferencia sur-norte.

7. PROCEDIMIENTO DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL

Habiendo realizado la planificación de la generación regional y seleccionado el escenario de expansión de la generación de referencia, se procedió a realizar los estudios para la planificación de la transmisión regional.

De conformidad a lo establecido en el RMER (Libro III 10.3.5.5), se realizaron los estudios de la Planificación de la Transmisión Regional de largo plazo, para los primeros diez años del horizonte de la planificación regional, atendiendo lo siguiente:

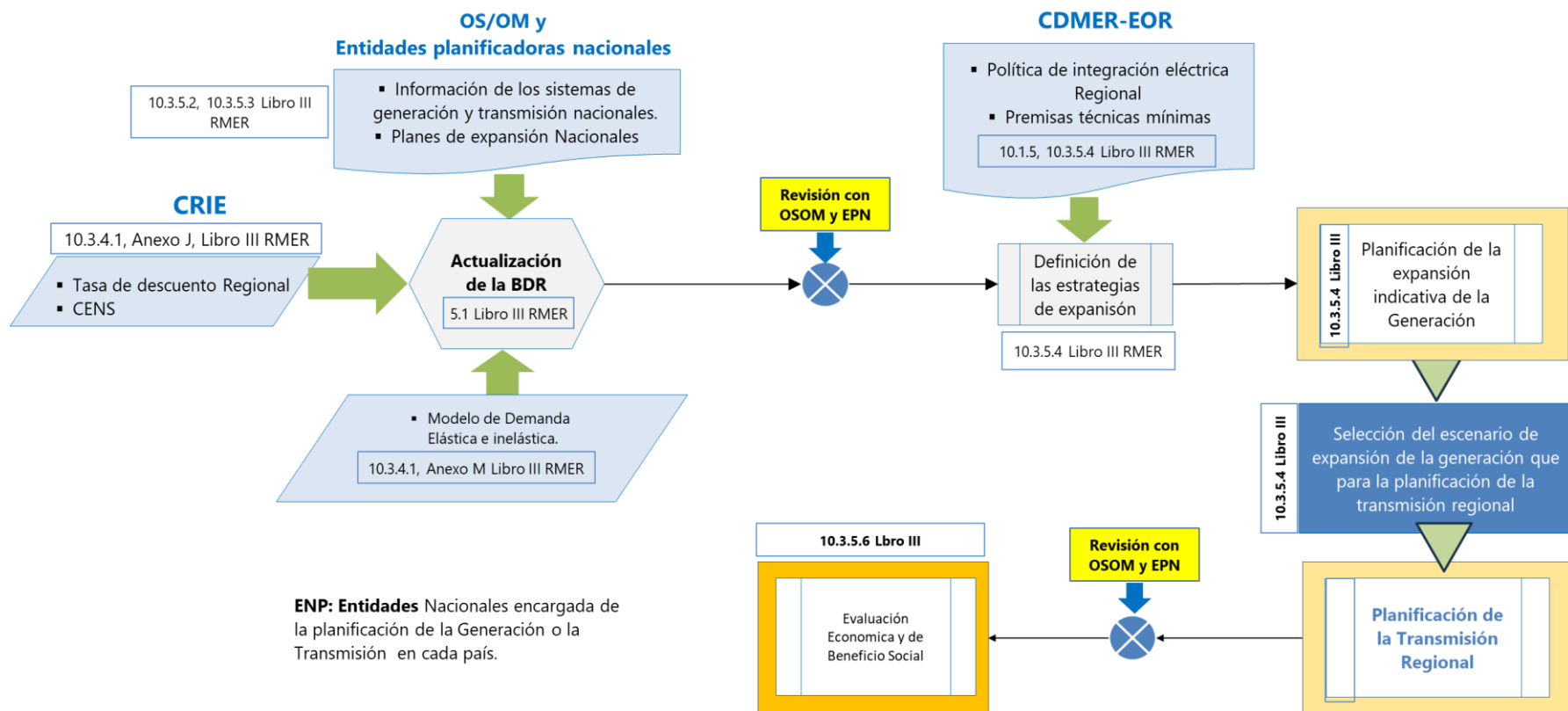
Etapas 1: identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM mediante estudios de expansión óptimos de la transmisión y estudios técnicos.

Etapas 2: identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM, mediante estudios de expansión óptimos de la transmisión y estudios técnicos.

De conformidad con lo que establece el RMER, el EOR realizó la revisión con los OS/OM y entidades planificadoras nacionales, de los resultados que fueron obteniéndose en el desarrollo de los estudios de la planificación de la transmisión regional de largo plazo.

En la siguiente ilustración se muestra de manera simplificada todo el proceso seguido en la planificación de la expansión indicativa de la generación y la transmisión regional.

Ilustración 1. Proceso de la planificación de la expansión indicativa de la generación y la Transmisión regional



8. EXPANSIÓN PROGRAMADA DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN NACIONALES

La Base de Datos Regional conformada para la planificación de la generación y la transmisión regional, contiene la información provista al EOR entre octubre de 2022 y marzo de 2023 por parte de los OS/OM y las Entidades Planificadoras Nacionales (EPN). En esta información se incluyen las obras de transmisión programadas a ejecutarse en los países del MER de conformidad con sus planes nacionales de expansión. Estas obras de transmisión se encuentran modeladas en la base de datos regional considerando el año de puesta en servicio informado para cada obra.

En el **Anexo I** de este informe se presentan los listados de obras de transmisión que están programadas a entrar en operación en cada país de conformidad con sus planes de expansión nacionales y las confirmaciones hechas por los OS/OM y EPNs.

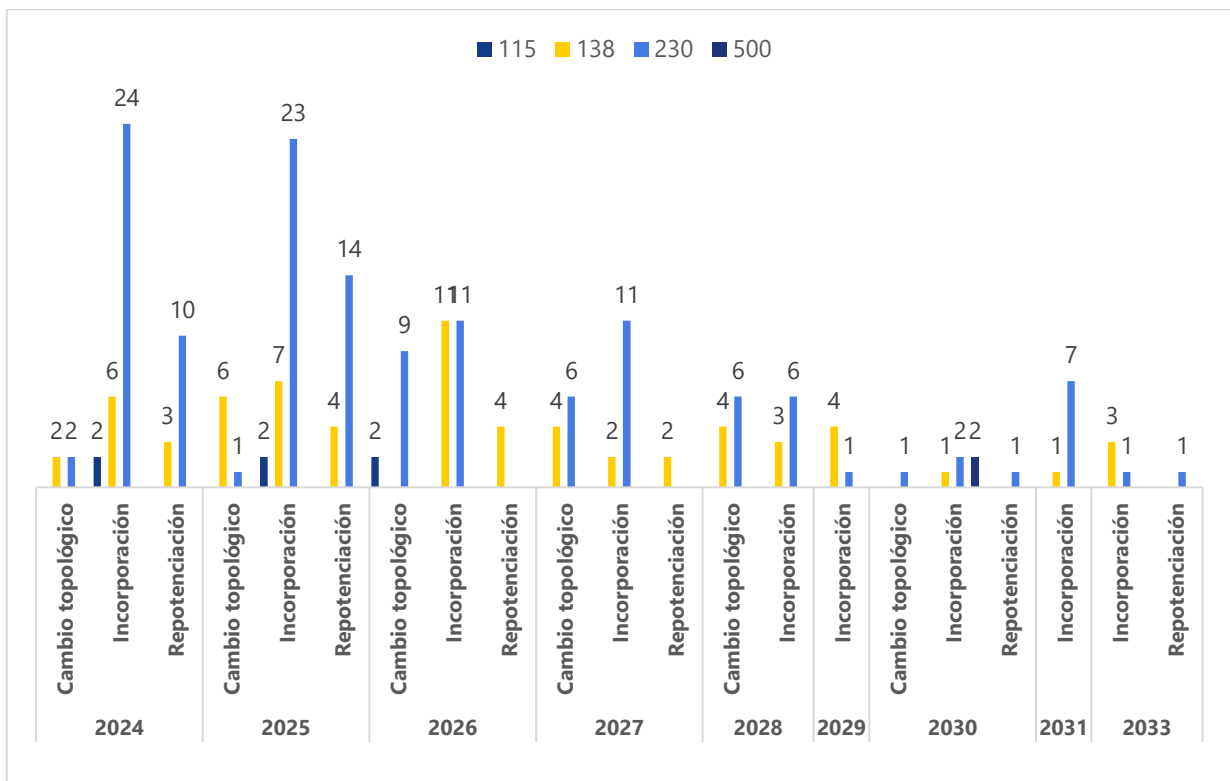
En la siguiente Tabla se resume el número de intervenciones en líneas de transmisión en cada país de MER, programadas según sus planes de expansión nacionales, las cuales totalizan 212 para el horizonte 2024-2033.

Tabla 5. Número de intervenciones en las líneas de transmisión de los países del MER.

Sistema	Tensión (kV)	Cambio topológico	Incorporación	Repotenciación
Guatemala	230	11	14	
El Salvador	115	8	6	
Honduras	138	2	12	4
	230	9	18	
Nicaragua	138	22	29	4
	230	3	6	
Costa Rica	138			5
	230	3	13	2
Panamá	230		35	24
	500		2	

En la siguiente gráfica se muestra el número de intervenciones en líneas de transmisión por año, tipo de intervención y nivel de tensión para el horizonte comprendido en los años 2024-2033.

Gráfica 2. Total de inversiones por año, tipo y nivel de tensión



9. ETAPA 1: IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM

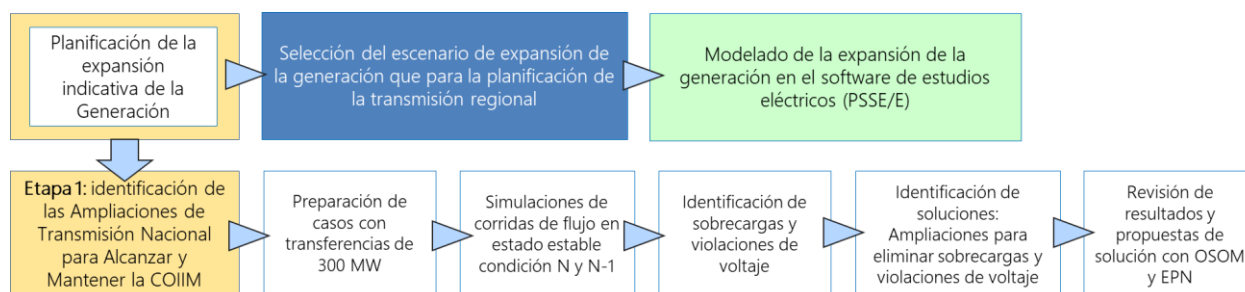
De conformidad con lo establecido en el numeral 10.1.2 del Libro III del RMER, los estudios de la planificación de la transmisión regional deberán procurar que en todo momento se mantenga la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima - COIIM.

La CRIE, mediante la Resolución CRIE-20-2014, fijó en 300 MW la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros del MER.

A fin de identificar las ampliaciones de transmisión que permitan alcanzar y mantener la COIIM en el mediano y largo plazo cumpliendo con los CCSD, se realizaron estudios eléctricos con el software PSS/E simulando la operación del SER bajo transferencias de potencia en el escenario de expansión de la generación que fue seleccionado (el Escenario A5).

Atendiendo lo establecido en el numeral 10.3.5.5 Libro III RMER, se siguió el procedimiento de análisis que a continuación se describe en la ilustración.

Ilustración 2. Proceso para identificar las ampliaciones para alcanzar y mantener la COIIM



Casos analizados

Para cada uno de los seis países que forman parte del MER para los años de 2024 a 2033, se analizaron las diferentes condiciones de transferencias de potencia (importación, exportación y porteo), bajo escenarios de demanda máxima, demanda media y mínima, en condiciones estacionales de verano e invierno. En total se analizaron **2,640** casos.

En la siguiente Tabla se detalla el número de tipos de transferencias de hasta 300 MW que se simularon para cada sistema.

Tabla 6. Tipos de transferencia analizados por país.

Sistema	IMP-NS	IMP-SN	EXP-NS	EXP-SN	POR-NS	POR-SN	Sin intercambios	Total condiciones Transferencia
Guatemala		3	3				1	7
El Salvador	1	1	1	1	1	1	1	7
Honduras	2	1	1	2	1	1	1	9
Nicaragua	1	1	1	1	1	1	1	7
Costa Rica	1	1	1	1	1	1	1	7
Panamá	3		3				1	7

Donde:

IMP-NS: Importación en sentido Norte – Sur (importando desde el norte).

IMP-SN: Importación en sentido Sur - Norte (importando desde el sur).

EXP-NS: Exportación en sentido Norte – Sur (Exportando hacia el sur).

EXP-SN: Exportación en sentido Norte – Sur (Exportando hacia el norte).

POR-NS: Porteo en sentido Norte – Sur.

POR-SN: Porteo en sentido Norte – Sur (importando desde el norte).

En la siguiente Tabla se detalla el total de casos que se simularon como parte de los estudios eléctricos.

Tabla 7. Casos analizados en estudios eléctricos – identificación de Ampliaciones de transmisión para la COIIM

Sistema	Condiciones de Transferencia	Estaciones	Escenario estacional	Años	Total de Casos
Guatemala	7	2	3	10	420
El Salvador	7	2	3	10	420
Honduras	9	2	3	10	540
Nicaragua	7	2	3	10	420
Costa Rica	7	2	3	10	420
Panamá	7	2	3	10	420
				Total	2,640

Guatemala – Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM

Violaciones a los CCSD Sin Transferencias

En condiciones sin intercambios del sistema de Guatemala, solamente se reportan sobrecargas en los transformadores 400/230 kV de SE Los Brillantes, hasta un 111% de la capacidad indicada en el Rate A. Esta sobrecarga se produce ante pérdidas de generación en diversas áreas de control del SER.

Tabla 8. Guatemala - Análisis Sin Transferencias - Nodos con violaciones de voltaje [p.u]

No.	Nodo	kV	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	IPA-138	138	0.9	0.9	0.9	0.89	0.89	0.89	0.89	0.87	0.88	0.87
2	IRD-230	230	0.76	0.8	0.8	0.87	0.87	0.86	0.87	0.86	0.86	0.86
3	JUT-138	138	0.88	0.88	0.87	0.86	0.86	0.86	0.86	0.85	0.85	0.84
4	MOR-230	230	0.76	0.8	0.8	0.87	0.87	0.86	0.87	0.86	0.86	0.86
5	PRO-138	138	0.88	0.88	0.87	0.86	0.87	0.86	0.87	0.85	0.85	0.84
6	LCU-138	138			0.9	0.89	0.89	0.89	0.89	0.88	0.88	0.87
7	ATL-230	230				0.88	0.87	0.87	0.87	0.86	0.86	0.86
8	RGR-138	138				0.89	0.89	0.89	0.9	0.88	0.89	0.87
9	PET-230	230							0.75	0.74	0.73	0.73
10	CQM-138	138								0.9		0.89
11	IZA-230	230	0.85									
12	LBR-231	230										0.88
13	LBR-400	400										0.89
14	PGO-230	230										0.88
15	PGO-231	230										0.88
16	SMA-230	230										0.9
17	SOL-230	230										0.89

El AMM informo al EOR que actualmente están operativos varios Esquemas de Control Suplementario (ECS) para evitar los colapsos de tensión en nodos del sistema de transmisión de Guatemala. Estos ECS son los siguientes:

- ECS que desconecta Transformador PRO138/69 kV 60 MVA ante contingencia LT MOY-138-JUT-138 (1434-1716) que tiene influencia sobre los nodos PRO-138, JUT-138, IPA-138, LCU-138, y CQM-138.
- ECS que desconecta reactor 30 MVAR en IZA-230 ante la falla de LT PAN-230-TIC-230 (1133-1444) que tiene influencia sobre los nodos PNZ-230 e IZA-230.
- ECS que desconecta reactor 30 MVAR en MOR-230 ante la falla de LT PAN-230-MOR-230 (1710-1732) que tiene influencia sobre los nodos MOR-230, IRD-230 y ATL-230.

Violaciones a los CCSD Con Transferencias de 300 MW

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje que se reportan en el sistema de transmisión de Guatemala, con Transferencias de 300 MW.

Tabla 9. Guatemala – Análisis con transferencias de 300 MW - Máximas sobrecargas [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	Estación	Sentido	Tipo transf.	2024	2025	2026	2027	2029	2030	2031	2032	2033
1	AGU-230/PAC-230-1	491.6	INV	SN	Importa					101	104	103	104	103
2	GES-231/SNT-231-1	491.6	INV	SN	Importa					101	103	103	104	103
3	MOY-230/MOY-138-1	100	INV	SN	Importa	106	100							101
			VER	SN	Importa	104	104	101	100			100	101	105

Las sobrecargas que se reportan ocurren únicamente en condiciones particulares de importación. En el resto de los escenarios el sistema de transmisión de Guatemala no presenta restricciones para la COIIM.

Tabla 10. Guatemala - Análisis con Transferencias de 300 MW - Nodos con violaciones de voltaje [p.u]

No.	Nodo	kV	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	JUT-138	138	0.88	0.85	0.85	0.86	0.85	0.85	0.85	0.83	0.84	0.82
2	PRO-138	138	0.88	0.86	0.85	0.86	0.85	0.85	0.85	0.83	0.84	0.82
3	IPA-138	138		0.88	0.88	0.88	0.87	0.87	0.87	0.86	0.86	0.85
4	LCU-138	138		0.88	0.88	0.88	0.87	0.87	0.88	0.86	0.86	0.85
5	RGR-138	138		0.88	0.88	0.89	0.88	0.88	0.88	0.86	0.87	0.86
6	CQM-138	138		0.9	0.9		0.89	0.89	0.9	0.88	0.89	0.88
7	IRD-230	230				0.88	0.87	0.87		0.9		0.9
8	MOR-230	230				0.88	0.87	0.87		0.9		0.9
9	ATL-230	230				0.88	0.87	0.87				0.9
10	IZA-230	230	0.88	1.11								
11	PNZ-230	230	0.88	1.14								
12	ZCA-138	138								0.9		0.89
13	MDM-230	230		1.11								
14	PAN-138	138	0.9									

Los nodos con violaciones de voltaje que se reportan con transferencias de 300 MW son coincidentes en la condición sin transferencias, por lo cual se concluye que esta condición no es atribuible a las transferencias en el MER. Asimismo, se resalta el hecho de que estas condiciones de bajo voltaje ante contingencias ya son atendidas en la operación por medio

de Esquemas de Control Suplementarios (ECS) que están implementados en el sistema de Guatemala.

Ampliaciones de transmisión del sistema de Guatemala para alcanzar y mantener la COIIM

En reuniones realizadas los días 14 de septiembre de 2023 y 22 de noviembre de 2023 entre el EOR y representantes del AMM y Ministerio de Energía y Minas para revisión de resultados preliminares de los estudios, se establecieron las siguientes conclusiones:

- El AMM en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas (MEM) propusieron las ampliaciones que han identificado a nivel nacional para evitar las sobrecargas reportadas ante transferencias de 300 MW las cuales serán consideradas en el plan de expansión de la Transmisión que elabora el Ministerio de Energía y Minas y que será presentado en 2024.
- El EOR, por medio de análisis eléctrico verificó y confirmó la efectividad de las ampliaciones propuestas por el AMM y el MEM para evitar las sobrecargas identificadas en condición de importación de 300 MW.

El EOR realizó una estimación de los costos de las ampliaciones de transmisión del sistema de Guatemala identificadas para alcanzar y mantener la COIIM, con base en alcances generales de los proyectos. En la siguiente tabla se presenta la propuesta de las ampliaciones de transmisión nacional del sistema de Guatemala identificadas para alcanzar y mantener la COIIM.

Tabla 11. Guatemala - Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM

No.	Ampliación de transmisión	Objetivo	kV	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]
1	Construcción de nueva Subestación de maniobras "El Melonar" - 230 kV.	Evitar sobrecarga del transformador 230/138 kV de SE Moyuta	230	--	--	2030	7.018
2	Construcción de nueva línea 230 kV Aguacapa-Pacífico - 492 MVA	Evitar sobrecarga en las líneas de 230 kV Aguacapa-Pacífico -1 y Guate Este-San Antonio	230	492	21.62	2028	9.837
						MUS\$	16.855

Descripción del diseño general de las ampliaciones de transmisión de Guatemala para alcanzar y mantener la COIIM

De conformidad a lo establecido en el numeral 10.3.5.8 del Libro III del RMER, se presenta la descripción del diseño general de cada ampliación de transmisión identificadas para el sistema de Guatemala a fin de alcanzar y mantener la COIIM.

1. Construcción de nueva Subestación de maniobras “El Melonar” - 230 kV.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Construcción de una subestación en 230 kV de seccionamiento de las líneas Moyuta-Ahuachapán y La Vega - Ahuachapán con 6 bahías de conexión de línea en configuración de interruptor y medio para los enlaces El Melonar – Moyuta; El Melonar – La Vega; El Melonar-Ahuachapán circuito # 1 y El Melonar-Ahuachapán circuito # 2 y 2 campos de reserva.

De acuerdo con lo informado por el AMM y el MEM-Guatemala, la subestación Melonar incluirá otros alcances, sin embargo, el diseño general descrito es el necesario para cumplir con el objetivo de eliminar la sobrecarga del transformador de SE Moyuta ante importación de 300 MW desde El Salvador.

2. Construcción de nueva línea 230 kV Aguacapa-Pacífico - 492 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Construcción de una nueva línea de transmisión, de 21.62 km de longitud, con conductor 1300 kcmil ACAR (1,787.4 kg/km, 450.2 MVA@75°C.@230KV), un conductor por fase, soportada sobre torres de acero-celosías, para circuito sencillo, con dimensionamiento y aislamiento para operar a 230 kV.
- b. Construcción de una bahía de 230 kV, en configuración de barra principal + barra de transferencia 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 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.

El Salvador - Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM

Violaciones a los CCSD Sin Transferencias

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje en el sistema de transmisión de El Salvador **Sin Transferencias**. En las tablas, el nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A del elemento de transmisión, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo reportado en la base de datos del PSSE, y el voltaje está expresado en valores por unidad (P.U) respecto al voltaje nominal correspondiente a cada nodo.

Tabla 12. El Salvador - Análisis Sin Transferencias - Máximas sobrecargas [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	BERL-115/SMIG-115-1	130	103	106	109	112	115	117	119	122
2	SMIG-115/CHCA-115-1	130	102	106	109	111	114	117	119	123

Tabla 13. El Salvador - Análisis Sin Transferencias - Nodos con violaciones de voltaje [p.u]

No.	Nodo PSSE	Nodo	kV	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	27281	CHIN-115	115				0.9	0.89	0.88
2	27291	JIBO-115	115				0.9	0.89	0.88
3	27341	SMIG-115	115				0.89	0.89	0.88
4	27361	SANT-115	115					0.9	0.88
5	27391	TECO-115	115			0.9	0.89	0.89	0.88
6	27401	OZAT-115	115				0.9	0.89	0.88
7	27402	CAPE115-FV	115				0.9	0.89	0.88
8	27491	LUNI-115	115	0.9	0.89	0.88	0.87	0.87	0.85
9	27492	CNCHG-115	115	0.9	0.89	0.88	0.87	0.87	0.85
10	27511	HAVI-115	115			0.89	0.89	0.88	0.87
11	27521	CHAP-115	115			0.89	0.89	0.88	0.87
12	27541	MORA-115	115			0.89	0.89	0.88	0.87
13	27551	VOLC-115	115						0.9

Violaciones a los CCSD Con Transferencias de 300 MW

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje que se reportan en el sistema de transmisión de El Salvador, **con Transferencias de 300 MW**. En las tablas, el nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A del elemento de transmisión, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo reportado en la base de datos del PSSE, y el voltaje está expresado en valores por unidad (P.U) respecto al voltaje nominal correspondiente a cada nodo.

Tabla 14. El Salvador – Análisis con transferencias de 300 MW - Máximas sobrecargas [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	BERL-115/SMIG-115-1	130	101	104	106	110	113	115	118	120	123	126
2	15SE-115/BERL-115-1	130			109	111	109	109	107	106	105	104
3	15SE-115/SMAR-115-1-2	130			102	103	102	103	103	103	103	104
4	SMIG-115/CHCA-115-1	130			106	109	112	115	118	120	123	126
5	NEJA-230/NEJA_TR_1-2	156.3					101	104	105	106	109	112
6	AHUA-230/EDP-230-1-2	265.2							101	104	106	110
7	15SE-115/CHCA-115-1	130									102	105
8	15SE-115/SMIG-115-1	130	103	107								
9	SMAR-115/STOM-115-1	260										102

En la siguiente Tabla se muestra la condición de transferencia ante la cual se presentan las incidencias de sobrecarga.

Tabla 15. Condición de transferencia relacionada a la incidencia de sobrecargas en el sistema de transmisión de El Salvador

No.	Elemento	RATE A/A	Transf	Sentido	Máx. Carga [% RATE A]
1	15SE-115/BERL-115-1	130	EXP	NS	110
				SN	111
2	15SE-115/CHCA-115-1	130	POR	SN	105
3	15SE-115/SMAR-115-1-2	130	POR	SN	104
4	15SE-115/SMIG-115-1	130	POR	SN	107
5	AHUA-230/EDP-230-1-2	265.2	EXP	SN	110
6	BERL-115/SMIG-115-1	130	POR	NS	120
				SN	126
7	NEJA-230/NEJA_TR_1-2	156.3	IMP	NS	108
				SN	112
8	SMAR-115/STOM-115-1	260	POR	SN	102
9	SMIG-115/CHCA-115-1	130	POR	NS	121
				SN	126

Tabla 16. Contingencias que provocan sobrecargas en los elementos de transmisión de El Salvador

No.	Elemento con sobrecarga	RATE A/A	kV	Contingencia	Máx. carga [%RATE A]
1	15SE-115/BERL-115-1	130	115	FROM 27181 [15SE-115] TO 27591 [CHCA-115] CKT 1	105
				FROM 27281 [CHIN-115] TO 27321 [SRAF-115] CKT 1	109
				FROM 27281 [CHIN-115] TO 27581 [SVIC-115] CKT 1	108

				FROM 27321 [SRAF-115] TO 27581 [SVIC-115] CKT 1	111
				FROM 27391 [TECO-115] TO 27401 [OZAT-115] CKT 1	101
2	15SE-115/CHCA-115-1	130	115	FROM 27211 [BERL-115] TO 27341 [SMIG-115] CKT 1	105
3	15SE-115/SMAR-115-1-2	130	115	Contingencia de uno de los circuitos en paralelo.	104
				FROM 27321 [SRAF-115] TO 27431 [SMAR-115] CKT 1	103
4	15SE-115/SMIG-115-1	130	115	FROM 27211 [BERL-115] TO 27341 [SMIG-115] CKT 1	107
5	AHUA-230/EDP-230-1-2	265.2	230	Contingencia de uno de los circuitos en paralelo.	110
6	BERL-115/SMIG-115-1	130	115	FROM 27181 [15SE-115] TO 27341 [SMIG-115] CKT 1	104
				FROM 27181 [15SE-115] TO 27591 [CHCA-115] CKT 1	107
				FROM 27341 [SMIG-115] TO 27591 [CHCA-115] CKT 1	126
7	NEJA-230/NEJA_TR_1-2	156.3	230	Contingencia del transformador en paralelo	112
8	SMAR-115/STOM-115-1	260	115	FROM 20003 [SVSANT-NEJA 115.00] TO 27361 [SANT-115] CKT 1	102
9	SMIG-115/CHCA-115-1	130	115	FROM 27211 [BERL-115] TO 27341 [SMIG-115] CKT 1	126

Análisis de las sobrecargas:

1. La línea 115 kV **15 de Septiembre – Berlín** (15SE-115/BERL-115-1) se reporta con sobrecarga máxima de 111% solamente en casos con transferencias, específicamente en condición de exportación de 300 MW del sistema de El Salvador en sentido Norte-Sur y Sur-Norte. Por lo tanto, a fin de viabilizar la capacidad de exportación de 300 MW se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
2. Los Autotransformadores 230/115/23 kV de **Subestación Nejapa** (NEJA-230/NEJA_TR_1-2) se reportan con sobrecarga máxima de 112% solamente en casos con transferencias, específicamente en condición de importación de 300 MW del sistema de El Salvador en sentido Norte-Sur y Sur-Norte. Por lo tanto, a fin de viabilizar la capacidad de importación de 300 MW se requiere considerar una ampliación de transmisión a partir del año 2028 para evitar esta sobrecarga de estos transformadores.
3. La línea 115 kV **Berlín – San Miguel** (BERL-115/SMIG-115-1) se reporta con sobrecarga máxima de 126%. Esta línea igualmente presenta sobrecarga en la condición sin transferencias hasta un máximo de 122%. La carga en esta línea muestra una sensibilidad (aunque baja), a las transferencias, específicamente en condición de porteos de 300 MW del sistema de El Salvador en sentido Norte-Sur y Sur-Norte. Por lo tanto, a fin de viabilizar la capacidad de porteo de 300 MW se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.

4. La línea 115 kV **San Miguel - Chinameca** (SMIG-115/CHCA-115-1) se reporta con sobrecarga máxima de 126%. Esta línea igualmente presenta sobrecarga en la condición sin transferencias hasta un máximo de 123%. La carga en esta línea muestra una sensibilidad (aunque baja), a las transferencias, específicamente en condición de porteos de 300 MW del sistema de El Salvador en sentido Norte-Sur y Sur-Norte. Por lo tanto, a fin de viabilizar la capacidad de porteo de 300 MW se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
5. La línea 115 kV **15 de septiembre – San Martín** (15SE-115/SMAR-115-1-2) se reporta con sobrecarga máxima de 104%, solamente en casos con transferencias, específicamente en condición de porteo de 300 MW del sistema de El Salvador en sentido Sur-Norte. Considerando que la sobrecarga no pasa de 5% se analizará el requerimiento de su repotenciación considerando el efecto de los refuerzos que se analicen para evitar las demás sobrecargas.
6. La línea 230 kV **Ahuachapán – Energía del Pacífico** (AHUA-230/EDP-230-1-2) presenta sobrecarga máxima de 110%, solamente en casos de exportación de 300 MW del sistema de El Salvador en sentido Sur-Norte. Se revisó con la generadora Energía del Pacífico la capacidad máxima de transporte de esta línea, informándose que puede ajustarse al Rate de 300 MVA con lo cual no sería necesario su repotenciación.
7. Otros elementos de transmisión presentan sobrecargas no recurrentes en el horizonte de los años analizados.

Las violaciones de voltaje se analizan posteriormente, simulando la operación considerando las ampliaciones de transmisión que evitarán las sobrecargas atribuibles a las transferencias.

Ampliaciones de transmisión del sistema de El Salvador para alcanzar y mantener la COIIM

Por medio de análisis eléctrico se validó la eficacia de un conjunto ampliaciones de transmisión para evitar las sobrecargas en el sistema de transmisión de El Salvador. En la siguiente tabla se presentan las ampliaciones propuestas, indicándose el año de entrada que permita la gestión de ejecución de estas ampliaciones de transmisión o el año en que es requerida.

Tabla 17. El Salvador - Ampliaciones de transmisión para evitar sobrecargas ante transferencias de 300 MW.

No.	Descripción	kV	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año
1	Construcción de nueva línea 115 kV 15 Septiembre-Berlín 130 MVA	115	130	15.54	2026
2	Repotenciación de línea 115 kV Berlín-San Miguel de 130 MVA a 220 MVA	115	220	40.1	2026
3	Repotenciación de línea 115 kV San Miguel- Chinameca de 130 MVA a 220 MVA.	115	220	23.5	2026
4	Ajuste de capacidad de las líneas 230 kV Energía del Pacífico - Ahuachapán de 265.2 MVA a 300 MVA	230	300	45.67	2030
5	Nuevo transformador 230/115/23 en S/E Nejapa-156.3MVA	230/115/23	156.3	--	2026

En reuniones realizadas los días 13 de septiembre de 2023 y 22 de noviembre de 2023 para revisión de resultados preliminares de los estudios, se estableció que la UT consultaría a EDP la capacidad de diseño de la línea 230 kV AHUA-EDP, para confirmar si puede transportar al menos 300 MW.

La UT por medio de correo electrónico confirmo al EOR que la línea 230 kV AHUA-EDP tiene una capacidad de diseño de 295.6 MVA por lo cual debe considerarse este valor para los estudios de la planificación de la transmisión regional.

Condición de los voltajes

En la siguiente tabla se muestra la condición general de los voltajes en los nodos del sistema de transmisión de El Salvador considerando los refuerzos para evitar sobrecargas.

Tabla 18. El Salvador – Violaciones de voltaje considerando refuerzos para evitar sobrecargas con transferencias

No.	Cod. PSSE	Nodo	kV	Condición Transferencia	2032	2033
1	27201	ANTA-115	115	Importa		0.89
				Porteo		0.89
2	27361	SANT-115	115	Importa	0.89	0.87
				Porteo	0.89	0.87
3	27421	NCUS-115	115	Importa	0.9	0.87
				Porteo	0.9	0.88
4	27441	ATEO-115	115	Importa		0.9
				Porteo		0.9
5	27461	STOM-115	115	Importa	0.89	0.86
				Porteo	0.89	0.87
6	27471	PEDR-115	115	Importa		0.89
				Porteo		0.89

No.	Cod. PSSE	Nodo	kV	Condición Transferencia	2032	2033
7	27481	TALN-115	115	Importa		0.9
				Porteo		0.9
8	27551	VOLC-115	115	Importa	0.89	0.87
				Porteo	0.9	0.88
9	27571	TAMA-115	115	Importa		0.89
				Porteo		0.89

De la tabla anterior se verifica que, considerando los refuerzos de transmisión para evitar las sobrecargas, la condición general de los voltajes en el sistema de El Salvador mejora respecto a la condición sin transferencias, quedando un remanente de 9 nodos de 115 kV con voltajes fuera del rango permitido en el RMER ante contingencias.

A fin de evitar las violaciones de voltaje reportadas ante transferencias, se propone la instalación de compensación reactiva que se detalla en la siguiente Tabla:

Tabla 19. El Salvador – Propuesta de adición de compensación capacitiva para alcanzar y mantener la COIIM

No.	Descripción	kV	Cap. Nom. (MVAR)
1	Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Santo Tomás-115kV	115	10
2	Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Volcán-115kV	115	10
3	Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Ateo-115kV	115	10
4	Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Tamalique-115kV	115	10
5	Nuevo Banco de Capacitores 30 MVAR en SE San Antonio Abad-115kV	115	30

En la siguiente tabla se presenta la lista completa de Ampliaciones de transmisión para el sistema de El Salvador a fin de alcanzar y mantener la COIIM en el mediano y largo plazo.

El EOR realizó una estimación de los costos de las ampliaciones de transmisión del sistema de El Salvador identificadas para alcanzar y mantener la COIIM, con base en alcances generales de los proyectos.

Tabla 20. El Salvador - Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM

No.	Descripción	Objeto	kV	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]
1	Construcción de nueva línea 115 kV 15 Septiembre-Berlín 130 MVA	Evitar sobrecarga de líneas 115 kV 15SEP-BER; 15SEP-SMAR.	115	130	15.54	2026	5.415
2	Repotenciación de línea 115 kV Berlín-San Miguel de 130 MVA a 220 MVA	Evitar sobrecarga de la propia línea.	115	220	40.1	2026	3.669
3	Repotenciación de línea 115 kV San Miguel- Chinameca de 130 MVA a 220 MVA.	Evitar sobrecarga de la propia línea.	115	220	23.5	2026	2.15
4	Ajuste de capacidad de las líneas 230 kV Energía del Pacífico - Ahuachapán de 265.2 MVA a 300 MVA	Evitar indicación de sobrecarga de la propia línea.	230	300	45.67	2030	0
5	Nuevo transformador 230/115/23 en S/E Nejapa-156.3MVA	Evitar sobrecarga de los autotrafos. 1 y 2 de SE Nejapa.	230/115/23	156.3	--	2026	5.076
6	Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Santo Tomás-115kV	Ajusta voltaje ante contingencias en nodos 115 kV SANT; e influencia los voltajes en los nodos PEDR; ANTA y NCUS	115	10	--	2032	1.856
7	Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Volcán-115kV	Ajusta voltaje ante contingencias en nodos 115 kV Volcán; e influencia condición de voltaje en los nodos TALN y NCUS	115	10	--	2032	1.856
8	Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Ateo-115kV	Ajusta voltaje ante contingencias en nodos 115 kV Ateo, e influencia condición de voltaje en el nodo TALN.	115	10	--	2032	1.856
9	Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Tamalique-115kV	Ajusta voltaje en nodos 115 kV Ateo, e influencia condición de voltaje en el nodo TALN.	115	10	--	2032	1.856
10	Nuevo Banco de Capacitores 30 MVAR en SE San Antonio Abad-115kV	Ajusta voltaje en nodos 115 kV San Antonio Abad, e influencia condición de voltaje en el nodo NEJ-115.	115	30	--	2032	2.15
						MUS\$	25.884

Descripción del diseño general de las ampliaciones de transmisión de El Salvador para alcanzar y mantener la COIIM

De conformidad a lo establecido en el numeral 10.3.5.8 del Libro III del RMER, se presenta la descripción del diseño general de cada ampliación de transmisión identificadas para el sistema de El Salvador a fin de alcanzar y mantener la COIIM.

1. Construcción de nueva línea 115 kV 15 Septiembre-Berlín 130 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- Construcción de una nueva línea de transmisión, de 15.54 km de longitud, conductor 477 kcmil Flicker AW/ACSR (1953.7 kg/km, 267 MVA@75°C.@115KV), 2 conductores por fase, soportada sobre torres de acero-celosías, para circuito sencillo, con dimensionamiento y aislamiento para operar a 115 kV, con capacidad de transporte de 267 MVA.
- Construcción de bahía de línea 115 kV, en subestación 15 de Septiembre, en configuración barra principal + barra de transferencia.
- Construcción de bahía de línea 115 kV, en subestación Berlín, en configuración barra principal + barra de transferencia.

2. Repotenciación de línea 115 kV Berlín-San Miguel de 130 MVA a 220 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- Cambio de conductor en línea de 115 kV, de 40.1 km, instalando conductor 556 kcmil Parakeet/ACSS/TW; (1,063 kg/km, 219.5 MVA@150°C.@115KV), un conductor por fase, con capacidad de 219 MVA.

3. Repotenciación de línea 115 kV San Miguel - Chinameca de 130 MVA a 220 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- Cambio de conductor en línea de 115 kV, de 23.5 km, instalando conductor 556 kcmil Parakeet/ACSS/TW; (1,063 kg/km, 219.5 MVA@150°C.@115KV), un conductor por fase, con capacidad de 219 MVA.

4. Nuevo transformador en SE Nejapa 230/115/23 kV, 156.3 MVA

Diseño general de las instalaciones:

- Instalación de un Transformador 230/115/22.5 KV, de 156.3 MVA de capacidad nominal, en subestación Nejapa, adicional a los dos transformadores existentes.
- Construcción de nueva bahía para transformador en 230 kV, medio diámetro de interruptor y medio.

- c. Construcción de nueva bahía para transformador en 115 kV, medio diámetro de interruptor y medio.

5. Instalación de compensación capacitiva en barras del sistema de transmisión de El Salvador.

Diseño general de las instalaciones:

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

Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Santo Tomás-115kV

Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Volcán-115kV

Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Ateo-115kV

Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Tamalnique-115kV

Nuevo Banco de Capacitores 30 MVAR en SE San Antonio Abad-115kV

- b. Construcción de bahías de conexión de compensación capacitiva en 115 kV: en configuración barra principal + barra de transferencia en las siguientes subestaciones.

SE Santo Tomás-115kV

SE Volcán-115kV

SE Ateo-115kV

SE Tamalnique-115kV

SE San Antonio Abad-115kV

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.

Es importante mencionar que en el sistema de El Salvador también se requiere ajustar la capacidad de las líneas 230 kV Energía del Pacífico - Ahuachapán de 265.2 MVA a 300 MVA.

Honduras - Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM

Violaciones a los CCSD Sin Transferencias

El análisis de violaciones a los CCSD Sin transferencias se utiliza para establecer una referencia del estado de la red y determinar si estas condiciones son o no son sensibles a las transferencias de potencia, a fin de definir si es necesario proponer intervenciones específicas en la red de transmisión que permitan alcanzar y mantener la COIIM.

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje en el sistema de transmisión de Honduras **Sin Transferencias**. En las tablas, el nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A del elemento de transmisión, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo reportado en la base de datos del PSSE, y el voltaje está expresado en valores por unidad (P.U) respecto al voltaje nominal correspondiente a cada nodo.

Tabla 21. Honduras - Análisis Sin Transferencias - Máximas sobrecargas [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	kV	2024	2025	2026	2030	2031	2032	2033
1	TON-B610/TON610NUEV-1	150	230	103	106			106	111	105
2	BER-B507/CHM-B539-1	151.8	138	107	109	118				101
3	CDA-B530/TON-B535-1	151.8	138				105	108	115	122
4	SUY-B515/MFL-B523-1	151.8	138				106	110	117	125
5	AMT-B605/AMTT605-1	150	230	104	109					103
6	BER-B507/LVI-B5XX-1	151.8	138	104	105	126				
7	CHM-B539/LVI-B5XX-1	151.8	138	123	124					
		273.9	138							103
8	CHM-B539/MAS-B544-1	151.8	138			106				
9	CHM-B539/MER-B565-1	151.8	138			112				
10	MAS-B544/TSZ-B526-1	151.8	138			111				
11	PRD-B618/FNH-230-1	317.3	230							103
12	SIS-B548/END-B572-1	151.8	138							105

Tabla 22. Honduras - Análisis Sin Transferencias - Nodos con violaciones de voltaje [p.u]

No.	Cod. PSSE	Nodo	kV	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	3185	NCO-B564	138	0.84	0.83	0.87	0.86	0.85	0.85	0.84	0.82	0.81	0.8
2	3851	EPZ-B6XX	230					0.73	0.66	0.15	0.15	0.16	0.15
3	3809	SRS-B6XX	230						0.89	0.88	0.88	0.87	0.85
4	3055	CTE-B513	138								0.89	0.84	0.8
5	3064	GUA-B537	138								0.89	0.88	0.86
6	3101	SFE-B505	138	0.9	0.89								0.85
7	3105	SIS-B548	138								0.89	0.84	0.8
8	3118	TEL-B511	138								0.89	0.88	0.87
9	3326	JUD-B650	230		0.89		0.88				1.11		
10	3030	SUY-B515	138		0.9								0.85

No.	Cod. PSSE	Nodo	kV	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
11	3031	CDA-B530	138		0.9								0.84
12	3067	ISL-B520	138					1.11	1.1				
13	3072	LNZ-B5XX	138		0.89								0.84
14	3085	MFL-B523	138		0.89								0.84
15	3262	PAT-B644	230		1.11						1.11		
16	3318	END-B572	138									0.86	0.82
17	3029	CRL-B501	138	0.89									
18	3033	SUY-B612	230										0.89
19	3120	TON-B535	138										0.85
20	3155	TON-B610	230										0.89
21	3239	CRD-B6XX	230										0.89
22	3241	SIT-B6XX	230										0.89
23	3429	AMT-B605	230										0.89
24	3544	CDH-B629	230										0.9
25	3801	CHI-B6XX	230								1.11		
26	3811	TLG-B6XX	230										0.88
27	3820	DAN-B6XX	230								1.11		

Violaciones a los CCSD Con Transferencias de 300 MW

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje que se reportan en el sistema de transmisión de Honduras, **con Transferencias de 300 MW**. En las tablas, el nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A del elemento de transmisión, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo reportado en la base de datos del PSSE, y el voltaje está expresado en valores por unidad (P.U) respecto al voltaje nominal correspondiente a cada nodo.

Tabla 23. Honduras – Análisis con transferencias de 300 MW - Máximas sobrecargas [% RATE A]

No.	Elemento	kV	RATE A/A	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	PRD-B618/FNH-230-1	230	317.3		103	109	106	107	111	111	108	109	119
2	TON-B610/TON610NUEV-1	230	150	113	114	103					107	112	114
3	AGC-B624/AGF-B641-1	230	317.3		107	106	107	103				104	
4	AMT-B605/T43-AMT-1	230	374						112	115	114	121	125
5	BER-B507/CHM-B539-1	138	151.8	119	122	129						102	107
6	CJN-B601/LPZ-B6XX-1	230	405.1						107	109	108	115	119
7	SBV-B609/T43-AMT-1	230	374						112	115	114	121	125
8	AMT-B605/AMTT605-1	230	150	106	111								105
9	BER-B507/LVI-B5XX-1	138	151.8	116	119	128							
10	CHM-B539/MAS-B544-1	138	151.8	103	104	133							
11	CHM-B539/MER-B565-1	138	151.8	105	107	135							
12	LPZ-B6XX/AMT-B605-1	230	405.1							102		107	109
13	MAS-B544/TSZ-B526-1	138	151.8	103	105	134							

No.	Elemento	kV	RATE A/A	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
14	PAV-B620/SLU-B637-1	230	317.3	110	110	115							
15	SUY-B612/CDH-B629-1	230	317.3	131	122	114							
16	AGC-B624/FHS-230-1	230	374	123	123								
17	CHM-B539/LVI-B5XX-1	138	151.8	123	124								
18	PRD-B618/SLU-B637-1	230	317.3	104	104								
19	SIS-B548/END-B572-1	138	151.8									102	111
20	SUY-B612/SUYT612-1	230	100		101								101
21	CRL-B501/SGT-B5XX-1	138	151.8										102
22	PAV-B620/AGC-B624-1	230	455.3	102									
23	PAV-B620/CDH-B629-1	230	317.3	105									
24	SFE-B505/AMT-B541-1	138	151.8										103

En la siguiente Tabla se muestra la condición de transferencia ante la cual se presentan las incidencias de sobrecarga.

Tabla 24. Honduras - Condición de transferencia relacionada a la incidencia de sobrecargas en el sistema de transmisión – 230 kV

No.	Elemento	kV	RATE A/A	Condición Transferencia	Sentido	No. de casos	Máx. Carga [%]
1	PRD-B618/FNH-230-1	230	317.3	Exporta	NS	168	111
				Porteo	NS	17	119
2	TON-B610/TON610NUEV-1	230	150	Importa	NS	29	114
				Porteo	SN	22	113
				Porteo	NS	18	114
				Importa	SN	17	113
				Exporta	SN	8	110
				Exporta	NS	4	110
3	PAV-B620/SLU-B637-1	230	317.3	Porteo	SN	18	115
				Importa	SN	10	104
				Porteo	NS	2	102
4	PRD-B618/SLU-B637-1	230	317.3	Exporta	NS	10	103
				Porteo	NS	8	104
				Porteo	SN	8	103
				Importa	SN	2	101
5	SUY-B612/CDH-B629-1	230	317.3	Importa	NS	18	108
				Porteo	SN	16	131
				Importa	SN	14	117
				Exporta	SN	2	104
6	AMT-B605/T43-AMT-1	230	374	Exporta	NS	17	125
				Exporta	SN	7	111
				Porteo	NS	4	107
7	SBV-B609/T43-AMT-1	230	374	Exporta	NS	17	125
				Exporta	SN	7	111
				Porteo	NS	4	107
8	CJN-B601/LPZ-B6XX-1	230	405.1	Exporta	NS	16	119
				Exporta	SN	4	106

No.	Elemento	kV	RATE A/A	Condición Transferencia	Sentido	No. de casos	Máx. Carga [%]
				Porteo	NS	2	102
9	LPZ-B6XX/AMT-B605-1	230	405.1	Exporta	NS	7	109
10	AGC-B624/AGF-B641-1	230	317.3	Importa	NS	12	104
				Porteo	NS	5	107
11	AMT-B605/AMTT605-1	230	150	Porteo	NS	8	111
				Importa	NS	6	105
				Porteo	SN	6	110
				Importa	SN	5	107
				Exporta	SN	2	103
				Exporta	NS	1	102
12	SUY-B612/SUYT612-1	230	100	Importa	NS	4	101
				Importa	SN	2	101
13	AGC-B624/FHS-230-1	230	374	Importa	SN	2	111
				Porteo	SN	2	123
14	PAV-B620/AGC-B624-1	230	455.3	Porteo	SN	1	102
15	PAV-B620/CDH-B629-1	230	317.3	Porteo	SN	1	105

Tabla 25. Honduras - Condición de transferencia relacionada a la incidencia de sobrecargas en el sistema de transmisión – 138 kV

No.	Elemento	kV	RATE A/A	Condición Transferencia	Sentido	No. de casos	Máx. de % Carga
1	BER-B507/CHM-B539-1	138	151.8	Exporta	SN	30	129
				Exporta	NS	15	128
				Porteo	NS	10	118
				Porteo	SN	10	118
2	CHM-B539/MER-B565-1	138	151.8	Exporta	SN	19	135
				Exporta	NS	9	134
				Porteo	NS	2	112
				Porteo	SN	2	112
3	CHM-B539/LVI-B5XX-1	138	151.8	Porteo	NS	14	124
				Porteo	SN	14	124
				Exporta	SN	6	112
				Exporta	NS	3	110
4	BER-B507/LVI-B5XX-1	138	151.8	Exporta	SN	11	128
				Porteo	NS	10	126
				Porteo	SN	10	126
				Exporta	NS	7	128
5	SIS-B548/END-B572-1	138	151.8	Importa	NS	10	111
				Importa	SN	5	111
				Porteo	NS	4	107
				Porteo	SN	4	107
				Exporta	SN	2	104

No.	Elemento	kV	RATE A/A	Condición Transferencia	Sentido	No. de casos	Máx. de % Carga
				Exporta	NS	1	104
6	CHM-B539/MAS-B544-1	138	151.8	Exporta	SN	8	133
				Exporta	NS	3	131
				Porteo	NS	1	106
				Porteo	SN	1	106
7	MAS-B544/TSZ-B526-1	138	151.8	Exporta	SN	8	134
				Exporta	NS	3	133
				Porteo	NS	1	111
				Porteo	SN	1	111
8	CRL-B501/SGT-B5XX-1	138	151.8	Exporta	NS	1	102
9	SFE-B505/AMT-B541-1	138	151.8	Exporta	NS	1	103

Análisis de las sobrecargas del sistema de transmisión de Honduras:

1. La línea 230 kV **Prado - Frontera** (PRD-B618/FNH-230-1) se reporta con sobrecarga máxima de 119% solamente en casos con transferencias, específicamente en condición de exportación de 300 MW del sistema de Honduras en sentido Norte-Sur. A fin de viabilizar la capacidad de exportación de 300 MW se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
2. Transformador 230/138 kV de **Subestación Toncontín** (TON-B610/TON610NUEV-1) se reportan con sobrecarga máxima de 114% con incidencia de sobrecarga de en todas las condiciones de transferencia 300 MW del sistema de Honduras tanto en sentido Norte-Sur como Sur-Norte. En los casos sin transferencias, la sobrecarga máxima es de 111%. Considerando el incremento de la sobrecarga relativa en cada año comparando los casos con y sin transferencias, se considera que la sobrecarga es sensible a las transferencias de 300 MW. Por lo tanto, a fin de viabilizar la capacidad de importación de 300 MW se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga de este transformador.
3. La línea 230 kV **Aguacaliente - Aguafría** (AGC-B624/AGF-B641-1) se reporta con sobrecarga recurrente con un máximo de 107% solamente en casos con transferencias en condición de importación y porteos de 300 MW del sistema de Honduras en sentido Norte-Sur. La sobrecarga de esta línea es causada únicamente por contingencias con pérdidas de generación al sur del sistema de Honduras y se considera que deberá implementarse medidas operativas remediales relacionadas a la contingencia de generación a fin de evitar esta sobrecarga.

4. La línea 230 kV **Amarateca – Torre 43** (AMT-B605/T43-AMT-1) se reporta con sobrecarga máxima de 125%, a partir del año 2029, con un comportamiento incremental de la sobrecarga cada año. Las sobrecargas se presentan solamente en casos con transferencias en condición de exportación norte-sur y sur-norte, y porteos norte-sur del sistema de Honduras. La sobrecarga de esta línea es causada por las contingencias de las líneas 230 kV Cajón-La Paz y La Paz-Amarateca. A fin de viabilizar la capacidad de importación de 300 MW se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
5. La línea 230 kV **Cajón – La Paz** (CJN-B601/LPZ-B6XX-1) presenta sobrecarga máxima de 119%, a partir del año 2029, con un comportamiento incremental de la sobrecarga cada año. Las sobrecargas se presentan solamente en casos con transferencias en condición de exportación norte-sur y sur-norte, y porteos norte-sur del sistema de Honduras. La sobrecarga de esta línea es causada por las contingencias de las líneas 230 kV San Buenaventura – T43 Amarateca y Amarateca-T43. A fin de viabilizar la capacidad de importación de 300 MW se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
6. La línea 230 kV **San Buenaventura – T43 Amarateca** (SBV-B609/T43-AMT-1) presenta sobrecarga máxima de 125%, a partir del año 2029, con un comportamiento incremental de la sobrecarga cada año. Las sobrecargas se presentan solamente en casos con transferencias en condición de exportación norte-sur y sur-norte, y porteos norte-sur del sistema de Honduras. La sobrecarga de esta línea es causada por las contingencias de las líneas 230 kV Cajón-La Paz y La Paz-Amarateca, mismas que afectan a la línea Amarateca-T43. A fin de viabilizar la capacidad de importación de 300 MW se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
7. La línea 138 kV **Bermejo - Choloma** (BER-B507/CHM-B539-1) se reporta con sobrecarga máxima de 129%, solamente en casos con transferencias, específicamente en condición de porteo de 300 MW del sistema de Honduras en sentido Sur-Norte. En los casos sin transferencias, la sobrecarga máxima es de 118%. Considerando el incremento de la sobrecarga relativa entre los casos con y sin transferencias, se puede concluir que la sobrecarga de esta línea es sensible a las transferencias de 300 MW. Por lo tanto, a fin de viabilizar la capacidad de importación de 300 MW se requiere proponer una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
8. Otros elementos de transmisión presentan sobrecargas no recurrentes en el horizonte de los años analizados, por lo cual no se considera proponer soluciones a

estas sobrecargas que ocurren en un año eventual o no son sostenidas en el horizonte de estudio.

Las violaciones de voltaje se analizan posteriormente, simulando la operación considerando las ampliaciones de transmisión que evitarán las sobrecargas atribuibles a las transferencias.

Ampliaciones de transmisión nacional del sistema de Honduras para alcanzar y mantener la COIIM

En reuniones realizadas los días 13 de septiembre de 2023 y 31 de octubre de 2023 entre el EOR y representantes del CND-ENEE y de la Gerencia de Transmisión de la ENEE para revisión de resultados preliminares de los estudios, se establecieron las siguientes conclusiones:

- El CND-ENEE se informó que en su plan de expansión de la transmisión 2024-2033 tienen consideradas las siguientes obras:
 - Repotenciación del tramo de interconexión con Nicaragua Prados-Frontera pasando una capacidad de 454 MVA.
 - Incorporar la subestación “Taladro” que incluirá un transformador 230/138 kV y consideran que resolvería diversas sobrecargas incluyendo la del transformador de SE Toncontín.
 - Incorporar una línea en 230 kV que conectaría las subestaciones Coyoles Central – San Isidro, que evitará bajos voltajes en SE San Isidro y en SE Ceiba Térmica.

El EOR por medio de análisis eléctrico se validó la eficacia de un conjunto ampliaciones de transmisión para evitar las sobrecargas en el sistema de transmisión de Honduras.

En la siguiente tabla se presentan las ampliaciones propuestas, indicándose el año de entrada que permita la gestión de ejecución de estas ampliaciones de transmisión o el año en que es requerida. Estas ampliaciones consisten en refuerzos propuestas por la ENEE para evitar sobrecargas y violaciones de voltaje y otras ampliaciones (las repotenciaciones de líneas), propuestas por el EOR.

Tabla 26. Honduras - Ampliaciones de transmisión para evitar sobrecargas y violaciones de voltaje ante transferencias de 300 MW.

No.	Descripción	kV	Cap. Nom. (MVA)	Año
1	Nueva SE El Taladro 230/138 kV (Seccionamiento de línea 230 kV Amarateca-T43 + Seccionamiento de línea 138 kV Comayagua-Piedras Azules + 1 Trafo 150 MVA)	230	--	2028
2	Construcción de nueva línea 230 kV Coyoles Central - San Isidro de 317 MVA + Trafo 230/138 150MVA SE San Isidro.	230	317	2028
3	Instalación de compensación serie en líneas Agua Prieta -San Pedro Sula Sur - 138 kV	138	--	2025
4	Repotenciación de la línea 230 kV San Buenaventura - Amarateca-Torre 43 de 374 MVA a 440 MVA.	230	440	2029
5	Repotenciación de la línea 230 kV Taladro - Amarateca-Torre 43 de 374 MVA a 440 MVA.	230	440	2029
6	Repotenciación de la línea 230 kV Taladro - Amarateca de 374 MVA a 440 MVA.	230	440	2029
7	Repotenciación de línea 230 kV Prado-Frontera-de 317MVA a 414 MVA	230	414	2027

Condición de los voltajes

En la siguiente tabla se muestra la condición general de los voltajes en los nodos del sistema de transmisión de Honduras considerando los refuerzos para evitar sobrecargas y otras ampliaciones propuestas por la ENEE para atender bajos voltajes como parte de su plan de expansión.

Tabla 27. Honduras – Violaciones de voltaje considerando refuerzos para evitar sobrecargas con transferencias

No.	Nodo	kV	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	NCO-B564	138	0.83	0.83	0.87	0.86	0.85	0.84	0.83	0.82	0.81	0.79
2	CDA-B530	138	0.86	0.86				0.9	0.89	0.89	0.88	0.85
3	LNZ-B5XX	138	0.85	0.86				0.9	0.89	0.89	0.87	0.85
4	MFL-B523	138	0.85	0.86				0.9	0.89	0.89	0.88	0.85
5	SFE-B505	138	0.86	0.87				0.9	0.89	0.89	0.88	0.86
6	SRS-B6XX	230			0.9		0.9	0.88	0.88	0.88	0.87	0.85
7	SUY-B515	138	0.85	0.87				0.9	0.89	0.89	0.88	0.85
8	EPZ-B6XX	230					0.73	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
9	TON-B535	138	0.87	0.86					0.89	0.9	0.88	0.86
10	CTE-B513	138					0.74		0.89	0.84	0.81	0.79
11	JUD-B650	230		1.1	0.86	0.85	0.86			1.1		
12	SIS-B548	138					0.73		0.89	0.84	0.81	0.79
13	TEL-B511	138					0.84		0.9	0.88	0.87	0.85
14	TLG-B6XX	230			0.88				0.9	0.89	0.87	0.85
15	END-B572	138							0.9	0.86	0.83	0.81
16	GUA-B537	138							0.9	0.88	0.86	0.85
17	AMT-B605	230	0.89	0.9								0.88

De la tabla anterior se verifica que, la mayoría de los nodos con violación de voltaje se reportan en la condición sin transferencia, excepto los nodos de 138 kV Cañada, Miraflores, Suyapa y Toncontín que se reportan con violación de voltaje recurrente en los casos con transferencias de 300 MW.

En el caso del nodo 230 kV de subestación Talanga (TLG-B6XX) de parte del CND-ENEE se indicó que esta subestación queda conectada a un sistema de 69 kV cuando ocurre la contingencia de la línea 230 kV Talanga-Amarateca, por lo cual queda desvinculado de la red de transmisión troncal y soporte de tensión.

A fin de evitar las violaciones de voltaje reportadas ante transferencias, el EOR propone la instalación de compensación reactiva que se detalla en la siguiente Tabla:

Tabla 28. Honduras – Propuesta de adición de compensación capacitiva para alcanzar y mantener la COIIM

No.	Descripción	kV	Cap. Nom. (MVAR)
1	Nuevo Banco de Capacitores-S/E Zamorano-69 kV-30MVAR	69	30
2	Nuevo Banco de Capacitores-S/E Miraflores-138 kV-40MVAR	230	40
3	Nuevo Banco de Capacitores-S/E Cañada-138 kV-40MVAR	230	40
4	Nuevo Banco de Capacitores-S/E Amarateca-138 kV-40MVAR	230	40

En la siguiente tabla se presenta la lista completa de Ampliaciones de transmisión para el sistema de Honduras a fin de alcanzar y mantener la COIIM en el mediano y largo plazo, incluyendo la estimación de los costos, aclarando que el CND-ENEE proporcionó al EOR el costo estimado de las siguientes ampliaciones que informó que están considerando en su plan de expansión de la transmisión:

- Nueva SE El Taladro 230/138 kV (Seccionamiento de línea 230 kV Amarateca-T43 + Seccionamiento de línea 138 kV Comayagua-Piedras Azules + 1 Trafo 150 MVA)
- Construcción de nueva línea 230 kV Coyoles Central - San Isidro de 317 MVA + Trafo 230/138 150MVA SE San Isidro.

El EOR realizó una estimación de los costos de las demás las ampliaciones de transmisión del sistema de Honduras identificadas para alcanzar y mantener la COIIM, con base en alcances generales de los proyectos.

Tabla 29. Honduras – Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM

No.	Descripción	Objeto	kV	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]
1	Nueva SE El Taladro 230/138 kV (Seccionamiento de línea 230 kV Amarateca-T43 + Seccionamiento de línea 138 kV Comayagua-Piedras Azules + 1 Trafo 150 MVA)	Evitar sobrecarga en trafos 230/138 de SE Toncontin y Suyapa.	230	--	--	2028	20.78
2	Construcción de nueva línea 230 kV Coyoles Central - San Isidro de 317 MVA + Trafo 230/138 150MVA SE San Isidro.	Evitar violación de voltaje en nodos de subestaciones San Isidro y Ceiba Térmica.	230	317	44.2	2028	30.83
3	Instalación de compensación serie en líneas Agua Prieta - San Pedro Sula Sur - 138 kV	Evitar sobrecarga en líneas 138 kV Bermejo-Choloma y Bermejo-La Victoria.	138	--	0	2025	5.58
4	Repotenciación de la línea 230 kV San Buenaventura - Amarateca-Torre 43 de 374 MVA a 440 MVA.	Evitar sobrecarga de la misma línea.	230	440	12.49	2029	1.158
5	Repotenciación de la línea 230 kV Taladro - Amarateca-Torre 43 de 374 MVA a 440 MVA.	Evitar sobrecarga de la misma línea una vez que se haya agregado la subestación El Taladro.	230	440	82.74	2029	7.674
6	Repotenciación de la línea 230 kV Taladro - Amarateca de 374 MVA a 440 MVA.	Evitar sobrecarga de la misma línea una vez que se haya agregado la subestación El Taladro.	230	440	51.35	2029	4.763
7	Repotenciación de línea 230 kV Prado-Frontera-de 317MVA a 414 MVA	Evitar sobrecarga de la misma línea.	230	414	23.3	2027	2.337
8	Nuevo Banco de Capacitores-S/E Zamorano-69 kV-30MVAR	Evitar violación de voltaje en nodo Suyapa-138 kV	69	30	--	2025	2.15
9	Nuevo Banco de Capacitores-S/E Miraflores-138 kV-40MVAR	Evitar violación de voltaje en nodo Miraflores-138 kV	230	40	--	2025	2.297
10	Nuevo Banco de Capacitores-S/E Cañada-138 kV-40MVAR	Evitar violación de voltaje en nodo Cañada-138 kV	230	40	--	2025	2.297
11	Nuevo Banco de Capacitores-S/E Amarateca-138 kV-40MVAR	Evitar violación de voltaje en nodo Toncontin-138 kV	230	40	--	2025	2.297
						MUS\$	82.163

Descripción del diseño general de las ampliaciones de transmisión de Honduras para alcanzar y mantener la COIIM

De conformidad a lo establecido en el numeral 10.3.5.8 del Libro III del RMER, se presenta la descripción del diseño general de cada ampliación de transmisión identificadas para el sistema de Honduras a fin de alcanzar y mantener la COIIM.

1. Construcción de nueva subestación El Taladro 230/138 kV.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Construcción de una subestación que seccionará la línea la línea 230 kV Amarateca – Torre 43, con los siguientes componentes:
 - 2 bahías de línea 230 kV en configuración de interruptor y medio para dos alimentadores.
 - 2 bahías de línea 138 kV en configuración de barra principal + barra de transferencia para dos alimentadores.
 - 1 Bahía de transformador 230 kV, medio diámetro en configuración de interruptor y medio para un alimentador.
 - 1 Bahía de transformador 138 kV en configuración de barra principal + barra de transferencia para un alimentador.
- b. Construcción de tramo de línea en 230 kV, doble circuito en torres de acero para seccionamiento de la línea Amarateca – Torre 43, 405 MVA, conductor ACSR Brant 397.5 MCM, 2 conductores por fase.
- c. Construcción de tramo de línea en 138 kV, doble circuito en torres de acero para seccionamiento de la línea Comayagua – Piedras azules, capacidad de 151 MVA, conductor ACSR Flicker 477 MCM, 1 conductor por fase.
- d. Instalación de un transformador de potencia 230/138 kV, 150 MVA.

2. Construcción de nueva línea 230 kV Coyoles Central - San Isidro de 317 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Construcción de una nueva línea de transmisión en 230 kV, de 44.2 km de longitud, conductor ACSR Condor 795 MCM, 1 conductor por fase, con capacidad de transporte de 317 MVA, soportada postes de concreto con prevista para 2 circuitos. para circuito sencillo.
- b. Construcción de bahía de línea 230 kV, en subestación Coyoles Central, en configuración de interruptor y medio.
- c. Construcción de bahía de línea 230 kV, en subestación San Isidro, en configuración de interruptor y medio.

- d. Construcción de bahía de transformador en 230 kV, en subestación San Isidro, en configuración de interruptor y medio.
- e. Construcción de bahía de transformador en 138 kV, en subestación San Isidro, en configuración barra principal + barra de transferencia.
- f. Instalación de un transformador de potencia 230/138 kV, 150 MVA en subestación San Isidro.

3. Instalación de compensación serie en líneas Agua Prieta -San Pedro Sula Sur - 138 kV.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Instalación de equipos compensadores estáticos síncronos serie por fase en cada una de las líneas de 138 kV a instalarse en subestación Agua Prieta.

4. Repotenciación de la línea 230 kV San Buenaventura - Amarateca-Torre 43 de 374 MVA a 440 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Cambio de conductor en línea de 230 kV, de 12.49 km, instalando conductor 556 kcmil 795 kcmil Condor/ACSS/TW (1518 kg/km, 552 [MVA@150°C.@230KV](#)), un conductor por fase, con capacidad de 440 MVA.

5. Repotenciación de la línea 230 kV Taladro - Amarateca-Torre 43 de 374 MVA a 440 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Cambio de conductor en línea de 230 kV, de 82.74 km, instalando conductor 556 kcmil 795 kcmil Condor/ACSS/TW (1518 kg/km, 552 [MVA@150°C.@230KV](#)), un conductor por fase, con capacidad de 440 MVA.

6. Repotenciación de la línea 230 kV Taladro - Amarateca de 374 MVA a 440 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Cambio de conductor en línea de 230 kV, de 51.35 km, instalando conductor 556 kcmil 795 kcmil Condor/ACSS/TW (1518 kg/km, 552 [MVA@150°C.@230KV](#)), un conductor por fase, con capacidad de 440 MVA.

7. Instalación de compensación capacitiva en barras del sistema de transmisión de Honduras.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Instalación de capacitores estáticos, de bloque único (una sola etapa), en las subestaciones que se indican a continuación:
 - Nuevo Banco de Capacitores-S/E Zamorano-69 kV - 30MVAR
 - Nuevo Banco de Capacitores-S/E Miraflores-138 kV - 40MVAR
 - Nuevo Banco de Capacitores-S/E Cañada-138 kV - 40MVAR
 - Nuevo Banco de Capacitores-S/E Amarateca-138 kV - 40MVAR
- b. Construcción de bahías de conexión de compensación capacitiva en configuración barra principal + barra de transferencia en las siguientes subestaciones.
SE Miraflores - 138 kV
SE Cañada – 138 kV
SE Amarateca – 138 kV
- c. Construcción de bahías de conexión de compensación capacitiva en configuración de barra sencilla en la subestación Zamorano - 69 kV.

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.

Nicaragua - Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM

Violaciones a los CCSD Sin Transferencias

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje en el sistema de transmisión de Nicaragua **Sin Transferencias**. En las tablas, el nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A del elemento de transmisión, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo reportado en la base de datos del PSSE, y el voltaje está expresado en valores por unidad (P.U) respecto al voltaje nominal correspondiente a cada nodo.

Tabla 30. Nicaragua - Análisis Sin Transferencias - Máximas sobrecargas [% RATE A]

No.	Elemento	kV	RATE A/A	2030	2031	2032	2033
1	AMR-138/BCO-138-1	138	100	133	119		
2	AMR-138/SMA-138-1	138	95.5	129	115		
3	CAT-138/MSY-138-1	138	100			101	101

Tabla 31. Nicaragua - Análisis Sin Transferencias - Nodos con violaciones de voltaje [p.u]

No.	Cod. PSSE	Nodo	kV	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	4348	BLF-138	138		0.85	0.89	0.9	0.2	0.72	0.28	0.34	0.8	0.89
2	4371	EPZII-138	138		0.85	0.89	1.1	0.15	0.72	0.28	0.33	0.8	0.89
3	4377	GAT-138	138		0.85	0.89	0.89	0.77	0.74	0.37	0.42	0.82	0.9
4	4378	GAT-230	230		0.83	0.89	0.88	0.79	0.76	0.38	0.42	0.86	0.89
5	4382	GATII-138	138		0.85	0.89	0.89	0.77	0.74	0.37	0.42	0.82	0.9
6	4961	TOR-138	138		0.86	0.89	1.1	0.11	0.71	0.22	0.26	0.78	0.88
7	4301	ACYII-138	138		0.87	1.12	1.12	0.8	0.78	0.48	0.53	0.84	
8	4389	KUK-138	138			0.89	1.1	0.15	0.72	0.28	0.33	0.8	0.89
9	4396	NGUI-138	138			0.89	0.89	0.77	0.74	0.37	0.42	0.82	0.9
10	4299	ACY-138	138		0.88			0.85	0.83	0.6	0.63	0.84	
11	4304	AYO-138	138					0.12	0.71	0.22	0.26	0.78	0.88
12	4393	MJN-138	138		0.9			0.85	0.83	0.68	0.7	0.83	
13	4951	SNC-138	138		0.87			0.83	0.82	0.57	0.6	0.83	
14	4957	SNM-138	138		0.88			0.84	0.82	0.58	0.62	0.84	
15	4303	AMR-138	138					0.85	0.84	0.71	0.73	0.83	
16	4950	SMA-138	138					0.85	0.84	0.69	0.71	0.83	
17	4347	BIL-138	138	1.47						0.89	0.89		
18	4964	VNA-138	138							0.89		0.89	0.87
19	4313	BCO-138	138							0.9	0.89		
20	4349	EJB-138	138	1.37									
21	4390	MGU-138	138	1.39									
22	4395	MLK-138	138	1.42									
23	4397	ROS-138	138	1.46									
24	4838	SIU-138	138	1.45									

Violaciones a los CCSD Con Transferencias de 300 MW

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje que se reportan en el sistema de transmisión de Nicaragua, **con Transferencias de 300 MW**.

Tabla 32. Nicaragua – Análisis con transferencias de 300 MW - Máximas sobrecargas [% RATE A]

No.	Elemento con sobrecarga	kV	RATE A/A	2024	2025	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	CAT-138/MSY-138-1	138	100							108	109
2	LBS-230/LBS-AT1-1-2	230	71.2							103	103
3	MLK-138/MLK-AT1-1	138	100							101	
4	MSY-230/MSY-AT1-1-2-3	230	71.2							101	102
5	MT1-230/ALB-AT1-1-2	230	75	118	125						
6	SND-230/FHS-230-1	230	374	123	123						

El CNDC-ENATREL indicó que actualmente se encuentra implementado un ECS que evita la sobrecarga del transformador de tres devanados (230/138/13.8 kV) de 75 MVA de la subestación Mateare I ante la contingencia de la línea de transmisión Mateare I-Los Brasiles, por lo cual debe considerarse que ya existen medidas para evitar la sobrecarga de estos transformadores.

Adicionalmente, ENATREL informó que se gestionan unos refuerzos de transmisión consistentes en una línea de transmisión en 230 kV que conectará SE Terrabona - Malpaisillo, de manera que se crea un anillo en 230 kV que viene desde subestación Sandino, León, Malpaisillo, Terrabona, San Benito, Los Brasiles, Ticuantepe, con lo cual también se evitará la sobrecarga de los transformadores de Los Brasiles.

Tabla 33. Nicaragua - Análisis con Transferencias de 300 MW - Nodos con violaciones de voltaje [p.u]

No.	Barra	kV	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	BLF-138	138		0.84	0.87	0.88	0.2	0.2	0.21	0.12	0.75	0.2
2	EPZII-138	138		0.84	0.88	0.88	0.15	0.15	0.15	0.14	0.75	0.14
3	TOR-138	138		0.84	0.88	0.88	0.11	0.11	0.12	0.09	0.73	0.11
4	ACYII-138	138		0.85	0.89	0.89	0.53	0.51	0.49	0.39	0.8	
5	GAT-138	138		0.83	0.87	0.88	0.42	0.41	0.38	0.26	0.77	
6	GAT-230	230		0.82	0.87	0.86	0.43	0.43	0.39	0.36	0.81	
7	GATII-138	138		0.83	0.87	0.88	0.42	0.41	0.37	0.25	0.77	
8	KUK-138	138			0.87	0.88	0.15	0.15	0.15	0.12	0.75	0.14
9	NGUI-138	138			0.87	0.87	0.42	0.41	0.37	0.25	0.77	

No.	Barra	kV	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
10	SNC-138	138		0.86	0.9		0.61	0.59	0.58	0.49	0.74	
11	ACY-138	138		0.87			0.64	0.61	0.61	0.52	0.76	
12	AMR-138	138		0.88			0.74	0.71	0.72	0.65	0.75	
13	AYO-138	138					0.11	0.11	0.12	0.1	0.73	0.11
14	MJN-138	138		0.87			0.71	0.68	0.69	0.62	0.74	
15	SMA-138	138		0.88			0.72	0.69	0.7	0.62	0.75	
16	SNM-138	138		0.86			0.62	0.6	0.59	0.5	0.75	
17	VNA-138	138					0.9	0.89	0.88		0.89	0.88
18	BIL-138	138	1.47						0.88	0.88		
19	BCO-138	138						0.87		0.86		

Los nodos con violaciones de voltaje ante transferencias de 300 MW son coincidentes en la condición sin transferencias, por lo cual esta condición no es atribuible a las transferencias en el MER. Es de destacar que estos nodos pertenecen a extensos sistemas radiales.

Análisis de las sobrecargas del sistema de transmisión de Nicaragua:

1. **Transformadores 230/138 kV de subestación Mateare I (MT1-230/ALB-AT1-1-2):**
Estos elementos no reportan sobrecarga recurrente en el horizonte de estudio. Esta sobrecarga se presenta en condiciones de importación, exportación o porteo en sentido norte-sur. Esta sobrecarga actualmente es evitada con un Esquema de Control Suplementario, y considerando que no es recurrente no se considera proponer inversiones para evitar estas sobrecargas.
2. **Línea 230 kV Sandino – Frontera (SND-230/FHS-230-1):** Se reporta con sobrecarga solamente en los dos primeros años del horizonte de estudio. Esta sobrecarga es causada por contingencia de la línea Pavana-Santa Lucía en el sistema de Honduras y deja de ocurrir debido a que en Honduras han considerado integrar una nueva línea Agua Caliente – Prados, por lo anterior no se considera proponer inversiones para evitar estas sobrecargas ante transferencias.
3. **Línea 138 kV Catarina - Masaya (CAT-138/MSY-138-1)** se reportan con sobrecarga máxima de 109% con incidencia de sobrecarga ante condición de importación y porteo en sentido sur-norte del sistema de Nicaragua. En los casos sin transferencias, no se reporta sobrecarga de este elemento. A fin de viabilizar la capacidad de importación y porteo de 300 MW en el sistema de Nicaragua se propondrá la repotenciación de esta línea para evitar su sobrecarga a partir del año 2028.

4. Otras sobrecargas no recurrentes y menores a 5% se reportan en los últimos dos años del horizonte de estudio las cuales no se consideran para proponer ampliaciones de transmisión.

Ampliaciones de transmisión del sistema de Nicaragua para alcanzar y mantener la COIIM

En la siguiente tabla se presenta la propuesta de las ampliaciones de transmisión del sistema de Nicaragua identificadas para alcanzar y mantener la COIIM. que incluye el costo estimado por el EOR.

Tabla 34. Nicaragua - Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM

Descripción	Objeto	kV	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]
Repotenciar la línea 138 kV SE Catarina - Masaya de 100 MVA a 200 MVA.	Evitar sobrecarga de la propia línea.	138	200	10.34	2032	0.788
					MUS\$	0.788

Descripción del diseño general de las ampliaciones de transmisión de Nicaragua para alcanzar y mantener la COIIM

De conformidad a lo establecido en el numeral 10.3.5.8 del Libro III del RMER, se presenta la descripción del diseño general de cada ampliación de transmisión identificadas para el sistema de Nicaragua a fin de alcanzar y mantener la COIIM.

1. Repotenciación de la línea 138 kV Catarina - Masaya de 100 MVA a 190 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Cambio de conductor en línea de 230 kV, de 12.49 km, instalando conductor 336 kcmil Linnet/ACSS/TW (687 kg/km, 191.45 MVA@150°C.@138kV), un conductor por fase, con capacidad de 190 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.

Costa Rica - Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM

Violaciones a los CCSD Sin Transferencias

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje en el sistema de transmisión de Costa Rica **Sin Transferencias**. En las tablas, el nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A del elemento de transmisión, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo reportado en la base de datos del PSSE, y el voltaje está expresado en valores por unidad (P.U) respecto al voltaje nominal correspondiente a cada nodo.

Tabla 35. Costa Rica - Análisis Sin Transferencias - Máximas sobrecargas [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	2029	2030	2032	2033
1	ARE230A/GAB230A-1	390			103	107
2	CAS230B/FOR230-10	371	104	103		
3	COR230A/ARE230A-1	400	102			101

Tabla 36. Costa Rica - Análisis Sin Transferencias - Nodos con violaciones de voltaje [p.u]

No.	Cod. PSSE	Nodo	kV	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2031	2032	2033
1	50504	GUA138	138	0.86	0.88	0.81	0.8	0.8	0.81	0.86	0.86	0.86
2	50604	FIL138	138	0.87	0.89	0.82	0.82	0.81	0.82	0.88	0.87	0.87
3	50054	CAS138	138	0.86	0.89				0.81			
4	50454	COD138	138	0.86	0.88				0.8			
5	50499	CEM138	138	0.86	0.88				0.8			
6	50554	SRI138	138	0.86	0.88				0.8			
7	50854	COB138	138	0.86	0.88				0.8			

Violaciones a los CCSD Con Transferencias de 300 MW

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje que se reportan en el sistema de transmisión de Costa Rica, **con Transferencias de 300 MW**. En las tablas, el nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A del elemento de transmisión, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo reportado en la base de datos del PSSE, y el voltaje está expresado en valores por unidad (P.U) respecto al voltaje nominal correspondiente a cada nodo.

Tabla 37. Costa Rica – Análisis con transferencias de 300 MW - Máximas sobrecargas [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	MOI230A/CAH230-1	259		100	109	112	112	109	117	118	118	118
2	CAS230B/FOR230-10	371			104	110	118	135	123	119	137	139
3	LIN230B/GAR230A-1	478	102	101	103	105	108	107	109	108		
4	MOG230A/FOR230-1	380				103	118	128	103	111	131	125
5	COR230A/ARE230A-1	400						115	107		108	110
6	ARE230A/GAB230A-1	390						105			102	106
7	CAS230B/GAB230A-1	465								101	109	112
8	BAR230/GAB230A-1	547							110	108		
9	BAR230/GAR230A-1	480							112	110		
10	GAB230A/COY230A-1	389						108		101		
11	MIR230A/FOR230-1	380								100	107	
12	ARE230B/MIR230B-1	518										105
13	RCL230A/PAL230A-1	259						100				
14	TEJ230A/PBL230-1	510						104				

En la siguiente Tabla se muestra la condición de transferencia ante la cual se presentan las incidencias de sobrecarga.

Tabla 38. Costa Rica - Condición de transferencia relacionada a la incidencia de sobrecargas.

No.	Elemento	RATE A/A	Transferencia	Sentido	Máx. % Carga
1	MOI230A/CAH230-1	259	Exporta	NS	118
			Exporta	SN	107
			Porteo	NS	103
2	CAS230B/FOR230-10	371	Exporta	NS	112
			Importa	NS	139
			Porteo	NS	138
3	LIN230B/GAR230A-1	478	Exporta	NS	109
			Porteo	NS	108
4	MOG230A/FOR230-1	380	Exporta	NS	103
			Importa	NS	131
			Porteo	NS	120
5	COR230A/ARE230A-1	400	Exporta	NS	108
			Importa	NS	115
			Porteo	NS	109
6	ARE230A/GAB230A-1	390	Exporta	NS	106
			Importa	NS	105
7	CAS230B/GAB230A-1	465	Importa	NS	110
			Porteo	NS	112
8	BAR230/GAB230A-1	547	Exporta	NS	110
9	BAR230/GAR230A-1	480	Exporta	NS	112
10	GAB230A/COY230A-1	389	Exporta	NS	108
11	MIR230A/FOR230-1	380	Importa	NS	101
			Porteo	NS	107
12	ARE230B/MIR230B-1	518	Porteo	NS	105
13	RCL230A/PAL230A-1	259	Porteo	NS	100
14	TEJ230A/PBL230-1	510	Exporta	NS	104

En la siguiente Tabla se muestran las contingencias que provocan las sobrecargas en condición de transferencias de 300 MW en el sistema de transmisión e Costa Rica.

Tabla 39. Costa Rica - Contingencias que provocan sobrecargas en los elementos de transmisión

No.	Elemento con sobrecarga	RATE A/A	Contingencia	Casos	Máx. % Carga
1	CAS230B/FOR230-10	371	FROM BUS 50202 [ARE230B] TO BUS 50252 [MIR230B] CKT 1	30	139
			FROM BUS 50250 [MIR230A] TO BUS 50252 [MIR230B] CKT 1	17	138
			FROM BUS 50000 [LIB230A] TO BUS 50050 [CAS230A] CKT 1	16	124
			FROM BUS 50250 [MIR230A] TO BUS 51500 [FOR230] CKT 1	19	114
			FROM BUS 50200 [ARE230A] TO BUS 50202 [ARE230B] CKT 1	10	110
2	MOG230A/FOR230-1	380	FROM BUS 50000 [LIB230A] TO BUS 50050 [CAS230A] CKT 1	20	131
3	MOI230A/CAH230-1	259	REMOVE UNIT C1 FROM BUS 6023 [COL-PA]	27	118
			FROM BUS 6003 [PANII230] TO BUS 6023 [COL-PA] CKT 1	5	107
			REMOVE UNIT G1 FROM BUS 6406 [TELG1]	3	105
			REMOVE UNIT G2 FROM BUS 6407 [TELG2]	2	102
			REMOVE UNIT V1 FROM BUS 6408 [TELV3]	4	102
4	COR230A/ARE230A-1	400	FROM BUS 50202 [ARE230B] TO BUS 50252 [MIR230B] CKT 1	6	115
			FROM BUS 50052 [CAS230B] TO BUS 50900 [GAB230A] CKT 1	5	111
			FROM BUS 50250 [MIR230A] TO BUS 50252 [MIR230B] CKT 1	3	103
5	BAR230/GAR230A-1	480	FROM BUS 50900 [GAB230A] TO BUS 54750 [COY230A] CKT 1	2	112
			FROM BUS 53002 [CAJ230B] TO BUS 54750 [COY230A] CKT 1	2	104
6	BAR230/GAB230A-1	547	FROM BUS 50900 [GAB230A] TO BUS 54750 [COY230A] CKT 1	2	110
			FROM BUS 53002 [CAJ230B] TO BUS 54750 [COY230A] CKT 1	2	102
7	CAS230B/GAB230A-1	465	FROM BUS 50200 [ARE230A] TO BUS 50900 [GAB230A] CKT 1	5	112
8	LIN230B/GAR230A-1	478	FROM BUS 50900 [GAB230A] TO BUS 54750 [COY230A] CKT 1	7	109
			FROM BUS 50700 [TOR230] TO BUS 50950 [CAR230A] CKT 1	10	108
			FROM BUS 50950 [CAR230A] TO BUS 50952 [CAR230B] CKT 1	10	107
			FROM BUS 50650 [CQU230] TO BUS 50750 [VEN230A] CKT 1	8	104
			FROM BUS 50650 [CQU230] TO BUS 50800 [PBL230] CKT 1	7	104
			FROM BUS 50700 [TOR230] TO BUS 50750 [VEN230A] CKT 1	8	104
			FROM BUS 53002 [CAJ230B] TO BUS 54750 [COY230A] CKT 1	4	101
9	GAB230A/COY230A-1	389	FROM BUS 50350 [BAR230] TO BUS 50900 [GAB230A] CKT 1	2	108
10	MIR230A/FOR230-1	380	FROM BUS 50052 [CAS230B] TO BUS 51500 [FOR230] CKT 10	3	107
11	ARE230A/GAB230A-1	390	FROM BUS 50052 [CAS230B] TO BUS 50900 [GAB230A] CKT 1	6	106
12	ARE230B/MIR230B-1	518	FROM BUS 50052 [CAS230B] TO BUS 51500 [FOR230] CKT 10	1	105
13	TEJ230A/PBL230-1	510	FROM BUS 50350 [BAR230] TO BUS 50900 [GAB230A] CKT 1	1	104
14	RCL230A/PAL230A-1	259	FROM BUS 56052 [RCL230B] TO BUS 56102 [PAL230B] CKT 10	1	100

Análisis de las sobrecargas:

1. La línea 230 kV **Moín - Cahuita** (MOI230A/CAH230-1) se reporta con sobrecarga máxima de 118% en casos con transferencias, en condición de exportación de 300 MW en sentido Norte-Sur y Sur-Norte y ante porteos norte-sur. En reunión realizada el 1/noviembre/2023 con el DOCSE-ICE y el área de planificación del ICE informaron que la sobrecarga de esta línea se eliminará cambiando el ajuste de tc's en Cahuita alcanzando una capacidad de 336 MVA que es suficiente para superar la sobrecarga.
2. La línea 230 kV **Cañas - Fortuna** (CAS230B/FOR230-10) presenta sobrecarga recurrente y creciente en el horizonte de estudio, alcanzando un valor de 139%. La

sobrecarga se produce en condición de transferencias norte-sur (importación, exportación o porteos). A fin de viabilizar la COIIM de 300 MW se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.

3. La línea 230 kV **Lindora - Garita** (LIN230B/GAR230A-1) presenta sobrecarga recurrente con valor máximo de 108%. La sobrecarga se produce en condición de exportación y porteo norte-sur. A fin de viabilizar la COIIM de 300 MW se propondrá una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
4. La línea 230 kV **Mogote - Fortuna** (MOG230A/FOR230-1) presenta sobrecarga recurrente alcanzando el valor de 131%. La sobrecarga se produce en condición de transferencias norte-sur (importación, exportación o porteos). A fin de viabilizar la COIIM de 300 MW se requiere considerar una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
5. La línea 230 kV **Corobicí - Arenal** (COR230A/ARE230A-1) se reporta con sobrecarga recurrente con valor máximo de 110%. La sobrecarga se produce en condición de transferencias norte-sur (importación, exportación o porteos). A fin de viabilizar la COIIM de 300 MW se analizará y propondrá una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
6. La línea 230 kV **Arenal - Garabito** (ARE230A/GAB230A-1) presenta sobrecarga recurrente con valor máximo de 106%. La sobrecarga se produce en condición de importación y exportación norte-sur. A fin de viabilizar la COIIM de 300 MW se analizará y propondrá una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
7. La línea 230 kV **Cañas - Garabito** (CAS230B/GAB230A-1) presenta sobrecarga recurrente en los últimos 3 años del horizonte de estudio, con valor máximo de 112%. La sobrecarga se produce en condición de importación y porteo norte-sur. A fin de viabilizar la COIIM de 300 MW se analizará y propondrá una ampliación de transmisión para evitar esta sobrecarga.
8. Otros elementos de transmisión presentan sobrecargas que no son recurrentes y aparecen como máximo en dos años del horizonte de estudio.

La condición general de los voltajes en el sistema de transmisión e Costa Rica se analizará posteriormente, simulando la operación con la inclusión de las ampliaciones de transmisión que evitarán las sobrecargas atribuibles a las transferencias.

Ampliaciones de transmisión nacional del sistema de Costa Rica para alcanzar y mantener la COIIM

Para evitar las sobrecargas en el sistema de transmisión de Costa Rica debido a las transferencias de 300 MW, se ha evaluado la efectividad de ampliaciones de transmisión nacionales de Costa Rica, incluidas en la actualización del Plan de Expansión de la Transmisión 2021-2031. Las ampliaciones específicas forman parte de los refuerzos denominados *Refuerzo Norte-Centro* y *Refuerzos zona norte*.

Del análisis de las sobrecargas reportadas, en reunión del EOR con ingenieros especialistas del DOCSE-ICE y del ICE (12/09/2023 EOR – *CTPET de Costa Rica*), respecto al plan de expansión de la transmisión de Costa Rica el ICE se expuso lo siguiente:

- a) La línea de transmisión en 230 kV entre las SE Mogote y Garabito (nueva línea Mogote-Cañas y reconstrucción de línea Cañas-Garabito) planificada a entrar en operación en invierno 2033 resolverá las sobrecargas en líneas de transmisión entre SE Arenal-Garabito, Arenal-Miravalles, Cañas-Garabito, Corobicí-Arenal, Cañas-Fortuna, Liberia-Cañas, Miravalles-Fortuna, Mogote-Fortuna, y Mogote-Pailas.
- b) Las líneas de transmisión en 230 kV entre las SE Garabito y San Rafael, San Rafael y Tarbaca, y San Rafael y Lindora, planificadas a entrar en operación en invierno 2031 resolverán las sobrecargas en líneas de transmisión entre SE Barranca-Garabito, Barranca-Garita, Lindora-Garita, y Garabito-Coyol.
- c) Con relación a las sobrecargas en la línea de transmisión entre SE Moín y Cahuita, el ICE indica que para resolverlas bastará con hacer ajustes en la relación de transformación de los transformadores de corriente de dicha línea de transmisión, para llevar la línea a una capacidad de 336 MVA de capacidad de transmisión.

El EOR por medio de análisis eléctrico se validó la eficacia del conjunto ampliaciones de transmisión para evitar las sobrecargas en el sistema de transmisión de Costa Rica, para lo cual se consideró proponer el adelanto de estas obras para su puesta en servicio en el año 2027.

En la siguiente tabla se presentan las ampliaciones propuestas, indicándose el año de entrada que permita la gestión y ejecución de estas ampliaciones de transmisión.

Tabla 40. Costa Rica - Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM

No.	Descripción	Objeto	kV	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]
1	Ajuste de TCs de la línea 230 kV Moín - Cahuita para incremento de capacidad de 259 MVA a 336 MVA	Evitar sobrecarga de la línea 230 kV Moín - Cahuita	230	336	43.06	2025	0
2	Construcción de nueva subestación 230 kV San Rafael (Secciona las dos líneas Lindora-Tarbaca y enlaza con SE Garabito) - <i>Refuerzo Norte-Centro</i>	Evitar sobrecarga en líneas 230 kV Barranca-Garabito, Barranca-Garita, Lindora-Garita.	230	---	---	2027	14.468
3	Construcción de nueva línea Doble circuito 230 kV SE Garabito-San Rafael de 600 MVA - <i>Refuerzo Norte-Centro</i>		230	600 X 2	70	2027	28.141
4	Construcción de nueva línea Doble circuito 230 kV SE Mogote - Cañas de 600 MVA - <i>Refuerzo Zona Norte</i>	Evitar sobrecarga en las líneas Mogote-Fortuna, Arenal-Garabito, Cañas-Fortuna, Cañas-Arenal,	230	600 X 2	47	2027	20.479
5	Repotenciación de la línea 230 kV SE Cañas - Garabito de 465 MVA a 600 MVA. - <i>Refuerzo Zona Norte</i>	Corobicí-Arenal Cañas-Garabito.	230	600	60.1	2027	9.222

Condición de los voltajes

En la siguiente tabla se muestra la condición general de los voltajes en los nodos del sistema de transmisión de Costa Rica considerando los refuerzos para evitar sobrecargas.

Tabla 41. Costa Rica – Condición de voltajes considerando las ampliaciones de transmisión para evitar sobrecargas con transferencias de 300 MW.

No.	Código PSSE	Nodo	kV	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	50504	GUA138	138	0.86	0.85	0.81	0.8	0.8	0.81	0.89	0.86	0.86	0.86
2	50604	FIL138	138	0.87	0.86	0.82	0.82	0.81	0.82		0.88	0.87	0.87
3	50054	CAS138	138	0.86	0.85	1.34	1.34	1.34	0.81				
4	50454	COD138	138	0.86	0.84	1.34	1.34	1.34	0.8				
5	50499	CEM138	138	0.86	0.84	1.34	1.34	1.34	0.8				
6	50554	SRI138	138	0.86	0.84	1.35	1.35	1.35	0.8				
7	50854	COB138	138	0.86	0.84	1.35	1.35	1.35	0.8				

Los nodos que se reportan con violación de voltaje son los mismos que se reportan en la condición sin transferencias, al respecto el ICE aclaró al EOR que estos nodos quedan en isla ante contingencia del elemento que lo conecta al resto de la red, por lo tanto, no debe de considerarse relevante el reporte de bajo voltaje en estos nodos.

Descripción del diseño general de las ampliaciones de transmisión de Costa Rica para alcanzar y mantener la COIIM

De conformidad a lo establecido en el numeral 10.3.5.8 del Libro III del RMER, se presenta la descripción del diseño general de cada ampliación de transmisión identificadas para el sistema de Costa Rica a fin de alcanzar y mantener la COIIM.

1. Construcción de nueva subestación 230 kV San Rafael (Refuerzo Norte-Centro).

Diseño general de las instalaciones:

- a. Construcción de una subestación que seccionará la línea 230 kV Lindora – Tarbaca y conectará con subestación Garabito, con los siguientes componentes:
 - 6 bahías de línea 230 kV en configuración de interruptor y medio.
- b. Construcción de línea en 230 kV San Rafael – Garabito, longitud de 70 km en torres de acero en doble circuito, capacidad de 600 MVA, conductor ACSR 954, 1 conductor por fase.
- c. Construcción de 1 bahía de línea 230 kV en subestación Garabito en configuración de interruptor y medio.
- d. Derivación de la línea de transmisión en la ST San Rafael 230 kV. Capacidad estado estable día 343 MVA. Longitud aproximada de 1 km en doble circuito.

2. Construcción de nueva línea Doble circuito 230 kV SE Mogote - Cañas de 600 MVA (Refuerzo zona Norte).

Diseño general de las instalaciones:

- d. Construcción de una nueva línea de transmisión, de 47 km de longitud, en torres de acero en doble circuito, capacidad de 600 MVA, conductor ACSR 954, 1 conductor por fase.
- e. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Mogote.
- f. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Cañas.

3. Repotenciación de la línea 230 kV SE Cañas - Garabito de 465 MVA a 600 MVA - (Refuerzo zona Norte).

Diseño general de las instalaciones:

- a. Cambio de conductor, en línea de 230 kV, de 60.1 km, instalando conductor 1113 kcmil Bluejay/ACSS/TW; (1864 kg/km, 664 MVA@150°C.@230KV), un conductor por fase, con capacidad de 600 MVA y reforzamiento de estructuras.

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 Costa Rica.

Es importante mencionar que en el sistema de Costa Rica también se requiere ajustar los transformadores de corriente de la línea Moín – Cahuita a fin de que opere a una capacidad de 336 MVA.

Panamá - Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM

Violaciones a los CCSD Sin Transferencias

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje en el sistema de transmisión de Panamá **Sin Transferencias**. En las tablas, el nivel de carga se expresa en porcentaje respecto al RATE A del elemento de transmisión, el cual corresponde al límite térmico de uso continuo reportado en la base de datos del PSSE, y el voltaje está expresado en valores por unidad (P.U) respecto al voltaje nominal correspondiente a cada nodo.

Tabla 42. Panamá - Análisis Sin Transferencias - Máximas sobrecargas - 230 kV [% RATE A]

No.	Elemento	kV	RATE A/A	2024	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	PRO230/BAI230-27	230	193		111	112	113	113	113	110	110
2	PRO230/BCA230-8A	230	193		112	112	113	114	113	110	110
3	PANII230/TRAFO-T1-T2-T3	230	175			102	105	116	123	128	109
4	PAN230/TRAFO3-T3	230	350	102						101	104
5	BAY230/24DIC230-2A	230	202	109							
6	BAY230/PAC230-1A	230	202	109							
7	BUR230/PAN3-230-2B-3B			105							
8	FOR230/GUA230-18	230	279	110							
9	LSA230/EHIG230-3C-4C	230	249	106							
10	LSA230/SBA230-4A-5A	230	279	102							
11	PAN230/TRAFO1-T1	230	175	103							
12	VEL230/SBA230-4B-5B	230	279	112							

ETESA informó al EOR que las líneas de 230 kV Progreso-Burica (PRO230/BCA230-8A) y Progreso-Baitún (PRO230/BAI230-27) no es parte de la red troncal de ETESA, pertenecen a agentes privados y forman parte de conexiones de generadores a la red.

Tabla 43. Panamá - Análisis Sin Transferencias - Máximas sobrecargas - 115 kV [% RATE A]

No	Elemento	kV	RATE A/A	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	LOC115A/CBA115-39-40	115	162	116	130	134	144	151	155	169	147	148	154
2	LSA115/ARE115-13-58	115	49	133	126	132	140	147	151	163	175	180	195
3	PAN115/MOS115B-10	115	109	124	125	126	131	135	136	145	151	153	158
4	PAN115/TIN115-9	115	132	103	104	105	108	112	113	120	125	127	131
5	TOC115/TOCT3-T3	115	50	119	128	132	131	137	140	159	158	161	170
6	PANII115/TOC115-32-33	115	120		101	104	105	111	114	131	132	135	142
7	CAC115/LOC115A-6	115	140	111			103	108	111	118		102	108
8	CVI115A/SFR115-11	115	141				106	111	114	124	134	140	150
9	PAN115/LOC115A-22-38	115	137	111			102	107	110	117			107
10	PAN115/SMA115-7	115	93	111	126			101			116	110	115
11	LBO115/CDE115-48	115	50						104	111	117	121	130
12	SMA115/FLO115-35	115	100							107	112	117	125
13	PAN115/CAC115-1-37	115	156.3								101	112	115
14	CAC115/FLO115-5A	115	100	137	147								
15	LSA115/ARE115-58	115	79									103	110
16	LSA115/STG115-27	115	79									102	111
17	SFR115/CBA115-41	115	184							108			113
18	MDN115/CAL115-15-16	115	102	124									
19	PANII115/CVI115A-28-29	115	239										110

ETESA informó al EOR que las líneas de 115 kV solamente sirven carga, y a excepción de algunas, no pertenecen al Sistema Principal de Transmisión de ETESA.

No se reportan nodos con violación de voltaje en el sistema de Panamá en condición Sin transferencias.

Violaciones a los CCSD Con Transferencias de 300 MW

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje que se reportan en el sistema de transmisión de Panamá, **con Transferencias de 300 MW**.

Sobrecargas respecto al RATE A (límite térmico de uso continuo)

Tabla 44. Panamá – Análisis con transferencias - Máximas sobrecargas - 230 kV [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	PRO230/BAI230-27	193	102	104		125	126	126	126	126	125	124
2	PRO230/BCA230-8A	193				126	126	126	126	126	125	124
3	PANII230/TRAFO3-T1-T2-T3	175					102	105	115	121	126	109
4	CHA230/CHG230-0B	307		103					102	103	102	102
5	ESP230/CHG230-0B	307		101					101	101		
6	PAN230/TRAFO2-T2	175	110								102	105
7	PAN230/TRAFO3-T3	350	107								101	104
8	PRO230/POR230-8A	193	102	104								
9	BAY230/24DIC230-2A	202	123									
10	BAY230/PAC230-1A	202	123									
11	BUR230/PAN3-230-2B-3B	279	116									

Tabla 45. Panamá – Análisis con transferencias - Máximas sobrecargas - 115 kV [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	kV	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	LOC115A/CBA115-39-40	162	115	116	130	135	144	151	155	169	148	148	154
2	LSA115/ARE115-13	49	115	135	126	132	141	149	153	165	177	180	195
3	PAN115/MOS115B-10	109	115	124	125	127	131	135	136	145	151	153	158
4	PAN115/TIN115-9	132	115	103	104	106	109	112	113	120	125	126	131
5	PANII115/TOC115-32-33	120	115		101	104	106	111	114	131	132	135	142
6	CAC115/LOC115A-6	140	115	111			103	108	111	118	101	102	108
7	CVI115A/SFR115-11	141	115			101	106	111	115	124	133	139	150
8	LBO115/CDE115-48	50	115					101	104	111	117	122	130
9	PAN115/LOC115A-22-38	137	115	111			102	107	110	117			107
10	PAN115/SMA115-7	93	115	113	129			101			117	110	116
11	PANII115/TRAFO3-T3	175	115						102	111	117	120	129
12	SMA115/FLO115-35	100	115						101	108	114	118	126
13	PAN115/CAC115-1-37	156.3	115	105							101	112	115
14	LSA115/ARE115-58	79	115								101	103	110
15	CAC115/FLO115-5A	100	115	139	148								
16	LSA115/STG115-27	79	115									106	115
17	SFR115/CBA115-41	184	115							108			113

Sobrecargas respecto al RATE C (límite térmico de emergencia)

Considerando el RATE C (límite de emergencia) como referencia, no se reportan sobrecargas en elementos de 230 kV.

Tabla 46. Panamá – Análisis con transferencias - Máximas sobrecargas - 115 kV [% RATE C]

No.	Elemento	RATE C/C	kV	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	PAN115/MOS115B-10	135	115	100	101	103	106	109	110	117	122	123	127
2	PAN115/TIN115-9	132	115	103	104	106	109	112	113	120	125	126	131
3	LOC115A/CBA115-39	201	115		105	109	116	121	125	136	144	150	156
4	LOC115A/CBA115-40	201	115		105	109	116	121	125	136	144	150	156
5	PANII115/TOC115-32	120	115		101	104	106	111	114	131	132	135	142
6	PANII115/TOC115-33	120	115		101	104	106	111	114	131	132	135	142
7	SMA115/FLO115-35	100	115						101	108	114	118	126
8	CAC115/LOC115A-6	160	115							103	111	115	117
9	CVI115A/SFR115-11	164	115							107	114	119	129
10	PAN115/LOC115A-22	152	115	100						105	112	117	
11	PAN115/LOC115A-38	152	115	100						105	112	117	
12	CAC115/FLO115-5A	100	115	139	148								
13	LM1115/STR115-2B	211	115										101
14	PANII115/CVI115A-28	239	115										110
15	PANII115/CVI115A-29	239	115										110
16	PANII115/TRAF01-T1	218.8	115										101
17	PANII115/TRAF02-T2	218.8	115										100
18	PANII115/TRAF03-T3	218.8	115										103

Análisis de las sobrecargas del sistema de transmisión de Panamá:

1. Considerando como referencia el RATE A (límite térmico de uso continuo), las líneas de transmisión Changuinola – Chiriquí Grande (CHA230/CHG230-0B) y Esperanza – Chiriquí Grande (ESP230/CHG230-0B) presentan sobrecarga inferior a 5% ante transferencias de 300 MW, específicamente en condiciones de importación en época lluviosa (invierno), en escenarios de demanda máxima y demanda media. El resto de los elementos de 230 kV presentan condición similar de sobrecarga en los casos sin transferencias. Por lo tanto, no se considera recomendar ampliaciones de transmisión en el sistema de Panamá.
2. Respecto al RATE C (límite térmico de emergencia) no se presentan sobrecargas en elementos de 230 kV del sistema de transmisión de Panamá.
3. Los elementos de 115 kV que se reportan con sobrecarga ya sea respecto al RATE A o el RATE C, presentan condición similar en la condición sin transferencia. Esto indica que la carga en los elementos de 115 kV no es sensible a las transferencias de potencia por intercambios en el MER.

Resumen de las Ampliaciones de Transmisión Nacionales para alcanzar y mantener la COIIM

A continuación, se presenta la lista consolidada de ampliaciones de transmisión nacionales para alcanzar y mantener la COIIM en el mediano y largo plazo.

Tabla 47. GUATEMALA - Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM (300 MW)

No.	Descripción	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]	EXP N-S	EXP S-N	IMP N-S	IMP S-N	POR N-S	POR S-N
1	Construcción de nueva línea 230 kV Aguacapa-Pacífico - 492 MVA	492	21.62	2028	9.837				✓		
2	Construcción de nueva SE Melonar - 230 Kv (Seccionamiento de línea Moyuta-Ahuachapán y La Vega - Ahuachapán)	--	--	2030	7.018				✓		
				MUS\$	16.855						

Tabla 48. NICARAGUA - Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM (300 MW)

No.	Descripción	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]	EXP N-S	EXP S-N	IMP N-S	IMP S-N	POR N-S	POR S-N
1	Repotenciar la línea 138 kV SE Catarina - Masaya de 100 MVA a 200 MVA.	200	10.34	2032	0.788				✓		✓
				MUS\$	0.788						

Tabla 49. EL SALVADOR - Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM (300 MW)

No.	Descripción	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]	EXP N-S	EXP S-N	IMP N-S	IMP S-N	POR N-S	POR S-N
1	Construcción de nueva línea 115 kV 15 Septiembre-Berlín 130 MVA	130	15.54	2026	5.415	✓	✓				
2	Repotenciación de línea 115 kV Berlín-San Miguel de 130 MVA a 220 MVA	220	40.10	2026	3.669					✓	✓
3	Repotenciación de línea 115 kV San Miguel-Chinameca de 130 MVA a 220 MVA.	220	23.50	2026	2.150					✓	✓
4	Nuevo transformador 230/115/23 en S/E Nejapa-156.3MVA	156.3	--	2026	5.076			✓	✓		
5	Ajuste de capacidad de las líneas 230 kV Energía del Pacífico - Ahuachapán de 265.2 MVA a 300 MVA	300	45.67	2030	0.000	✓	✓				
6	Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Santo Tomás-115kV	10	--	2032	1.856			✓	✓	✓	✓
7	Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Volcán-115kV	10	--	2032	1.856			✓	✓	✓	✓
8	Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Ateo-115kV	10	--	2032	1.856			✓		✓	
9	Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Tamalique-115kV	10	--	2032	1.856			✓	✓	✓	
10	Nuevo Banco de Capacitores 30 MVAR en SE San Antonio Abad-115kV	30	--	2032	2.150			✓	✓	✓	✓
				MUS\$	25.884						

Tabla 50. HONDURAS - Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM (300 MW)

No.	Descripción	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]	EXP N-S	EXP S-N	IMP N-S	IMP S-N	POR N-S	POR S-N
1	Instalación de compensación serie en líneas Agua Prieta -San Pedro Sula Sur - 138 kV	--	0.00	2025	5.580	✓	✓			✓	✓
2	Nuevo Banco de Capacitores-S/E Zamorano-69 kV-30MVAR	30	--	2025	2.150	✓	✓	✓	✓	✓	✓
3	Nuevo Banco de Capacitores-S/E Miraflores-138 kV-40MVAR	40	--	2025	2.297	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4	Nuevo Banco de Capacitores-S/E Cañada-138 kV-40MVAR	40	--	2025	2.297	✓	✓	✓	✓	✓	✓
5	Nuevo Banco de Capacitores-S/E Amarateca-138 kV-40MVAR	40	--	2025	2.297			✓	✓		
6	Repotenciación de línea 230 kV Prado-Frontera-de 317MVA a 414 MVA	414	23.30	2027	2.337	✓				✓	
7	Nueva SE El Taladro 230/138 kV (Seccionamiento de línea 230 kV Amarateca-T43 + Seccionamiento de línea 138 kV	--	--	2028	20.780			✓	✓	✓	✓
8	Construcción de nueva línea 230 kV Coyoles Central - San Isidro de 317 MVA + Trafo 230/138 150MVA SE San Isidro.	317	44.20	2028	30.830	✓	✓	✓	✓	✓	✓
9	Repotenciación de la línea 230 kV San Buenaventura - Amarateca-Torre 43 de 374 MVA a 440 MVA.	440	12.49	2029	1.158	✓	✓			✓	
10	Repotenciación de la línea 230 kV Taladro - Amarateca-Torre 43 de 374 MVA a 440 MVA.	440	82.74	2029	7.674	✓	✓			✓	
11	Repotenciación de la línea 230 kV Taladro - Amarateca de 374 MVA a 440 MVA.	440	51.35	2029	4.763	✓	✓			✓	
				MUS\$	82.163						

Tabla 51. COSTA RICA - Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM (300 MW)

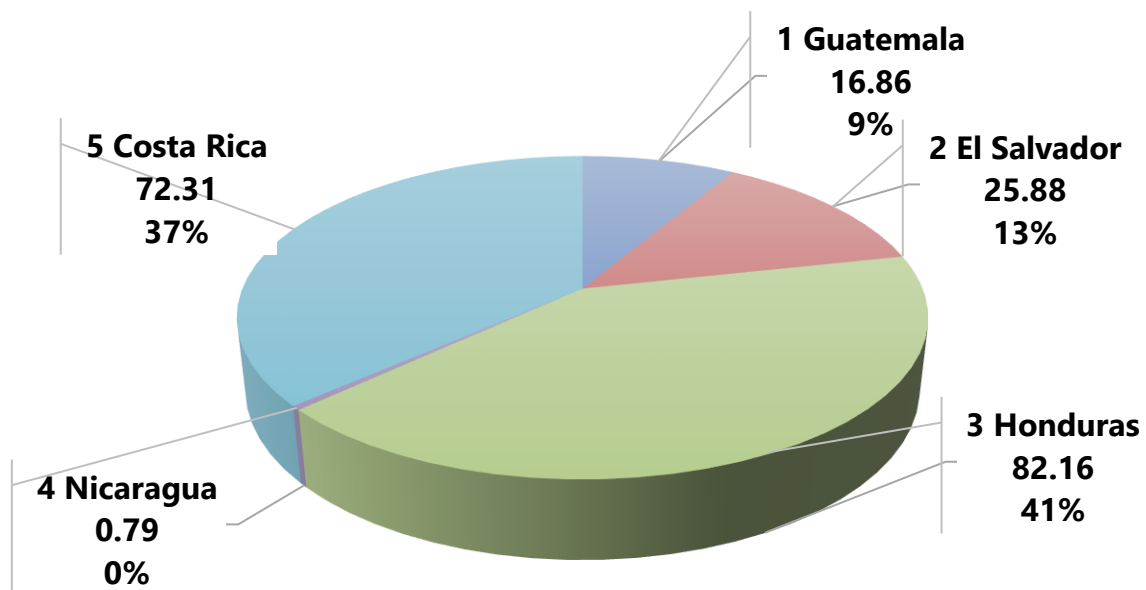
No.	Descripción	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]	EXP N-S	EXP S-N	IMP N-S	IMP S-N	POR N-S	POR S-N
1	Ajuste de capacidad de la línea 230 kV Moín - Cahuita de 259 MVA a 336 MVA	336	43.06	2025	0.000	✓	✓			✓	
2	Construcción de nueva subestación 230 kV San Rafael (Secciona las dos líneas Lindora-Tarbaca y enlaza con SE Garabito) - Refuerzo Norte-Centro	---	---	2027	14.468	✓		✓		✓	
3	Construcción de nueva línea Doble circuito 230 kV SE Garabito-San Rafael de 600 MVA - Refuerzo Norte-Centro	600 X 2	70.00	2027	28.141	✓		✓		✓	
4	Construcción de nueva línea Doble circuito 230 kV SE Mogote - Cañas de 600 MVA - Refuerzo Zona Norte	600 X 2	47.00	2027	20.479	✓		✓		✓	
5	Repotenciación de la línea 230 kV SE Cañas - Garabito de 465 MVA a 600 MVA. - Refuerzo Zona Norte	600	60.10	2027	9.222	✓		✓		✓	
				MUS\$	72.309						

Resumen de costos estimados

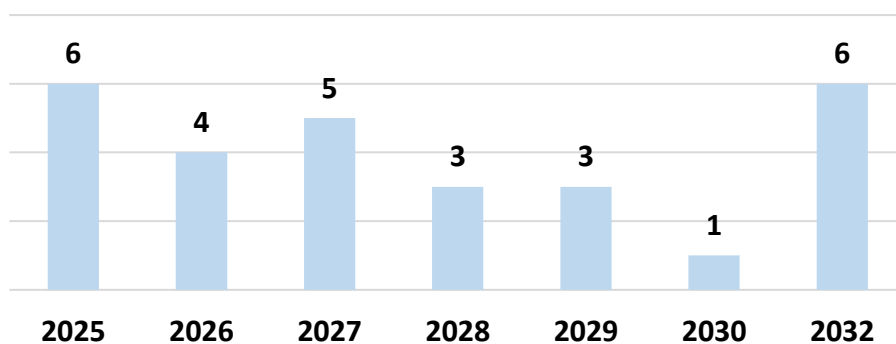
Tabla 52. Resumen de Costos Estimados de la Inversión por país para alcanzar y mantener la COIIM

Sistema	Costo estimado [MUS\$]
Guatemala	16.86
El Salvador	25.88
Honduras	82.16
Nicaragua	0.79
Costa Rica	72.31
	MUS\$ 198.00

Gráfica 3. Distribución de la Inversión por país para alcanzar y mantener la COIIM



Gráfica 4. Cantidad de obras requeridas por año



Consideraciones ambientales

De conformidad a lo establecido en el Capítulo 15 del Libro III del RMER, respecto a la ejecución de las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM s deberá cumplirse lo siguiente:

- a. La prevención o la mitigación de los impactos ambientales originados por las actividades de transmisión y transformación de la energía eléctrica; y
- b. El seguimiento permanente de los indicadores para verificar el cumplimiento de las regulaciones de control ambiental en cada país donde se ubique una instalación.
- c. Los iniciadores o agentes deberán dar cumplimiento a la legislación ambiental vigente en cada país donde se ubiquen sus instalaciones, asumiendo la responsabilidad de adoptar las medidas que correspondan para mitigar o evitar impactos negativos sobre el aire, el suelo, las aguas y otros componentes del ecosistema;

10. ETAPA 2: IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL PARA SUPERAR LA COIIM

El EOR ha realizado los estudios técnicos y económicos que permiten identificar las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM de conformidad con lo establecido en el numeral 10.3.5.5 del Libro III del RMER.

Las Ampliaciones de transmisión regional deben cumplir tres características (RMER, Libro III 10.1.2):

- a) Su incorporación a la red de transmisión debe permitir un incremento de la Capacidad Operativa a valores superiores de la COIIM (signifiquen un incremento de la COIIM).
- b) Permitan el incremento del beneficio social (maximicen el beneficio social)
- c) Cumplan con los CCSD a nivel regional;

Procedimiento

- a) Considerando en operación las ampliaciones de transmisión de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM.
- b) Siguiendo el orden de mérito del despacho de generación se crearon los casos de estudio considerando transferencias de potencia superiores a 300 MW (el valor de la COIIM).
- c) Se realizaron estudios eléctricos simulando el funcionamiento en estado estable del SER en condición normal del sistema y bajo contingencia sencilla (condición N y N-1) a fin de identificar las ampliaciones de transmisión que permitan incrementar la capacidad de transporte entre pares de países a un valor objetivo, cumpliendo los CCSD establecidos en la regulación regional.
- d) Una vez identificadas las ampliaciones de transmisión para incrementar la capacidad de transporte entre pares de países se realizaron simulaciones operativas para determinar el beneficio social relacionados al cambio en los excedentes de los consumidores y generadores, y con base en estos resultados se realizaron las evaluaciones económicas.

Condiciones de transferencias de potencia analizadas

En la planificación de la generación regional se analizó el comportamiento de los flujos de potencia por las interconexiones para los distintos escenarios de expansión evaluados. El objeto de este análisis fue determinar de manera indicativa el requerimiento de capacidad de transferencia entre pares de países del MER, para cada escenario.

De este análisis se determinó que, en todos los escenarios, los flujos de potencia a través de las interconexiones Costa Rica-Panamá, Nicaragua-Costa Rica y Honduras-Nicaragua tienen altas probabilidades de exceder el valor de 300 MW (la COIIM), en dirección de transferencia sur-norte.

Asimismo, se determinó que los flujos en sentido norte – sur en todas las interconexiones tienen bajas probabilidad de exceder el valor de 300 MW (probabilidad menor a 5% en los escenarios de autosuficiencia).

En el escenario A5, los flujos de potencia en dirección sur-norte podrán ser mayores a 300 MW llegar a ser de 450 MW con las probabilidades siguientes: **Panamá-Costa Rica: 57%; Costa Rica-Nicaragua: 92.6% y Nicaragua-Honduras: 31.2%.**

Con base en lo anterior los análisis para identificar las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM se enfocaron en la simulación de transferencias de **450 MW en sentido sur-norte** para determinar las ampliaciones que permitan habilitar una capacidad operativa de al menos 450 MW entre los países adyacentes **Panamá-Costa Rica, Costa Rica-Nicaragua, y Nicaragua-Honduras.**

Casos analizados

Para los años de 2024 a 2033, se analizaron condiciones de transferencias de potencia en sentido sur-norte, bajo escenarios de demanda máxima, demanda media y mínima, en condiciones estacionales de verano e invierno. En total se analizaron **540** casos.

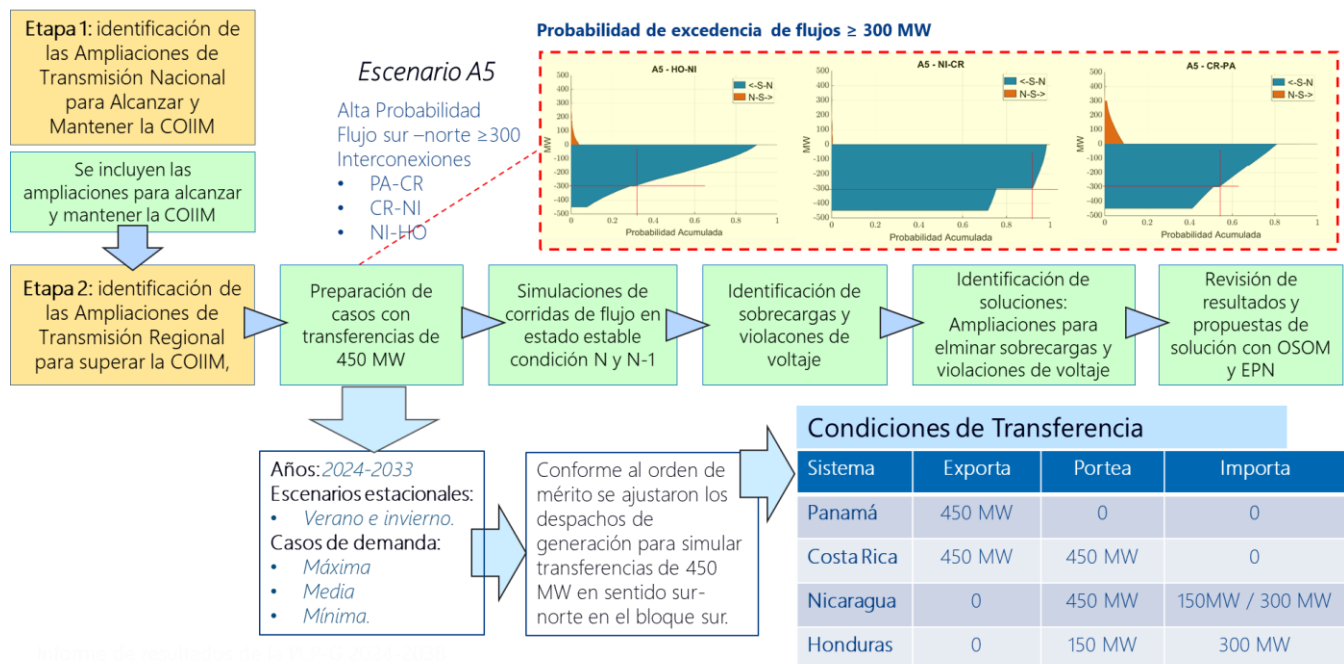
Los casos analizados consideran al sistema de Panamá como sistema exportador, el sistema de Costa Rica como sistemas exportador y porteador, el sistema de Nicaragua y el de Honduras como importadores y porteadores, y el sistema de El Salvador como importador. En la siguiente Tabla se resume la participación de los países en los casos de intercambio simulados.

Tabla 53. Participación de los sistemas en los casos de intercambio analizados

Sistema	Exporta	Portea	Importa
Panamá	450 MW	0	0
Costa Rica	450 MW	450 MW	0
Nicaragua	0	450 MW	150MW / 300 MW
Honduras	0	150 MW	300 MW
El Salvador	0	0	150

En el siguiente diagrama se ilustra el proceso de análisis seguido.

Ilustración 3. Proceso para identificar las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM



Informe de resultados de la P-2-4 2024-2033

Panamá - Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM

Violaciones a los CCSD Con Transferencias de 450 MW

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje que se reportan en el sistema de transmisión de Panamá **con transferencias de 450 MW**, con el sistema de Panamá como exportador.

Tabla 54. Panamá – Análisis con transferencias d 450 MW - Máximas sobrecargas - elementos 230 kV [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	PRO230/BAI230-27	193	102	132	133	133	133	132	132	131
2	POR230/BCA230-8B	193		101	101	102	101	101	101	100
3	PRO230/BCA230-8A	193		133	133	133	133	132	133	132
4	PANII230/TRAFO1-T1-T2-T3	175			100	103	112	119	123	131
5	PAN230/TRAFO1-T1-T2-T3	350							102	105
6	PRO230/POR230-8A	193	102							

De acuerdo con lo informado por ETESA informó al EOR que las líneas de 230 kV Progreso-Burica (PRO230/BCA230-8A) y Progreso-Baitún (PRO230/BAI230-27) no es parte de la red troncal de ETESA, pertenecen a agentes privados y forman parte de conexiones de generadores a la red.

Tabla 55. Panamá – Análisis con transferencia de 450 MW - Máximas sobrecargas - 115 kV [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	CVI115A/SFR115-11	141	101	106	111	114	124	133	139	148
2	LOC115A/CBA115-39-40	162	134	144	151	155	169	147	147	153
3	PAN115/MOS115B-10	109	127	131	135	136	145	150	153	158
4	PAN115/TIN115-9	132	105	108	112	113	120	125	126	131
5	PANII115/TOC115-32-33	120	104	106	111	114	131	132	135	142
6	CAC115/LOC115A-6	140		103	108	111	118	101	102	108
7	PAN115/LOC115A-22-38	137		102	107	110	117		100	107
8	PANII115/TRAFO1-T1	175				100	108	114	118	125
9	PANII115/TRAFO3-T3	175				102	111	117	120	128
10	SMA115/FLO115-35	100				100	107	112	117	124
11	PANII115/TRAFO2-T2	175					107	113	117	124
12	PAN115/CAC115-1-37	156.3						101	112	115
13	SFR115/CBA115-41	184					108			113
14	PANII115/CVI115A-28-29	239								110

Análisis de las sobrecargas del sistema de transmisión de Panamá:

1. Los elementos que muestran sobrecarga presentan condición similar en los casos sin transferencias, por lo cual se deduce que la sobrecarga en estos elementos no es atribuible a las transferencias de 450 MW con Panamá como sistema exportador.
2. Cuando se evalúa la carga de los elementos de transmisión respecto a su RATE C (límite térmico de emergencia) no se presentan sobrecargas en elementos de 230 kV del sistema de transmisión de Panamá.
3. En el sistema de Panamá con transferencias de 450 MW con Panamá como sistema exportador, no se presentan nodos con violación de voltaje.

Conclusión

En el horizonte comprendido en los años 2024-2033, el sistema de transmisión de Panamá presentará condiciones para realizar transferencias por exportación de 450 MW, no requiriendo ampliaciones de transmisión adicionales a las que serán ejecutadas en el marco de los planes de expansión de la transmisión de Panamá y que fueron informadas por ETESA al EOR en la Base de Datos Regional.

Costa Rica - Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM

Violaciones a los CCSD Con Transferencias de 450 MW

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje que se reportan en el sistema de transmisión de Costa Rica **con transferencias de 450 MW** en sentido sur-norte, con el sistema de Costa Rica como porteador y como exportador.

Tabla 56. Costa Rica – Análisis con transferencias de 450 MW - Máximas sobrecargas - [% RATE A]

No.	Elemento	RATE A/A	Transferencia	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	RCL230A/PAL230A-1	259	Porteo	103	106	106	104	108	110	109	108
2	RMA230/TER230A-1	345	Porteo	110	111	110	110	110	113	112	110
3	FRONTPRO/RCL230A-1	300	Porteo	101	106	106	107	102	103	103	103
4	MOI230A/AT1_05-03-1 y 2	110	Exporta	104	121	121			121		
5	FCS-230/FIC-FOR230-10	371	Exporta	127	126	126	125	125	125	125	125
			Porteo	130	129	130	127	129	130	130	127
6	FNC-230/FIC-ORO-1	390	Exporta						118	118	117
			Porteo						121	121	119

En la siguiente Tabla se muestran las contingencias que provocan las sobrecargas en condición de transferencias de 450 MW.

Tabla 57. Costa Rica - Contingencias que provocan sobrecargas con transferencias de 450 MW sur-norte

No.	Elemento con sobrecarga	RATE A/A	Contingencia	Max sobrecarga (% RATE A)
1	MOI230B/AT2M_10-09-2	110	Salida de uno de los transformadores 230/138 kV de SE MOIN	122
2	RCL230A/PAL230A-1	259	FROM 56052 [RCL230B] TO 56102 [PAL230B] CKT 10	110
3	RMA230/TER230A-1	345	FROM 50952 [CAR230B] TO 54500 [GEN230A] CKT 1	109
			FROM 54000 [PAR230A] TO 56102 [PAL230B] CKT 10	113
			FROM 54500 [GEN230A] TO 58200 [LEE230] CKT 1	103
			FROM 58150 [TRA230] TO 58200 [LEE230] CKT 1	110
4	FRONTPRO/RCL230A-1	300	FROM 58300 [MOI230A] TO 58350 [CAH230] CKT 1	104
			FROM 6260 [CHA230] TO 6400 [FRONTCHA] CKT 21	107
			FROM 6400 [FRONTCHA] TO 58350 [CAH230] CKT 1	107
			FROM 6440 [DOM230] TO 6500 [FRONTDOM] CKT 5B	102
			FROM 6500 [FRONTDOM] TO 56052 [RCL230B] CKT 1	102
5	FCS-230/FIC-FOR230-10	371	FROM 4408 [FNC-230] TO 4750 [AMY-230] CKT 1	130
			FROM 4408 [FNC-230] TO 50004 [FIC-BDOCT22] CKT 1	130
			FROM 4408 [FNC-230] TO 51104 [FIC-ORO] CKT 1	130
			FROM 50000 [LIB230A] TO 50004 [FIC-BDOCT22] CKT 1	130
			FROM 51102 [ORO230B] TO 51104 [FIC-ORO] CKT 1	129
6	FNC-230/FIC-ORO-1	390	FROM 4412 [FCS-230] TO 4800 [LVG-230] CKT 1	121
			FROM 4412 [FCS-230] TO 51509 [FIC-FOR230] CKT 10	121
			FROM 51500 [FOR230] TO 51509 [FIC-FOR230] CKT 1	121

Respecto a la condición de los voltajes, los nodos que se reportan con violación de voltaje son los mismos que se reportan en la condición sin transferencias, al respecto el ICE aclaró al EOR que estos nodos quedan en isla ante contingencia del elemento que lo conecta al resto de la red, por lo tanto, no debe de considerarse relevante el reporte de bajo voltaje en estos nodos.

Análisis de las sobrecargas:

1. Las sobrecargas en los tramos de interconexión con Nicaragua: **Frontera – Fortuna (FCS-230/FIC-FOR230-10)** y **Frontera – Orosí (FNC-230/FIC-ORO-1)**, son provocadas por la contingencia de alguno de las interconexiones Nicaragua – Costa Rica, alcanzando sobrecarga de hasta 131%. Esta sobrecarga se produce cuando el sistema de Costa Rica se encuentra exportando o porteando 450 MW.
2. La sobrecarga en la línea 230 kV **Frontera – Río Claro (FRONTPRO/RCL230A-1)** - Tramo perteneciente a Costa Rica de la interconexión Río Claro – Progreso (Costa Rica – Panamá), es provocada por contingencia de uno de los otros dos enlaces de interconexión Costa Rica – Panamá. La sobrecarga máxima es de 107%.
3. La línea 230 kV **Río Claro - Palmar (RCL230A/PAL230A-1)** se reporta con sobrecarga máxima de 110% provocado por la contingencia del tramo SIEPAC RCL-PAL paralelo a esta línea. En reunión realizada el 1/noviembre/2023 con el DOCSE-ICE y el área de planificación del ICE informaron que esta línea tiene margen para aumentar su capacidad porque está operando para 58°C puede llegar a operar hasta 300 MVA que es suficiente para superar la sobrecarga.
4. La línea 230 kV **Río Macho - Tejar (RMA230/TER230A-1)** presenta sobrecarga recurrente y creciente en el horizonte de estudio, alcanzando un valor de 139%. En reunión realizada el 1/noviembre/2023 con el DOCSE-ICE y el área de planificación del ICE informaron que las sobrecargas en Río Macho-Tejar se pueden solucionar con el tendido del doble circuito en se tramo que quedó previsto como Pacuare-Tejar, para lo cual el módulo GIS en Tejar ya está construido.
5. **Transformadores 230/138 kV de subestación Moín:** presentan sobrecarga recurrente de hasta 121%. La sobrecarga se produce en condición exportación de 450 MW del sistema de Costa Rica y es provocada por la salida de uno de los transformadores de subestación Moín que operan en paralelo. En reunión realizada el 1/noviembre/2023 con el DOCSE-ICE y el área de planificación del ICE informaron que la sobrecarga de estos equipos será solventada con la implementación de un Esquema de Control Suplementario.

Ampliaciones de transmisión regional en el sistema de Costa Rica para superar la COIIM

Para evitar las sobrecargas en el sistema de transmisión de Costa Rica y habilitarlo con una capacidad de porteo y exportación de al menos 450 MW en sentido sur-norte, se recomiendan las siguientes ampliaciones de transmisión regional.

Tabla 58. Ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM en el sistema de Costa Rica

No.	Descripción	Objeto	kV	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]
1	Construcción de nueva línea 230 kV Frontera - SE Fortuna de 371 MVA – Utilizando infraestructura del 2do Ckt SIEPAC.	Evitar sobrecarga de las interconexiones existentes entre Nicaragua – Costa Rica	230	371	91.30	2027	12.83
2	Repotenciación de línea 230 kV SE Río Claro - Frontera Progreso de 300 MVA a 440 MVA	Evitar sobrecarga de la propia línea Río Claro – Palmar.	230	440	49.36	2027	4.58
3	Construcción de nueva línea 230 kV Río Macho - Tejar de 345 MVA	Evitar sobrecarga de la línea existente Río Macho Tejar.	230	345	15.10	2027	8.20
						MUS\$	25.60

Observación:

Adicional a las ampliaciones de transmisión indicadas, a la línea 230 kV **Río Claro - Palmar** deberá ajustarse su RATE a fin de que opere a una capacidad de al menos 300 MVA, de acuerdo con lo informado por el ICE, esta línea se encuentra operando a 58°C y puede llegar a operar hasta 300 MVA.

Nicaragua - Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM

Violaciones a los CCSD Con Transferencias de 450 MW

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje que se reportan en el sistema de transmisión de Nicaragua **con transferencias de 450 MW** en sentido sur-norte, con el sistema de Nicaragua como porteador e importador.

Tabla 59. Nicaragua – Análisis con transferencias d 450 MW - Máximas sobrecargas - [% RATE A]

No.	Elemento	kV	RATE A/A	Transferencia	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	FCS-230/LVG-230-1	230	374	Importa	126	125	125	123	124	124	124	123
				Porteo	129	128	129	126	128	129	129	126
2	FNC-230/AMY-230-1	230	374	Importa	124	123	123	122	123	123	122	122
				Porteo	127	126	127	125	126	126	126	124
3	SND-230/FHS-230-1	230	374	Porteo	139	138	139	138	139	138	139	137
4	FNH-230/MLP-230-1	230	414	Porteo		119	119	119	120	120	124	119
5	LVG-230/ABR-230-1	230	374	Importa							103	102
				Porteo				106	108	109	115	110
6	AMY-230/ABR-230-1	230	374	Porteo							106	105
7	LNI-230/FNH-230-1	230	374	Porteo	131							
8	SND-230/LNI-230-1	230	374	Porteo	105							
9	TCP-138/STG-GIS-138-1	138	150	Importa							109	109
				Porteo							110	106

En la siguiente tabla se muestran las contingencias que provocan las sobrecargas en condición de transferencias de 450 MW en el sistema de transmisión de Nicaragua.

Tabla 60. Nicaragua - Contingencias que provocan sobrecargas con transferencias de 450 MW sur-norte

No.	Elemento	kV	RATE A/A	Contingencia	Máx. de % Carga
1	AMY-230/ABR-230-1	230	374	FROM 4412 [FCS-230] TO 4800 [LVG-230] CKT 1	106
				FROM 4412 [FCS-230] TO 51509 [FIC-FOR230] CKT 10	106
				FROM 51500 [FOR230] TO 51509 [FIC-FOR230] CKT 1	105
2	FCS-230/LVG-230-1	230	374	FROM 4408 [FNC-230] TO 4750 [AMY-230] CKT 1	129
				FROM 4408 [FNC-230] TO 51104 [FIC-ORO] CKT 1	129
				FROM 51102 [ORO230B] TO 51104 [FIC-ORO] CKT 1	128
3	FNC-230/AMY-230-1	230	374	FROM 4412 [FCS-230] TO 4800 [LVG-230] CKT 1	126
				FROM 4412 [FCS-230] TO 51509 [FIC-FOR230] CKT 10	127
				FROM 51500 [FOR230] TO 51509 [FIC-FOR230] CKT 1	126
4	FNH-230/MLP-230-1	230	414	FROM 3301 [AGC-B624] TO 4411 [FHS-230] CKT 1	123
				FROM 4402 [SND-230] TO 4411 [FHS-230] CKT 1	124
5	LNI-230/FNH-230-1	230	374	FROM 3301 [AGC-B624] TO 4411 [FHS-230] CKT 1	131
				FROM 4402 [SND-230] TO 4411 [FHS-230] CKT 1	131
6	LVG-230/ABR-230-1	230	374	FROM 4404 [MSY-230] TO 4803 [EOLO-230] CKT 1	109
				FROM 4412 [FCS-230] TO 4800 [LVG-230] CKT 1	115
				FROM 4412 [FCS-230] TO 51509 [FIC-FOR230] CKT 10	115
				FROM 51500 [FOR230] TO 51509 [FIC-FOR230] CKT 1	114
7	SND-230/FHS-230-1	230	374	FROM 3310 [PRD-B618] TO 4407 [FNH-230] CKT 1	139
				FROM 4403 [LNI-230] TO 4407 [FNH-230] CKT 1	139
				FROM 4407 [FNH-230] TO 4418 [MLP-230] CKT 1	139
8	SND-230/LNI-230-1	230	374	FROM 3301 [AGC-B624] TO 4411 [FHS-230] CKT 1	105
				FROM 4402 [SND-230] TO 4411 [FHS-230] CKT 1	105
9	TCP-138/STG-GIS-138-1	138	150	FROM 4340 [TCP-138] TO 4398 [TCPI-138] CKT 1	110
				FROM 4343 [CLN-138] TO 4398 [TCPI-138] CKT 1	101

Análisis de las sobrecargas:

1. Las sobrecargas en los tramos de interconexión con Costa Rica: **Frontera – La Virgen** (FCS-230/LVG-230-1) y **Frontera – Amayo** (FNC-230/AMY-230-1), y en la línea 230 kV **Amayo – Alba Rivas** (AMY-230/ABR-230-1), son provocadas por la contingencia de alguna de las interconexiones Nicaragua – Costa Rica, alcanzando sobrecarga de hasta 129%.
2. Las sobrecargas en la línea 230 kV **La Virgen – Alba Rivas** (LVG-230/ABR-230-1) son provocadas por la contingencia de alguno de las interconexiones Nicaragua – Costa Rica, o contingencia de la línea 230 kV Masaya-Eolo, alcanzando sobrecarga de hasta 115%.
3. Las sobrecargas en los tramos de interconexión con Honduras: **Frontera – Sandino** (SND-230/FHS-230-1), **Malpaisillo - Frontera** (FNH-230/MLP-230-1) y en la línea 230 kV **Sandino – León I** (SND-230/LNI-230-1), son provocadas por la contingencia de alguna de las interconexiones Nicaragua – Honduras, alcanzando sobrecarga de hasta 139%.

4. La línea de 138 kV **Ticuantepé-Santo Domingo** (TCP-138/STG-GIS-138-1) presenta sobrecarga solamente en los años 2032 y 2033 con valor máximo de 110%, debido a la contingencia del enlace 138 kV Ticuantepé-Ticuantepé I.

Ampliaciones de transmisión regional en el sistema de Nicaragua para superar la COIIM

Para evitar las sobrecargas en el sistema de transmisión de Nicaragua y habilitarlo con una capacidad de porteo e importación sentido sur-norte de al menos 450 MW, se recomiendan las siguientes ampliaciones de transmisión regional.

Tabla 61. Ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM en el sistema de Nicaragua

No.	Descripción	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]
1	Construcción de nueva línea 230 kV SE Sandino-Frontera de 317 MVA. – Utilizando infraestructura del 2do Ckt SIEPAC.	374	117.50	2027	15.663
2	Construcción de nueva línea 230 kV SE La Virgen - Frontera de 371 MVA. – Utilizando infraestructura del 2do Ckt SIEPAC.	371	32.00	2027	6.923
3	Repotenciar la línea 138 kV SE Ticuantepé - Santo Domingo de 150 MVA a 220 MVA.	220	8.75	2032	0.712
				MUS\$	23.3

Honduras - Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM

Violaciones a los CCSD Con Transferencias de 450 MW

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje que se reportan en el sistema de transmisión de Honduras **con transferencias de 450 MW** en sentido sur-norte, con el sistema de Honduras como porteador e importador.

Tabla 62. Honduras – Análisis con transferencias d 450 MW - Máximas sobrecargas - [% RATE A]

No.	Elemento	kV	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	AGC-B624/FHS-230-1	230	374	139	138	139	138	139	138	139	137
2	PRD-B618/FNH-230-1	230	317.3	154	154	155	155	156	156	161	154
3	SIS-B548/SIS-B6XX-1	138	150			105	105	106	106	107	108
4	PAV-B620/SLU-B637-1	230	317.3	130							
5	SUY-B612/CDH-B629-1	230	317.3	118							

Tabla 63. Honduras- Contingencias que provocan sobrecargas con transferencias de 450 MW sur-norte

No.	Elemento	kV	RATE A/A	Contingencia	Max Sobrecarga (% RATE A)
1	AGC-B624/FHS-230-1	230	374	FROM 3310 [PRD-B618] TO 4407 [FNH-230] CKT 1	139
				FROM 4403 [LNI-230] TO 4407 [FNH-230] CKT 1	139
				FROM 4407 [FNH-230] TO 4418 [MLP-230] CKT 1	139
2	PAV-B620/SLU-B637-1	230	317.3	FROM 3301 [AGC-B624] TO 3310 [PRD-B618] CKT 1	130
				FROM 3301 [AGC-B624] TO 4411 [FHS-230] CKT 1	109
				FROM 4402 [SND-230] TO 4411 [FHS-230] CKT 1	109
3	PRD-B618/FNH-230-1	230	317.3	FROM 3301 [AGC-B624] TO 4411 [FHS-230] CKT 1	160
				FROM 4402 [SND-230] TO 4411 [FHS-230] CKT 1	161
4	SIS-B548/SIS-B6XX-1	138	150	BASE CASE	108
5	SUY-B612/CDH-B629-1	230	317.3	FROM 3049 [CHM-B539] TO 3204 [AGP-B556] CKT 1	100
				FROM 3155 [TON-B610] TO 3301 [AGC-B624] CKT 1	118
				FROM 3155 [TON-B610] TO 3301 [AGC-B624] CKT 2	118

Análisis de las sobrecargas:

1. Las sobrecargas en los tramos de interconexión con Nicaragua: **Agua Caliente - Frontera** (AGC-B624/FHS-230-1) y **Prado - Frontera** (PRD-B618/FNH-230-1), son provocadas por la contingencia de uno de estos dos enlaces de interconexión, sobrecargando el enlace que queda en servicio y alcanzando sobrecarga de hasta 161%.
2. Las sobrecargas en la línea 230 kV **Pavana – Santa Lucía** (PAV-B620/SLU-B637-1) son provocadas por la contingencia de alguno de las interconexiones con el sistema de Nicaragua y por la contingencia de la línea 230 kV Agua Caliente – Prado (del plan de expansión de Honduras), alcanzando sobrecarga de hasta 130%.
3. La línea 230 kV **Suyapa-Cerro de hula** (SUY-B612/CDH-B629-1) presenta sobrecarga solamente en el año 2026 con valor de 118%. No se considera establecer una propuesta de inversión para evitar esta sobrecarga.
4. El **Transformador 230/138 kV de Subestación San Isidro** (SIS-B548/SIS-B6XX-1) muestra sobrecarga recurrente desde el caso base con valor máximo de 108%. Este transformador forma parte de un proyecto del plan de expansión de transmisión de Honduras. Se recomienda a la ENEE considerar la instalación de un transformador de mayor dimensión. No se considera establecer una propuesta de inversión para evitar esta sobrecarga.

Ampliaciones de transmisión regional en el sistema de Honduras para superar la COIIM

Para evitar las sobrecargas en el sistema de transmisión de Honduras y habilitarlo con una capacidad de porteo e importación sentido sur-norte de al menos 450 MW, se recomiendan las siguientes ampliaciones de transmisión regional.

Tabla 64. Ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM en el sistema de Honduras

No.	Descripción	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]
1	Construcción de nueva línea 230 kV Agua Caliente-Frontera SE Sandino - 374 MVA - Utilizando infraestructura del 2do Ckt SIEPAC.	317	61.0	2027	9.928
				MUS\$	9.928

Descripción del diseño general de las ampliaciones de transmisión regional

De conformidad a lo establecido en el numeral 10.3.5.8 del Libro III del RMER, se presenta la descripción del diseño general de cada ampliación de transmisión regional identificadas para el sistema de Costa Rica para superar la COLIM.

1. Construcción del segundo circuito de la línea 230 kV Agua Caliente-Sandino, interconexión Honduras-Nicaragua, utilizando infraestructura del 2do circuito SIEPAC.

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 177.5 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).

2. Construcción del segundo circuito de la línea 230 kV La Virgen - Fortuna, interconexión Nicaragua-Costa Rica, utilizando infraestructura del 2do circuito SIEPAC.

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 La Virgen - Fortuna, con una longitud aproximada de 123.3 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 La Virgen (Nicaragua).
- c. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Fortuna (Costa Rica).

3. Repotenciación de línea 230 kV SE Río Claro - Frontera Progreso de 300 MVA a 440 MVA.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Cambio de conductor, en línea de 230 kV, de 37.02 km, instalando conductor 795 kcmil Condor/ACSS/TW (1518 kg/km, 552 MVA@150°C.@230KV), un conductor por fase, con capacidad de 440 MVA y reforzamiento de estructuras.

4. Construcción de nueva línea 230 kV Río Macho - Tejar de 345 MVA en el sistema de transmisión de Costa Rica.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Construcción de una nueva línea de transmisión, de 15.1 km de longitud, con conductor 1024 kcmil RAIL 1/ACAR, (1431.2 kg/km, 396.4 MVA@75°C.@230KV), con capacidad nominal de 345 MVA, 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 Río Macho.
- c. Construcción de medio diámetro en interruptor y medio de bahía de 230 kV, en subestación Tejar.

5. Repotenciar la línea 138 kV SE Ticuantepe - Santo Domingo de 150 MVA a 220 MVA en el sistema de transmisión de Nicaragua.

Diseño general de las instalaciones:

- a. Cambio de conductor, en línea de 230 kV, de 8.75 km, instalando conductor 556.5 kcmil Dove/ACSS/TW (1138 kg/km, 265 MVA@150°C.@138kV), un conductor por fase, con capacidad de 220 MVA y reforzamiento de estructuras.

Adicional a las ampliaciones de transmisión indicadas, a la línea 230 kV **Río Claro - Palmar** deberá ajustarse su RATE a fin de que opere a una capacidad de al menos 300 MVA, de acuerdo con lo informado por el ICE, esta línea se encuentra operando a 58°C y puede llegar a operar hasta 300 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 Costa Rica.

Resumen de las Ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM

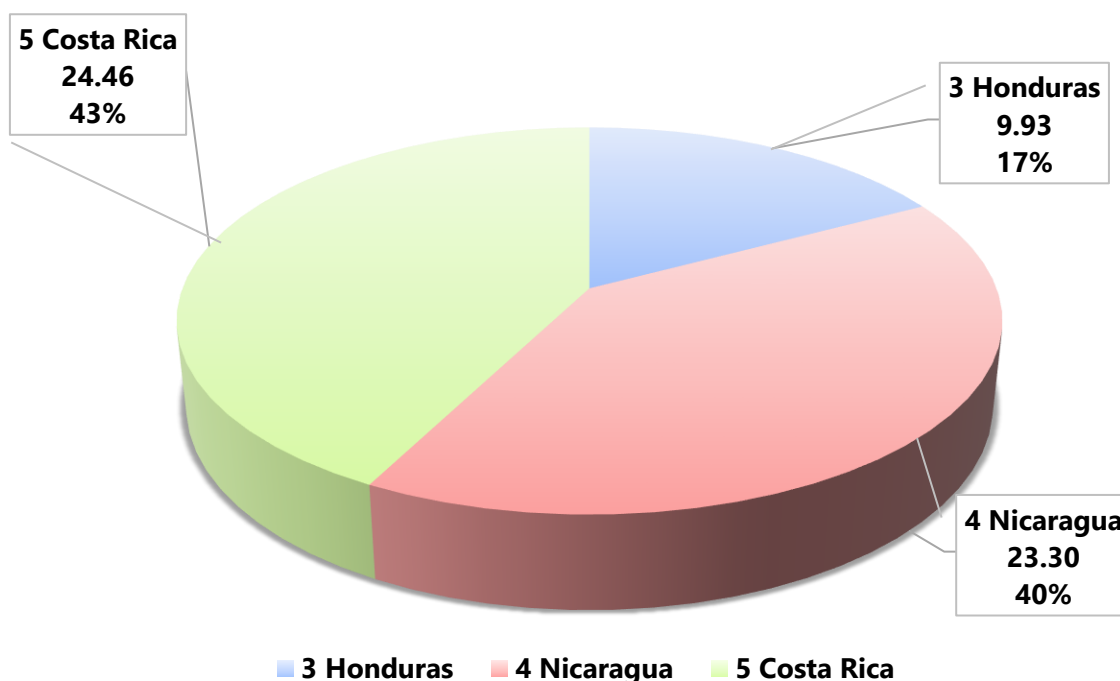
No.	Descripción	kV	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]
1	Construcción de nueva línea 230 kV Agua Caliente-Frontera SE Sandino - 374 MVA - Uso 2do Ckt SIEPAC.	230	374	61	2027	9.928
2	Construcción de nueva línea 230 kV SE Sandino-Frontera de 374 MVA. - Uso 2do Ckt SIEPAC.	230	374	117.5	2027	15.663
3	Construcción de nueva línea 230 kV SE La Virgen - Frontera de 371 MVA. - Uso 2do Ckt SIEPAC.	230	371	32	2027	6.923
4	Repotenciar la línea 138 kV SE Ticuantepe - Santo Domingo de 150 MVA a 220 MVA (Nicaragua)	138	220	8.75	2032	0.712
5	Construcción de nueva línea 230 kV Frontera - SE Fortuna de 371 MVA - Uso 2do Ckt SIEPAC.	230	371	91.3	2027	12.83
6	Repotenciación de línea 230 kV SE Rio Claro - Frontera Progreso de 300 MVA a 440 MVA (Costa Rica)	230	440	37.02	2027	3.434
7	Construcción de nueva línea 230 kV Rio Macho - Tejar de 345 MVA (Costa Rica)	230	345	15.1	2027	8.2
					MUS\$	57.68

Resumen de costos estimados

Tabla 65. Resumen de Costos Estimados de la Inversión por país para superar la COIIM

Sistema	Costo estimado [MUS\$]
Honduras	9.93
Nicaragua	23.30
Costa Rica	24.46
	MUS\$ 57.68

Gráfica 5. Distribución de la Inversión por país para superar la COIIM



Consideraciones ambientales

De conformidad a lo establecido en el Capítulo 15 del Libro III del RMER, respecto a la ejecución de las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM se deberá cumplir lo siguiente:

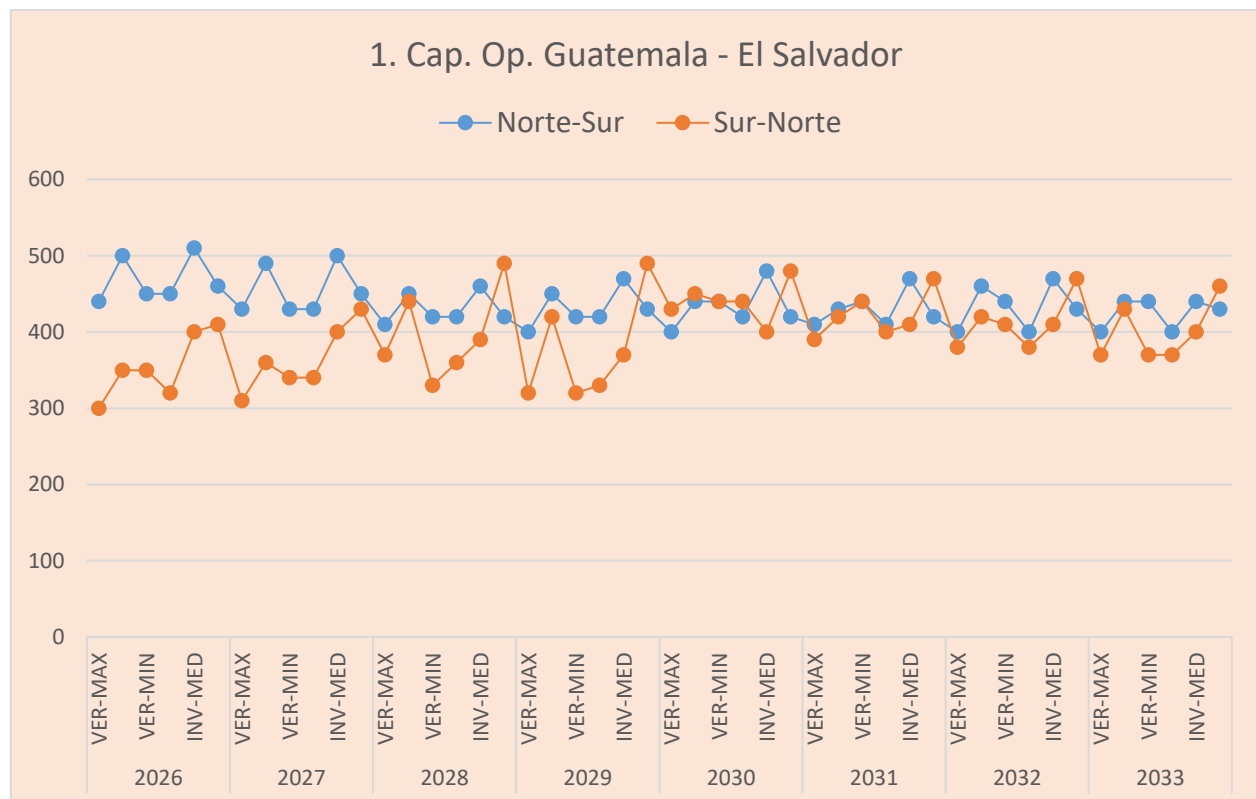
- La prevención o la mitigación de los impactos ambientales originados por las actividades de transmisión y transformación de la energía eléctrica; y
- El seguimiento permanente de los indicadores para verificar el cumplimiento de las regulaciones de control ambiental en cada país donde se ubique una instalación.
- Los iniciadores o agentes deberán dar cumplimiento a la legislación ambiental vigente en cada país donde se ubiquen sus instalaciones, asumiendo la responsabilidad de adoptar las medidas que correspondan para mitigar o evitar impactos negativos sobre el aire, el suelo, las aguas y otros componentes del ecosistema;

11. DETERMINACIÓN DE LOS NUEVOS VALORES DE LA COIIM

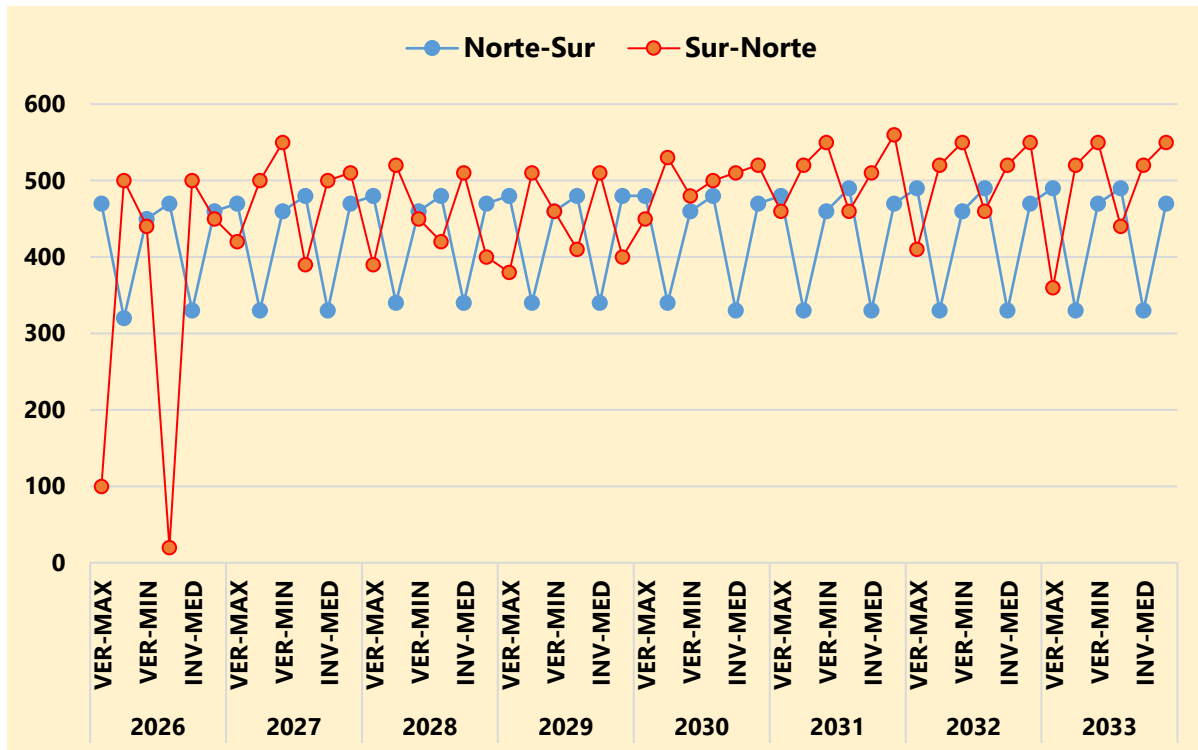
Atendiendo lo establecido en el numeral 10.3.5.5 inciso b) literal iii, se ha realizado una estimativa de la nueva Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM) considerando que entran en servicio las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM vigente (de 300 MW) y las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM.

Los nuevos valores de Capacidad Operativa se han estimado para los años 2026-2033. A continuación, se presentan las gráficas de la Capacidad Operativa. Es importante mencionar que algunos valores resultan bajos debido a que en el caso específico se agotó el despacho de generación en el área exportadora o la generación a reducir en el área importadora. A continuación, se muestran las gráficas de los nuevos valores de Capacidad operativa.

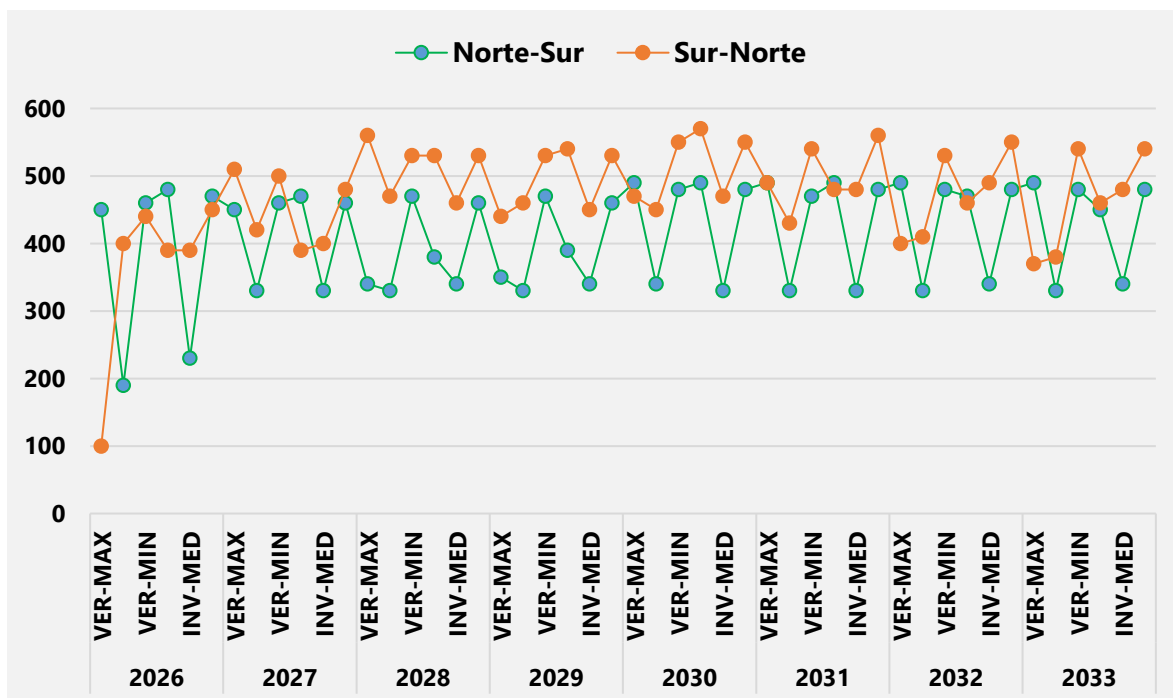
Gráfica 6. Capacidad Operativa estimada entre Guatemala – El Salvador [MW]



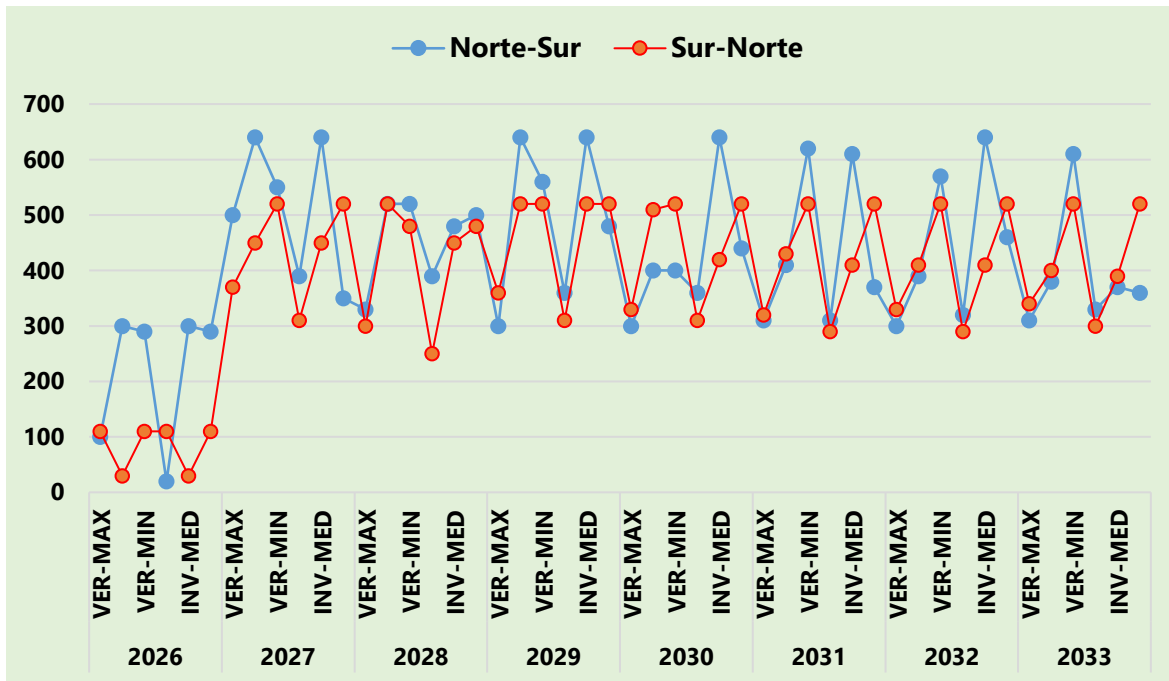
Gráfica 7. Capacidad Operativa estimada entre Guatemala – Honduras [MW]



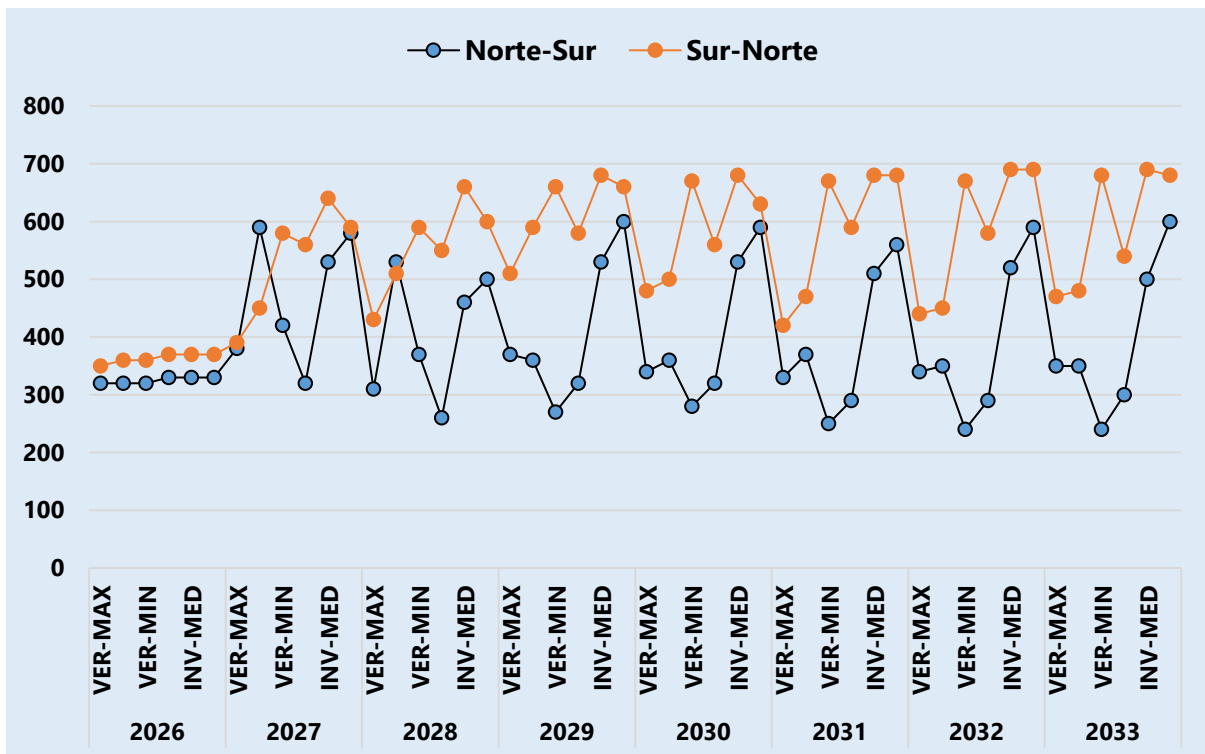
Gráfica 8. Capacidad Operativa estimada entre Honduras – El Salvador [MW]



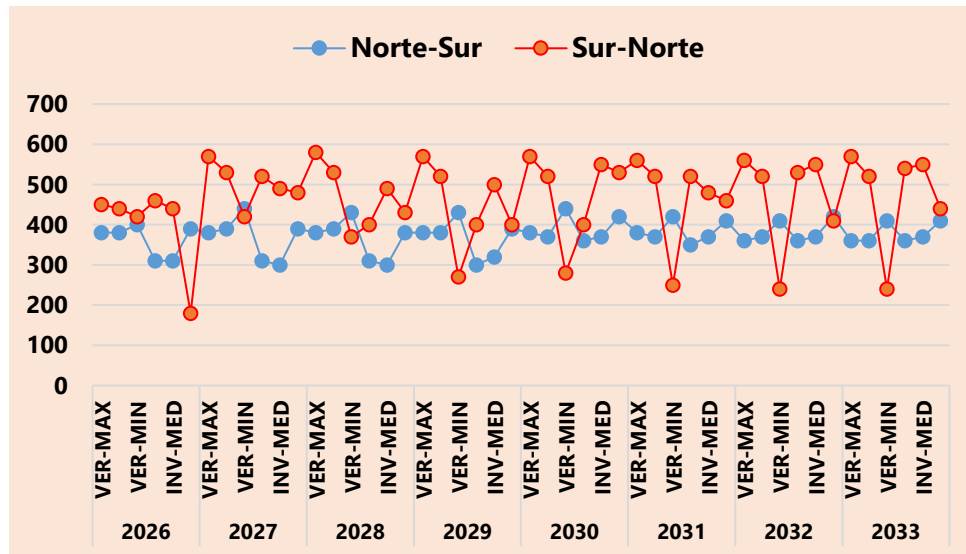
Gráfica 9. Capacidad Operativa estimada entre Honduras - Nicaragua [MW]



Gráfica 10. Capacidad Operativa estimada entre Nicaragua – Costa Rica [MW]



Gráfica 11. Capacidad Operativa estimada entre Costa Rica - Panamá [MW]



Es importante mencionar que en el Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR correspondiente al horizonte 2024-2026 se presentaron los valores estimados de Capacidad Operativa de transmisión para esos años, las cuales se ven modificadas en algunos escenarios, considerando la incorporación de las ampliaciones de transmisión para alcanzar y mantener la COIIM.

Conclusiones sobre la capacidad operativa estimada

1. A partir de 2026, en general la capacidad operativa de transmisión (COT) entre pares de países adyacentes alcanzará el valor de la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima de 300 MW
2. Tal como se determinó en el Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR para los años 2024-2026, la COT entre Guatemala-El Salvador, Guatemala-Honduras y El Salvador-Honduras, puede alcanzar valores superiores a 300 MW, aun sin incorporar ampliaciones de transmisión específicas para superar la COIIM. Esto se debe a la interconexión de estos tres sistemas por medio de 5 enlaces (2 entre Guatemala – El Salvador, 1 entre Guatemala – Honduras y 2 entre El Salvador – Honduras), que permite alta capacidad de transporte aún bajo contingencia N-1.
3. En algunos escenarios se observan valores estimados de COT menor a 300 MW, lo cual se debe a que en el proceso para estimar dicha capacidad se ha agotado la generación disponible para despacho en el sistema exportador o la generación a reducir en el sistema importador, lo cual, no implica que la COT esté limitada por restricciones en la red de transmisión.

12. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL

El numeral 10.3.5.6 del Libro III del RMER establece los criterios para la evaluación económica de las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM.

El objetivo de la evaluación económica es determinar la conveniencia económica de ejecutar las ampliaciones de transmisión regional que se han identificado.

Lineamientos para la evaluación económica

- a) Determinar el Valor Presente Neto de las Ampliaciones de Transmisión Regional como la diferencia del Valor Presente Neto (VPN) del Beneficio Social con ampliaciones, menos el VPN del Beneficio Social sin ampliaciones, este cálculo deberá realizarse por país y por cada Ampliación de Transmisión Regional, según corresponda;
- b) Determinar el Beneficio Social Neto que se calculará como el Valor Presente Neto atribuible a la Ampliación de Transmisión Regional que se evalúa, menos el Valor Presente Neto de las inversiones y los costos de operación y mantenimiento de dicha ampliación;
- c) Determinar la Tasa Interna de Retorno la cual se estimará como el rendimiento de la inversión de una Ampliación de Transmisión Regional, variando la tasa a la que se descontarán los flujos de caja con el objetivo de encontrar un beneficio social neto igual a cero;

Criterios de decisión

Las Ampliaciones de Transmisión Regional seleccionadas, serán aquellas que cumplan con los siguientes criterios:

- i. Que el Valor Presente Neto sea mayor que cero;
- ii. Que el Beneficio Social Neto sea mayor que cero; y
- iii. Que la Tasa Interna de Retorno (TIR) sea mayor que la Tasa de Descuento regional vigente. En caso de que la TIR resulte indeterminada, el criterio de decisión se basará en los indicadores del Valor Presente Neto y Beneficio Social Neto.

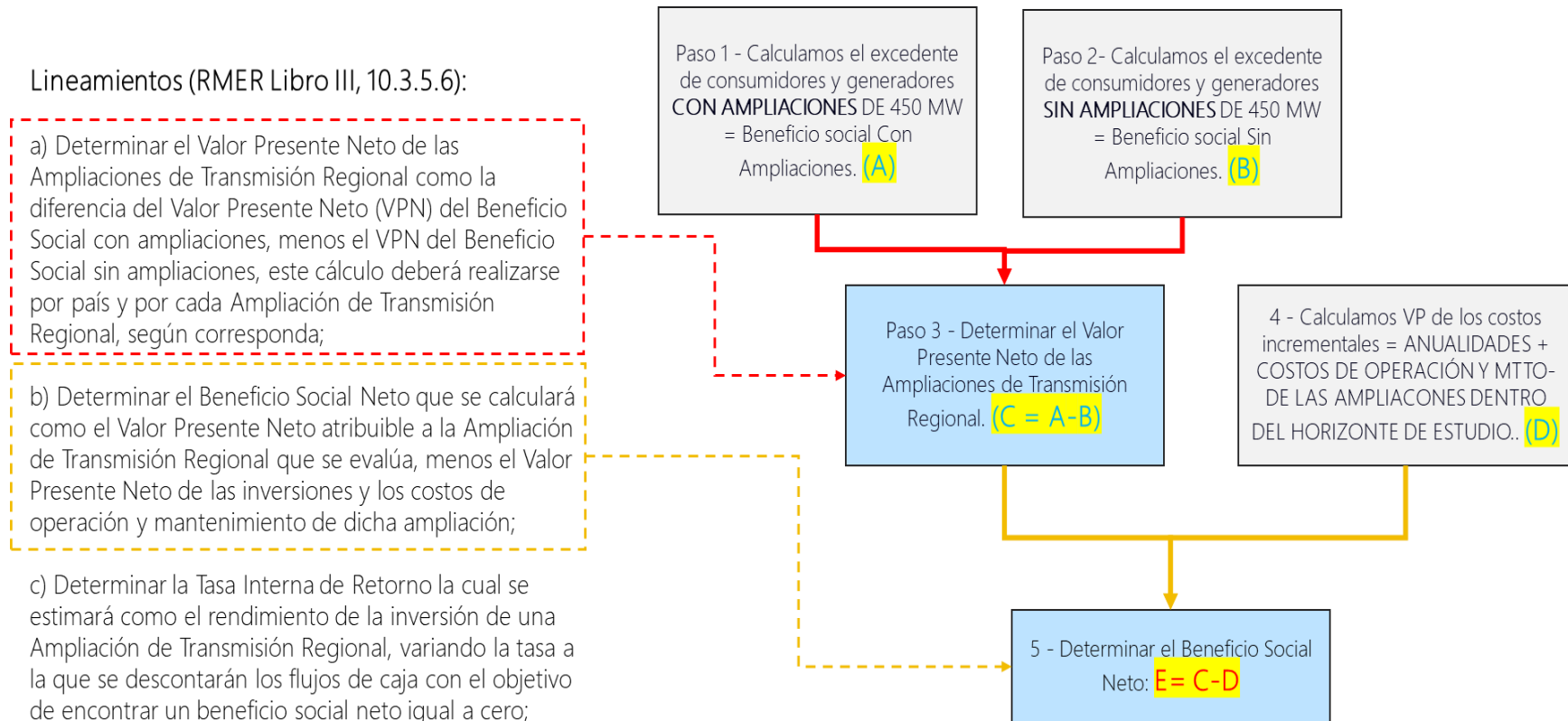
Premisas

- **La Tasa de Descuento regional:** 12.99% de conformidad con la Resolución CRIE-02-2023
- **Vida útil de las ampliaciones de transmisión:** 30 años.
- **Agrupamiento de las ampliaciones de transmisión:** De conformidad a lo establecido en el numeral 10.3.3.2 del libro III del RMER, las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM se han evaluado como un solo grupo de obras complementarias que tienen como objetivo dotar de una capacidad incremental a la RTR en un corredor que permita transportar flujos de potencia desde los países con mayor potencial de inyección al MER (de conformidad con su oferta de generación competitiva), hacia los países que se perfilan como compradores de energía en el MER, lo anterior de acuerdo con los resultados de la planificación de la generación regional. Este corredor se extendería desde el sistema de Panamá y Costa Rica, hacia Nicaragua y los países del bloque norte. Para alcanzar este objetivo técnico no puede desvincularse la decisión de ejecución de todas las ampliaciones componentes y por lo tanto- tienen interdependencia funcional y operativa. Es así como las ampliaciones requeridas en el sistema de Costa Rica como en el sistema de Nicaragua son necesarias para hacer viable el porteo sur-norte desde Panamá hasta el sistema de Honduras, desde donde puede distribuirse la energía hacia el triángulo norte poniendo a disposición una demanda acorde a una eventual oferta de inyección de 450 MW.
- **Definición del año de entrada en servicio:** Se ha definido en la evaluación el año 2028 como el año de puesta en operación de todas las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM, considerando un plazo que permita la gestión y ejecución de las ampliaciones para alcanzar y mantener la COIIM en Costa Rica, Nicaragua y Honduras, y un plazo adecuado para el proceso de aprobación, gestión y construcción de las ampliaciones de transmisión regional.

Procedimiento

En el siguiente diagrama se describe el procedimiento seguido a fin de realizar el cálculo de los indicadores de evaluación económica.

Ilustración 4. Procedimiento de cálculos para los indicadores de la evaluación económica



Resultados

Excedentes de los Consumidores

Tabla 66. Excedente de los consumidores – Sin Ampliaciones regionales [KUS\$]

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Costa Rica	Nicaragua	Panamá
2024	18,628,287	10,949,965	16,096,449	18,026,628	7,181,885	25,770,400
2025	19,133,191	11,261,546	16,220,691	18,430,961	7,494,370	26,808,300
2026	19,493,741	11,501,612	16,914,026	18,792,627	7,860,792	28,411,400
2027	20,091,801	11,873,201	17,907,870	19,050,019	8,210,145	29,971,700
2028	20,737,332	12,204,145	18,663,795	19,574,308	8,669,709	31,080,300
2029	21,352,860	12,443,635	19,233,766	19,808,827	9,053,427	31,669,700
2030	21,753,413	12,592,183	19,744,612	19,998,405	9,476,200	33,039,000
2031	22,160,375	12,694,953	20,296,348	20,328,224	9,927,600	34,500,700
2032	22,595,242	12,809,196	20,913,151	20,476,967	10,414,400	35,388,900
2033	22,967,331	12,853,106	21,583,963	20,623,206	10,879,400	36,857,300
2034	23,384,685	12,995,851	22,408,943	20,778,320	11,439,700	38,168,600
2035	23,929,827	13,168,353	23,282,716	21,018,413	12,053,700	39,322,800
2036	24,497,328	13,342,592	23,982,192	21,164,967	12,710,700	40,583,000
2037	25,085,028	13,515,698	24,648,076	21,243,905	13,363,900	41,806,500
2038	25,511,438	13,672,571	25,265,600	21,432,177	14,029,900	42,987,500
VPN	153,653,034	88,541,599	139,024,486	142,584,651	66,943,387	232,155,507

Tabla 67. Excedente de los consumidores – Con Ampliaciones regionales [KUS\$]

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Costa Rica	Nicaragua	Panamá
2024	18,627,848	10,949,854	16,096,334	18,026,025	7,181,748	25,769,900
2025	19,133,861	11,261,323	16,220,562	18,429,615	7,494,487	26,806,500
2026	19,493,956	11,501,613	16,914,010	18,792,166	7,860,903	28,411,400
2027	20,092,568	11,873,656	17,909,478	19,050,241	8,211,297	29,964,500
2028	20,881,456	12,295,343	18,801,327	19,515,699	8,756,047	30,811,700
2029	21,515,498	12,542,214	19,387,703	19,768,903	9,136,012	31,416,000
2030	21,952,612	12,713,432	19,911,421	20,049,622	9,575,860	32,792,500
2031	22,406,560	12,842,479	20,471,871	20,337,231	10,051,700	34,235,600
2032	22,882,452	12,980,016	21,075,408	20,548,455	10,562,500	35,122,300
2033	23,281,645	13,037,818	21,735,456	20,736,098	11,053,400	36,659,300
2034	23,651,142	13,153,066	22,534,376	20,919,432	11,608,100	37,961,600
2035	24,175,509	13,312,562	23,397,704	21,153,203	12,223,600	39,094,400
2036	24,682,020	13,453,939	24,090,118	21,317,467	12,865,000	40,303,500
2037	25,266,265	13,627,095	24,779,294	21,421,433	13,515,000	41,430,400
2038	25,719,111	13,798,143	25,437,739	21,597,370	14,176,400	42,538,500
VPN	154,503,835	89,053,129	139,609,571	142,796,148	67,443,459	231,105,049

Excedentes de los Generadores

Tabla 68. Excedente de los generadores – Sin Ampliaciones regionales [KUS\$]

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Costa Rica	Nicaragua	Panamá
2024	885,613	533,567	882,278	780,978	153,640	629,834
2025	996,291	652,970	1,234,142	735,470	186,264	517,217
2026	1,170,339	640,409	1,157,060	719,302	195,630	220,767
2027	1,150,281	605,561	1,022,687	860,715	304,270	246,246
2028	1,088,837	580,525	1,004,752	709,887	284,006	480,485
2029	1,120,033	601,117	1,072,796	838,291	306,191	597,856
2030	1,272,682	680,145	1,235,684	988,062	366,808	679,522
2031	1,472,236	799,380	1,432,094	1,035,797	446,209	761,242
2032	1,684,535	914,426	1,609,129	1,195,110	544,730	690,596
2033	2,009,092	1,070,168	1,863,349	1,411,684	674,910	858,548
2034	2,165,772	1,157,404	2,001,397	1,558,658	758,499	897,112
2035	2,290,314	1,229,181	2,110,269	1,613,071	833,564	961,148
2036	2,395,336	1,300,788	2,235,761	1,754,313	898,298	1,001,125
2037	2,567,247	1,407,009	2,417,028	1,909,850	994,161	1,032,885
2038	2,771,950	1,533,797	2,637,645	1,955,141	1,090,648	1,116,493
VPN	10,114,567	5,610,553	9,846,550	7,348,004	2,868,255	4,406,599

Tabla 69. Excedente de los generadores – Con Ampliaciones regionales [KUS\$]

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Costa Rica	Nicaragua	Panamá
2024	886,290	533,770	882,324	781,641	153,772	629,659
2025	995,666	653,107	1,234,330	737,168	186,197	518,716
2026	1,170,182	640,360	1,156,747	719,583	195,602	220,746
2027	1,149,273	605,323	1,021,242	860,896	302,782	254,654
2028	944,980	496,081	851,595	812,161	202,110	784,677
2029	965,294	509,680	900,992	904,136	219,872	878,615
2030	1,080,245	568,619	1,040,637	968,343	260,313	965,759
2031	1,233,052	660,679	1,207,404	1,059,191	317,598	1,065,180
2032	1,403,574	757,152	1,367,940	1,139,817	396,350	1,001,778
2033	1,696,417	901,770	1,610,482	1,315,748	509,481	1,095,621
2034	1,904,380	1,014,934	1,790,141	1,437,524	607,287	1,153,282
2035	2,050,939	1,095,988	1,915,711	1,498,387	685,702	1,242,351
2036	2,217,321	1,195,809	2,074,965	1,613,402	766,228	1,346,979
2037	2,391,122	1,296,775	2,233,757	1,750,287	854,337	1,486,272
2038	2,568,741	1,394,924	2,410,787	1,824,945	936,149	1,641,147
VPN	9,284,035	5,132,658	9,065,231	7,242,363	2,383,109	5,631,966

Beneficio neto de los Consumidores

Tabla 70. Beneficio Neto de los consumidores [KUS\$]

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Costa Rica	Nicaragua	Panamá
2024	-439	-111	-114	-603	-137	-500
2025	669	-223	-129	-1,345	118	-1,800
2026	215	1	-15	-460	112	0
2027	767	455	1,607	221	1,152	-7,200
2028	144,124	91,198	137,532	-58,609	86,338	-268,600
2029	162,639	98,578	153,937	-39,924	82,584	-253,700
2030	199,199	121,249	166,809	51,217	99,660	-246,500
2031	246,185	147,526	175,523	9,007	124,100	-265,100
2032	287,209	170,821	162,257	71,488	148,100	-266,600
2033	314,314	184,712	151,493	112,892	174,000	-198,000
2034	266,458	157,216	125,433	141,112	168,400	-207,000
2035	245,682	144,209	114,988	134,790	169,900	-228,400
2036	184,693	111,347	107,926	152,500	154,300	-279,500
2037	181,237	111,397	131,218	177,527	151,100	-376,100
2038	207,673	125,572	172,139	165,192	146,500	-449,000
VPN	850,800	511,530	585,086	211,496	500,072	-1,050,458

Beneficio neto de los Generadores

Tabla 71. Beneficio Neto de los generadores [KUS\$]

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Costa Rica	Nicaragua	Panamá
2024	677	203	46	663	131	-175
2025	-625	137	188	1,698	-67	1,500
2026	-156	-49	-313	281	-28	-22
2027	-1,008	-238	-1,445	181	-1,488	8,408
2028	-143,858	-84,444	-153,157	102,274	-81,896	304,192
2029	-154,740	-91,437	-171,804	65,845	-86,319	280,759
2030	-192,437	-111,526	-195,047	-19,719	-106,495	286,237
2031	-239,184	-138,701	-224,690	23,394	-128,611	303,938
2032	-280,961	-157,274	-241,189	-55,293	-148,380	311,182
2033	-312,675	-168,398	-252,867	-95,936	-165,429	237,073
2034	-261,392	-142,470	-211,256	-121,134	-151,212	256,170
2035	-239,375	-133,193	-194,558	-114,684	-147,862	281,203
2036	-178,015	-104,979	-160,796	-140,911	-132,070	345,854
2037	-176,125	-110,234	-183,271	-159,563	-139,824	453,387
2038	-203,209	-138,873	-226,858	-130,196	-154,499	524,654
VPN	-830,532	-477,895	-781,319	-105,641	-485,146	1,225,367

Valor Presente de los Costos Incrementales

Los Costos Incrementales corresponde a las anualidades de la inversión + CO&M de las ampliaciones de transmisión, a partir del año definido de puesta en servicio de las ampliaciones de transmisión, hasta el final del horizonte de estudio, de la planificación regional (hasta el año 2038).

De acuerdo con las premisas se ha considerado que todas las ampliaciones entran en operación en el año 2028, exceptuado la repotenciación de la línea Ticuatepe - Santo Domingo de 150 MVA a 220 MVA, que es requerida a partir del año 2032. En la siguiente tabla se resume la información de las anualidades de la inversión + CO&M de las ampliaciones de transmisión regional.

Tabla 72. Valor presente de los costos incrementales de las ampliaciones de transmisión regionales

No.	Sistema	Ampliación	Costo (MUS\$)	Año de entrada	Anualidad	VP
1	Honduras	Construcción de nueva línea 230 kV Agua Caliente-Frontera SE Sandino - 374 MVA - Uso 2do Ckt SIEPAC.	9.93	2028	1.21	4.76
2	Nicaragua	Construcción de nueva línea 230 kV SE Sandino-Frontera de 374 MVA. - Uso 2do Ckt SIEPAC.	15.66	2028	1.90	7.51
3	Nicaragua	Construcción de nueva línea 230 kV SE La Virgen - Frontera de 371 MVA. - Uso 2do Ckt SIEPAC.	6.92	2028	0.84	3.32
4	Nicaragua	Repotenciar la línea 138 kV SE Ticuatepe - Santo Domingo de 150 MVA a 220 MVA.	0.71	2032	0.09	0.16
5	Costa Rica	Construcción de nueva línea 230 kV Frontera - SE Fortuna de 371 MVA - Uso 2do Ckt SIEPAC.	12.83	2028	1.56	6.15
6	Costa Rica	Repotenciación de línea 230 kV SE Rio Claro - Frontera Progreso de 300 MVA a 440 MVA	3.43	2028	0.42	1.65
7	Costa Rica	Construcción de nueva línea 230 kV Rio Macho - Tejar de 345 MVA	8.20	2028	0.996	3.93

Honduras - VP Inversión + CO&M: **4.76 MUS\$**

Nicaragua - VP Inversión + CO&M: **10.99 MUS\$**

Costa Rica - VP Inversión + CO&M: **11.72 MUS\$**

- a) **Determinar del Valor Presente Neto de las Ampliaciones de Transmisión Regional**
(Diferencia del Valor Presente Neto (VPN) del Beneficio Social con ampliaciones, menos el VPN del Beneficio Social sin ampliaciones) – **VPN-BS**

Tabla 73. Cálculo del VPN-BS [MUS\$]

Sistema	Excedente neto de los consumidores (i)	Excedente neto de los generadores (ii)	VPN del Beneficio Social de las Ampliaciones VPN-BS = (i) + (ii)
Guatemala	850.8	-830.5	20.27
El Salvador	511.5	-477.9	33.64
Honduras	585.1	-781.3	-196.23
Nicaragua	500.1	-485.1	14.93
Costa Rica	211.5	-105.6	105.86
Panamá	-1,050.5	1,225.4	174.91
Suma	1,608.5	-1,455.2	153.36

- b) **Determinar el Beneficio Social Neto (BSN)** que se calculará como el Valor Presente Neto atribuible a la Ampliación de Transmisión Regional (**VPN-BS**) menos el Valor Presente Neto de las inversiones y los costos de operación y mantenimiento de dicha ampliación.

Tabla 74. Cálculo del Beneficio Social Neto [MUS\$]

Sistema	VPN-BS (A)	VP de anualidades Inversión + CO&M de las ampliaciones x país (B)	Beneficio Social Neto (BSN) por país (C = A – B)
Guatemala	20.27	0.00	20.27
El Salvador	33.64	0.00	33.64
Honduras	-196.23	4.76	-200.99
Nicaragua	14.93	10.99	3.94
Costa Rica	105.86	11.72	94.13
Panamá	174.91	0.00	174.91
Suma VPN	153.36	Total BSN	125.89

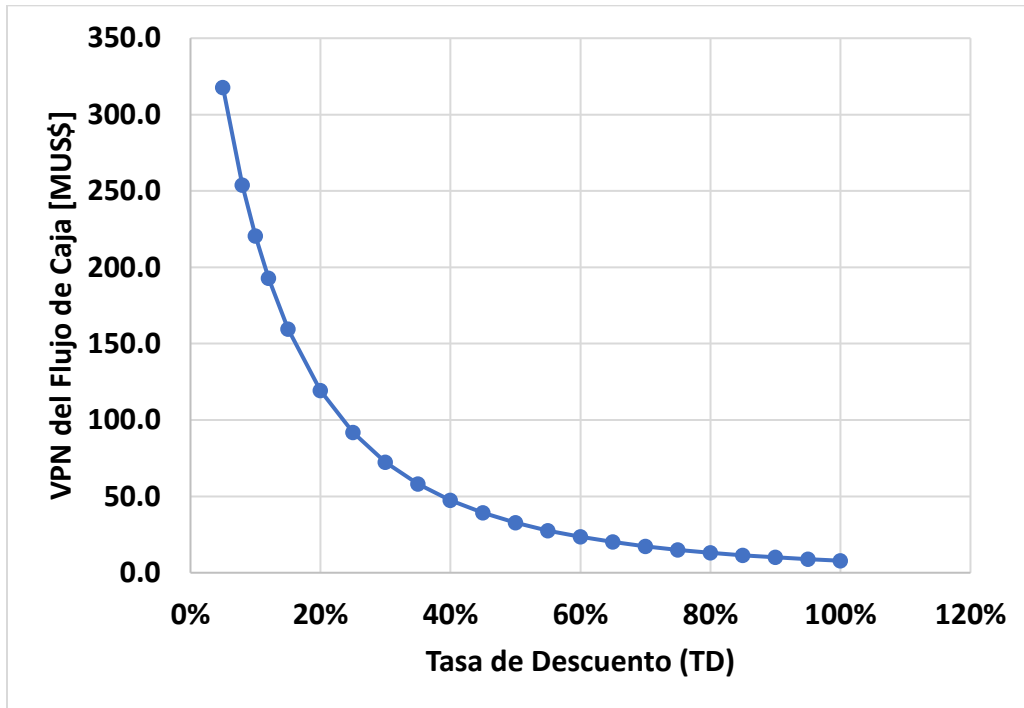
- c) **Determinar la Tasa Interna de Retorno (TIR)** la cual se estimará como el rendimiento de la inversión de una Ampliación de Transmisión Regional, variando la tasa a la que se descontarán los flujos de caja con el objetivo de encontrar un beneficio social neto igual a cero.

En las siguientes tablas se muestra el “flujo de caja” de las ampliaciones de transmisión regional, dada por los beneficios sociales y las anualidades de la inversión y los Costos de Operación y Mantenimiento (I+CO&M) de las ampliaciones de transmisión

Tabla 75. Flujo de Caja de las ampliaciones de transmisión regional

				TD	VPN Flujo de caja [MUS\$]
				5%	317.7
				8.00%	253.8
Año	BS	Anualidad (I + CO&M)	BS Neto	10%	220.5
2024	-0.360	0	-0.36	12%	192.8
2025	0.119	0	0.12	15%	159.5
2026	-0.434	0	-0.43	20%	119.3
2027	1.414	0	1.41	25%	91.9
2028	75.096	6.924	82.02	30%	72.4
2029	46.419	6.924	53.34	35%	58.1
2030	52.647	6.924	59.57	40%	47.4
2031	33.388	6.924	40.31	45%	39.2
2032	1.360	7.010	8.37	50%	32.7
2033	-18.822	7.010	-11.81	55%	27.6
2034	20.325	7.010	27.34	60%	23.5
2035	32.700	7.010	39.71	65%	20.1
2036	60.348	7.010	67.36	70%	17.4
2037	60.750	7.010	67.76	75%	15.1
2038	39.096	7.010	46.11	80%	13.1
				85%	11.5
				90%	10.1
				95%	8.9
				100%	7.9

Gráfica 12. Comportamiento del VPN del flujo neto de caja ante la variación de la Tasa de Descuento (TD)



Conclusión del análisis sobre la TIR

Del análisis realizado se concluyó que la Tasa Interna de Retorno resultó Indeterminada, es decir, para el flujo de caja de las ampliaciones de transmisión no existe un valor de Tasa de Descuento (TD) que haga el Valor Presente del Flujo de Caja Neto = 0.

Conclusiones de la evaluación económica

De la evaluación económica de las ampliaciones de transmisión se concluye que cumplen los criterios de evaluación definidos en el RMER por cuanto:

- a) **Valor Presente Neto de las Ampliaciones (VPN-BS)** = MUS\$ 153.36 > 0
- b) **Beneficio Social Neto (BSN)** = MUS\$ 125.89 > 0
- c) **Tasa Interna de Retorno (TIR)** = Indefinida, por lo tanto, solamente se considera el cumplimiento de los criterios a) y b).

13. CLASIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL

Se determinó la clasificación de las ampliaciones de transmisión regional atendiendo los criterios establecidos en el numeral 10.3.5.7 del Libro III del RMER

Para clasificar las Ampliaciones de Transmisión Regional se determinó la concentración por país del Valor Presente Neto, para los países que resultaron con Beneficio Social Neto positivo. La concentración del beneficio de cada país se calculó como el cociente que resulta de dividir el Beneficio Social Neto del país correspondiente, entre la suma de los Beneficios Sociales Netos de los países con Beneficio Social Neto positivo. En la siguiente tabla se muestra el cálculo de la concentración del Beneficio Social Neto (BSN).

Tabla 76. Cálculo de la concentración del Beneficio Social Neto por país

Sistema	Beneficio Social Neto (BSN) por país	Concentración de BSN [%]
Guatemala	20.27	6.20%
El Salvador	33.64	10.29%
Honduras	-200.99	0.00%
Nicaragua	3.94	1.20%
Costa Rica	94.13	28.80%
Panamá	174.91	53.51%
Suma VPN	125.89	
SUMA BSN+	326.88	

Conclusión de la clasificación de las ampliaciones de transmisión

- De conformidad con los criterios establecidos en el RMER, considerando que ninguno de los países del MER concentra 80% o más de los beneficios, se concluye que las ampliaciones de transmisión regional clasifican como **Ampliaciones Regionales Planificadas**
- La ampliación de transmisión consistente en "Repotenciar la línea 138 kV SE Ticuantepe - Santo Domingo de 150 MVA a 220 MVA", quedará fuera de la recomendación de ampliaciones a ejecutar debido a su requerimiento (en el año 2032) queda fuera de los 5 primeros años del horizonte de estudio.

14. INCREMENTO ESTIMADO DEL CARGO DE TRANSMISIÓN POR LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL

Se ha estimado el incremento del cargo anual para el pago de las ampliaciones de transmisión regional, como la anualidad de la inversión de cada ampliación más el costo estimado de Operación y Mantenimiento, calculado como un 3% de la anualidad.

En la siguiente tabla se presenta el cálculo de las anualidades de cada ampliación de transmisión regional, siendo el incremento estimado del cargo la suma de las anualidades de todas las ampliaciones de transmisión regional.

Tabla 77. Cálculo del incremento del cargo de transmisión para cada una de las ampliaciones de transmisión regional [MUS\$]

No.	Sistema	Descripción de la ampliación	2028
1	Honduras	Construcción de nueva línea 230 kV Agua Caliente-Frontera SE Sandino - 374 MVA - Uso 2do Ckt SIEPAC.	1.207
2	Nicaragua	Construcción de nueva línea 230 kV SE Sandino-Frontera de 374 MVA. - Uso 2do Ckt SIEPAC.	1.904
3	Nicaragua	Construcción de nueva línea 230 kV SE La Virgen - Frontera de 371 MVA. - Uso 2do Ckt SIEPAC.	0.841
4	Costa Rica	Construcción de nueva línea 230 kV Frontera - SE Fortuna de 371 MVA - Uso 2do Ckt SIEPAC.	1.559
5	Costa Rica	Repotenciación de línea 230 kV SE Rio Claro - Frontera Progreso de 300 MVA a 440 MVA	0.417
6	Costa Rica	Construcción de nueva línea 230 kV Rio Macho - Tejar de 345 MVA	0.996
Incremento del cargo anual [MUS\$]			6.924

Se aclara que la obra identificada de repotenciar la línea 138 kV Ticuantepe – Santo Domingo no se incluye en el grupo de ampliaciones de transmisión regional debido a que es requerida hasta el año 2032, fuera de los 5 primeros años del horizonte de la planificación regional.

15. ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL

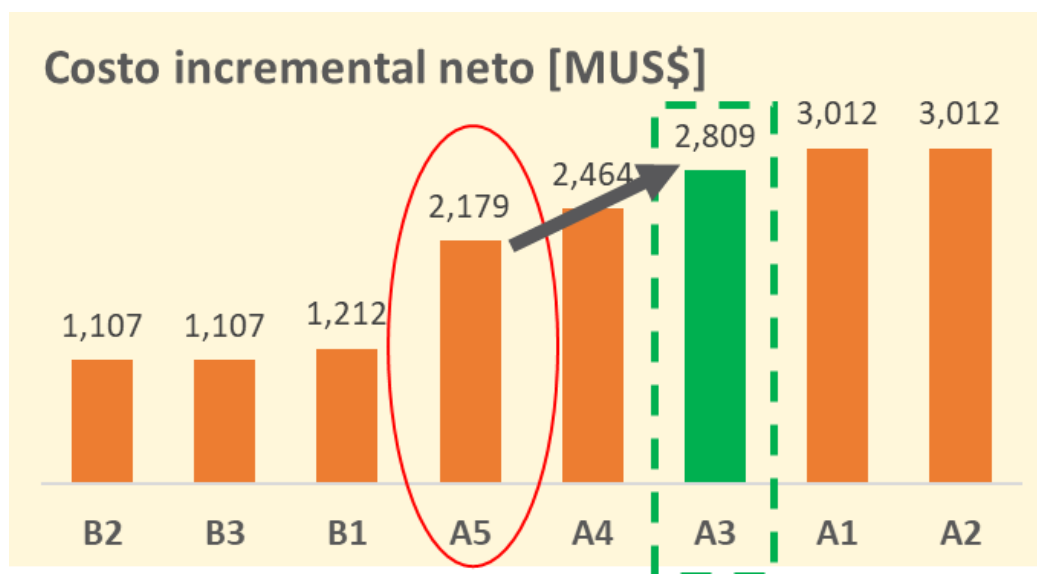
La planificación de la transmisión regional para el horizonte de los años 2024-2033 se realizó utilizando como base en el escenario de expansión de la generación identificado como Escenario A5, el cual considera en sus características que la interconexión eléctrica Colombia – Panamá se encuentra operativa a partir del año 2026.

El EOR ha considerado revisar los resultados obtenidos en la planificación de la transmisión regional suponiendo el efecto de no contar con interconexión Colombia - Panamá sobre. Esta condición sería la correspondiente al escenario de expansión de la generación identificado como A3.

A continuación, se presenta una comparación del escenario A3 respecto al escenario de expansión de la generación identificado como A5 que fue nuestro escenario de referencia para la planificación de la transmisión regional.

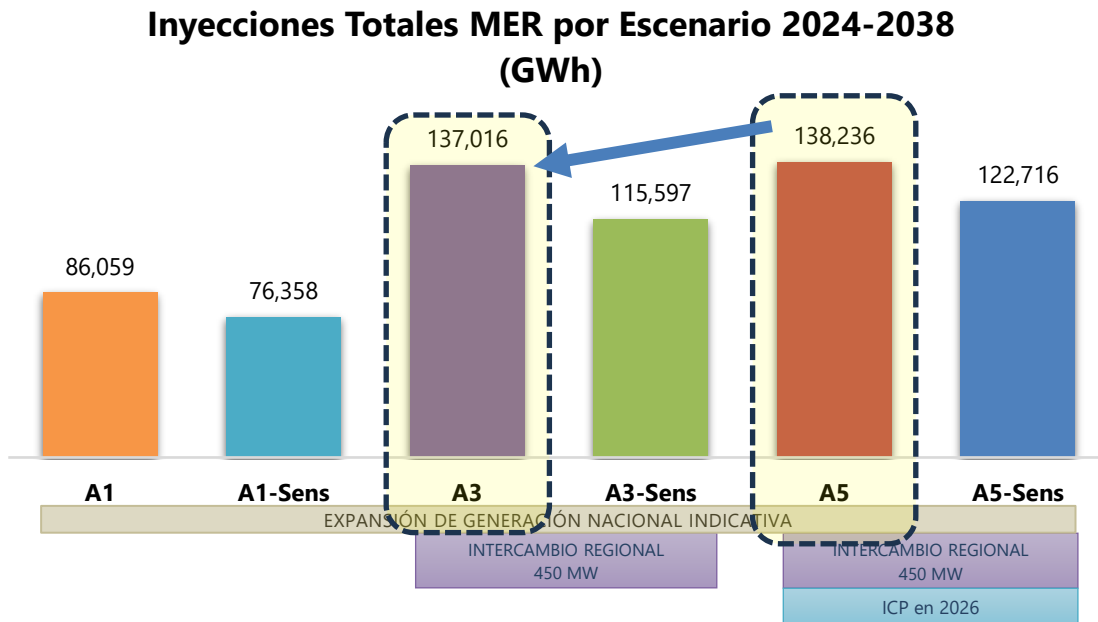
4. El Escenario A3 es el de mayor costo incremental neto entre los escenarios de autosuficiencia.

Gráfica 13. Costo Incremental de los escenarios de expansión de la generación



5. El Escenario A3 es el segundo Escenario con mayor volumen de intercambios en el MER, después del escenario A5.

Gráfica 14. Inyecciones totales MER por escenario de expansión de generación



6. En el escenario de expansión de la generación A3, el comportamiento de los flujos de potencia por las interconexiones es similar al del escenario A5, esto es:
- Las interconexiones Honduras-Nicaragua, Nicaragua-Costa Rica y Costa Rica-Panamá en el Escenario A3 resultan con alta probabilidad de intercambios que excedan 300 MW.
 - Las probabilidades acumuladas de que los flujos excedan 300 MW en sentido sur-norte en esas interconexiones, son similares a los valores del escenario A5 que considera la interconexión Colombia-Panamá.

Análisis realizado

- Los análisis se enfocaron en el sistema de Panamá.
- Considerando fuera de servicio la interconexión Colombia- Panamá, se procedió a redespachar la generación del sistema de Panamá.
- Se realizaron análisis con transferencias de 300 MW y con exportación del sistema de Panamá de hasta 450 MW.
- Se realizaron los análisis eléctricos en estado estable en condición N y N-1,

Análisis con transferencias de 300 MW

Violaciones a los CCSD Con Transferencias de 300 MW

Tabla 78. Análisis de sensibilidad SIN ICP – Máximas sobrecargas en el sistema de Panamá con transferencias de 300 MW.

No.	Elemento	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	CHA230/CHG230-0B	307	108	109	110	110	114	115	112	109
2	ESP230/CHG230-0B	307	107	108	108	108	112	113	110	108
3	FOR230/CHG230-0A	307		108	107	106				
4	FOR230/GUA230-18	279		107	106	103				
5	GUA230/PM230-29-29	279		101	101					
6	PAN230/TRAFO1-T1-T2	350							103	106
7	PAN230/TRAFO3-T3	350							102	105
8	PANII230/TRAFO1-T1-T2-T3	175				101	113	120	121	132
9	POR230/BCA230-8B	193		103	103	103	103	103	104	104
10	PRO230/BAI230-27	193	103	135	135	135	136	135	137	136
11	PRO230/BCA230-8A	193		135	135	135	136	135	137	136
12	PRO230/POR230-8A	193	103							
13	SBA230/TRAFO1-T1-T2	150		101	100					

Observaciones:

- Con transferencias de 300 MW se presentan sobrecarga en las líneas de 230 kV:
 - a) Changuinola – Chiriquí Grande, hasta 115% de sobrecarga.
 - b) Esperanza-Chiriquí Grande, con sobrecarga máxima de 110%.
 - c) Fortuna – Chiriquí Grande con sobrecarga máxima de 108%
 - d) Fortuna-Guasquita, con sobrecarga máxima de 107%.
- Considerando el RATE C no se reportarían sobrecargas en el sistema de 230 kV.
- No se presentan violaciones de voltajes a causa de las transferencias.
- Elementos en 115 kV presentan sobrecarga recurrente sin embargo su condición no está relacionada a las transferencias en el MER ya que presentan la misma condición sin transferencias.

A fin de evitar las sobrecargas de los elementos de 230 kV se evaluó la eficacia de las siguientes ampliaciones de transmisión, a las cuales se les estimó su costo.

Tabla 79. Análisis de sensibilidad SIN ICP – Ampliaciones de transmisión para alcanzar y mantener la COIIM en Panamá

No.	Descripción	Cap. Nom. (MVA)	Long [km]	Año	Costo Total Estimado [MUS\$]	Comentario 1	Comentario 2
1	Repotenciación de la línea 230 kV Esperanza-Chiriquí Grande de 307 MVA a 440 MVA.	440	59.85	2026	5.55	Cambiar a conductor 795 kcmil Condor/ACSS/TW	1518 kg/km, 552 MVA@150°C.@230KV
2	Repotenciación de la línea 230 kV Changuinola-Chiriquí Grande de 307 MVA a 440 MVA.	440	65.06	2026	6.03	Cambiar a conductor 795 kcmil Condor/ACSS/TW	1518 kg/km, 552 MVA@150°C.@230KV
3	Repotenciación de la línea 230 kV Fortuna-Chiriquí Grande de 307 MVA a 440 MVA.	440	37.65	2027	3.49	Cambiar a conductor 795 kcmil Condor/ACSS/TW	1519 kg/km, 552 MVA@150°C.@230KV
4	Repotenciación de la línea 230 kV Fortuna - Guasquita de 279 MVA a 370 MVA.	370	16.41	2027	1.52	Cambiar a conductor 477 kcmil Flicker/ACSS/TW	911 kg/km, 397.57 MVA@150°C.@230KV
				MUS\$	16.60		

Análisis con exportación de 450 MW de Panamá

Considerando las ampliaciones de transmisión propuestas para viabilizar las transferencias de 300 MW en el sistema de Panamá, no se reportan nuevas sobrecargas considerando una exportación de 450 MW.

Conclusiones del análisis de sensibilidad

El EOR ha realizado un análisis de sensibilidad de la planificación de la transmisión regional de largo plazo, sin considerar el Proyecto de interconexión Colombia - Panamá (ICP), de lo cual se determinó lo siguiente:

- Para el sistema de Panamá se da el requerimiento de repotenciar 4 líneas de transmisión de 230 kV necesarias para alcanzar y mantener la COIIM.
- No se establecen requerimientos adicionales de ampliaciones de transmisión para superar la COIIM, considerando transferencias por exportación de 450 MW al sistema de Panamá.

16. CONCLUSIONES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL

1. La planificación de la transmisión regional de largo plazo para el horizonte correspondiente a los años 2024-2033, se ha realizado con base en los procedimientos, lineamientos y criterios establecidos en el Capítulo 10 del Libro III del RMER, considerando el escenario de expansión de la generación de autosuficiencia identificado como A5, el cual considera la expansión de generación de corto, mediano y largo plazo conforme a los planes de expansión nacionales y además considera la interconexión Colombia-Panamá (ICP) en servicio a partir del año 2026.
2. Las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM de 300 MW en el mediano y largo plazo, totalizan en 29 intervenciones en la red de transmisión que, en su mayoría han sido propuestas por las entidades planificadoras nacionales ya que consideran incorporarlas en sus planes de expansión. El costo total estimado de estas ampliaciones de transmisión es de MUS\$198.0.
3. Las ampliaciones de transmisión regional requeridas para superar la COIIM, clasifican como “Ampliaciones regionales planificadas”. Estas ampliaciones de conformidad a lo establecido en el numeral 10.3.5.7 del Libro III del RMER son las que deben entrar en servicio a más tardar en el año 2028, y consisten en 6 ampliaciones con un costo total estimado de MUS\$56.97. Con estas ampliaciones podrá alcanzarse una capacidad operativa de al menos 450 MW entre los pares de países Panamá-Costa Rica, Costa Rica-Nicaragua y Nicaragua – Honduras.
4. Se propone el aprovechamiento de la infraestructura de la prevista del segundo circuito de la línea SIEPAC para la construcción de nuevos enlaces de interconexión entre Nicaragua-Costa Rica (SE La Virgen-SE Fortuna) y Honduras-Nicaragua (SE Agua Caliente-SE Sandino), y hacer viable una capacidad operativa superior a la COIIM de al menos 450 MW entre estos sistemas.

5. El incremento estimado en el cargo de transmisión por el conjunto de ampliaciones de transmisión regional planificadas se estima en MUS\$6.92 anual, a partir del año 2028.
6. El proceso de análisis técnico para determinar las ampliaciones de transmisión en para alcanzar y mantener la COIIM de 300 MW, así como superar la COIIM, considera que entrarán en servicio las obras de transmisión aprobadas en los planes de expansión nacionales, y que fueron confirmadas al EOR por las entidades nacionales encargadas de la planificación de la transmisión durante el proceso de conformación de la base de datos regional con la cual han realizado los estudios de la Planificación de la transmisión regional de largo plazo.

Lista de Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM y sus costos estimados

Tabla 80. Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM

No.	Descripción	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]	EXP N-S	EXP S-N	IMP N-S	IMP S-N	POR N-S	POR S-N
1	Construcción de nueva línea 230 kV Aguacapa-Pacífico - 492 MVA	492	21.62	2028	9.837				✓		
2	Construcción de nueva SE Melonar - 230 Kv (Seccionamiento de línea Moyuta-Ahuachapán y conexión a SE La Vega)	--	--	2030	7.018				✓		
3	Construcción de nueva línea 115 kV 15 Septiembre-Berlín 130 MVA	130	15.54	2026	5.415	✓	✓				
4	Repotenciación de línea 115 kV Berlín-San Miguel de 130 MVA a 220 MVA	220	40.10	2026	3.669					✓	✓
5	Repotenciación de línea 115 kV San Miguel- Chinameca de 130 MVA a 220 MVA.	220	23.50	2026	2.150					✓	✓
6	Nuevo transformador 230/115/23 en S/E Nejapa-156.3MVA	156.3	--	2026	5.076			✓	✓		
7	Ajuste de capacidad de las líneas 230 kV Energía del Pacífico - Ahuachapán de 265.2 MVA a 300 MVA	300	45.67	2030	0.000	✓	✓				
8	Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Santo Tomás-115kV	10	--	2032	1.856			✓	✓	✓	✓
9	Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Volcán-115kV	10	--	2032	1.856			✓	✓	✓	✓
10	Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Ateo-115kV	10	--	2032	1.856			✓		✓	
11	Nuevo Banco de Capacitores-10 MVAR en SE Tamalnique-115kV	10	--	2032	1.856			✓	✓	✓	
12	Nuevo Banco de Capacitores 30 MVAR en SE San Antonio Abad-115kV	30	--	2032	2.150			✓	✓	✓	✓
13	instalación de compensación serie en líneas Agua Prieta -San Pedro Sula Sur - 138 kV	--	0.00	2025	5.580	✓	✓			✓	✓
14	Nuevo Banco de Capacitores-S/E Zamorano-69 kV-30MVAR	30	--	2025	2.150	✓	✓	✓	✓	✓	✓
15	Nuevo Banco de Capacitores-S/E Miraflores-138 kV-40MVAR	40	--	2025	2.297	✓	✓	✓	✓	✓	✓
16	Nuevo Banco de Capacitores-S/E Cañada-138 kV-40MVAR	40	--	2025	2.297	✓	✓	✓	✓	✓	✓
17	Nuevo Banco de Capacitores-S/E Amarateca-138 kV-40MVAR	40	--	2025	2.297			✓	✓		
18	Repotenciación de línea 230 kV Prado-Frontera-de 317MVA a 414 MVA	414	23.30	2027	2.337	✓				✓	
19	Nueva SE El Taladro 230/138 kV (Seccionamiento de línea 230 kV Amarateca-T43 + Seccionamiento	--	--	2028	20.780			✓	✓	✓	✓

Informe de la Planificación de la transmisión regional de largo plazo 2024-2033



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

No.	Descripción	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]	EXP N-S	EXP S-N	IMP N-S	IMP S-N	POR N-S	POR S-N
	de línea 138 kV Comayagua- Piedras Azules + 1 Trafo 150 MVA)										
20	Construcción de nueva línea 230 kV Coyoles Central - San Isidro de 317 MVA + Trafo 230/138 150MVA SE San Isidro.	317	44.20	2028	30.830	✓	✓	✓	✓	✓	✓
21	Repotenciación de la línea 230 kV San Buenaventura - Amarateca- Torre 43 de 374 MVA a 440 MVA.	440	12.49	2029	1.158	✓	✓			✓	
22	Repotenciación de la línea 230 kV Taladro - Amarateca-Torre 43 de 374 MVA a 440 MVA.	440	82.74	2029	7.674	✓	✓			✓	
23	Repotenciación de la línea 230 kV Taladro - Amarateca de 374 MVA a 440 MVA.	440	51.35	2029	4.763	✓	✓			✓	
24	Repotenciar la línea 138 kV SE Catarina - Masaya de 100 MVA a 200 MVA.	200	10.34	2032	0.788				✓		✓
25	Ajuste de capacidad de la línea 230 kV Moín - Cahuita de 259 MVA a 336 MVA	336	43.06	2025	0.000	✓	✓			✓	
26	Construcción de nueva subestación 230 kV San Rafael (Secciona las dos líneas Lindora-Tarbaca y enlaza con SE Garabito) - Refuerzo Norte- Centro	---	---	2027	14.468	✓		✓		✓	
27	Construcción de nueva línea Doble circuito 230 kV SE Garabito-San Rafael de 600 MVA - Refuerzo Norte-Centro	600 X 2	70.00	2027	28.141	✓		✓		✓	
28	Construcción de nueva línea Doble circuito 230 kV SE Mogote - Cañas de 600 MVA - Refuerzo Zona Norte	600 X 2	47.00	2027	20.479	✓		✓		✓	
29	Repotenciación de la línea 230 kV SE Cañas - Garabito de 465 MVA a 600 MVA. - Refuerzo Zona Norte	600	60.10	2027	9.222	✓		✓		✓	

Ampliaciones de Transmisión regional para superar la COIIM y sus costos estimados

El EOR con base en las metodologías, procedimientos, y criterios establecidos en el Capítulo 10 del Libro III del RMER ha determinado las ampliaciones de transmisión regional que permitirán alcanzar una capacidad operativa mayor a la COIIM vigente establecida por la CRIE en la Resolución CRIE-20-2014. Con estas ampliaciones podrá alcanzarse una capacidad operativa en sentido sur-norte de al menos 450 MW entre los sistemas de Panamá-Costa Rica, Costa Rica-Nicaragua y Nicaragua-Honduras. Estas ampliaciones de transmisión regional cumplen el criterio establecido en el RMER para clasificarse como ampliaciones regionales planificadas.

Tabla 81. Ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM

No.	Descripción	kV	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]
1	Construcción de nueva línea 230 kV Agua Caliente-Frontera SE Sandino - 374 MVA - Uso 2do Ckt SIEPAC.	230	374	61.00	2028	9.928
2	Construcción de nueva línea 230 kV SE Sandino-Frontera de 374 MVA. - Uso 2do Ckt SIEPAC.	230	374	117.50	2027	15.663
3	Construcción de nueva línea 230 kV SE La Virgen - Frontera de 371 MVA. - Uso 2do Ckt SIEPAC.	230	371	32.00	2027	6.923
4	Construcción de nueva línea 230 kV Frontera - SE Fortuna de 371 MVA - Uso 2do Ckt SIEPAC.	230	371	91.30	2027	12.83
5	Repotenciación de línea 230 kV SE Rio Claro - Frontera Progreso de 300 MVA a 440 MVA	230	440	37.02	2027	3.434
6	Construcción de nueva línea 230 kV Rio Macho - Tejar de 345 MVA	230	345	15.10	2027	8.20

17. ANEXO I

Expansión de los sistemas de transmisión nacionales programadas conforme a los planes de expansión nacionales.

Tabla 82. Guatemala - Ampliaciones de transmisión con fecha de entrada programada conforme a los planes de expansión nacional

No.	Fecha	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Nota
1	1/1/2023	Las Cruces - San Gabriel 230A	230	255	Incorporación SE San Gabriel
2	1/1/2024	Las Cruces - Guatemala Oeste 230A	230	424	Incorporación SE Guatemala Oeste
2	1/1/2024	Las Cruces - Guatemala Oeste 230B	230	424	Incorporación SE Guatemala Oeste
3	1/1/2024	Las Cruces - Palestina 230A	230	438.2	Incorporación
4	1/1/2024	Las Cruces - Palestina 230B	230	438.2	Incorporación
5	1/1/2024	Morales - Interfaz Río Dulce 230	230	491.6	Incorporación línea TRECSA
6	1/1/2024	Huehuetenango - San Marcos 230B	230	558.5	Incorporación
7	1/1/2025	Las Cruces - Solola 230A	230	438.2	Incorporación por entrada SE San Juan Comalapa
8	1/1/2025	Guatemala Oeste - Incienso 230A	230	424	Incorporación
9	1/1/2025	Izabal - Modesto Méndez 230	230	438.2	Incorporación SE Modesto Méndez TRECSA
10	1/1/2025	Covadonga - Chiantla 230A	230	438.2	Incorporación
11	1/1/2025	Covadonga - Uspantan 230B	230	438.2	Incorporación PET 2018-2032
12	1/1/2026	Los Brillantes - La Esperanza 230A	230	424	Retiro por incorporación SE Santa María
13	1/1/2026	Los Brillantes - Solola 230A	230	438.2	Incorporación
14	1/1/2026	Los Brillantes - Santa María 230A	230	424	Incorporación SE Santa María
15	1/1/2026	La Esperanza - Santa María 230A	230	424	Incorporación SE Santa María
16	1/1/2026	Chixoy - San Agustín 230B	230	438.2	Incorporación segundo circuito
17	1/1/2027	Las Cruces - San Juan Comalapa 230A	230	438.2	Incorporación SE San Juan Comalapa
18	1/1/2027	Solola - San Juan Comalapa 230A	230	438.2	Incorporación SE San Juan Comalapa
19	1/1/2027	Morales - Atlántico 230	230	438.2	Incorporación
20	1/1/2027	Las Cruces - Solola 230A	230	438.2	Retiro por entrada SE San Juan Comalapa
21	1/1/2028	Covadonga - Uspantan 230A	230	438.2	Retiro por incorporación SE Chajul
22	1/1/2028	Covadonga - Chajul 230A	230	438	Incorporación SE Chajul TRECSA
23	1/1/2028	Uspantan - Chajul 230A	230	438	Incorporación SE Chajul TRECSA
24	1/1/2030	Tactic - Peten 230A	230	374	Incorporación SE Petén Itzá

Tabla 83. El Salvador - Ampliaciones de transmisión con fecha de entrada programada conforme a los planes de expansión nacional

No.	Fecha	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Nota
1	1/1/2023	15 Septiembre - 3 Febrero 115-1	115	130	Incorporación proyecto 3 de febrero
2	31/1/2023	San Antonio - volcán 115-1	115	260	Incorporación SE El Volcán
3	31/1/2023	Nuevo Cuscatlán - volcán 115-1	115	260	Incorporación SE El Volcán
4	31/1/2023	Ateos - volcán 115-1	115	260	Incorporación SE El Volcán
5	31/1/2023	Talnique - volcán 115-1	115	410	Incorporación SE El Volcán
6	31/8/2023	Cerrón Grande - Apopa 115-1	115	260	Incorporación SE Apopa
7	31/8/2023	Nejapa - Apopa 115-1	115	260	Incorporación SE Apopa
8	30/9/2023	Cerrón Grande - Chalate 115-1	115	130	Incorporación SE Chalatenango
9	31/7/2024	Talnique - Tamanique 115-1	115	130	Incorporación línea para suministrar demanda
10	30/12/2024	San Miguel - Morazán 115 - 1	115	130	Incorporación SE Morazán
11	30/12/2025	15 de Septiembre - Chinameca 115 - 1	115	130	Incorporación geotérmica Chinameca
12	30/12/2025	San Miguel - Chinameca 115-1	115	130	Incorporación geotérmica Chinameca
13	30/12/2026	San Rafael - San Vicente 115 - 1	115	130	Incorporación proyecto San Vicente
14	30/12/2026	San Vicente - Chinchontepec 115 - 1	115	130	Incorporación proyecto San Vicente

Tabla 84. Honduras - Ampliaciones de transmisión con fecha de entrada programada conforme a los planes de expansión nacional

No.	Fecha	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Nota
1	1/1/2024	Suyapa - Sitio 230A	230	405.1	Incorporación por cambio topología SE El Sitio
2	1/1/2024	Bella Vista - El Centro 138A	138	151.8	Incorporación
3	1/1/2024	Choloma - Bermejo 138A	138	151.8	Incorporación SE Choloma
4	1/1/2024	Circunvalación - El Estadio 138A	138	151.8	Incorporación
5	1/1/2024	Laínez - Miraflores 138A	138	151.8	Incorporación
6	1/1/2024	Progreso - San Pedro Sula Sur 230A	230	456	Cambio tensión de 138 a 230 kV
7	1/1/2026	Villanueva - San Pedro Sula Sur 138A	138	151.8	Repotenciación de 151.8 a 300 MVA
8	1/1/2024	El Estadio - San Pedro Sula 138A	138	151.8	Incorporación
9	1/1/2024	Merendón - Choloma 138A	138	151.8	Incorporación SE Choloma
10	1/1/2024	San Pedro Sula Sur - San Buenaventura 230A	230	455.3	Incorporación
11	1/1/2024	Central Azuc. Hond. - San Pedro Sula 138A	138	151.8	Incorporación
12	1/1/2026	Villa Nueva - Tornillito 138A	138	270	Incorporación hidro El Tornillito
13	1/1/2026	Villa Nueva - Tornillito 138B	138	270	Incorporación hidro El Tornillito
14	1/1/2026	Tornillito - San Buenaventura 230A (L647)	230	456.5	Incorporación hidro El Tornillito
15	1/1/2026	Cerro Grande - Amarateca 230A	230	405.1	Incorporación
16	1/1/2026	Sitio - Cerro Grande 230A	230	405.1	Incorporación por cambio topología SE El Sitio
17	1/1/2026	Cañaveral 138 - Río Lindo 138CB	138	151.8	Incorporación segundo circuito
18	1/1/2026	Bermejo - Bella Vista 138A	138	151.8	Repotenciación de 151.8 a 273.9 MVA
19	1/1/2026	Bermejo - Circunvalación 138A	138	151.8	Repotenciación de 151.8 a 273.9 MVA
20	1/1/2026	Bermejo - La Victoria 138B	138	273.9	Incorporación segundo circuito
21	1/1/2026	Bermejo - La Victoria 138C	138	273.9	Incorporación tercer circuito
22	1/1/2026	Choloma - La Victoria 138A	138	151.8	Repotenciación de 151.8 a 273.9
23	1/1/2026	La Entrada Copan - Santa Rosa 230A	230	455.3	Incorporación SE La Paz
24	1/1/2026	Patuca - Chichicaste 230A	230	455.3	Incorporación
25	1/1/2026	Agua Caliente - Prados 230A	230	455.3	Incorporación
26	1/1/2026	Zamorano - El Sitio 230A	230	455.3	Incorporación para prevenir sobrecargas en línea paralela L422
27	1/1/2026	Talanga - Amarateca 230A	230	456	Incorporación
28	31/12/2026	Puerto Cortez - La Victoria 230A	230	455	Incorporación Central Puerto Cortez
29	31/12/2026	Puerto Cortez - La Victoria 230B	230	455	Incorporación Central Puerto Cortez
30	31/12/2026	Puerto Cortez - Térmica Sulzer 230A	230	455	Incorporación
31	1/1/2027	Cañaveral - Concepción del Sur 138A	138	151.8	Incorporación
32	1/1/2027	San Pedro Sula - La Victoria 230A	230	455.3	Incorporación
33	1/1/2027	La Paz - El Cajón 230A	230	405.1	Incorporación SE La Paz
34	1/1/2027	Amarateca - La Paz 230A	230	405.1	Incorporación SE La Paz
35	1/1/2027	Zamorano - Danlí 230A	230	455.3	Incorporación
36	1/1/2027	El Bijagual - Zamorano 230A	230	455.3	Incorporación
37	1/1/2027	Chichicaste - Danlí 230A	230	455.3	Incorporación

Informe de la Planificación de la transmisión regional de largo plazo 2024-2033

No.	Fecha	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Nota
38	1/1/2028	Coyoles Central - Arenales 138A	138	273.89	Incorporación Retiro por cambio tensión de 138 a 230 kV
39	1/1/2028	Progreso - El Negrito 230A	230	405.1	Incorporación SE El Negrito
40	1/1/2028	La Paz - La Esperanza 230A	230	455.3	Incorporación SE La Paz
41	1/1/2028	Arenales - Coyoles Central 230A	230	455.3	Incorporación enlace Litoral Atlántico con Zona Central
42	1/1/2028	Arenales - Coyoles Central 230B	230	455.3	Incorporación enlace Litoral Atlántico con Zona Central
43	1/1/2028	Yoro - El Negrito 230A	230	455.3	Incorporación enlace Litoral Atlántico con Zona Central y Zona Yoro
44	1/1/2028	Yoro - El Negrito 230B	230	455.3	Incorporación enlace Litoral Atlántico con Zona Central y Zona Yoro
45	1/1/2028	El Negrito - La Vegona 230A	230	405.1	Incorporación SE El Negrito
46	1/1/2024	San Pedro Sula 230 T02	230/138	150	Incorporación nuevo transformador
47	1/1/2024	San Pedro Sula 230 T01	230/138	150	Incorporación nuevo transformador
48	1/1/2026	El Tornillito 230/138A	230/138	100	Incorporación SE proyecto hidro El Tornillito
49	1/1/2026	La Victoria 230/138A1	230/138	150	Incorporación nuevo trafo 3 devanados
50	1/1/2026	La Victoria 230/138B1	230/138	150	Incorporación nuevo trafo 3 devanados
51	1/1/2026	La Victoria 230/138C1	230/138	150	Incorporación nuevo trafo 3 devanados
52	1/1/2026	Térmica Sulzer 230/138	230/138	150	Incorporación nuevo trafo proyecto CC Puerto Cortez

Tabla 85, Nicaragua - Ampliaciones de transmisión con fecha de entrada programada conforme a los planes de expansión nacional

No.	Fecha	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Nota
1	1/1/2023	Carlos Fonseca - Villa El Carmen 138	138	150	Incorporación
2	1/1/2023	Sauce - Villanueva 138	138	150	Incorporación
3	1/3/2023	Estelí - Sebaco II 138	138	100	Incorporación
4	1/3/2023	Planta Carlos Fonseca - Sebaco II 138	138	150	Incorporación
5	1/3/2023	Sebaco - Sebaco II 138	138	150	Incorporación
6	1/3/2023	Ticuantepé - Ticuantepé I 138	138	150	Incorporación SE Ticuantepé I
7	1/3/2023	Las Colinas - Ticuantepé I 138	138	150	Incorporación SE Ticuantepé I
8	1/3/2023	Ticuantepé I - Carlos Fonseca 138	138	150	Incorporación SE Ticuantepé I
9	1/3/2023	Gateada - Gateada II 138	138	150	Incorporación
10	1/3/2023	Gateada II - Esperanza II 138	138	150	Incorporación
11	1/3/2023	Sébaco II-Planta Larreynaga	138	75	Incorporación
12	1/1/2024	Tortuguero - Esperanza II 138	138	150	Incorporación
13	1/1/2025	San Francisco Libre - Planta Carlos Fonseca	138	150	Incorporación
14	1/1/2025	San Francisco Libre - San Benito 138	138	150	Incorporación
15	1/1/2025	Guanacastillo - Tipitapa 138	138	200	Repotenciación de 113 MVA a 200 MVA
16	1/1/2025	Planta Corinto-Corinto 138	138	150	Incorporación
17	1/1/2025	Chinandega - Corinto 138	138	150	Incorporación
18	1/1/2025	Jinotega-Pantasma 138	138	150	Incorporación
19	1/1/2025	Rivas - Tola 138	138	150	Incorporación
20	1/1/2025	Tola - San Juan del Sur 138	138	150	Incorporación
21	1/1/2025	Acoyapa - San Miguelito 138	138	150	Incorporación
22	1/1/2025	San Miguelito - San Carlos 138	138	150	Incorporación
23	1/1/2025	Bluefields - Esperanza II 138	138	150	Incorporación
24	1/1/2025	Mulukuku - Terrabona 230	230	374	Incorporación proyectos hidro El Carmen, Pedro y Mojolka
25	1/1/2025	Mulukuku - Boaco 230	230	374	Incorporación proyectos hidro Pedro y Mojolka
26	1/1/2025	Boaco - Gateada 230	230	374	Incorporación
27	1/1/2025	El Viejo - Jiquilillo 138	138	150	Incorporación
28	1/1/2025	Acoyapa II-La Gateada	138	30	Incorporación
29	1/1/2025	Acoyapa II-Acoyapa	138	30	Incorporación
30	1/1/2025	Catarina-Nandaime	138	200	Repotenciación de 96 MVA a 200 MVA
31	1/1/2025	Nandaime-Rivas	138	200	Repotenciación de 96 MVA a 200 MVA
32	1/1/2025	Masaya-Guanacastillo	138	200	Repotenciación de 150 MVA a 200 MVA
33	1/1/2026	León I - León II 138	138	150	Incorporación
34	1/1/2026	León II - CHG-138	138	150	Incorporación
35	1/1/2026	Nagarote 1 - La Paz Centro 138	138	150	Incorporación
36	1/1/2026	León II - La Paz Centro 138	138	150	Incorporación
37	1/1/2026	Nueva Guinea - Gateada II 138	138	150	Incorporación
38	1/1/2026	Kukrahill - Esperanza 138	138	150	Incorporación
39	1/1/2026	Ticuantepé-Mateare 1	230	374	Incorporación
40	1/1/2026	Los Brasiles-Mateare 1	230	374	Incorporación

Informe de la Planificación de la transmisión regional de largo plazo 2024-2033



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

No.	Fecha	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Nota
41	1/1/2027	Mateare II - Nagarote II 138	138	150	Incorporación
42	1/1/2027	Mateare II - Mateare I 138	138	150	Incorporación
43	1/1/2027	León I - Malpaisillo 230	230	414	Incorporación
44	1/1/2027	Frontera Honduras - Malpaisillo 230	230	414	Incorporación Terrabona - Malpaisillo - Interconexión Honduras
45	1/1/2027	Terrabona - Malpaisillo 230	230	374	Incorporación
26	1/1/2027	Metropolitana - Acahualinca 138	138	200	Incorporación
47	1/1/2027	Metropolitana - Managua 138	138	200	Incorporación
48	1/1/2027	Metropolitana-Central 138	138	150	Incorporación
49	1/1/2028	Altamira-Santo Domingo Gis	138	150	Incorporación
50	1/1/2028	Ticuatepe-Santo Domingo Gis	138	150	Incorporación
51	1/1/2028	Santo Domingo Gis-La Central	138	150	Incorporación
52	1/1/2028	Las Colinas-Santo Domingo Gis	138	150	Incorporación
53	1/1/2028	El Ayote-La Esperanza II	138	150	Incorporación
54	1/1/2028	El Ayote-El Tortuguero	138	150	Incorporación
55	1/1/2029	Batahola - Asososca 138	138	150	Incorporación
56	1/1/2029	Los Brasiles - Asososca 138	138	150	Incorporación
57	1/1/2029	San Benito - La Virgen 230	230	374	Incorporación
58	1/1/2029	Tipitapa - Sabana Grande 138	138	200	Incorporación
59	1/1/2029	Guanacastillo - Sabana Grande 138	138	200	Incorporación
60	1/1/2030	Siuna-Waslala	138	150	Incorporación
61	1/1/2031	Malacatoya-Granada	138	100	Incorporación
62	1/1/2033	Boaco-Santa Victoria	138	150	Incorporación
63	1/1/2033	Estelí-Cusmapa	138	150	Incorporación
64	1/1/2033	Yalaguina - Cusmapa	138	150	Incorporación

Tabla 86. Costa Rica - Ampliaciones de transmisión con fecha de entrada programada conforme a los planes de expansión nacional

No.	Fecha	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Nota
1	30/9/2022	Cañas-AT1M	230/138	110	Incorporación por renovación equipo
2	1/1/2024	Arenal - Coroboci 230	230	350	Repotenciación de 350 a 390 MVA
3	31/12/2024	La Caja - El Coco 138	138	110	Repotenciación de 110 a 190 MVA
4	31/12/2024	Garita - La Caja 138	138	110	Repotenciación de 110 a 190 MVA
5	31/12/2024	Garita - El coco 138	138	110	Repotenciación de 110 a 190 MVA
6	31/12/2025	Canas - Fortuna 230	230	371	Incorporación
7	31/12/2025	Miravalles - Fortuna 230	230	380	Incorporación
8	31/12/2025	Mogote - Fortuna 230	230	380	Incorporación
9	31/12/2025	Frontera Ticuantepe - Fortuna 230	230	371	Incorporación cambio topología Interconexión Nicaragua
10	30/9/2026	Caja - San Miguel 230	230	380	Incorporación SE La Caja refuerzo Norte-Centro
11	30/9/2026	Lindora - Caja 230	230	380	Incorporación SE La Caja refuerzo Norte-Centro
12	1/1/2027	Orosi - Borinquen 230	230	375	Incorporación
13	1/1/2027	Borinquen - Pailas 230	230	375	Incorporación
14	1/4/2027	Cañas - Filadelfia 138	138	65	Repotenciación de 65 a 200 MVA
15	1/4/2027	Guayabal - Filadelfia 138	138	65	Repotenciación de 65 a 200 MVA
16	1/1/2031	Liberia - Orosi 230	230	390	Incorporación refuerzo anillo Orosí
17	1/1/2031	Frontera Amayo - Orosi 230	230	390	Incorporación refuerzo anillo Orosí
18	1/7/2031	Garabito - San Rafael 230	230	600	Incorporación refuerzo Norte-Centro
19	1/7/2031	Lindora - San Rafael 230-1	230	343	Incorporación SE San Rafael refuerzo Norte-Centro
20	1/7/2031	Lindora - San Rafael 230-2	230	343	Incorporación SE San Rafael refuerzo Norte-Centro
21	1/7/2031	Tarbaca - San Rafael 230-1	230	343	Incorporación SE San Rafael refuerzo Norte-Centro
22	1/7/2031	Tarbaca - San Rafael 230-2	230	343	Incorporación SE San Rafael refuerzo Norte-Centro
23	30/6/2033	Canas - Garabito 230	230	465	Repotenciación de 465 a 600 MVA
24	30/6/2033	Mogote - Garabito 230	230	600	Incorporación refuerzo zona norte

Tabla 87. Panamá - Ampliaciones de transmisión con fecha de entrada programada conforme a los planes de expansión nacional

No.	Fecha	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Anotaciones
1	30/4/2024	CON-TELF 230-55	230	775	Incorporación
2	30/4/2024	TELF-SBA 230-55	230	775	Incorporación
3	30/4/2024	TELF-SBA 230 A	230	775	Incorporación
4	30/6/2024	ECO-BUR 230-13A	230	279	Incorporación
5	30/6/2024	230-39	230	505	Repotenciación
6	30/6/2024	BUR-PA3 230-12A	230	505	Incorporación
7	30/6/2024	BUR-PA3 230-13A	230	505	Incorporación
8	30/6/2024	PRO-BOQ230 (230	500	Repotenciación
9	30/6/2024	Frontera Progreso - Progreso 230	230	500	Repotenciación
10	30/6/2024	Mata de Nance - Boquerón III 230	230	505	Repotenciación
11	30/8/2024	PRO-PRO2 230A	230	505	Repotenciación
12	30/8/2024	PRO-PRO2 230B	230	505	Repotenciación
13	30/8/2024	FRONT-PRO2 230-10	230	505	Repotenciación
14	30/11/2024	SAB-STR 230 A	230	505	Incorporación
15	30/11/2024	SAB-STR 230 B	230	505	Incorporación
16	31/12/2024	BAY-CHE 230-1A	230	505	Incorporación
17	31/12/2024	BAY-CHE 230-2A	230	505	Incorporación
18	31/12/2024	PAC-CHE 230-1A	230	505	Incorporación
19	31/12/2024	BVI-PA3 230A	230	247	Incorporación
20	31/12/2024	BVI-PA3 230B	230	247	Incorporación
21	31/12/2024	CHE-24DIC 230-2A	230	505	Incorporación
22	31/12/2024	PAN2-24DIC23	230	505	Repotenciación
23	31/12/2024	BAYANO-CHEPO	230	505	Incorporación
24	31/12/2024	BAYANO-CHEPO	230	505	Incorporación
25	31/12/2024	PAC-CHE230	230	505	Incorporación
26	31/12/2024	Panamá II - Pacora 230	230	505	Repotenciación
27	31/1/2025	LSA-ECO230A	230	505	Repotenciación
28	31/1/2025	LSA-ECO230B	230	505	Repotenciación
29	31/1/2025	LSA-SBA230A	230	505	Repotenciación
30	31/1/2025	LSA-SBA230B	230	505	Repotenciación
31	31/1/2025	VEL-SBA230A	230	505	Repotenciación
32	31/1/2025	VEL-SBA230B	230	505	Repotenciación
23	31/1/2025	ECO-BUR230A	230	505	Repotenciación
24	31/7/2025	MDN-CAL 230-7	230	249	Incorporación

Informe de la Planificación de la transmisión regional de largo plazo 2024-2033

No.	Fecha	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Anotaciones
25	31/7/2025	MDN-CAL 230-8	230	249	Incorporación
26	31/7/2025	FOR-CAL 230-7	230	249	Incorporación
27	31/7/2025	FOR-CAL 230-8	230	249	Incorporación
28	31/7/2025	LSA-EHI230A	230	611	Repotenciación
29	31/7/2025	LSA-EHI230B	230	611	Repotenciación
30	31/7/2025	PAN-CHO230A	230	611	Repotenciación
31	31/7/2025	PAN-CHO230B	230	611	Repotenciación
32	31/7/2025	CHO-EHI230A	230	611	Repotenciación
33	31/7/2025	CHO-EHI230B	230	611	Repotenciación
34	31/7/2025	LSA-VEL230C	230	505	Repotenciación
35	30/9/2025	FOR-CHG 230-20A	230	307	Incorporación
36	30/9/2025	CHA-CHG 230-30	230	307	Incorporación
37	30/9/2025	ESP-CHG 230-20A	230	307	Incorporación
38	30/9/2025	CAN-CHG 230-30	230	307	Incorporación
39	30/9/2025	CHG-PA3-230A	230	663	Incorporación
40	30/9/2025	CHG-PA3-230B	230	663	Incorporación
41	31/12/2025	PA2-GON 230-54	230	505	Incorporación
42	31/12/2025	SAB-GON 230-54	230	505	Incorporación
43	1/1/2027	POR-BCA 230-28A	230	193	Incorporación
44	1/1/2027	BCA-PRO-230-28A	230	193	Incorporación
45	1/1/2028	230-50A	230	505	Incorporación
46	1/1/2028	230-50B	230	505	Incorporación
47	1/1/2030	CHG-CHANII A	230	304	Incorporación
48	1/1/2030	CHG-CHANII B	230	304	Incorporación
49	1/1/2030	GUA230-CAN230	230	611	Repotenciación

MISIÓN

Unimos la energía de la región facilitando el abastecimiento energético seguro, económico y sostenible de los habitantes de América Central.

VISIÓN

Ser un ente operador de clase mundial, reconocido por su compromiso con la innovación, la sostenibilidad y la excelencia en la integración de mercados eléctricos.

VALORES

- ★ Liderazgo
- ★ Transparencia
- ★ Excelencia
- ★ Imparcialidad
- ★ Integridad