



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

Reporte del Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR correspondiente a los años 2026-2028

En cumplimiento de lo establecido en el literal b) numeral 10.1.3
del Libro III del RMER

Julio 2025

Elaborado por: Coordinación de la Planificación del Sistema - EOR

Contenido

1	Introducción	1
2	Referencias Regulatorias.....	2
3	Objetivo y alcance del Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR	4
4	Información Utilizada.....	5
5	Proyección de la Demanda	6
6	Proyectos de generación y transmisión previstos a entrar en servicio en 2026-2028... ...	11
7	Análisis de incumplimientos a los CCSD "Sin transferencias de potencia entre países"23	
7.1	Guatemala.....	24
7.2	El Salvador	25
7.3	Honduras.....	26
7.4	Nicaragua.....	27
7.5	Costa Rica	29
7.6	Panamá	29
8	Capacidades Operativas de Transmisión entre pares de países adyacentes.....	34
8.1	Capacidades Operativas Guatemala-El Salvador.....	34
8.2	Capacidades Operativas Guatemala-Honduras y El Salvador-Honduras.....	36
8.3	Capacidades Operativas Honduras-Guatemala y Honduras-El Salvador.....	37
8.4	Capacidades Operativas Honduras-Nicaragua.....	39
8.5	Capacidades Operativas Nicaragua-Costa Rica	42
8.6	Capacidades Operativas Costa Rica-Panamá.....	43
8.6	Conclusiones sobre las Capacidades Operativas de Transmisión para 2026 - 2028 ...	45
9	Ánalisis de restricciones en la red de transmisión para alcanzar y mantener la COIIM en 2026-2028	46
9.1	Guatemala.....	47
9.2	El Salvador	49
9.3	Honduras.....	50

9.4 Nicaragua.....	54
9.5 Costa Rica	56
9.6 Panamá	58
9.7 Conclusiones sobre las restricciones en la red de transmisión para alcanzar y mantener la COIIM.....	60
10 Conclusiones generales del Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR	62
11 Recomendaciones generales del Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR	65

1 Introducción

El desarrollo del Mercado Eléctrico Regional (MER) se sustenta en la optimización de los intercambios de energía eléctrica entre países, aprovechando las complementariedades en la oferta de generación. Para alcanzar este objetivo, es imprescindible asegurar en el mediano y largo plazo la capacidad operativa de transmisión regional, siendo el primer paso garantizar de forma sostenida la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM) de 300 MW entre áreas de control adyacentes, conforme lo establece la CRIE en su Resolución CRIE-20-2014.

Es importante citar entonces que la COIIM está definida en el RMER como *"...la mínima potencia en MW que debe estar disponible entre pares de países adyacentes del MER para uso de las transacciones regionales, tomando en consideración el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño..."*.

Por otra parte, lograr y mantener la COIIM no solo viabiliza un mercado eléctrico más competitivo, sino que también es un factor de impulso de las economías de los países del MER al poder acceder a un suministro confiable y económico de energía eléctrica.

En este sentido, el Estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR, conforme a los objetivos y alcances establecidos en el RMER, analiza las condiciones previstas de los próximos 3 años en los sistemas eléctricos de los países miembros del MER, para establecer conclusiones sobre las condiciones del Sistema Eléctrico Regional para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima e identificar las restricciones en la red de transmisión que impiden alcanzar ese objetivo importante para la operación del MER.

2 Referencias Regulatorias

Capítulo 10, Libro III, RMER

10.1.2 Los estudios de la planificación de la transmisión regional, deberán procurar que en todo momento se mantenga la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima.

10.1.3 *Como parte del proceso de planificación regional, el EOR deberá elaborar lo siguiente:*

- a) *Reporte de conformación de la Base de Datos Regional para el proceso de la planificación regional, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de marzo del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional;*
- b) *Reporte del Diagnóstico de Mediano Plazo, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de julio del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional;*
- c) *Reporte de la planificación de la generación regional, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de julio del año que corresponde elaborar los estudios de planificación;*

10.2.1 *Objetivo. El Diagnóstico de Mediano Plazo es el estudio que evalúa el estado operativo del SER con un horizonte de tres (3) años contados a partir del año siguiente en que se inicia el mismo, debiendo el EOR, junto con los OS/OMS, revisar los resultados de dicho diagnóstico, con las entidades nacionales correspondientes.*

10.2.2 *Alcances de los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo*

10.2.2.1 *Los alcances del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo, son los siguientes:*

- a) *Identificar los incumplimientos a los CCSD en el SER sin transferencias de potencia entre pares de países adyacentes;*
- b) *Determinar la Capacidad Operativa de Transmisión para transportar los flujos de potencia, asociados a los escenarios previsibles de generación y demanda nacional, que cumplan con los CCSD; y*
- c) *Identificar las restricciones para alcanzar y mantener la COIIM.*

10.2.3 *Lineamientos del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo*

10.2.3.1 Con base en los escenarios previsibles de generación y demanda del SER, el EOR deberá cumplir los siguientes Lineamientos:

- a) Determinar las sobrecargas y violaciones de voltaje en las redes de transmisión del SER, sin considerar transferencias de potencia entre países, utilizando el análisis de flujos de carga en condición normal y ante contingencias simples;
- b) Estimar la Capacidad Operativa de Transmisión, para las condiciones de demanda máxima, media y mínima, de estación seca y húmeda, sin considerar como limitantes las sobrecargas y violaciones de voltaje identificadas en el literal a) anterior, salvo aquellas que aumenten al incrementar las transferencias; y
- c) Identificar las restricciones para alcanzar y mantener la COIIM.

Definiciones del RMER

Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM)

Es la mínima potencia en MW que debe estar disponible entre pares de países adyacentes del MER para uso de las transacciones regionales, tomando en consideración el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, la cual puede ser actualizada por la CRIE mediante resolución, siempre que el desarrollo de las Ampliaciones de Transmisión Regional autorizadas y demás condiciones operativas así lo permitan.

Capacidad Operativa de Transmisión

Es la máxima potencia que se puede transmitir por una línea o por un grupo de líneas que enlazan dos áreas distintas de un sistema nacional o del SER, tomando en consideración el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

3 Objetivo y alcance del Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR

El numeral 10.2.1 del Libro III del RMER establece en el objetivo que *"El Diagnóstico de Mediano Plazo es el estudio que evalúa el estado operativo del SER con un horizonte de tres (3) años contados a partir del año siguiente en que se inicia el mismo, debiendo el EOR, junto con los OS/OMS, revisar los resultados de dicho diagnóstico, con las entidades nacionales correspondientes"*.

En el numeral 10.2.3 del Libro III del RMER se definen los lineamientos que debe seguir el Estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo, los cuales se indican en el diagrama siguiente:

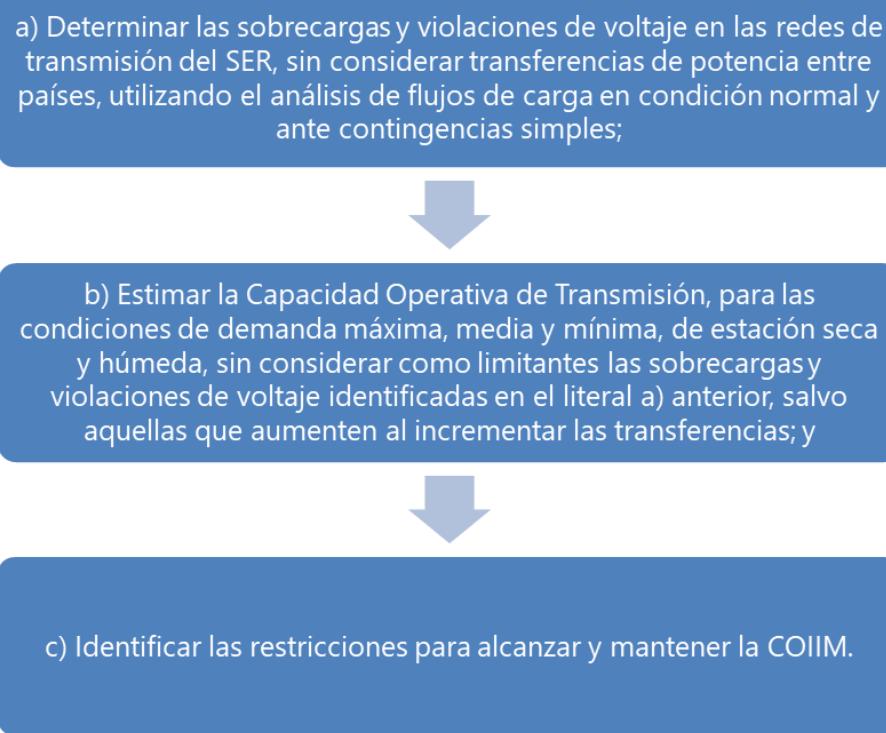


Figura 1. Alcances y Lineamientos del Estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo

En atención a los objetivos y alcances establecidos en el RMER, el EOR ha elaborado el Estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR con los correspondientes análisis para los años 2026, 2027 y 2028.

4 Información Utilizada

El EOR conformó la Base de Datos Regional (BDR) con base a lo establecido en el Numeral 5.1 del Libro III del RMER. Para este fin, el EOR gestionó la obtención de la información de los sistemas eléctricos nacionales de cada uno de los países del MER y los planes de expansión nacionales de la generación y de la transmisión con los OS/OM.

La información suministrada al EOR por parte de los OS/OM y las entidades nacionales encargadas de la planificación de la generación y la transmisión de cada uno de los países, se sometió a un proceso de revisión, ajuste y confirmación, previo a ser integrada en la BDR definitiva. En el diagrama siguiente se resume el proceso seguido por el EOR para conformar la BDR para la planificación.

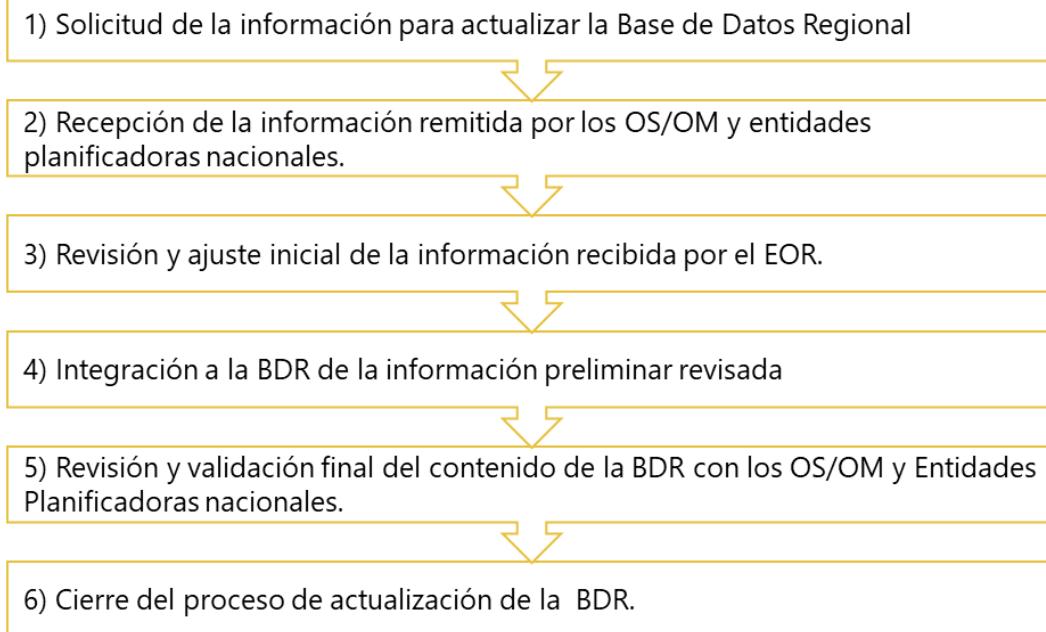


Figura 2. Resumen del proceso de conformación de la base de datos regional

5 Proyección de la Demanda

A continuación, se muestran las gráficas de la proyección de demanda de potencia de cada país miembro del MER reportada en la base de datos del modelo PSS/E. Dichas bases de datos y modelo son utilizados por el EOR para realizar los estudios eléctricos, en los escenarios regionales de demanda máxima, media y mínima para las estaciones de verano (época seca) e invierno (época lluviosa), correspondiente a los años desde 2026 al 2028.

En la Figura 3, se ilustra la demanda máxima anual del Sistema de Guatemala, la cual incrementa de 2,165 MW en el año 2026 hasta 2,305 MW en el año 2028, lo cual representa un crecimiento del 6.47%.

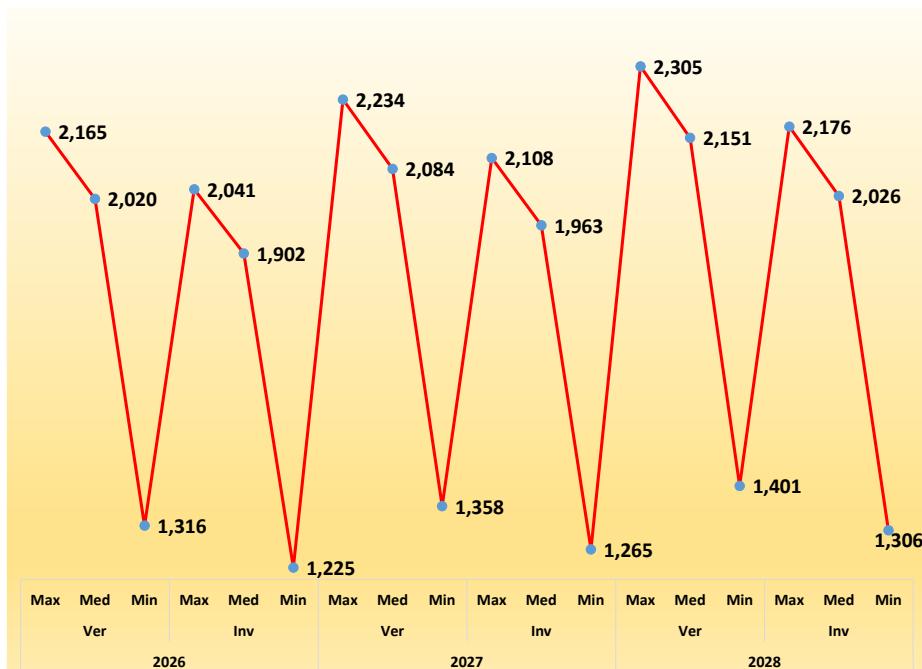


Figura 3. Proyección por escenario de demanda, estación y año de Guatemala – en MW

La Figura 4 ilustra la demanda prevista en el Sistema de El Salvador. Se puede apreciar que la demanda máxima anual de El Salvador aumenta de 1,299 MW en el año 2026 hasta 1,399 MW en el año 2028, representando un crecimiento del 7.70%.

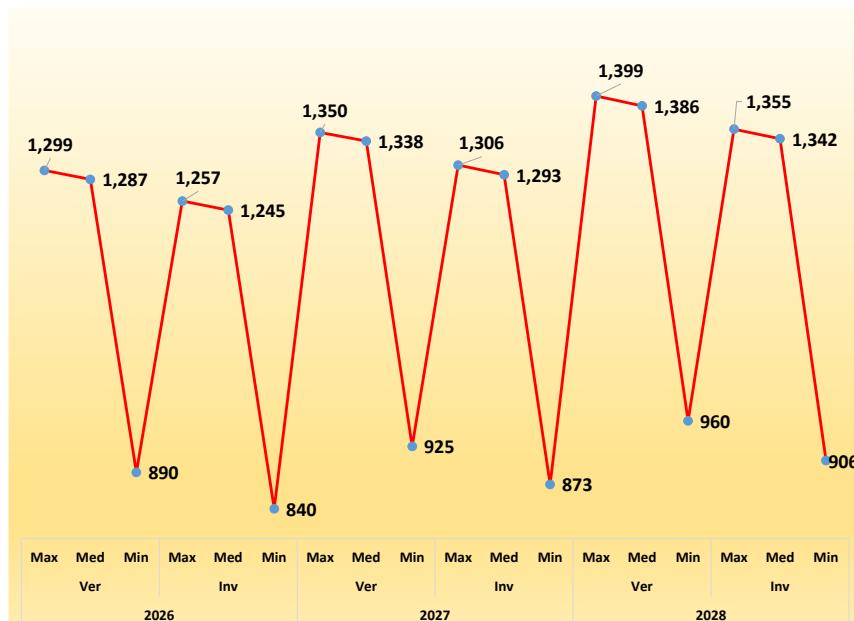


Figura 4. Proyección por escenario de demanda, estación y año de El Salvador – en MW

La Figura 5 ilustra la demanda en el Sistema de Honduras, observándose que las demandas máximas y medias tienen valores muy similares en la misma estación. También se puede apreciar que la demanda máxima anual de Honduras pasa de 2,082 MW en el año 2026 hasta 2,243 MW en el año 2028, que representa un crecimiento del 7.73%.

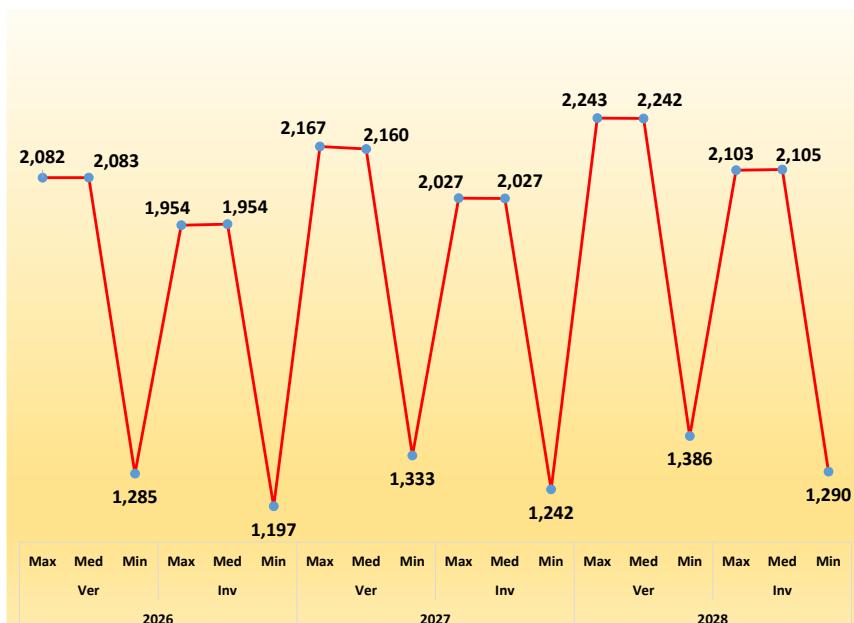


Figura 5. Proyección por escenario de demanda, estación y año de Honduras – en MW

La Figura 6, muestra la demanda proyectada del Sistema de Nicaragua, observándose que incrementa de 932 MW en el año 2026 hasta 1,017 MW en el año 2028, lo cual representa un crecimiento del 9.12%.

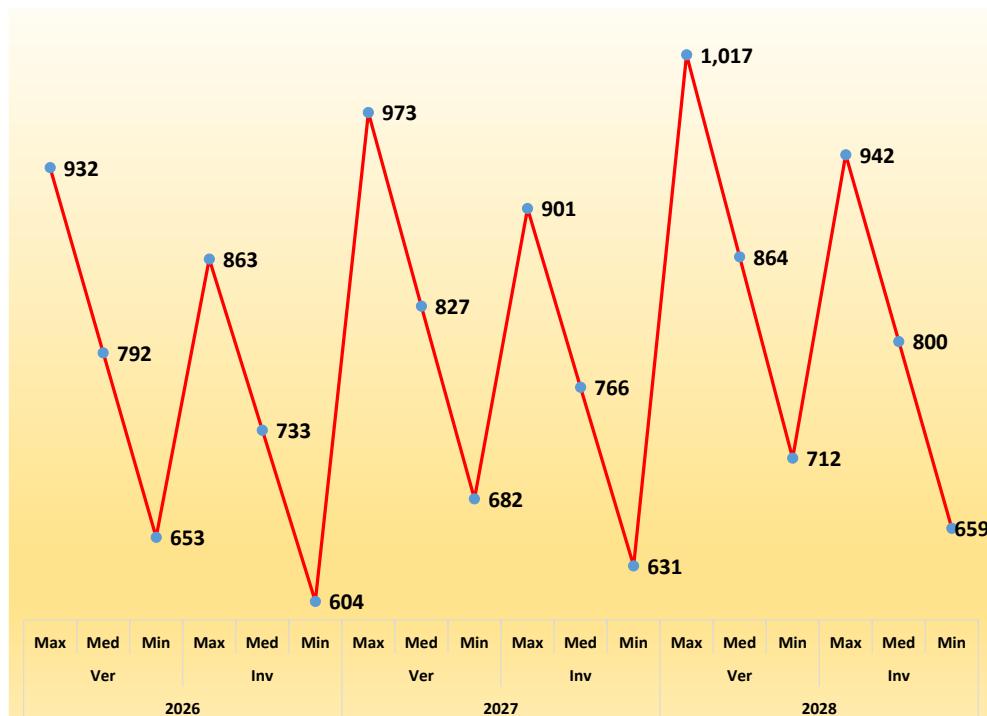


Figura 6. Proyección por escenario de demanda, estación y año de Nicaragua – en MW

En la Figura 7, se ilustra la demanda de potencia del Sistema de Costa Rica, que se reporta con valor máximo de 2,012 MW en el año 2026 incrementando hasta 2,092 MW en el año 2028, representando un incremento del 3.98%.

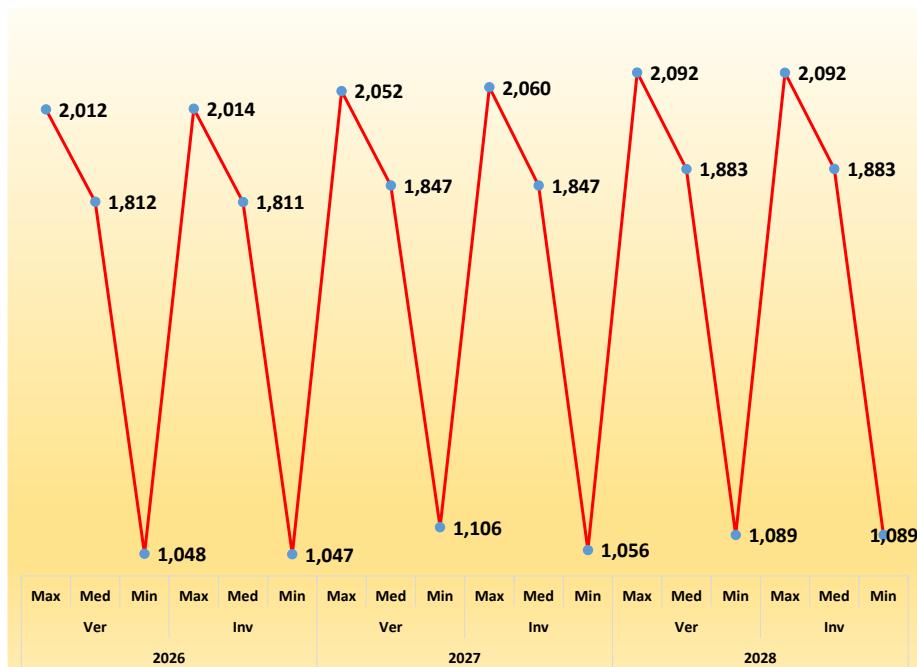


Figura 7. Proyección por escenario de demanda, estación y año de Costa Rica – en MW

En la Figura 8, se representa la demanda del Sistema de Panamá que pasa de 2,056 MW en el año 2026 hasta 2,293 MW en el año 2028, representando un crecimiento del 11.53%.

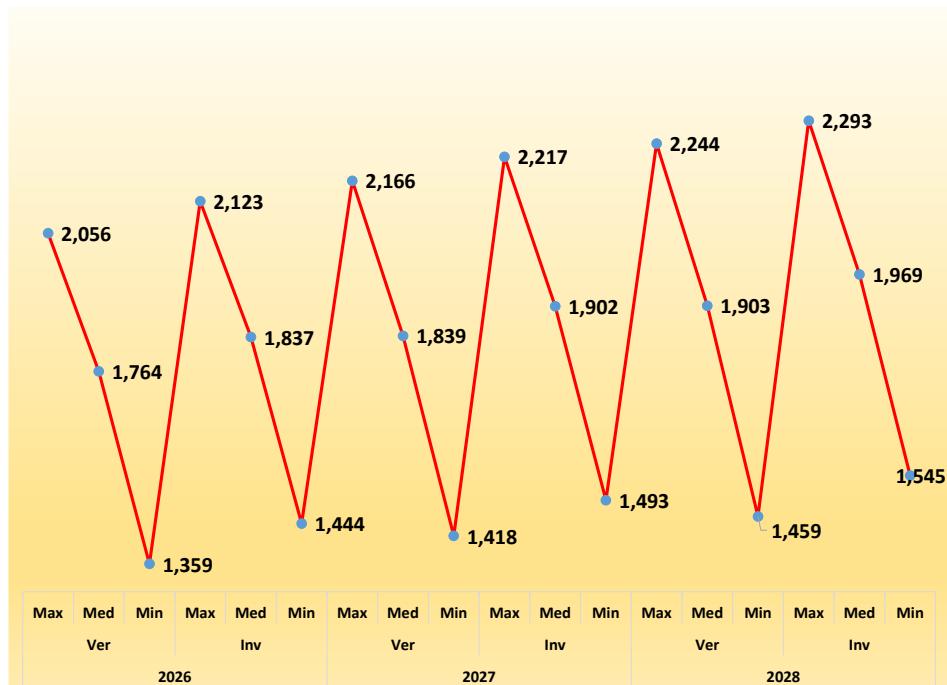


Figura 8. Proyección por escenario de demanda, estación y año de Panamá – en MW

La Figura 9 ilustra la proyección de la demanda total coincidente en el SER representada en la base de datos PSS/E para los escenarios regionales de demanda máxima, media y mínima regional, estaciones de verano (época seca) e invierno (época lluviosa), correspondiente a los años 2026 al 2028. Se puede apreciar que la demanda máxima anual del Sistema Eléctrico Regional aumenta de 10,254 MW en el año 2026 hasta 10,959 MW en el año 2028, lo cual representa un crecimiento del 6.88%.

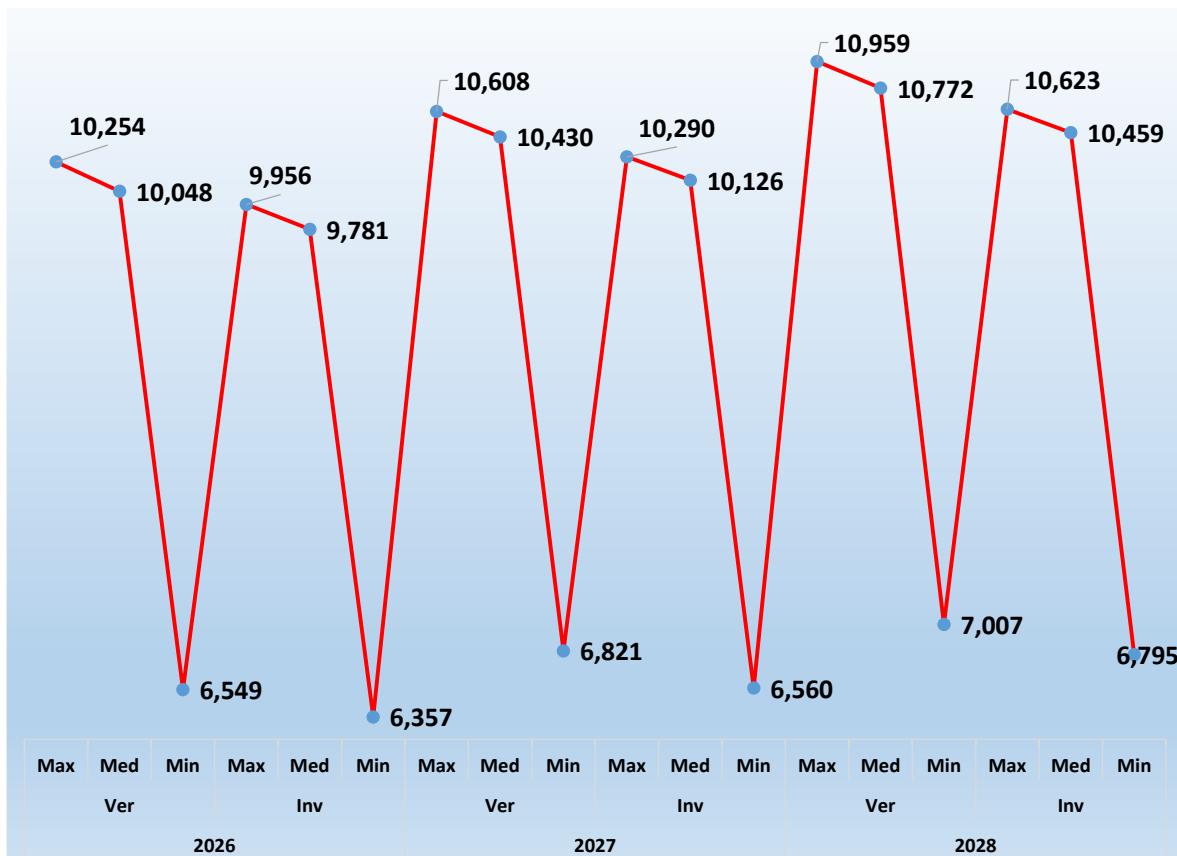


Figura 9. Proyección demanda total por escenario de demanda, estación y año del SER – en MW

6 Proyectos de generación y transmisión previstos a entrar en servicio en 2026-2028

A continuación, se presenta para cada uno de los países miembros del MER el resumen de los proyectos de generación, las ampliaciones de transmisión, así como las modificaciones a la red de transmisión que están previstas a entrar en servicio en los años 2026, 2027 y 2028.

Para el caso del sistema de Guatemala, se espera que se desarrollen 11 proyectos de líneas de transmisión y la incorporación de 6 transformadores de potencia. El detalle de estos proyectos se presenta en la Tabla 1 y Tabla 2.

Tabla 1. Proyectos de líneas de transmisión en el Sistema de Guatemala

No.	Fecha prevista	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Anotaciones
1	1/1/2027	Morales - Atlántico 230A	230	438.2	Incorporación
2	1/1/2027	Guatemala Oeste - Incienso 230A	230	424	Incorporación
3	1/1/2027	Las Cruces - San Juan Comalapa 230A	230	438.2	Incorporación
4	1/1/2028	San Juan Comalapa - Los Pinos 230A	230	438.2	Incorporación
5	1/1/2028	Las Cruces - Palestina 230A	230	438.2	Incorporación
6	1/1/2028	Rio Blanco – Huehuetenango II 230 A	230	438.2	Incorporación
7	1/1/2028	Rio Blanco – Covadonga 230A	230	438.2	Incorporación
8	1/1/2028	San Antonio Suchitepéquez – Buenaventura 69A	69	73.7	Incorporación
9	1/1/2028	Covadonga - Chiantla 230A	230	438.2	Incorporación
10	1/1/2028	Huehuetenango - San Marcos 230B	230	558.5	Incorporación
11	1/1/2028	Los Brillantes - Buenaventura 230A	230	438.2	Incorporación

Tabla 2. Proyectos de transformadores de potencia en el Sistema de Guatemala

No.	Fecha prevista	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Anotaciones
1	1/1/2026	Escuintla 230/69	230/69	100	Incorporación nuevo transformador
2	1/1/2027	Guate Sur 230/69D	230/69	195	Incremento de capacidad de 150 a 195 MVA
3	1/1/2027	Atlántico 230/69	230/69	150	Incorporación nuevo transformador
4	1/1/2027	San Juan Comalapa 230/69	230/69	150	Incorporación nuevo transformador
5	1/1/2028	Los Pinos 230/69A	230/69	75	Incorporación nuevo transformador
6	1/1/2028	San Marcos 2 230/69A	230/69	150	Incorporación nuevo transformador
7	1/1/2028	Buenaventura 230/69A	230/69	150	Incorporación nuevo transformador

Para el caso del sistema de El Salvador, se espera que se desarrollen 5 proyectos de líneas de transmisión y 4 de generación. El detalle de estos proyectos se presenta en la Tabla 3 y Tabla 4.

Tabla 3. Proyectos de líneas de transmisión en el Sistema de El Salvador

No.	Fecha prevista	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Anotaciones
1	1/1/2026	San Miguel - Chinameca 115-1	115	130	Incorporación de la SE Chinameca, secciona la LT 15 septiembre – San Miguel
2	1/1/2026	15 de septiembre - Chinameca 115-1	115	130	
3	1/9/2026	San Rafael - San Vicente 115-1	115	130	Incorporación de la SE San Vicente, secciona la LT San Rafael - Chinchotepec
4	1/9/2026	San Vicente - Chinchotepec 115-1	115	130	
5	1/9/2027	San Miguel - Morazán 115-1	115	130	Incorporación SE Morazán

Tabla 4. Proyectos de Generación en el Sistema de El Salvador

No.	Fecha prevista	Proyecto	Recurso	Cap. (MW)
1	1/1/2026	Geotérmica Chinameca	Geotérmico	25.0
2	1/9/2026	Geotérmica San Vicente	Geotérmico	10.0
3	1/1/2026	Proyecto Solar Fotovoltaico 4	Fotovoltaico	64.05
4	1/1/2026	Proyecto Solar Fotovoltaico 5	Fotovoltaico	55.0
Total				154.05

Para el caso del sistema de Honduras, se espera que se desarrollen 9 proyectos de líneas de transmisión, 1 transformador de potencia, y de 2 de generación. El detalle de estos proyectos se presenta en la Tabla 5, Tabla 6, y Tabla 7.

Tabla 5. Proyectos de líneas de transmisión en el Sistema de Honduras

No.	Fecha prevista	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Anotaciones
1	1/1/2026	Terrero Blanco - Patuca 230A	230	456.5	
2	1/1/2026	Terrero Blanco - Juticalpa Dos 230A	230	456.5	Incorporación nueva SE Terrero Blanco
3	1/1/2026	Laínez - Miraflores 138A	138	151.8	Incorporación
4	1/1/2026	Bella Vista - El Centro 138A	138	151.8	Incorporación
5	1/1/2026	Central Azuc. Hond. - San Pedro Sula138A	138	151.8	Incorporación
6	1/1/2027	Suyapa - Sitio 230A	230	405.1	
7	1/1/2027	Amarateca – Sitio 230 A	230	405.1	Cambio de topología para incorporación de nueva SE Sitio
8	1/1/2027	Progreso - San Pedro Sula Sur 230A	230	456	Incorporación
9	1/1/2027	Progreso - San Pedro Sula Sur 230A	230	456	Incorporación

Tabla 6. Proyectos de transformadores de potencia en el Sistema de Honduras

No.	Fecha prevista	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Anotaciones
1	1/1/2027	Santa Marta 138/69	138/69	50	Incorporación

Tabla 7. Proyectos de generación en el Sistema de Honduras

No.	Fecha prevista	Proyecto	Recurso	Cap. (MW)
1	1/1/2026	Almacenamiento Amarateca	Almacenamiento	75
2	1/1/2026	SFV Terrero Blanco	Fotovoltaico	44
			Total	119.0

Para el caso del sistema de Nicaragua, se espera que se desarrollen 11 proyectos de líneas de transmisión y 8 de generación. El detalle de estos proyectos se presenta en Tabla 8 y Tabla 9.

Tabla 8. Proyectos de líneas de transmisión en el Sistema de Nicaragua

No.	Fecha prevista	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Anotaciones
1	1/1/2026	Catarina – Nandaime 138	138	200	Aumento de capacidad
2	1/1/2026	Nandaime – Rivas 138	138	200	Aumento de capacidad
3	1/1/2028	Estelí – Estelí II 138	138	150	Incorporación de la SE Estelí II
4	1/1/2028	Yalaguina – Estelí II 138	138	150	secciona la LT Estelí – Estelí II y Yalaguina – Estelí II
5	1/1/2026	Bluefields - Esperanza II 138	138	150	Incorporación
6	1/1/2027	Chinandega - GIS Corinto 138	138	150	Incorporación
7	1/1/2027	Planta Corinto - GIS Corinto 138	138	150	Incorporación
8	1/1/2028	La Virgen - Frontera Cañas 2	138	374	Incorporación
9	1/1/2028	El Viejo - Jiquilillo 138	138	150	Incorporación
10	1/1/2028	San Francisco Libre - San Benito 138	138	150	Incorporación
11	1/1/2028	San Francisco Libre - Planta C. Fonseca	138	150	Incorporación

Tabla 9. Proyectos de generación en el Sistema de Nicaragua

No.	Fecha prevista	Proyecto	Recurso	Cap. (MW)
1	1/1/2026	Proyecto Solar Fotovoltaico 5	Fotovoltaico	30
2	1/1/2026	Proyecto Solar Fotovoltaico 6	Fotovoltaico	20
3	1/1/2026	Proyecto Solar Fotovoltaico 7	Fotovoltaico	100
4	1/1/2026	Central térmica MMV1-MT	Fuel Oil	50
5	1/1/2027	Central térmica MMV2-MT	Fuel Oil	50
6	1/1/2028	Central térmica MMV3-MT	Fuel Oil	50
7	1/1/2028	Central térmica MMV4-MT	Fuel Oil	150
8	1/1/2028	Proyecto Eólico 3	Eólico	55
Total				505.0

Para el caso del sistema de Costa Rica, se espera que se desarrollen 16 proyectos de líneas de transmisión y 31 de generación. El detalle de estos proyectos se presenta en la Tabla 10 y Tabla 11.

Tabla 10. Proyectos de líneas de transmisión en el Sistema de Costa Rica

No.	Fecha prevista	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Anotaciones
1	1/1/2027	Cañas - Colorado 138-1	138	123	Repotenciación
2	1/1/2027	Colorado - Santa Rita 138-1	138	123	Repotenciación y cambio topológico
3	1/1/2027	Guayabal - Santa Rita 138-1	138	180	Incorporación
4	1/1/2027	Borinquen - Pailas 230-1	230	375	Incorporación de SE Borinquen en 230 kV, secciona LT Orosí - Pailas
5	1/1/2027	Orosí - Borinquén 230-1	230	375	
6	1/9/2027	Frontera NIC (Amayo) - La Cruz 230-1	230	390	Secciona LT Frontera – Liberia para incorporación de SE La Cruz
7	1/9/2027	Liberia - La Cruz 230-1	230	390	
8	1/1/2028	Tarbaca - San Rafael 230 - 1	230	343	Incorporación de SE San Rafael en 230 kV, secciona LT Lindora – Tarbaca 230-1 y Lindora Tarbaca 230-2
9	1/1/2028	Tarbaca - San Rafael 230 - 2	230	343	
10	1/1/2028	Lindora - San Rafael 230 - 1	230	343	
11	1/1/2028	Lindora - San Rafael 230 - 2	230	343	
15	1/1/2028	Cañas – Filadelfia 138 – 1	138	200	Repotenciación de 65 a 200 MVA
16	1/1/2028	Guayabal – Filadelfia 138 - 1	138	200	Repotenciación de 65 a 200 MVA

Tabla 11. Proyectos de generación en el Sistema de Costa Rica

No.	Fecha prevista	Proyecto	Recurso	Cap. (MW)
1	1/1/2026	Proyecto Eólico EOL QUIJOTE	Eólico	33
3	1/1/2026	Turbina ALQUILERIII	Fuel Oil	26
4	1/1/2026	Turbina ALQUILERIII	Fuel Oil	26
5	1/1/2026	Turbina ALQUILERIII	Fuel Oil	28
6	1/1/2027	Proyecto Solar Fotovoltaico NUMU_SOL	Fotovoltaico	20
7	1/1/2027	Proyecto Solar Fotovoltaico CANAS_SOL	Fotovoltaico	20
8	1/1/2027	Repotenciación Eólico Tejona TEN_REPOT_A	Eólico	6
9	1/1/2027	Repotenciación Eólico Tejona TEN_REPOT_B	Eólico	36
10	1/1/2027	Proyecto Solar Fotovoltaico COD_SOLAR_1	Fotovoltaico	22
11	1/1/2027	Proyecto Solar Fotovoltaico COD_SOLAR_2	Fotovoltaico	22
12	1/1/2027	Proyecto Solar Fotovoltaico COD_SOLAR_3	Fotovoltaico	22
13	1/1/2027	Proyecto Solar Fotovoltaico ENERGOV_SOL	Fotovoltaico	16
14	1/1/2027	Proyecto Solar Fotovoltaico TECALES_SOL	Fotovoltaico	20
15	1/1/2027	Central de Biomasa COGSA	Biomasa	20
16	1/1/2027	Proyecto Solar Fotovoltaico COB_SOLAR	Fotovoltaico	20
17	1/1/2027	Proyecto Solar Fotovoltaico DELICI_SOL1	Fotovoltaico	39
18	1/1/2027	Proyecto Solar Fotovoltaico DELICI_SOL2	Fotovoltaico	39
19	1/1/2027	Proyecto Solar Fotovoltaico MANGOS_SOL	Fotovoltaico	10
20	1/1/2027	Proyecto Solar Fotovoltaico HORI_SOLAR1	Fotovoltaico	30
21	1/1/2027	Proyecto Solar Fotovoltaico HOR2_SOLAR2	Fotovoltaico	36
22	1/1/2027	Proyecto Solar Fotovoltaico JAC_SOLAR1	Fotovoltaico	20
23	1/1/2027	Proyecto Solar Fotovoltaico JAC_SOLAR2	Fotovoltaico	20
24	1/1/2027	Proyecto Solar Fotovoltaico SAN_SOLAR_1	Fotovoltaico	10
25	1/1/2027	Proyecto Solar Fotovoltaico PAR_SOLAR1	Fotovoltaico	20
26	1/1/2027	Proyecto Solar Fotovoltaico PAR_SOLAR2	Fotovoltaico	20
27	1/1/2028	Proyecto Eólico EOL_MOVASA2	Eólico	20
28	1/1/2028	Proyecto Eólico EOL_LPAVAS	Eólico	20
29	1/1/2028	Proyecto Eólico EOL_SJORGE	Eólico	20
30	1/1/2028	Proyecto Eólico EOL_MONTOSA	Eólico	20
31	1/1/2028	Proyecto de Batería CAJ_BAT_1	Almacenamiento	30
			Total	711

Para el caso del sistema de Panamá, se espera que se desarrollen 37 proyectos de líneas de transmisión, 16 transformadores y 30 de generación. Con lo anterior, es posible identificar que el sistema de Panamá es el desarrollará la mayor cantidad de proyectos en el horizonte del 2026 al 2028. El detalle de estos proyectos se presenta de la Tabla 12 a la Tabla 14.

Tabla 12. Proyectos de líneas de transmisión de Panamá

No.	Fecha prevista	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Anotaciones
1	1/9/2026	Mata de Nance - Progreso 230 (230-39)	230	505	Incorporación
2	1/9/2026	Mata Nance – Boquerón III	230	505	Repotenciación de 249 a 505 MVA
3	1/9/2026	Progreso – Boquerón III	230	505	Repotenciación de 249 a 505 MVA
4	1/9/2026	Chorrera - Santa Cruz 230A (230-0A)	230	505	Incorporación
5	1/1/2026	Panamá I – Panamá 3 (230 7A)	230	1000	Repotenciación de 505 a 1000 MVA
6	1/1/2026	Panamá I – Panamá 3 (230 8A)	230	1000	Repotenciación de 505 a 1000 MVA
7	1/9/2026	Llano Sánchez - Santa Cruz 230A (230-0B)	230	505	Incorporación de la SE Santa Cruz, secciona la LT Llano Sánchez - Antón
8	1/9/2026	Llano Sánchez - Santa Cruz 230B (230-9C)	230	505	
9	1/9/2026	Santa Cruz - Antón 230A (230-9B)	230	505	
10	1/9/2026	Sabanitas - Santa Rita 230A	230	505	Incorporación
11	1/9/2026	Sabanitas - Santa Rita 230B	230	505	Incorporación
12	1/9/2027	Bayano - Chepo 230A (230-1A)	230	505	Incorporación de la SE Chepo, secciona la LT Bayano – Pacora y Bayano – 24 de diciembre
13	1/9/2027	Bayano - Chepo 230B (230-2A)	230	505	
14	1/9/2027	Pacora - Chepo 230A (230-1A)	230	505	
15	1/9/2027	Chepo - 24 de diciembre 230 (230-2B)	230	505	
16	1/1/2028	Progreso - Progreso II 230A (230-1)	230	505	Incorporación
17	1/1/2028	Frontera Costa Rica PRO - Progreso II	230	505	Incorporación
18	1/1/2027	Veladero – Bellavista	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
19	1/1/2027	Panamá I – Chorrera (230 3A)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
20	1/1/2027	Panamá I – Chorrera (230 4A)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
21	1/1/2027	Chorrera – El Higo (230 3B)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
22	1/1/2027	Chorrera – El Higo (230 4B)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
23	1/1/2027	Panamá II – Pacora (230 1B)	230	505	Repotenciación de 202 a 505 MVA
24	1/1/2027	Panamá II – 24 de diciembre (230 2B)	230	505	Repotenciación de 202 a 505 MVA
25	1/1/2027	Llano Sánchez - El Higo (230 3C)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
26	1/1/2027	Llano Sánchez - El Higo (230 4C)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
27	1/1/2028	Llano Sánchez - La Huaca 230A (230-5A)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
28	1/1/2028	Llano Sánchez - La Huaca 230B (230-6A)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
29	1/1/2028	Los Olivos - La Huaca 230A (230-1)	230	505	Incorporación
30	1/1/2028	Los Olivos - La Huaca 230B (230-2)	230	505	Incorporación
31	1/1/2028	Bella Vista - La Huaca 230 (230-6B)	230	611	Incorporación
32	1/1/2028	Veladero - Santiago II 230A (230-5C)	230	611	Incorporación
33	1/1/2028	La Huaca - Santiago II 230 (230-5B)	230	611	Incorporación
34	1/1/2028	Mata de Nance - Caldera 230A (230-7)	230	249	Incorporación de la SE Caldera, secciona la LT Mata Nance - Fortuna
35	1/1/2028	Mata de Nance - Caldera 230B (230-8)	230	249	
36	1/1/2028	Fortuna - Caldera 230A (230-7)	230	249	
37	1/1/2028	Fortuna - Caldera 230B (230-8)	230	249	

Tabla 13. Proyectos de transformadores de potencia en el Sistema de Panamá

No.	Fecha prevista	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Anotaciones
1	1/9/2026	Santa Rita 230/115	230/115	250	Incorporación nuevo
2	1/9/2026	Santa Rita 230/115	230/115	250	Incorporación nuevo
3	1/1/2028	San Bartolo T02	230/115/34.5	150	Incorporación nuevo
4	1/1/2028	San Bartolo T03	230/115/34.5	150	Incorporación nuevo
5	1/1/2028	Caldera 230/115 T1	230/115	200	Incorporación nuevo
6	1/1/2028	Caldera 230/115 T2	230/115	200	Incorporación nuevo
7	1/1/2028	Panamá III T4	230/115	350	Incorporación nuevo
8	1/1/2028	Panamá III T5	230/115	350	Incorporación nuevo
9	1/7/2028	Chepo T1	230/115	200	Incorporación nuevo
10	1/7/2028	Chepo T2	230/115	200	Incorporación nuevo
11	1/7/2028	La Huaca T1	230/115	100	Incorporación nuevo
12	1/7/2028	La Huaca T2	230/115	100	Incorporación nuevo
13	1/1/2028	Progreso 2 T1	230/115	250	Incorporación nuevo
14	1/1/2028	Progreso 2 T2	230/115	250	Incorporación nuevo
15	1/1/2028	Los Olivos T1	230/115	100	Incorporación nuevo
16	1/1/2028	Los Olivos T2	230/115	100	Incorporación nuevo

Tabla 14. Proyectos de generación en el Sistema de Panamá

No.	Fecha prevista	Proyecto	Recurso	Cap. (MW)
1	1/1/2026	El Alto G4	Hidroeléctrica	1.1
2	1/1/2026	Parque Solar PAEG1	Fotovoltaico	10
3	1/1/2026	Las Lomas	Fotovoltaico	105
4	1/1/2026	Cocle Solar 1	Fotovoltaico	150
5	1/1/2026	Parque Solar El Chumical	Fotovoltaico	19.9
6	1/1/2026	Parque Solar CLS	Fotovoltaico	3
7	1/1/2026	Parque Solar CCS	Fotovoltaico	9.9
8	1/1/2026	Parque Solar CAN	Fotovoltaico	3
9	1/1/2026	Parque Solar JGSG1	Fotovoltaico	30
10	1/1/2026	Parque Solar BRSG1	Fotovoltaico	10
11	1/1/2026	Parque Solar FOS34	Fotovoltaico	9.9
12	1/1/2026	Parque Solar MSL34	Fotovoltaico	10
13	1/1/2026	Parque Solar RP5G1/G2	Hidroeléctrica	4.3
14	1/1/2026	Parque Solar PAS4	Fotovoltaico	20
15	1/1/2026	Parque Solar PAS5	Fotovoltaico	20
16	1/1/2026	Parque Solar PPS34	Fotovoltaico	44
17	1/1/2026	Parque Solar SPE234	Fotovoltaico	120
18	1/1/2026	Parque Solar SJS	Fotovoltaico	10
19	1/1/2026	Parque Solar PSB12	Fotovoltaico	20

No.	Fecha prevista	Proyecto	Recurso	Cap. (MW)
20	1/1/2026	Parque Solar PSB34	Fotovoltaico	20
21	1/1/2027	Almacenadora Solar	Fotovoltaico	8
22	1/1/2027	Santiago Solar	Fotovoltaico	9.99
23	1/1/2027	Parque Solar SBSG1	Fotovoltaico	9.99
24	1/1/2027	Parque Solar LME	Fotovoltaico	9.99
25	1/1/2027	Parque Solar Agua Viva	Fotovoltaico	9.99
26	1/1/2027	Planta Solar SAF34	Fotovoltaico	10
27	1/1/2027	Parque Solar SEC34	Fotovoltaico	10
28	1/1/2027	Las Lajas	Fotovoltaico	30
29	1/1/2027	La Unión Solar	Fotovoltaico	90
30	1/1/2027	Santa Cruz	Eólico	68.4
31	1/1/2027	PV Santa Cruz Solar	Fotovoltaico	100
32	1/1/2027	Cotoba Solar	Fotovoltaico	125
33	1/1/2027	Parque Solar LAH	Fotovoltaico	70
34	1/1/2027	Parque Solar Flamboyán	Fotovoltaico	19.99
35	1/1/2027	Parque Solar Veranera	Fotovoltaico	19.99
36	1/7/2027	Ra Solar	Fotovoltaico	20
37	1/1/2028	La Colorada	Eólico	140
Total				1,371.44

Resumen de Proyectos de Generación y Transmisión Previstos a entrar en Operación en 2026-2028

De la información presentada sobre los proyectos de transmisión y generación a desarrollarse en todos los sistemas de los países miembros del MER, se identifica que se espera incorporar **2,840.49 MW** de capacidad de generación, de los cuales el 80% de la capacidad corresponderá a centrales Eólicas y Fotovoltaicos. Lo anterior, se puede apreciar en Tabla 15 y Figura 10.

Tabla 15. Capacidad total de generación prevista a agregarse en SER en el periodo 2026-2028

Tipo de Recurso	Capacidad total (MW)
Almacenamiento	105
Biomasa	20
Eólico	418.4
Fotovoltaico	1876.69
Fuel Oil	380
Geotérmico	35
Hidroeléctrica	5.4
Total Regional	2840.49

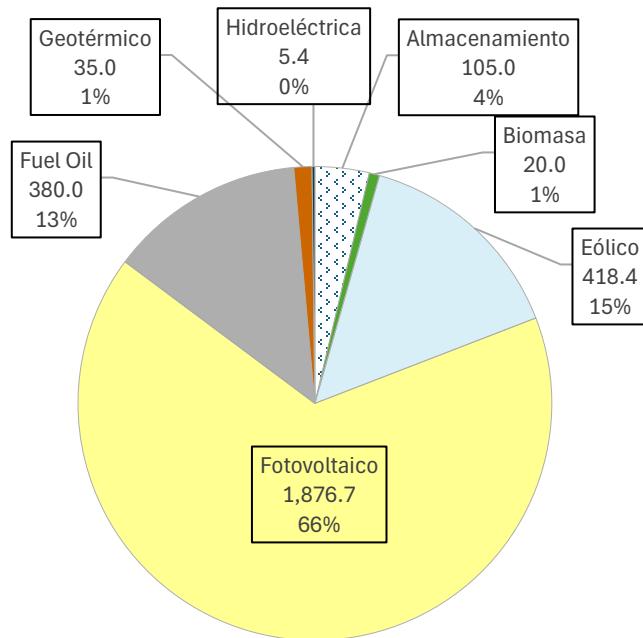


Figura 10. Composición porcentual de la capacidad de generación a agregarse en el SER en los años 2026-2028

En la gráfica de la figura 11 se muestra resumida la capacidad de generación en MW a incorporar en cada país, por tipo de tecnología.

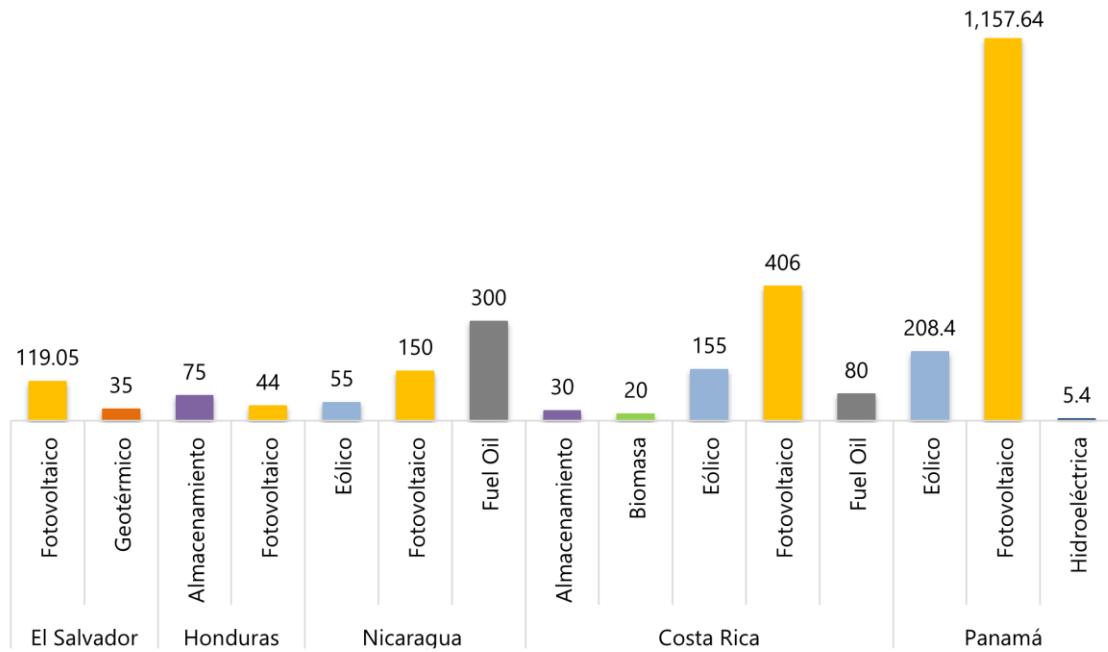


Figura 11. Capacidad (MW) por país y tipo de recurso de generación prevista agregarse en el periodo 2026-2028

De la expansión de generación informada, los sistemas de Panamá y Costa Rica concentrarían el 48% y 24% respectivamente, de la capacidad de generación que se incorporará en el SER entre 2026 y 2028.

Con respecto a las mejoras y ampliaciones al sistema de transmisión en la Figura 12 se ilustra la distribución por país y tipo de proyectos de línea de transmisión con tensión de operación mayor o igual a 115 kV que se desarrollarán en el SER entre el año 2026 y 2028.

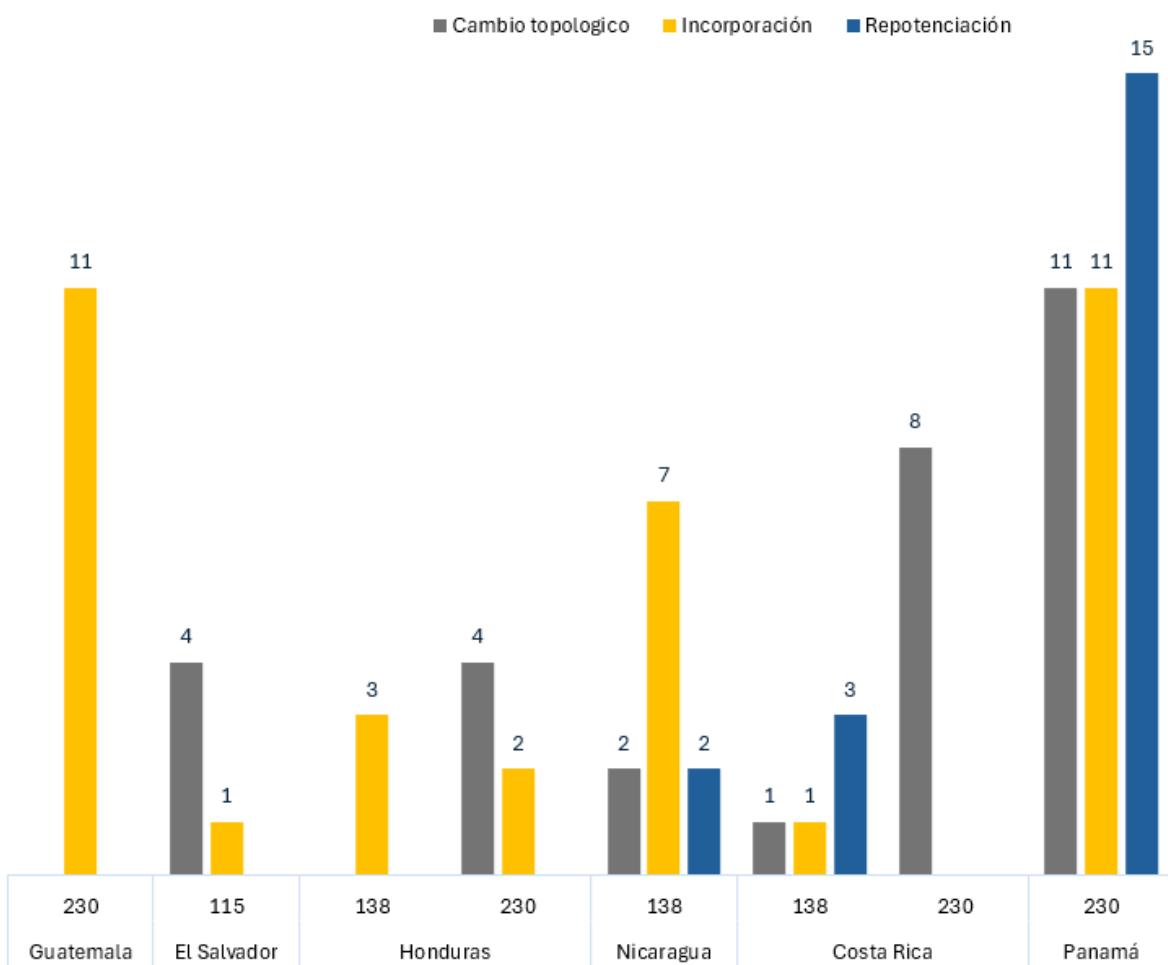


Figura 12. Proyectos de intervenciones en líneas de transmisión por país en el horizonte 2026-2028

En la Figura 13 se ilustra que la incorporación prevista de transformadores de potencia se concentra en los sistemas de Panamá, Honduras y Guatemala, con una capacidad total a instalar de 4,070 MVA.

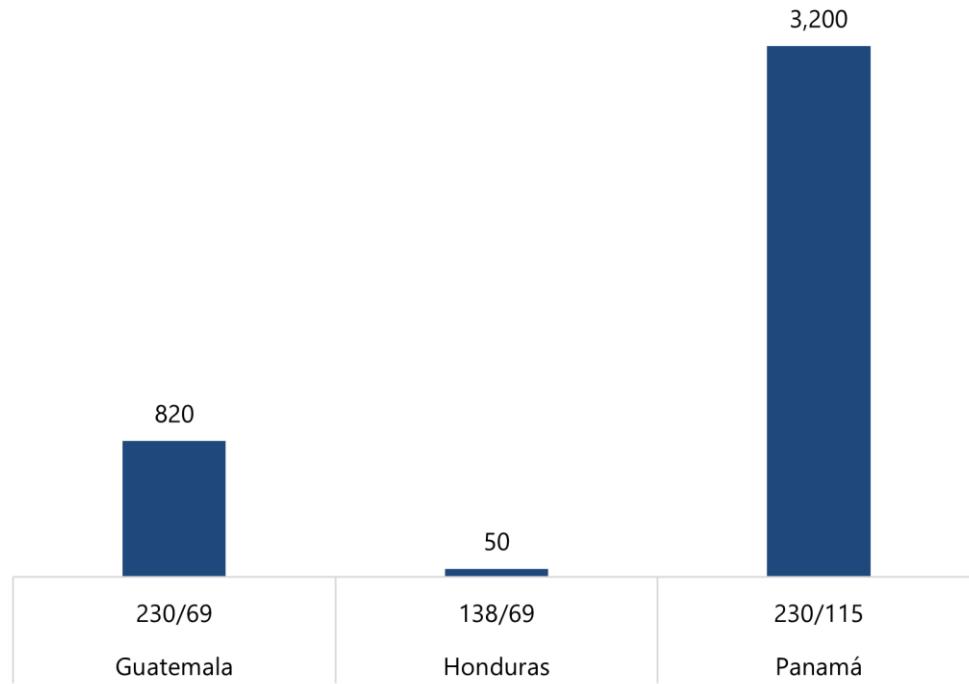


Figura 13. Capacidad total en transformadores de potencia a incorporar en el horizonte 2026-2028

Análisis del EOR sobre la evolución de la red de transmisión prevista para 2026-2028

Los países del MER se encuentran gestionando la ejecución de una cantidad importante de ampliaciones y modificaciones a la red de transmisión que están informadas a entrar en servicio entre los años 2026 y 2028, totalizando 38 nuevas incorporaciones de líneas de transmisión, 19 repotenciaciones y 29 cambios topológicos en la red de transmisión, además la incorporación de 4,070 MVA en capacidad en transformadores de potencia.

Dentro de las ampliaciones a la red de transmisión se incluye la adición de elementos que serán determinantes para el incremento de la capacidad operativa entre los países del SER, a fin de resolver algunas restricciones críticas existentes. Por lo tanto, se consideran de interés para la capacidad operativa de transmisión los proyectos que se mencionan en la Tabla 16 que al entrar en servicio permitirán eliminar sobrecargas en elementos de la red de transmisión.

Tabla 16. Proyectos que aportarían a incrementar la Capacidad Operativa de Transmisión en el SER

No.	Año	País	Nombre	Cap. (MVA)	Anotaciones
1	2027	Honduras	Suyapa - Sitio 230A	405.1	
2	2027	Honduras	Amarateca – Sitio 230 A	405.1	Cambio de topología para incorporación de nueva SE Sitio
3	2027	Honduras	Progreso - San Pedro Sula Sur 230A	456	Incorporación
4	2027	Honduras	Progreso - San Pedro Sula Sur 230A	456	Incorporación
5	2026	Nicaragua	Catarina – Nandaime 138	200	Aumento de capacidad a 200 MVA
6	2026	Nicaragua	Nandaime – Rivas 138	200	Aumento de capacidad a 200 MVA
7	2027	Costa Rica	Frontera NIC (Amayo) - La Cruz 230-1	390	
8	2027	Costa Rica	Liberia - La Cruz 230-1	390	Secciona LT Frontera – Liberia para incorporación de SE La Cruz
9	2028	Costa Rica	Tarbaca - San Rafael 230 - 1	343	
10	2028	Costa Rica	Tarbaca - San Rafael 230 - 2	343	Incorporación de SE San Rafael en 230 kV, secciona LT Lindora – Tarbaca 230-1 y Lindora Tarbaca 230-2.
11	2028	Costa Rica	Lindora - San Rafael 230 - 1	343	
12	2028	Costa Rica	Lindora - San Rafael 230 - 2	343	
13	2026	Panamá	Panamá I – Panamá 3 (230 7A)	1000	Repotenciación de 505 a 1000 MVA
14	2026	Panamá	Panamá I – Panamá 3 (230 8A)	1000	Repotenciación de 505 a 1000 MVA
15	2026	Panamá	Llano Sánchez - Santa Cruz 230A (230-0B)	505	Incorporación de la SE Santa Cruz, secciona la LT Llano Sánchez -
16	2026	Panamá	Llano Sánchez - Santa Cruz 230B (230-9C)	505	
17	2026	Panamá	Sabanitas - Santa Rita 230A	505	Incorporación
18	2026	Panamá	Sabanitas - Santa Rita 230B	505	Incorporación
19	2028	Panamá	Frontera Costa Rica PRO - Progreso II	505	Incorporación
20	2027	Panamá	Panamá I – Chorrera (230 3A)	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
21	2027	Panamá	Panamá I – Chorrera (230 4A)	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
22	2027	Panamá	Chorrera – El Higo (230 3B)	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
23	2027	Panamá	Chorrera – El Higo (230 4B)	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
24	2027	Panamá	Llano Sánchez - El Higo (230 3C)	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
25	2027	Panamá	Llano Sánchez - El Higo (230 4C)	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
26	2028	Panamá	Mata de Nance - Caldera 230A (230-7)	249	Incorporación de la SE Caldera, secciona la LT Mata Nance - Fortuna
27	2028	Panamá	Mata de Nance - Caldera 230B (230-8)	249	
28	2028	Panamá	Fortuna - Caldera 230A (230-7)	249	
29	2028	Panamá	Fortuna - Caldera 230B (230-8)	249	

7 Análisis de incumplimientos a los CCSD “Sin transferencias de potencia entre países”

En esta sección se presentan los resultados de los análisis que identifican las sobrecargas y violaciones de voltaje en condición “sin transferencias” en el horizonte del año 2026 al 2028 a fin de evaluar la capacidad de la red de transmisión de cada país miembro del MER para suministrar su demanda nacional con su propia generación.

Este análisis se realiza conforme a lo que establece el literal a) del numeral 10.2.2.1 y 10.2.3 del Libro III del RMER que indica como alcances del Diagnóstico de Mediano Plazo:

“Determinar las sobrecargas y violaciones de voltaje en las redes de transmisión del SER, sin considerar transferencias de potencia entre países, utilizando el análisis de flujos de carga en condición normal y ante contingencias simples”.

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje en elementos de transmisión y nodos con tensión de operación mayor o igual a 115 kV que fueron identificadas en cada uno de los sistemas de transmisión de los países miembros del MER.

En las tablas de las siguientes secciones se han utilizado las siguientes abreviaturas:

- **LT:** Línea de Transmisión.
- **Trafo:** Transformador de Potencia.
- **ECS:** Esquema de control suplementario.

7.1 Guatemala

En condiciones sin transferencias y ante contingencias del sistema de Guatemala, solamente se reportan sobrecargas en los transformadores de 400/230 kV de la subestación Los Brillantes hasta 117% del Rate A. Estas sobrecargas se producen ante la pérdida de generación en el SER.

Adicionalmente, se reportaron violaciones de voltaje en elementos de transmisión y en nodos con voltajes de operación iguales o superiores a 115 kV. El AMM indicó que cuentan con esquemas de control suplementario (ECS) que permiten corregir las violaciones de tensión identificadas por el EOR. En la siguiente tabla se detallan los nodos que presentaron bajos voltajes, junto con el ECS correspondiente que corrige dichas violaciones.

Tabla 17. Violaciones de Voltaje en Nodos del Sistema de Transmisión de Guatemala (en p.u.) – Escenarios Sin Transferencias

No.	Cód.	Nombre Nodo	kV	Contingencia	Voltaje en p.u.			ECS Correspondiente
					2026	2027	2028	
1	1730	Izabal	230	Salida de LT 230 kV Panzos – Izabal CKT 1			0.9	GUA_ECS-22
2	1821	Pologua	138	Salida de Trafo 230/138 kV SE Huehuetenango I CKT 1	0.88	0.87	0.89	Según indicaciones del AMM, será implementado un nuevo ECS para mitigar los bajos voltajes.
3	1822	Huehuetenango I	138	Salida de Trafo 230/138 kV SE Huehuetenango I CKT 1	0.83	0.81	0.83	
4	1842	Huehuetenango II	138	Salida de Trafo 230/138 kV SE Huehuetenango I CKT 1	0.86	0.85	0.87	

7.2 El Salvador

En condiciones sin transferencias y ante contingencias simples, se identifica sobrecarga en los autotransformadores 230/115 kV en la subestación Nejapa, a causa de la contingencia del otro autotransformador que opera en paralelo. En la tabla siguiente, se presenta el detalle de la sobrecarga identificada.

Tabla 18. Sobre cargas Máximas en Elementos de Transmisión de El Salvador – Escenarios Sin Transferencias

No.	Elemento con Sobre carga	RATE A (MVA)	Contingencia	% Rate A		
				2026	2027	2028
1/2	Trafo 230/115 kV SE Nejapa T1/T2	156.3	Salida Trafo 230/115/23 kV T2/T1 de SE Nejapa	103	106	109

En condiciones sin transferencias y ante contingencias, se identifican violaciones de voltaje en 4 nodos del sistema troncal de transmisión de El Salvador con mayor incidencia en el año 2026 y 2027. Adicionalmente se identificaron bajos voltajes en nodos de generación que se conectan de forma radial al sistema de transmisión, como: Capella Solar, Guajoyo, Ventus, Jiboa y Santa Ana IV. En la Tabla 19 se muestran estos resultados.

Tabla 19. Violaciones de Voltaje en Nodos del Sistema de Transmisión de El Salvador (en p.u.) – Escenarios Sin Transferencias

No.	Código Nodo	Nombre Nodo	kV	Contingencia	Voltaje en p.u.		
					2026	2027	2028
1	27281	Chinchotepec	115	Salida LT 115 kV Chinchontepec – San Vicente CKT 1	0.89	0.88	
2	27351	Santa Ana	115	Salida LT 115 kV Ahuachapán – Santa Ana CKT 1	0.89	0.88	
3	27391	Tecoluca	115	Salida LT 115 kV Chinchontepec - Tecoluca CKT 1	0.87	0.86	
				Salida LT 115 kV Chinchontepec – San Vicente CKT 1	0.89	0.88	
4	27401	Ozatlán	115	Salida LT 115 kV Chinchontepec - Tecoluca CKT 1	0.9	0.89	
				Salida LT 115 kV Chinchontepec – San Vicente CKT 1	0.9	0.9	
5	27402	Capella Solar	115	Salida LT 115 kV Chinchontepec - Tecoluca CKT 1	0.9	0.89	
				Salida LT 115 kV Chinchontepec – San Vicente CKT 1	0.9	0.9	
6	27111	Guajoyo	115	Salida LT 115 kV Ahuachapán – Santa Ana CKT 1	0.89	0.88	0.89
7	27241	Ventus	115	Salida LT 115 kV Ahuachapán – Santa Ana CKT 1	0.89	0.88	0.9
8	27291	Jiboa	115	Salida LT 115 kV Chinchontepec – San Vicente CKT 1	0.89	0.88	
9	27350	Santa Ana IV	115	Salida LT 115 kV Ahuachapán – Santa Ana CKT 1	0.89	0.88	

7.3 Honduras

En condiciones sin transferencias y ante contingencias, se identifican 7 elementos de transmisión con sobrecargas en el Sistema de Honduras. Estas sobrecargas se presentan con mayor incidencia en la zona de las subestaciones Choloma, Bermejo, La Victoria, Suyapa y Toncontín.

Tabla 20. Sobre cargas Máximas en Elementos de Transmisión de Honduras – Escenarios Sin Transferencias

No.	Elemento Con Sobre carga	RATE A (MVA)	Contingencia	% Rate A		
				2026	2027	2028
1	LT 138 kV Bermejo – Choloma CKT 1	151.8	Salida LT 138 kV Choloma – La Victoria CKT 1			102
2	LT 138 kV Choloma – La Victoria CKT 1	151.8	Salida LT 138 kV Bermejo – Choloma CKT 1		104	124
			Salida LT 138 kV Estadio – San Pedro Sula Sur CKT 1			101
			Salida LT 138 kV San Pedro Sula Sur – Agua Prieta CKT 1½			107
3	LT 138 kV Cañaveral – Rio Lindo CKT 1	151.8	Salida LT 138 kV Comayagua – Amarateca CKT 1		103	
4	LT 138 kV Estadio – San Pedro Sula Sur CKT 1	151.8	Salida LT 138 kV Choloma – Agua Prieta CKT 1		100	
5/6	Trafo 230/138/13.8 kV SE Suyapa T612/T613	100	Salida Trafo 230/138/13.8 kV CKT 1 SE Toncontín	104		106
7	Trafo 230/138/13.8 kV SE Toncontín	150	Salida Trafo 230/138/13.8 kV SUY T611 CKT 1 SE Suyapa			101
			Salida Trafo 230/138/13.8 kV SUY T612 CKT 1 SE Suyapa			101
			Salida Trafo 230/138/13.8 kV SUY T613 CKT 1 SE Suyapa			100
			Salida LT 230 kV Suyapa – Cerro de Hula CKT 1			102
			Salida LT 230 kV Pavana – Cerro de Hula CKT 1			101
			Salida LT 138 kV Santa Fe – Amarateca CKT 1	103	102	109
			Salida Trafo 230/138/34.5 kV CKT 1 SE Amarateca	105	104	110

En condiciones sin transferencias y ante contingencias, se identifican violaciones de voltaje en 11 nodos del sistema troncal de transmisión de Honduras. Debido a la gran cantidad de contingencias que provocan violaciones, la Tabla 21 muestra solamente las violaciones de voltaje más severas en cada nodo por cada año del horizonte de análisis.

Tabla 21. Violaciones de voltaje en nodos del sistema de transmisión de Honduras (en p.u.) – Escenarios Sin Transferencias

No.	Código Nodo	Nombre Nodo	kV	Voltaje en p.u.		
				2026	2027	2028
1	3029	Cañaveral	138		0.87	0.87
2	3030	Suyapa	138	0.88	0.88	0.86
3	3031	Cañada	138	0.87	0.87	0.84
4	3060	Comayagua	138	0.89	0.86	0.86
5	3085	Miraflores	138	0.87	0.87	0.84
6	3091	Piedras Azules	138	0.89	0.86	0.86
7	3101	Santa Fe	138	0.87	0.88	0.85
8	3103	Siguatepeque	138	0.89	0.88	0.84
9	3120	Toncontín	138	0.87	0.87	0.84
10	3427	Amarateca	138			0.9
11	3650	Laínez	138	0.87	0.87	0.84

7.4 Nicaragua

En condiciones sin transferencias y ante contingencias del sistema de Nicaragua, únicamente se identificó la sobrecarga de los dos transformadores 230/138 kV de 75 MVA en la subestación Mateare, alcanzando hasta un 107% de carga ante la contingencia de la línea 230 kV Los Brasiles – Mateare. De acuerdo con lo indicado por el CNDC, se cuenta con un esquema de control suplementario que permite mitigar esta sobrecarga en caso de presentarse dicha contingencia.

Adicionalmente, se identificaron violaciones de voltaje en nodos que pertenecen a extensos sistemas radiales y que no pertenecen a la RTR. Estos resultados se presentan en la Tabla 22.

Tabla 22. Violaciones de voltaje en nodos del sistema de transmisión de Nicaragua (en p.u.) – Escenarios Sin Transferencias

No .	Código Nodo	Nombre Nodo	kV	Contingencia	Voltaje en p.u.		
					2026	2027	2028
1	4301	Acoyapa	138	Salida LT 138 kV Bluefields II – Esperanza II CKT 1	0.88		0.88
2	4313	Gateada	138	Salida LT 138 kV Bluefields II – Esperanza II CKT 1	0.76		0.76
3	4353	Dalia	138	Salida LT 138 kV San Ramón - Dalia CKT 1		0.9	
4	4356	Waslala	138	Salida LT 138 kV San Ramón - Dalia CKT 1		0.9	
5	4371	Bluefields II	138	Salida LT 138 kV Bluefields II – Esperanza II CKT 1	0.09	0.79	0.09
				Salida LT 138 kV Esperanza II – Gateada II CKT 1	0.78		0.81
6	4395	Tortuguero	138	Salida LT 138 kV Bluefields II – Esperanza II CKT 1	0.76		0.76
				Salida LT 138 kV Esperanza II – Gateada II CKT 1	0.79		0.82
7	4397	Esperanza II	138	Salida LT 138 kV Bluefields II – Esperanza II CKT 1	0.76		0.76
				Salida LT 138 kV Esperanza II – Gateada II CKT 1	0.78		0.82
8	4951	Mojón	138	Salida LT 138 kV Bluefields II – Esperanza II CKT 1			0.9
9	4961	Gateada II	138	Salida LT 138 kV Bluefields II – Esperanza II CKT 1	0.76		0.76

7.5 Costa Rica

En condiciones sin transferencias y ante contingencias, se identificó sobrecarga en los transformadores 230/138/13.8 kV de la subestación Moín ante la contingencia del otro transformador que opera en paralelo. Según lo indicado por el DOCSE, dichas sobrecargas cuentan con un esquema de control suplementario que desconecta generación desde la barra de 138 kV de Moín en caso de salida de uno de los autotransformadores. Los resultados se presentan en la Tabla 23.

Tabla 23. Sobre cargas Máximas en Elementos de Transmisión de Costa Rica – Escenarios Sin Transferencias

No.	Elemento	RATE A (MVA)	Contingencia	% Rate A
				2026
1/2	Trafo 230/138/13.8 kV SE Moín T1/T2	110	Salida Trafo 230/138/13.8 kV SE Moín CKT T2/T1	135

Por otra parte, en condiciones sin transferencias y ante contingencias, no se identifican violaciones de voltaje en nodos con voltaje de operación mayor o igual a 115 kV en el sistema de Costa Rica.

7.6 Panamá

En condiciones sin transferencias y ante contingencias del sistema de Panamá, se reportan sobrecargas en 15 elementos de transmisión en 230 kV y 3 elementos de transmisión en 115 kV que pertenecen al Sistema Principal de Transmisión (SPT), como se puede apreciar en la Tabla 24 y Tabla 25.

Tabla 24. Sobrecargas en Elementos del Sistema Principal de Transmisión 230 kV de Panamá – Escenarios Sin Transferencias [% RATE A]

No.	Elemento con Sobrecarga	RATE A (MVA)	Contingencia	2026	2027	2028
1	LT 230 kV Bayano – 24 diciembre CKT 2A	202	Salida LT 230 kV Panamá II – Pacora CKT 1B	102		
			Salida LT 230 kV Bayano – Pacora CKT 1A	116		
2	LT 230 kV Bayano – Pacora CKT 1A	202	Salida LT 230 kV Bayano – 24 diciembre CKT 2A	116		
3	LT 230 kV Chorrera – El Higo CKT 3B	249	Salida LT 230 kV Chorrera – El Higo CKT 4B	116		
4	LT 230 kV Chorrera – El Higo CKT 4B	249	Salida LT 230 kV Chorrera – El Higo CKT 3B	116		
5	LT 230 kV Fortuna – Guasquita CKT 18	279	Salida LT 230 kV Mata de Nance – Veladero CKT 5B/5C/5D	118	118	120
			Salida LT 230 kV Mata de Nance – Veladero CKT 6C/6D	118	118	120
			Salida LT 230 kV Estí – Guasquitas CKT 19		101	103
			Salida LT 230 kV Guasquitas – Cañazas CKT 1	103	108	110
			Salida LT 230 kV Veladero – Dominical CKT 5A			101
			Salida LT 230 kV Changuinola – Esperanza CKT 0B		101	103
			Salida LT 230 kV Changuinola – Cañazas CKT 30	104	109	111
6/7	LT 230 kV Llano Sánchez – El Higo CKT 3C/4C	249	Salida LT 230 kV Llano Sánchez – El Higo CKT 4C/C3	115		
8/9	Trafo 230/115/34.5 kV SE Llano Sánchez CKT T1/T2	100	Salida Trafo 230/115/34.5 kV CKT T2/T1 SE Llano Sánchez	123		
10/11	Trafo 230/115/13.8 kV SE Panamá CKT T1/T2	175	Salida Trafo 230/115/13.8 kV CKT T3 SE Panamá	115	104	
12/13	Trafo 230/115/13.8 kV SE Panamá CKT T3/T5	350	Salida Trafo 230/115/13.8 kV CKT T5/T3 SE Panamá	109		
14	LT 230 kV Panamá II – Pacora CKT 1B	202	Salida LT 230 kV Bayano – 24 diciembre CKT 2 ^a	105		
15	Trafo 230/115/34.5 kV CKT T2 SE Progreso	50	Salida Trafo 230/115/34.5 kV CKT T1 SE Progreso	154	153	

Tabla 25. Sobrecargas en Elementos del Sistema Principal de Transmisión 115 kV de Panamá – Escenarios Sin Transferencias [%RATE A]

No.	Elemento con Sobrecarga	RATE A (MVA)	Contingencia	2026	2027
1	LT 115 kV Mata de Nance – Caldera CKT 15/16	102	Salida LT 115 kV Mata de Nance – Caldera CKT 16/15	143	139
2	Trafo 230/115/34.5 CKT T2 SE Mata de Nance	60	Salida Trafo 230/115/34.5 CKT T1 SE Mata de Nance	116	111
3	LT 115 kV Panamá – Cáceres CKT 37	142	Salida LT 115 kV Panamá – Cáceres CKT 62	103	

Adicionalmente, se presentan sobrecargas en elementos de la red de 115 kV que no pertenecen al Sistema Principal de Transmisión de Panamá, y son identificados por ETESA como parte del sistema de distribución. Las sobrecargas se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 26. Sobrecargas en Elementos del sistema de distribución 115 kV de Panamá – Escenarios Sin Transferencias [%RATE A]

No.	Elemento con Sobrecarga	RATE A (MVA)	Contingencia	2026	2027	2028
1	LT 115 kV Cáceres – Locería CKT 6	140	Salida LT 115 kV Panamá – Locería CKT 22/38	109	116	127
			Salida LT 115 kV Cáceres – Marañón CKT 8A			107
2	LT 115 kV Cáceres - Miraflores CKT 5	100	Salida LT 115 kV Panamá – Santa María CKT 7	160	170	183
3	LT 115 kV Locería – Centro Bancario CKT 39	162	Salida LT 115 kV Locería – Centro Bancario CKT 40		106	118
4	LT 115 kV Locería – Centro Bancario CKT 40	162	Salida LT 115 kV Locería – Centro Bancario CKT 39		106	118
5	LT 115 kV Llano Sánchez – La Arena CKT 58	79	Salida LT 115 kV Llano Sánchez – La Arena CKT 13			104
6	LT 115 kV Llano Sánchez – Santiago CKT 27	79	Salida Unidad G1 El Chumical	104		
7/8	Trafo 230/115/34.5 kV SE Llano Sánchez CKT T1/T2	100	Salida Trafo 230/115/34.5 kV SE Llano Sánchez CKT T2/T1	108		
9	LT 115 kV Panamá – Locería CKT 22	137	Salida LT 115 kV Panamá – Locería CKT 38	108	116	126
			Salida LT 115 kV Cáceres – Locería CKT 6	108	116	126
			Salida LT 115 kV Cáceres - Marañón CKT 8A			104
10	LT 115 kV Panamá – Monte Oscuro CKT 10	132	Salida LT 115 kV Panamá - Tinajitas CKT 9	102	106	112
11	LT 115 kV Panamá – Santa María CKT 7	150	Salida LT 115 kV Cáceres – Miraflores CKT 5	105	111	119
12	LT 115 kV Panamá – Tinajitas CKT 9	132	Salida LT 115 kV Panamá – Monte Oscuro CKT 10	102	105	111
13	LT 115 kV Santa María - Miraflores CKT 35	100	Salida LT 115 kV Panamá – Santa María CKT 7			109

Al evaluar las sobrecargas de las líneas de transmisión respecto al límite de emergencia informado en la base de datos en el **RATE C**, únicamente se mantendría el reporte de sobrecarga del **transformador 230/115 kV 50 MVA de la Subestación Progreso**, el cual presenta una sobrecarga máxima de 124% en los años 2026 y 2027. Este transformador forma parte del Sistema Principal de Transmisión de Panamá.

Adicionalmente, evaluando bajo la referencia del límite de emergencia (RATE C), 9 elementos de la red de 115 kV se reportan con sobrecargas, sin embargo, según lo informado por ETESA estos elementos son parte del sistema de distribución y no pertenecen al Sistema Principal de Transmisión. Estas sobrecargas se detallan en la Tabla 27.

Tabla 27. Sobrecargas Máximas en Elementos del sistema de distribución 115 kV Panamá Comparadas con el Rate C – Escenarios Sin Transferencias [%RATE C]

No.	Elemento con Sobre carga	RATE A (MVA)	Contingencia	2026	2027	2028
1	LT 115 kV Cáceres – Locería CKT 6	160	Salida LT 115 kV Panamá – Locería CKT 22		102	111
			Salida LT 115 kV Panamá – Locería CKT 38		102	111
2	LT 115 kV Cáceres – Miraflores CKT 5	100	Salida LT 115 kV Panamá – Santa María CKT 7	160	170	183
3	LT 115 kV Llano Sánchez – La Arena CKT 13	64	Salida LT 115 kV Llano Sánchez – La Arena CKT 58	126	133	141
4	LT 115 kV Panamá – Locería CKT 22	152	Salida LT 115 kV Panamá – Locería CKT 38		104	113
			Salida LT 115 kV Cáceres – Locería CKT 6		104	114
5	LT 115 kV Panamá – Locería CKT 38	152	Salida LT 115 kV Panamá – Locería CKT 22		104	113
			Salida LT 115 kV Cáceres – Locería CKT 6		104	114
6	LT 115 kV Panamá – Monte Oscuro CKT 10	132	Salida LT 115 kV Panamá – Tinajitas CKT 9	102	106	112
7	LT 115 kV Panamá – Santa María CKT 7	150	Salida LT 115 kV Cáceres - Miraflores CKT 5	105	111	119
8	LT 115 kV Panamá - Tinajitas CKT 9	132	Salida LT 115 kV Panamá – Monte Oscuro CKT 10	102	105	111
9	LT 115 kV Santa María - Miraflores CKT 35	100	Salida LT 115 kV Panamá – Santa María CKT 7			109

No se identificaron violaciones de voltaje en nodos del Sistema Principal de Transmisión, sino en nodos que forman parte del sistema de distribución según lo indicado por ETESA. Estas violaciones se presentan en la Tabla 28.

Tabla 28. Violaciones de voltaje en nodos del sistema del sistema de distribución de Panamá (en p.u.) – Escenarios Sin Transferencias

No.	Código Nodo	Nombre Nodo	kV	Voltaje en p.u.	
				2026	2028
1	6024	Chilibre	115	0.89	0.88
2	6047	Calzada Larga	115	0.88	0.87
3	6053	Santiago	115	0.9	0.89

Conclusiones del análisis de incumplimientos a los CCSD “sin transferencias de potencia entre países”

- Los análisis indican que los sistemas de transmisión de Guatemala, Nicaragua y Costa Rica presentan condiciones para cumplir los CCSD sin transferencias de potencia entre países. Es importante mencionar que las sobrecargas y violaciones de voltaje que se han identificado en estos sistemas cuentan con Esquemas de Control Suplementarios que permiten mitigarlas.
- En el sistema de El Salvador, se identificó la sobrecarga del transformador de Nejapa en los 3 años analizados, así como violaciones de voltaje en nodos de la red de transmisión en 115 kV, condiciones que no son favorables para el cumplimiento de los CCSD.
- En el sistema de Honduras ante contingencias simples se presentan sobrecargas de diversos elementos de transmisión, así como voltajes fuera del rango permitido en el RMER. Esta situación se mantiene los años 2026 a 2028 y no permite cumplir los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecido en el RMER.
- En el Sistema Principal de Transmisión de Panamá, bajo condición sin transferencias de potencia, se presentan sobrecargas en varios elementos del sistema principal de transmisión. Estas sobrecargas fueron evaluadas con base en el límite térmico continuo (RATE A). No obstante, si se consideran los límites de emergencia (RATE C), únicamente se reporta sobrecarga en el transformador 230/115 kV de SE Progreso.

8 Capacidades Operativas de Transmisión entre pares de países adyacentes

Este análisis se realiza en cumplimiento de lo indicado en el literal b) del numeral 10.2.2.1 y 10.2.3 del Libro III del RMER.

El RMER define la Capacidad Operativa de Transmisión como *"la máxima potencia que se puede transmitir por una línea o por un grupo de líneas que enlazan dos áreas distintas de un sistema nacional o del SER, tomando en consideración el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño"*.

Las capacidades operativas de transmisión (COT) se estiman mediante el análisis de flujo de carga en estado estable bajo contingencias simples de elementos de transmisión con voltaje de operación mayor o igual a 115 kV, así como contingencias simples de unidades de generación. De los resultados obtenidos es posible determinar de forma indicativa la capacidad operativa de la red de transmisión para transportar los flujos de potencia de los intercambios entre áreas de control adyacentes. Es importante señalar que los resultados obtenidos están condicionados a la entrada en operación de las ampliaciones de transmisión y generadores informados por cada país al EOR.

Es importante destacar entonces que, las COT estimadas constituyen valores indicativos que para ser considerados para la operación, deben ser validados mediante análisis de seguridad operativa bajo evaluación de las condiciones de corto plazo, reales y vigentes del sistema eléctrico regional.

A continuación, se presentan de manera gráfica los resultados de la estimación de la capacidad operativa de transmisión entre pares de áreas de control adyacentes para las condiciones de demanda máxima, media y mínima, en estaciones de verano e invierno para los años 2026, 2027 y 2028.

8.1 Capacidades Operativas Guatemala-El Salvador

La topología particular de anillo entre las áreas de control de Guatemala, El Salvador, y Honduras, crea condiciones para alcanzar valores de COT superiores a 300 MW de intercambio desde Guatemala a El Salvador. Es importante aclarar que las simulaciones hechas no consideran transferencias con Honduras de manera simultánea, solamente entre Guatemala y El Salvador.

De los resultados mostrados en la Figura 14 se puede observar que en los escenarios de transferencias sentido Norte a Sur, es decir desde Guatemala a El Salvador en demanda mínima (Min), todos los valores de COT son mayores a 300 MW. Sin embargo, en escenarios de demanda máxima y media (Max y Med) los valores de COT son menores a 300 MW, incluso iguales a cero MW.

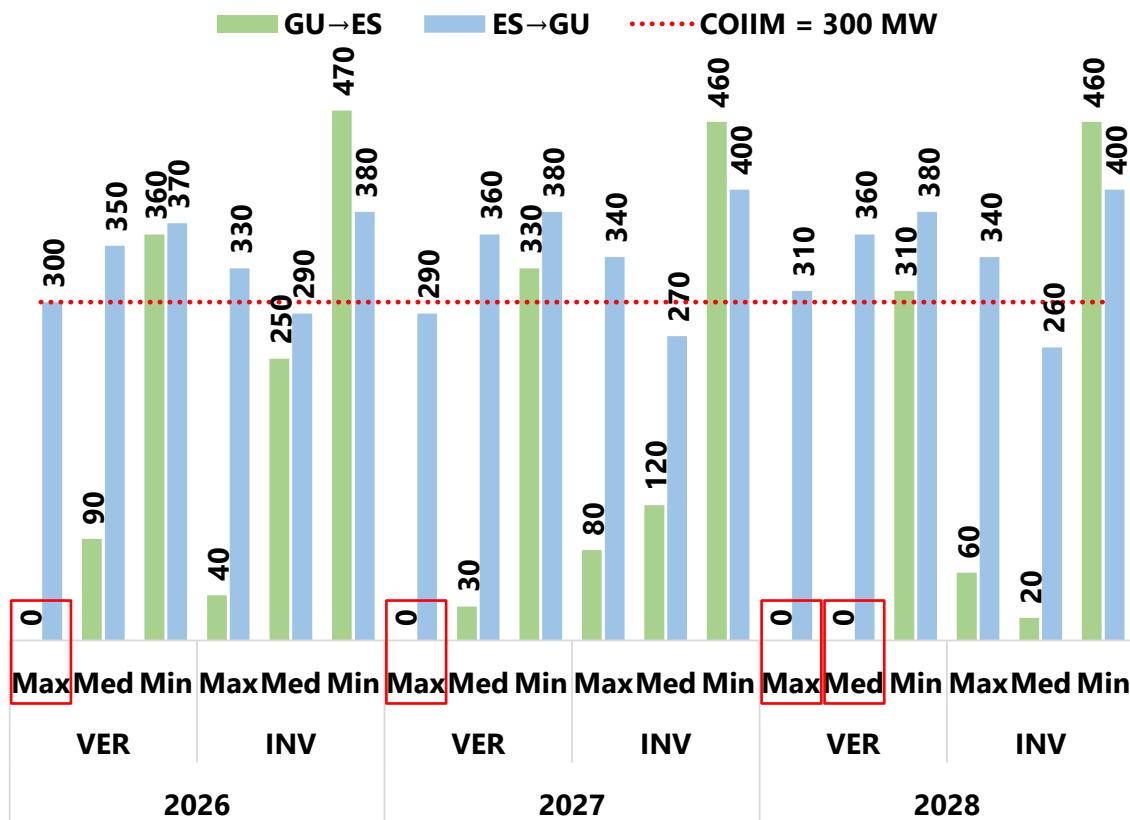


Figura 14. Capacidades operativas de transmisión entre Guatemala y El Salvador

Por otra parte, de los resultados obtenidos se identifican las condiciones limitantes a las COT en transferencias en sentido Norte a Sur, es decir desde Guatemala a El Salvador, dentro de las cuales se destaca la siguiente sobrecargas:

- Sobrecarga de uno de los transformadores 230/115/23 KV 156.3 MVA de SE Nejapa en El Salvador por contingencia del otro transformador que opera en paralelo, limitando la COT a valores menores 300 MW incluso iguales 0 MW.

En los escenarios de transferencias en sentido Sur-Norte, es decir desde El Salvador hacia Guatemala, se obtienen valores de COT mayores o iguales a 260 MW en todo el periodo comprendido entre los años 2026 y 2028. Adicionalmente, se identifican que los valores de

COT alcanzarían valores hasta 400 MW, particularmente en todos los escenarios de demanda mínima. En transferencias en sentido Sur a Norte, es decir desde El Salvador a Guatemala, se destaca las siguiente sobrecarga:

- Sobrecarga de línea 230 kV Guate Este – San Antonio El Sitio por contingencia de la línea 230 kV Aguacapa – Pacífico, limitando la COT a valores entre 260 MW y 340 MW.

8.2 Capacidades Operativas Guatemala-Honduras y El Salvador-Honduras

La topología particular de anillo entre las áreas de control de Guatemala, El Salvador, y Honduras, crea condiciones para alcanzar valores de COT superiores a 300 MW de intercambio desde Guatemala a Honduras y desde Guatemala a El Salvador en algunos escenarios de demanda. En la figura 15 se representan los valores de las COT resultantes entre Guatemala - Honduras y El Salvador - Honduras en las cuales se simuló de manera independiente a Honduras como área importadora siendo Guatemala y El Salvador las áreas exportadoras.

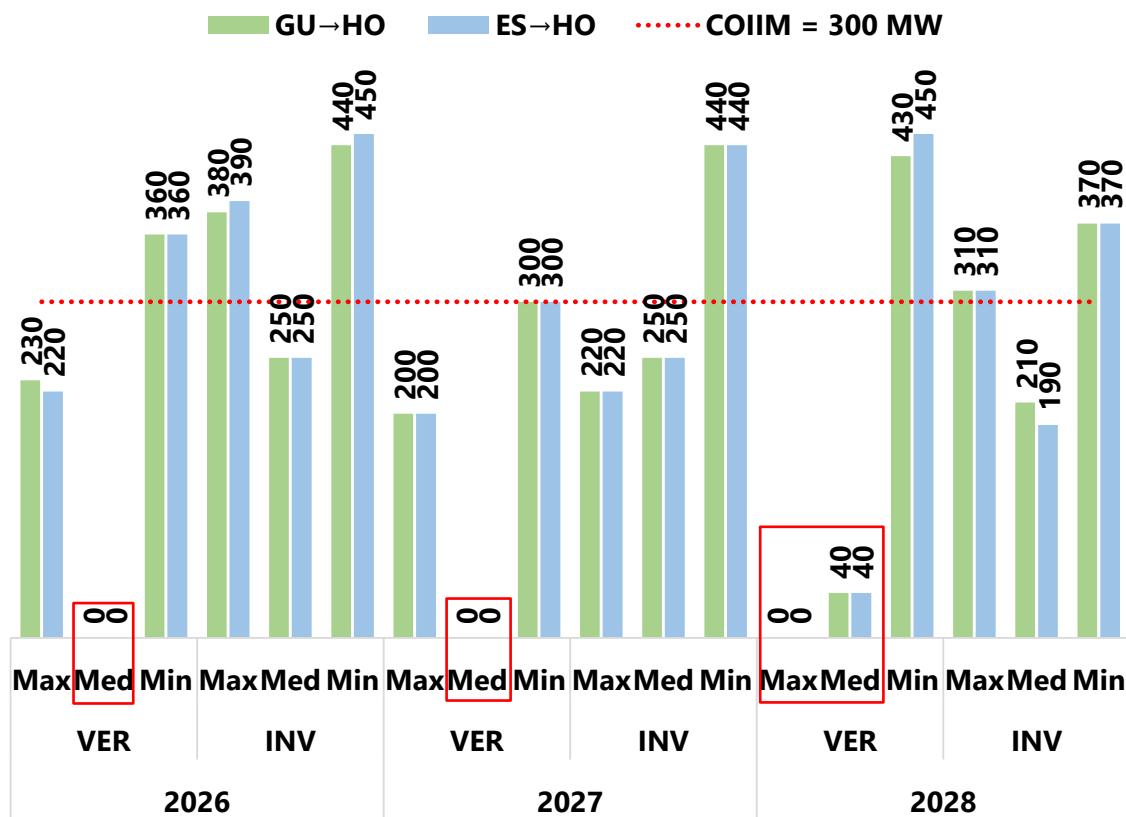


Figura 15. Capacidades operativas de transmisión entre Guatemala y Honduras y El Salvador y Honduras

De los resultados mostrados en la Figura 15 se puede observar que en los escenarios de transferencias en sentido Norte a Sur, es decir Honduras como sistema importador, todos los resultados de COT en escenarios de demanda media son menores a 300 MW, incluso se presentan valores iguales a 0 MW.

Del análisis de las simulaciones realizadas se identifican importantes restricciones en la red de transmisión de Honduras en los escenarios de demanda media que limitan su COT para importación hasta en 0 MW, destacándose la incidencia de sobrecarga en los siguientes elementos de transmisión:

- Transformadores 230/138 kV de SE Suyapa por contingencia del transformador 230/138 kV de SE Toncontín.
- Línea 138 kV Choloma – La Victoria, por contingencia de línea 138 kV San Pedro Sula Sur – Agua Prieta.
- Línea 138 kV Estadio – San Pedro Sula Sur, por contingencia de línea 138 kV Choloma – Agua Prieta.

8.3 Capacidades Operativas Honduras-Guatemala y Honduras-El Salvador

La topología particular de anillo entre las áreas de control de Guatemala, El Salvador, y Honduras, crea condiciones para alcanzar valores de COT superiores a 300 MW de intercambio desde Honduras a Guatemala y desde Honduras a El Salvador en algunos escenarios.

A continuación, en la figura 16 se presentan las COT resultantes entre Honduras y Guatemala y Honduras y El Salvador en las cuales se simuló de manera independiente a Honduras como área exportadora y Guatemala y El Salvador como áreas importadoras.

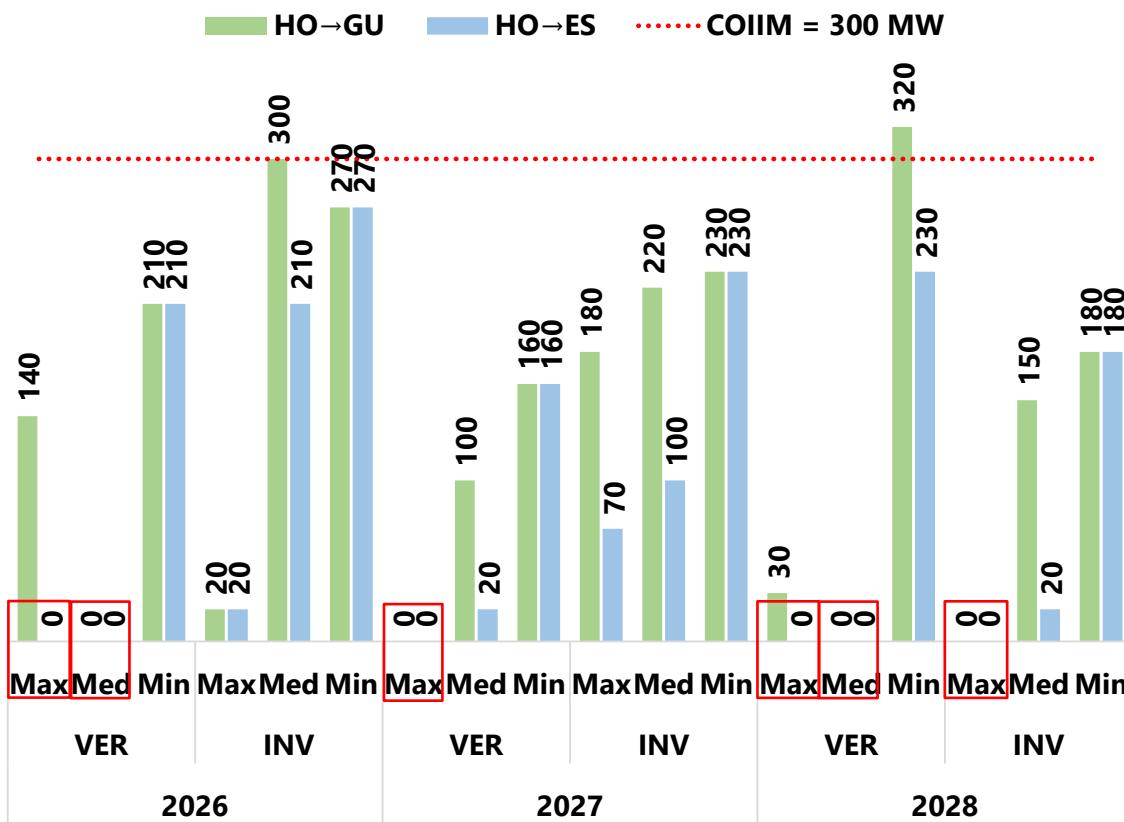


Figura 16. Capacidades operativas de transmisión entre Honduras y Guatemala y Honduras y El Salvador

De los resultados mostrados en la Figura 16 se puede observar que en los escenarios de transferencias sentido Sur a Norte, es decir Honduras como sistema exportador, es menor a 300 MW en escenarios de demanda máxima y media la COT, presentándose valores iguales a 0 MW. Dentro de las restricciones principales que limitan la capacidad de exportación de Honduras se destaca la incidencia de sobrecarga en los siguientes elementos que definen la COT en valores menores a 300 MW:

- Transformadores 230/138 kV de SE Suyapa por contingencia del transformador 230/138 kV de SE Toncontín.
- Línea 138 kV Choloma – La Victoria, por contingencia de línea 138 kV Bermejo – Choloma.
- Línea 138 kV Cañaveral – Rio Lindo, por contingencia de línea 138 kV Comayagua – Amarateca.

8.4 Capacidades Operativas Honduras-Nicaragua

En la figura 17 se presentan las COT resultantes entre Honduras y Nicaragua.

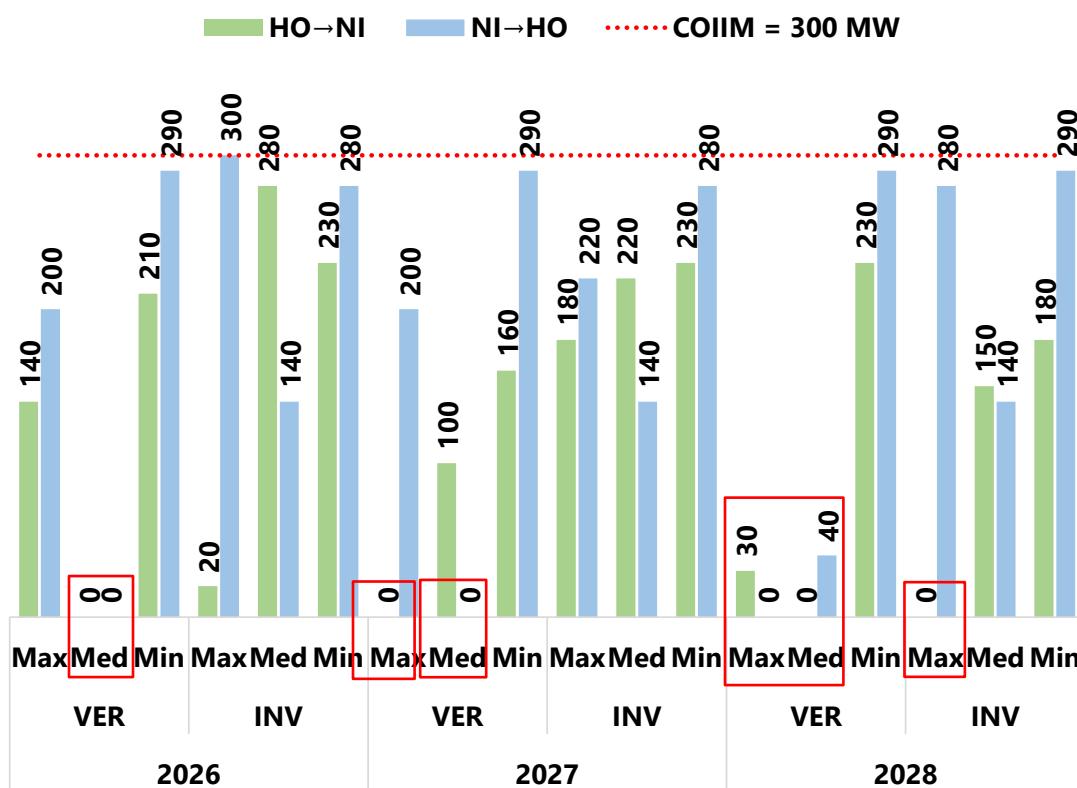


Figura 17. Capacidades operativas de transmisión entre Honduras y Nicaragua

De los resultados mostrados en la Figura 17 se observa que en ninguno de los escenarios la CT supera los 300 MW, y particularmente se presentan valores de COT iguales a 0 MW en los escenarios de demanda máxima y demanda media en estación verano.

Del análisis de resultados se identifican las condiciones más restrictivas que definen COT entre 0 y 140 MW entre Honduras y Nicaragua, dentro de las que se destacan las siguientes sobrecargas:

- Transformadores 230/138 kV de SE Suyapa por contingencia del transformador 230/138 kV de SE Toncontín.
- Línea 138 kV Choloma – La Victoria, por contingencia de línea 138 kV Bermejo – Choloma.
- Línea 138 kV Estadio – San Pedro Sula Sur, por contingencia de línea 138 kV Choloma – Agua Prieta.

- Línea 138 kV Cañaveral – Rio Lindo, por contingencia de línea 138 kV Comayagua – Amarateca.
- Línea 230 kV Pavana – Santa Lucía, por contingencia de línea 230 kV Agua Caliente – Sandino (Interconexión Honduras y Nicaragua).

Análisis detallado de las condiciones limitantes a las Capacidades Operativas de Transmisión del sistema de Honduras

Dado el número considerable de escenarios de intercambio en los que el Sistema de Honduras presenta una Capacidad Operativa de Transmisión (COT) inferior a 300 MW, se realizó un análisis detallado para identificar las condiciones restrictivas, identificándose 14 elementos de transmisión que, ante contingencias simples, presentan sobrecargas que limitan el valor de la transferencia. Esto se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 29. Elemento Limitante y COT (MW) alcanzada en Escenarios de Intercambios del Sistema de Honduras

No.	Escenario de Transferencia Elemento Limitante	ES_HO		GU_HO		HO_ES		HO_GU		HO_NI		NI_HO	
		INV	VER										
1	LT 138 kV Cañaveral – Río Lindo	-	0	-	0	250	30	-	30	200	30	-	0
2	TR 230/138 T611 SE Suyapa	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0
3	LT 230 kV Suyapa – Cerro de Hula	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	270	260
4	TR 230/138/13.8 kV T612 SE Suyapa	280	0	-	0	-	0	-	0	-	0	180	20
5	LT 230 kV Pavana- Santa Lucía	-	-	-	-	-	-	-	-	210	210	130	140
6	LT 138 kV Bermejo – Choloma	-	0	-	0	110	0	110	0	110	0	-	0
7	LT 138 kV Choloma – La Victoria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	LT 138 kV Choloma – Agua Prieta	0	-	0	-	-	-	-	-	0	-	-	-
9	LT 138 kV Comayagua - Amarateca	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0
10	LT 138 kV Santa Marta – San Pedro Sula Sur	-	-	-	-	-	240	-	240	-	-	-	-
11	LT 138 kV Estadio – San Pedro Sula Sur	260	0	260	0	-	0	-	0	-	0	-	0
12	LT Agua Caliente – Agua Fría	250	250	250	250	-	-	-	-	-	-	-	-
13	LT 230 kV Prados – Frontera Nicaragua	-	-	-	-	-	-	-	-	290	290	-	-
14	TR 230/138/34.5 kV SE Amarateca	190	70	210	70	-	-	-	-	-	-	-	-

A continuación, se detallan las abreviaturas usadas en la tabla anterior:

- **INV**: Estación Invierno; **VER**: Estación Verano
- **ES_HO**: Transferencia exportación desde El Salvador hacia Honduras
- **GU_HO**: Transferencia exportación desde Guatemala hacia Honduras
- **HO_ES**: Transferencia exportación desde Honduras hacia El Salvador
- **HO_GU**: Transferencia exportación desde Honduras hacia Guatemala
- **HO_NI**: Transferencia exportación desde Honduras hacia Nicaragua
- **NI_HO**: Transferencia exportación desde Nicaragua hacia Honduras
- **LT**: Línea de Transmisión; **TR**: Transformador de Transmisión

En la Tabla 29 se indica la capacidad operativa de transmisión (COT) del sistema de Honduras en MW, con uno de los sistemas adyacentes, correspondiente a los escenarios de transferencia en los que dicho sistema participa en las estaciones de invierno o verano, limitada por la sobrecarga del elemento identificado en la primera columna de la izquierda. En las celdas en donde aparece “-”, se debe entender que, en ese escenario específico, la sobrecarga no limita la COT a un valor menor que 300 MW. A continuación, se explican tres ejemplos de resultados presentados en la Tabla 29.

- Las sobrecargas de la línea de transmisión 138 kV Cañaveral – Río Lindo limitan a 0 MW la COT en estación de verano en transferencia **ES_HO** (El Salvador exportando hacia Honduras). Sin embargo, este mismo elemento en estación invierno en transferencia **HO_ES** (Honduras exportando a El Salvador), limita la COT a 250 MW. Mientras tanto, en estación de invierno con la transferencia **NI_HO** (Nicaragua exportando hacia Honduras) la línea 138 kV Cañaveral – Río Lindo no limita la COT a menos de 300 MW.
- En la condición de transferencia **ES_HO** (El Salvador exportando hacia Honduras), la sobrecarga en la línea de 138 kV Cañaveral – Río Lindo limita la COT a 0 MW en estación de verano. Sin embargo, bajo la transferencia **HO_ES** (Honduras exportando hacia El Salvador), el mismo elemento limita la COT a 250 MW en la estación de invierno. Finalmente, en el escenario **NI_HO** (exportación de Nicaragua hacia Honduras), la sobrecarga de dicha línea de transmisión no limita la COT por debajo de 300 MW durante la estación de invierno.
- En condición de transferencia **ES_HO** y **GO_HO** (El Salvador o Guatemala exportando hacia Honduras), la sobrecarga en la línea 230 kV Agua Caliente – Agua Fría limita la COT a 250 MW en estaciones de verano e invierno. Sin embargo, en el resto de los escenarios, esta línea de transmisión no impone restricción a la COT por debajo de 300 MW.

De la Tabla 29 es posible identificar los elementos críticos cuyas sobrecargas limitan la COT a valores menores de 100 MW en el sistema de Honduras. Estos elementos son los siguientes:

1. LT 138 kV Choloma – La Victoria
2. LT 138 kV Bermejo – Choloma
3. LT 138 kV Estadio – San Pedro Sula Sur
4. TR 230/138/13.8 kV T612 SE Suyapa
5. LT 138 kV Cañaveral – Río Lindo
6. TR 230/138 T611 SE Suyapa
7. LT 138 kV Comayagua – Amarateca

La identificación de estos elementos críticos puede ayudar a considerar prioridades en el reforzamiento de la red de transmisión del sistema de Honduras en el marco de la planificación de su sistema de transmisión.

8.5 Capacidades Operativas Nicaragua-Costa Rica

A continuación, se presentan las COT resultantes entre Nicaragua y Costa Rica. De los resultados mostrados en la Figura 18 se puede observar que en la mayoría de los resultados la COT alcanza valores mayores a 300 MW desde 2026 a 2028.

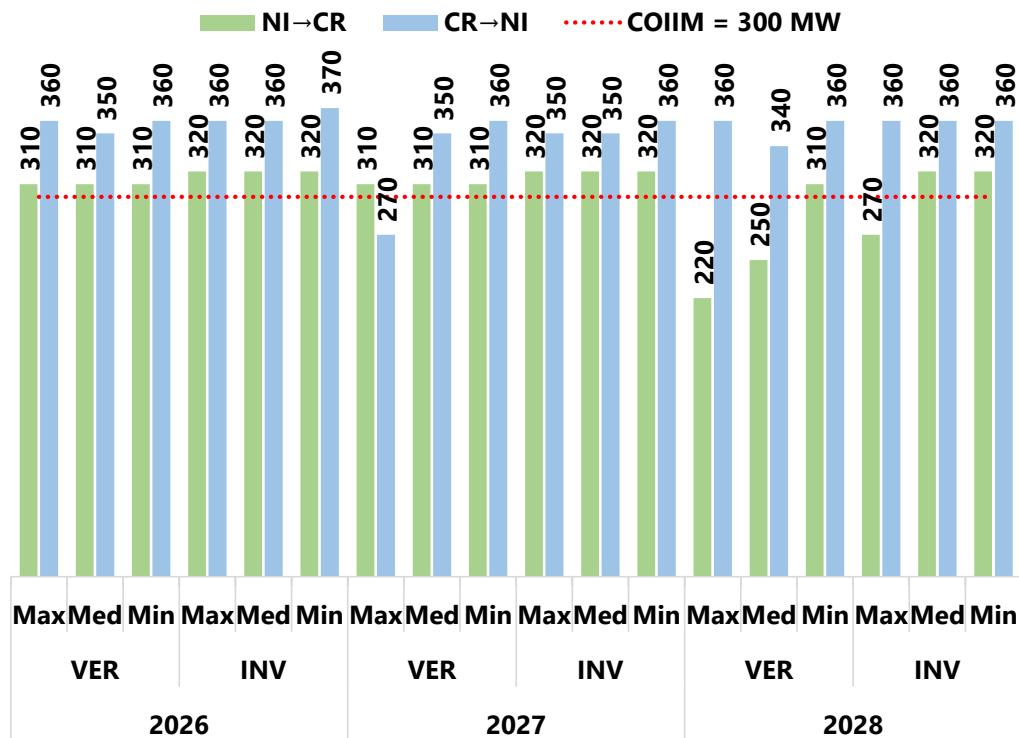


Figura 18. Capacidades operativas de transmisión entre Nicaragua y Costa Rica

Se presentan también escenarios puntuales en los que la COT entre Nicaragua y Costa Rica es menor a 300 MW, identificándose las siguientes condiciones limitantes:

Escenario de exportación desde Nicaragua a Costa Rica:

- Sobrecarga transformadores 230/138 kV de SE Garita en Costa Rica por contingencia de la línea 230 kV Lindora – Garita que limita la COT a 220 MW en el escenario de demanda máxima, verano del año 2028.
- Sobrecarga de la línea 230 kV Corobicí – Arenal en Costa Rica por contingencia de línea 230 kV Arenal – Miravalle que limita la COT a 250 MW en el escenario de demanda media, verano del año 2028.
- Capacidad de generación insuficiente para incrementar la exportación desde Nicaragua limitando la COT a 270 MW en el escenario de demanda máxima, invierno del año 2028.

Escenario de exportación desde Costa Rica a Nicaragua:

- Capacidad de generación insuficiente para incrementar la exportación desde Costa Rica, limitando la COT a 270 MW en el escenario de demanda máxima, verano del año 2027.

8.6 Capacidades Operativas Costa Rica-Panamá

La disponibilidad de tres enlaces de interconexión entre Costa Rica y Panamá crea condiciones para alcanzar COT superiores a 300 MW en algunos escenarios. En la Figura 19 se puede observar que excepto en 2 escenarios del año 2027 y 1 del año 2028, la COT entre Costa Rica y Panamá presenta valores mayores a 300 MW.

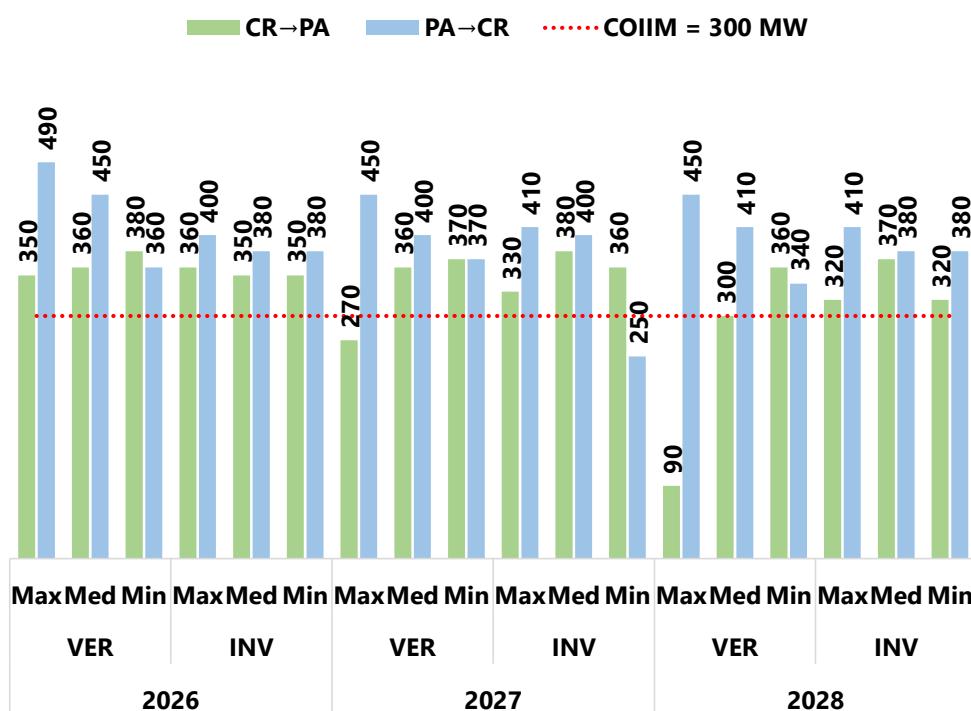


Figura 19. Capacidades operativas de transmisión entre Costa Rica y Panamá

De los resultados obtenidos se identifican condiciones restrictivas a las COT en escenarios puntuales de transferencias entre Costa Rica y Panamá, las cuales limitan la capacidad a 90 MW, 250 MW y 270 MW. Estas restricciones son las siguientes:

Escenario de exportación desde Costa Rica a Panamá:

- Sobrecarga transformadores 230/138 kV de SE Garita en Costa Rica por contingencia de la línea 230 kV Lindora – Garita que limita la COT a 90 MW en el escenario de demanda máxima, verano del año 2028. Adicionalmente, el EOR identificó que para este mismo escenario se identificaron otras sobrecargas que limitan la COT a valores entre 130 MW y 280 MW, no obstante, se pudo constatar que en la condición particular de exportación de 300 MW desde Costa Rica hacia Panamá las sobrecargas anteriores ya no se presentan (ver sección 9.5 de este informe), lo anterior se supone un efecto del incremento del despacho de generación al simular la exportación de 300 MW desde Costa Rica hacia Panamá.

Por otra parte, el agotamiento de capacidad de generación para incrementar la exportación desde Costa Rica limita la COT a 270 MW.

Escenario de exportación desde Panamá a Costa Rica:

- En el escenario de demanda mínima, invierno del año 2027, la COT se ve limitada a 250 MW por llegarse al límite de capacidad de generación a reducir en el sistema de Costa Rica.

8.6 Conclusiones sobre las Capacidades Operativas de Transmisión para 2026 - 2028

A partir del análisis de los resultados de las simulaciones con el objetivo de estimar la Capacidad Operativa de Transmisión para las condiciones esperadas de los sistemas de transmisión y generación previstas para los años 2026, 2027 y 2028, se concluye lo siguiente:

- 1) La topología particular de anillo que conforman interconectados los sistemas de Guatemala - El Salvador - Honduras, crea condiciones para alcanzar capacidades de transferencia superiores a 300 MW en algunos escenarios, no obstante, ante contingencias simples algunos elementos, las redes de transmisión presentan sobrecargas que llegan a limitar de forma crítica la capacidad operativa principalmente en escenarios de demanda máxima y demanda media. Las restricciones que requieren mayor atención son las siguientes:
 - **En el sistema de El Salvador:** Sobrecarga de los autotransformadores 230/115 kV de subestación Nejapa que llega a limitar a 0 MW la capacidad de importación del sistema de El Salvador.
 - **En el sistema de Honduras:** Las siguientes sobrecargas limitan a 0 MW la Capacidad operativa para importación y para exportación: a) Sobrecarga de los transformadores 230/138 kV de subestación Suyapa. b) Sobrecarga de la línea 138 kV Estadio – San Pedro Sula. c) Sobrecarga de la línea 138 Kv Choloma – La Victoria. d) Sobrecarga de la línea 138 KV Cañaveral-Rio Lindo.
- 2) Las capacidades operativas estimadas entre Honduras y Nicaragua en la mayoría de escenario no alcanzan el valor de 300 MW, siendo limitadas por las sobrecargas que se producen en el sistema de transmisión de Honduras, mismas citadas en el numeral conclusivo anterior.
- 3) La Capacidad operativa de transmisión entre Nicaragua-Costa Rica se estiman en valores superiores a 300 MW en la mayoría de los escenarios de los años 2026 al 2028, alcanzando hasta 370 MW. En dos escenarios la capacidad operativa se ve limitada entre 220 MW y 270 MW por sobrecarga en los transformadores 230/138 kV de SE Garita y en la Línea 230 kV Corobicí – Arenal que pertenecen al sistema de transmisión de Costa Rica.
- 4) Entre Costa Rica-Panamá la capacidad operativa de transmisión se estima en valores superiores a 300 MW en la mayoría de los escenarios. Solamente en un escenario la capacidad operativa se ve limitada a un valor menor debido a sobrecarga en los transformadores 230/138 kV de SE Garita del sistema de transmisión de Costa Rica. Estas capacidades han sido estimadas considerando el límite de emergencia de los elementos de transmisión de Panamá.

9 Análisis de restricciones en la red de transmisión para alcanzar y mantener la COIIM en 2026-2028

Este análisis se realiza en cumplimiento del literal c) del numeral 10.2.2.1 y 10.2.3 del Libro III del RMER.

Conforme a los alcances y lineamientos establecidos en el RMER para el Estudio de Diagnóstico de Mediano, en este apartado se identifican las sobrecargas y violaciones de voltaje en condición de transferencias de porteos, importación y exportación de 300 MW.

Es importante mencionar que el RMER define la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM), como *"la mínima potencia en MW que debe estar disponible entre pares de países adyacentes del MER para uso de las transacciones regionales, tomando en consideración el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, la cual puede ser actualizada por la CRIE mediante resolución, siempre que el desarrollo de las Ampliaciones de Transmisión Regional autorizadas y demás condiciones operativas así lo permitan"*.

A continuación, se presentan las sobrecargas y violaciones de voltaje en elementos de transmisión y nodos con tensión de operación mayor o igual a 115 kV que fueron identificadas en cada uno de los sistemas de transmisión de los países miembros del MER.

En las tablas de las siguientes secciones, se han utilizado las siguientes abreviaturas:

- **LT:** Línea de Transmisión.
- **Trafo:** Transformador de Potencia.
- **ECS:** Esquema de control suplementario.

9.1 Guatemala

En escenarios con transferencias y ante contingencias sencillas, se identifican tres elementos de transmisión con sobrecargas en el Sistema de Guatemala. Estos resultados se presentan en la Tabla 30.

Tabla 30. Sobre cargas máximas de elementos de transmisión de Guatemala – Escenarios Con Transferencias

No.	Elemento con sobrecarga	RATE A (MVA)	Contingencia causante	Transf.	Sentido	%Rate A		
						2026	2027	2028
1	LT en 230 kV Aguacapa - Pacífico	491.6	Salida de la LT 230 kV Guatemala Este - San Antonio El Sitio	Importa	SN	102	102	105
2	LT en 230 kV Guatemala Este – San Antonio El Sitio	491.6	Salida de la LT 230 kV Aguacapa - Pacífico	Importa	SN	102	104	105
3	Trafo 230/138 kV SE Moyuta	100	Salida de la LT 230 kV Guatemala Este - San Antonio El Sitio	Importa	SN		101	
			Salida de la LT 230 kV La Vega – Moyuta	Importa	SN		100	
			Salida de la LT 230 kV La Vega – San Antonio El Sitio	Importa	SN		100	
			Salida de Trafo 230/138 kV SE Moyuta T2	Importa	SN	100	100	

En condiciones de importación de 300 MW desde El Salvador, se reportan sobrecargas en el transformador 230/138 kV de la subestación Moyuta, así como en las líneas Aguacapa – Pacífico y Guatemala Este – San Antonio El Sitio, ante contingencias simples.

Asimismo, se registra sobrecarga de los transformadores 400/230 kV de SE Los Brillantes por contingencias de pérdidas de generación en el SER. Sin embargo, esta sobrecarga se reporta de igual manera en condición sin transferencias, por lo que ésta no depende del nivel de transferencias en el SER.

Con respecto a las violaciones de voltaje el AMM indicó que cuentan con esquemas de control suplementario (ECS) que permiten corregir las violaciones de tensión identificados por el EOR. En la siguiente tabla se detallan los nodos que presentaron violaciones de tensión, junto con el ECS correspondiente que corrige dichas violaciones.

Tabla 31. Violaciones de voltaje en nodos del sistema de transmisión de Guatemala (en p.u.) – Escenarios Con Transferencias

No.	Nodo	Nombre Nodo	kV	Contingencia	Voltaje en p.u.			ECS
					2026	2027	2028	
1	1133	Panzos	230	Salida de la LT 230 kV Panzos – Tactic CKT 1		1.11		GUA_ECS-22
2	1179	Modesto Méndez	230	Salida de la LT 230 kV Panzos – Tactic CKT 1		1.11		GUA_ECS-22
				Salida de la LT 230 kV Panzos – Izabal CKT 1		0.9	0.9	GUA_ECS-22
3	1422	El Progreso	138	Salida de la LT 138 kV Moyuta - Jutiapa CKT 1			0.89	GUA_ECS-40
4	1716	Jutiapa	138	Salida de la LT 138 kV Moyuta - Jutiapa CKT 1			0.89	GUA_ECS-40
5	1730	Izabal	230	Salida de la LT 230 kV Panzos – Tactic CKT 1		1.11		GUA_ECS-22
				Salida de la LT 230 kV Panzos – Izabal CKT 1	0.9	0.89	0.89	
6	1732	Morales	230	Salida de la LT 230 kV Panaluya – Morales CKT 1	0.88			GUA_ECS-25
7	1821	Pologua	138	Salida de Trafo 230/138 kV SE Huehuetenango I CKT 1	0.88	0.87	0.89	Según indicaciones del AMM, será implementado un nuevo ECS para mitigar los bajos voltajes.
8	1822	Huehuetenango I	138	Salida de Trafo 230/138 kV SE Huehuetenango I CKT 1	0.82	0.81	0.83	
9	1842	Huehuetenango II	138	Salida de Trafo 230/138 kV SE Huehuetenango I CKT 1	0.86	0.85	0.87	
10	14215	IRD-230	230	Salida de la LT 230 kV Panaluya – Morales CKT 1	0.88			GUA_ECS-25

9.2 El Salvador

En escenarios con transferencias, ante contingencias simples, se identifican cinco elementos de transmisión con sobrecargas en el Sistema de El Salvador. Estos resultados se presentan en la Tabla 32.

Tabla 32. Sobre cargas máximas de elementos de transmisión de El Salvador – Escenarios Con Transferencias

No.	Elemento con sobre carga	RATE A (MVA)	Contingencia causante	Transf.	Sentido	% Rate A		
						2026	2027	2028
1	LT en 115 kV Berlin – San Miguel	130	Salida de la LT 115 kV San Miguel – Chinameca	Porteo	SN			102
2/3	Trafo 230/115/23 kV SE Nejapa T1/T2	156.3	Salida Trafo 230/115/23 kV de SE Nejapa CKT T2/T1	Importa	NS	126	130	133
					SN	132	136	140
				Porteo	SN	108	111	115
4	LT en 115 kV San Antonio Abad - Nejapa	260	Salida de la LT 115 kV San Martín – Santo Tomas	Porteo	SN		104	104
5	LT en 115 kV San Miguel – Chinameca	130	Salida de LT 115 kV Berlin – San Miguel	Importa	SN			100
				Porteo	SN			101

Asimismo, se reportan violaciones de voltaje en la red de 115 kV en el sistema de El Salvador ante transferencias de 300 MW, así como bajos voltajes en nodos de generación que se conectan de forma radial al sistema de transmisión, como ser los nodos: Capella Solar, Guajoyo, Ventus, Jiboa y Santa Ana IV.

Tabla 33. Violaciones de voltaje en nodos del sistema de transmisión de El Salvador (en p.u.) – Escenarios Con Transferencias de 300 MW

No.	Código Nodo	Nombre Nodo	kV	Contingencia	Voltaje en p.u.		
					2026	2027	2028
1	27281	Chinchotepec	115	Salida de LT 115 kV Chinchotepec – San Vicente	0.88	0.87	
2	27351	Santa Ana	115	Salida de LT 115 kV Ahuachapán – Santa Ana	0.88	0.87	0.89
3	27391	Tecolula	115	Salida de LT 115 kV Chinchotepec – Tecolula	0.87	0.86	0.9
				Salida de LT 115 kV Chinchotepec – San Vicente	0.88	0.87	
4	27401	Ozatlán	115	Salida de LT 115 kV Chinchotepec – Tecolula	0.89	0.88	
				Salida de LT 115 kV Chinchotepec – San Vicente	0.89	0.89	
5	27541	Morazán	115	Salida de LT 115 kV Berlin – San Miguel		0.9	0.89
				Salida de la LT 115 kV San Miguel – Chinameca			0.9

9.3 Honduras

En escenarios con transferencias de importación, tanto en sentido Norte-Sur y Sur-Norte, y ante contingencias, se identifican 13 elementos de transmisión con sobrecargas en el sistema de Honduras. Debido a la cantidad de sobrecargas identificadas se presenta un resumen en la Tabla 34 sin indicar la contingencia causante.

Tabla 34. Sobre cargas máximas de elementos de transmisión de Honduras – Escenarios Con Transferencias de 33 MW de importación de Honduras [% RATE A]

No.	Elemento con Sobre carga	RATE A (MVA)	2026		2027		2028	
			INV	VER	INV	VER	INV	VER
1	LT en 230 kV Agua Caliente – Agua Fría	317.3	106	115	106	113	106	113
2	LT en 230 kV Agua Caliente – Frontera (Nicaragua)	374	101		100		100	
3	Trafo 230/138/34.5 kV Amarateca	150		105		102		
4	LT en 138 kV Choloma – La Victoria	151.8						108
5	LT en 138 kV Cañaveral – Rio Lindo	151.8				103		118
6	LT en 138 kV Estadio – San Pedro Sula Sur	151.8	100	101	100	104		104
7	LT en 230 kV Pavana – Cerro de Hula	317.3	100	101		101	100	
8	LT en 230 kV Pavana – Santa Lucia	260	108	107	108	106	106	105
9	LT en 230 kV Prados – Santa Lucia	317.3	100	100		100	100	100
10/11	Trafo 230/138/13.8 kV SE Suyapa T612/T613	100	103	116		108	104	107
12	LT en 230 kV Suyapa – Cerro de Hula	317.3	102	104	101	103	102	
13	Trafo 230/138/13.8 kV SE Toncontín	150	110	111	108	110	113	113

En condiciones de porteo en sentido Norte-Sur y Sur-Norte, y ante contingencias, se identifican 13 elementos de transmisión con sobrecargas en el Sistema de Honduras. Estos resultados se presentan en la Tabla 35.

Tabla 35. Sobrecargas máximas de elementos de transmisión de Honduras – Escenarios Con Transferencias de 300 MW de Porteo por Honduras [%RATE A]

No	Elemento con Sobrecarga	RATE A (MVA)	2026		2027		2028	
			INV	VER	INV	VER	INV	VER
1	LT en 230 kV Agua Caliente – Agua Fría	317.3	101	101	101	105	101	104
2	LT en 230 kV Agua Caliente – Frontera (Nicaragua)	374	103	102	102	101	102	101
3	LT en 138 kV Bermejo - Choloma	151.8						105
4	LT en 138 kV Choloma – La Victoria	151.8		112	101	113	112	101
5	LT en 138 kV Cañaveral – Rio Lindo	151.8				103		100
6	LT en 138 kV Estadio – San Pedro Sula Sur	151.8				101		100
7	LT en 230 kV Pavana – Santa Lucia	260	132	136	133	136	134	137
8	LT en 230 kV Prados – Frontera (Nicaragua)	317.3	101	102	100	101	101	101
9	LT en 230 kV Prados – Santa Lucia	317.3	103	105	103	104	104	105
10	Trafo 230/138 kV SE Suyapa T611	100		105		100		106
11/12	Trafo 230/138/13.8 kV SE Suyapa T612/T613	100		106		101		107
13	Trafo 230/138/13.8 kV SE Toncontín	150		107		106	102	113

En escenarios con transferencias de exportación, tanto en sentido norte-sur y sur-norte, y ante contingencias, se identifican 11 elementos de transmisión con sobrecargas en el Sistema de Honduras. Estos resultados se presentan en la Tabla 36.

Tabla 36. Sobrecargas máximas de elementos de transmisión de Honduras – Escenarios Con Transferencias de 300 MW de Exportación de Honduras [% RATE A]

No.	Elemento con Sobrecarga	RATE A (MVA)	2026		2027		2028	
			INV	VER	INV	VER	INV	VER
1	LT en 138 kV Bermejo - Choloma	151.8	104	106	105	106	105	105
2	LT en 138 kV Bermejo – La Victoria	151.8	101	101	101		100	
3	LT en 138 kV Choloma – La Victoria	151.8	116		114	102	102	101
4	LT en 138 kV Cañaveral – Rio Lindo	151.8		111	104	107	103	106
5	LT en 230 kV Pavana – Santa Lucia	260	135	133	131	134	132	135
6	LT en 230 kV Prados – Frontera (Nicaragua)	317.3	102	101		100	100	100
7	LT en 230 kV Pavana – Santa Lucia	317.3	105	102	102	103	102	103
8	LT en 138 kV Santa Martha – San Pedro Sula Sur	156.3		102				
9	Trafo 230/138 kV SE Suyapa T611	100		100				103
10	Trafo 230/138/13.8 kV SE Suyapa T612/T613	100		100				103
11	Trafo 230/138/13.8 kV SE Toncontín	150		101		100		107

En la Tabla 37 se resume los elementos y las contingencias que causan las sobrecargas máximas en el sistema de Honduras.

Tabla 37. Contingencias causantes de sobrecargas máximas de elementos de transmisión de Honduras – Escenarios Con Transferencias de 300 MW

No.	Elemento con sobrecarga	Contingencia causante	Máxima sobrecarga (% RATE A)
1	LT en 230 kV Pavana – Santa Lucía CKT 1	Salida de la LT 230 kV Aguacaliente – Frontera (Nicaragua) - CKT 1	137
2	LT en 13 kV Cañaveral - Rio Lindo CKT 1	Salida de LT 138 kV Comayagua – Amarateca - CKT 1	118
3/4	Trafo 230/138/13.8 kV SE Suyapa T612/T613	Salida de Trafo 230/138/13.8 kV SE Toncontín	116
5	LT en 138 kV Choloma - La Victoria CKT 1	Salida de LT 138 kV Bermejo – Choloma – CKT 1	116
6	Trafo 230/138 kV SE Suyapa T611	Salida de Trafo 230/138/13.8 kV SE Toncontín	115
7	LT en 230 kV Aguacaliente – Agua Fría CKT 1	Salida de unidad de vapor Central Gatún	115
8	Trafo 230/138/13.8 kV SE Toncontín	Salida de Trafo 230/138/13.8 kV SE Amarateca	113
9	LT en 138 kV Bermejo – Choloma CKT 1	Salida de LT 138 kV Choloma – La Victoria - CKT 1	106
10	Trafo 230/138/34.5 kV SE Amarateca	Salida de Trafo 230/138/13.8 kV SE Toncontín	105
11	LT en 230 kV Prados – Santa Lucía CKT 1	Salida de la LT 230 kV A Aguacaliente – Frontera (Nicaragua) - CKT 1	105
12	LT en 230 kV Suyapa – Cerro de Hula CKT 1	Salida de la LT 230 kV Toncontín – Aguacaliente - CKT 1	104
13	LT en 138 kV El Estadio – San Pedro Sula Sur CKT 1	Salida de LT 138 kV Choloma – Agua Prieta - CKT 1	104
14	LT en 230 kV Aguacaliente – Frontera (Nicaragua)	Salida de la LT 230 kV Pavana – Santa Lucía - CKT 1	103
15	LT en 138 kV Santa Marta – San Pedro Sula Sur CKT 1	Salida de la LT 230 kV San Pedro Sula Sur – San Buenaventura	102
16	LT en 230 kV Prados – Frontera (Nicaragua)	Salida de la LT 230 kV Aguacaliente – Frontera (Nicaragua) - CKT 1	102
17	LT en 138 kV Bermejo – La Victoria CKT 1	Salida de LT 138 kV Bermejo – Choloma – CKT 1	101
18	LT en 230 kV Pavana – Cerro de Hula CKT 1	Salida de la LT 230 kV Toncontín – Aguacaliente - CKT 1	101

Por otra parte, bajo condiciones con transferencias en el sistema de Honduras, se identificaron violaciones de voltaje en 16 nodos. Asimismo, se detectaron violaciones de voltaje en nodos que pertenecen a extensos sistemas radiales y que no pertenecen a la RTR tales como: Bonito Oriental, Coyoles Central, Ceiba Térmica, Reguleto, San Isidro, Tela, entre otros. El detalle de las violaciones de voltaje en la red troncal de Honduras se muestra en la Tabla 38.

Tabla 38. Violaciones de voltaje en Nodos de transmisión de Honduras (en p.u.) – Escenarios Con Transferencias de 300 MW

No.	Código Nodo	Nombre Nodo	kV	Voltaje en p.u.		
				2026	2027	2028
1	3029	Cañaveral	138	0.86	0.83	0.79
2	3030	Suyapa	138	0.83	0.84	0.85
3	3031	Cañada	138	0.84	0.84	0.84
4	3033	Suyapa	230	0.86	0.86	0.87
5	3060	Comayagua	138	0.84	0.82	0.82
6	3085	Miraflores	138	0.85	0.85	0.84
7	3091	Piedras Azules	138	0.83	0.82	0.81
8	3101	Santa Fe	138	0.83	0.84	0.85
9	3103	Siguatepeque	138	0.82	0.81	0.8
10	3120	Toncontín	138	0.82	0.82	0.83
11	3155	Toncontín	230	0.88	0.89	0.9
12	3241	Sitio	230		0.86	0.87
13	3427	Amarateca	138	0.86	0.85	0.86
14	3429	Amarateca	230	0.88	0.88	0.89
15	3544	Cerro de Hula	230	0.86	0.89	0.88
16	3650	Laínez	138	0.85	0.85	0.84

9.4 Nicaragua

En escenarios con transferencias de 300 MW y ante contingencias simples, se identificó 1 elemento de transmisión con sobrecargas en el Sistema de Nicaragua. Estos resultados se presentan en la Tabla 39.

Tabla 39. Sobre cargas máximas de elementos de transmisión de Nicaragua – Escenarios Con Transferencias de 300 MW [%RATE A]

No.	Elemento con sobrecarga	RATE A (MVA)	Contingencia causante	Transf.	Sentido	2026	2027	2028
1	LT en 230 kV Sandino – Frontera (Honduras)	374	Salida de LT 230 kV Pavana – Santa Lucia (Honduras)	Exporta	SN	101	100	100
				Porteo	SN	103	102	102

En el sistema de Nicaragua se reporta la sobrecarga en el tramo de interconexión Sandino-Agua Caliente (Nicaragua – Honduras), provocada por una contingencia en el sistema de transmisión de Honduras. Cabe destacar que esta sobrecarga se mitiga a partir del año 2029, con la entrada en operación del segundo circuito de la línea SIEPAC Agua Caliente – Sandino.

Es importante resaltar que los 3 transformadores 230/138 kV de la subestación Ticuantepe alcanzan 100% de su capacidad ante la salida de uno de ellos en escenarios de importación desde Costa Rica hacia Nicaragua en escenario de demanda máxima verano 2028.

Adicionalmente, se identificaron sobrecargas en los transformadores 230/138 kV de SE Mateare I en condiciones de transferencias ante la contingencia de la línea de transmisión 230 kV Los Brasiles – Mateare. No obstante, ENATREL informó al EOR que tiene implementado un esquema de control suplementario (ECS) que evita que se presente dicha sobrecarga cuando ocurre la contingencia que la origina. Por tal razón, estas sobrecargas no son presentadas como restricciones a la COIIM, y no fueron presentados en la tabla anterior.

Con respecto a las violaciones de voltaje identificadas, se observa que todas se presentan en nodos que forman parte de sistemas radiales, los cuales no pertenecen a la red de transmisión troncal ni a la RTR de Nicaragua. La solución de estas violaciones requiere estrategias particulares de operación, propias del OS/OM nacional. Las violaciones de tensión identificadas se presentan en la Tabla 40..

Tabla 40. Violaciones de voltaje en nodos del sistema de transmisión de Nicaragua (en p.u.) – Escenarios Con Transferencias de 300 MW

No.	Código Nodo	Nombre Nodo	kV	Voltaje en p.u.		
				2026	2027	2028
1	4301	Acoyapa	138	0.88	0.86	
2	4303	Amerrisque	138		0.9	
3	4313	Gateada	138	0.75	0.74	0.79
4	4353	Dalia	138		0.9	0.87
5	4356	Waslala	138		0.9	0.87
6	4371	Bluefields II	138	0.09	0.09	0.09
7	4389	Villanueva	138	0.9	0.89	0.88
8	4395	Tortuguero	138	0.75	0.61	0.75
9	4397	Esperanza II	138	0.75	0.61	0.75
10	4950	Santa María	138		0.89	
11	4951	Mojón	138	0.9	0.88	
12	4961	Gateada II	138	0.75	0.61	0.79

9.5 Costa Rica

En escenarios con transferencias de 300 MW y ante contingencias, se identifican varios elementos de transmisión con sobrecargas en el sistema de Costa Rica. Se destaca que en escenarios con transferencia de exportación no se producirían sobrecargas en elementos de transmisión del sistema de Costa Rica.

En escenarios con transferencia de **importación** del sistema de Costa Rica, ante contingencias, se identificaron 3 elementos de transmisión con sobrecargas en el Sistema de Costa Rica. Estos resultados se muestran en la Tabla 41. Se destaca que en el año 2027 en escenarios de importación hacia Costa Rica, no se presentan sobrecargas de elementos de transmisión ante contingencias.

Tabla 41. Sobre cargas máximas de elementos de transmisión de Costa Rica – Escenarios Con Transferencia 300 MW de Importación de Costa Rica [% RATE A]

No.	Elemento con Sobre carga	RATE A (MVA)	Sentido	2026	2028
1	LT 230 kV Corobicí - Arenal CKT 1	400	NS		105
2/3	Trafo 230/138 kV SE Garita CKT T1/T2	110	NS		101

En escenarios con transferencia de **porteo**, ante contingencias, se identificaron 8 elementos de transmisión con sobrecargas en el Sistema de Costa Rica. Estos resultados se muestran en la Tabla 42.

Tabla 42. Sobre cargas máximas de elementos de transmisión de Costa Rica – Escenarios Con Transferencia 300 MW de Porteo por Costa Rica [% RATE A]

No.	Elemento con Sobre carga	RATE A (MVA)	Sentido	2026	2027	2028
1	LT 230 kV Barranca - Garabito CKT 1	547	NS			105
2	LT 230 kV Barranca - Garita CKT 1	480	NS			107
3	LT 230 kV Corobicí - Arenal CKT 1	400	NS			112
4	LT 230 kV Garabito - Coyol CKT 1	389	NS	103	106	116
5/6	Trafo 230/138 kV SE Garita CKT T1/T2	110	NS	103	106	111
7	LT en 230 kV Lindora - Garita CKT 1	555	NS			104
8	LT 230 kV Toro - Cariblanco CKT 1	400	NS			100

A continuación, se presentan las contingencias causantes de las máximas sobrecargas en elementos de transmisión de Costa Rica.

Tabla 43. Contingencias causantes de máximas sobrecargas en elementos de transmisión de Costa Rica – Escenarios con transferencias de 300 MW.

No.	Elemento con sobrecarga	Contingencia causante	Máxima sobrecarga (% RATE A)
1	LT 230 kV Garabito - Coyol CKT 1	Salida de LT 230 kV Barranca – Garabito CKT 1	116
2	LT 230 kV Corobicí - Arenal CKT 1	Salida de LT 230 kV Cañas – Garabito CKT 1	112
3/4	Trafo 230/138 kV SE Garita T1/T2	Salida de LT 230 kV Lindora – Garita CKT 1	111
5	LT 230 kV Barranca - Garita CKT 1	Salida de LT 230 kV Tejona – Peñas Blancas CKT 1	107
6	LT 230 kV Barranca - Garabito CKT 1	Salida de LT 230 kV Tejona – Peñas Blancas CKT 1	105
7	LT en 230 kV Lindora - Garita CKT 1	Salida de LT 230 kV Toro – Cariblanco CKT 1	104
8	LT 230 kV Toro - Cariblanco CKT 1	Salida de LT 230 kV Lindora - Garita CKT 1	100

Adicionalmente se identificaron sobrecargas en los transformadores 230/138 kV de Moín ante la contingencia de uno de los transformadores en paralelo. No obstante, el DOCSE-ICE indicó que actualmente se encuentra en operación un esquema de control suplementario, el cual desconecta generación desde la barra de 138 kV de Moín en caso de la salida de uno de los autotransformadores, lo que alivia las sobrecargas.

Finalmente, se encontraron violaciones de voltaje en el sistema de Costa Rica ante transferencias de 300 MW en nodos de transmisión con tensión de operación mayor o igual a 138 kV. El detalle de lo antes mencionado se muestra en la Tabla 44.

Tabla 44 Violaciones de voltaje en nodos del sistema de transmisión de Costa Rica (en p.u.) – Escenarios Con Transferencias de 300 MW

No.	Código Nodo	Nombre Nodo	kV	Voltaje en p.u.		
				2026	2027	2028
1	50054	Cañas	138	0.89		1.29
2	50350	Barranca	230		0.89	
3	50454	Colorado	138	0.88	0.88	1.29
4	50499	CEMEX	138	0.88	0.88	1.29
5	50504	Guayabal	138			1.3
6	50554	Santa Rita	138	0.88	0.89	1.28
7	50854	Cobano	138	0.88	0.88	1.25
8	52000	La Rivera	230		0.89	
9	53000	Caja	230		0.89	
10	53050	Lindora	230		0.89	
11	53100	Belén	230		0.89	0.9
12	54750	Coyol	230		0.89	0.9

9.6 Panamá

En escenarios con transferencias, ante contingencias simples, se identifican varios elementos de transmisión con sobrecargas con respecto al valor del RATE A en el Sistema de Panamá tanto en escenarios de exportación como en escenarios de importación. Estos resultados se presentan en la Tabla 45 y Tabla 46.

Tabla 45 Sobre cargas Máximas de elementos de transmisión de Panamá Considerando RATE A – Escenarios de exportación

No.	Elemento con sobrecarga	RATE A (MVA)	% Rate A		
			2026	2027	2028
1	LT 230 kV Bayano - 24 de diciembre CTK 2A	202	116		
2	LT 230 kV Bayano - Pacora CTK 1A	202	116		
3	LT 230 kV Chorrera - El Higo CTK 3B/4B	249	114		
4	LT 230 kV Fortuna - Guasquitas CTK 18	279	107		
5	LT 230 kV Frontera - Progreso CTK 10	193	118		
6	LT 230 kV Llano Sánchez - El Higo - 3C/4C	249	112		
7/8	Trafo 230/115 kV SE Llano Sánchez T1/T2	100	123		
9/10	LT en 115 kV Mata de Nance - Caldera CTK 15/16	102	140	134	
11	LT en 115 kV Panamá - Cáceres CTK 37	142	102		
12/13	Trafo 230/115 kV SE Panamá CTK T1/T2	175	115	105	
14/15	Trafo 230/115 kV SE Panamá CKT T3/T5	350	108		
16	LT 230 kV Panamá II - Pacora CKT 1B	202	104		
18	Trafo 230/115 kV Progreso CKT T2	50	154	153	

Tabla 46 Sobre cargas máximas de elementos de transmisión de Panamá Considerando RATE A – Escenarios de importación

No.	Elemento con sobrecarga	RATE A (MVA)	% Rate A		
			2026	2027	2028
1	LT 230 kV Chorrera - El Higo CKT 3B/4B	249	122		
2	LT 230 kV Fortuna - Guasquitas CKT 18	279	113	114	118
3	LT 230 kV Llano Sánchez - El Higo CKT 3C/4C	249	120		
4/5	Trafo 230/115 kV SE Llano Sánchez CKT T1/T2	100	123		
6/7	LT en 115 kV Mata de Nance - Caldera CKT 15/16	102	110	116	
8	LT 230 kV Mata de Nance - Boquerón III CKT 9A	249	130		
9	LT en 115 kV Panamá - Cáceres CKT 37	142	107		
10/11	Trafo 230/115 kV SE Panamá CKT T1/T2	175	118	105	
12/13	Trafo 230/115 kV SE Panamá CKT T3/T5	350	111		
14	Trafo 230/115 kV Progreso CKT T2	50	153	152	

De los elementos mostrados en las Tablas 45 y 46 solamente 3 líneas pueden constituir restricciones debido a sus sobrecarga cuando se mide respecto al RATE A, ya que el resto de los elementos reportados aparecen desde la condición "Sin Transferencias" con los mismos valores de sobrecarga. Los elementos que figuran como restricciones en caso de considerar la referencia del RATE A serían los siguientes: **230 kV Fortuna - Guasquitas CTK 18; 115 kV Mata de Nance - Caldera CTK 15/16 y 115 kV Panamá - Cáceres CTK 37**. Es importante mencionar que solamente la sobrecarga de la línea Fortuna – Guasquitas se mantiene hasta el 2028, las otras dos sobrecargas aparecen solamente en el año 2026 o hasta 2027.

Es importante mencionar que la mayoría de las sobrecargas se resuelven a partir del año 2027, esto debido a la entrada en operación de importantes proyectos de ampliación en la red de transmisión de Panamá, entre los que destacan la repotenciación de las líneas de 230 kV Panamá I – Chorrera, Chorrera – El Higo y Llano Sánchez – El Higo.

Adicionalmente, se identificaron sobrecargas en la red de 115 kV que no pertenecen al Sistema Principal de Transmisión de Panamá, los cuales se muestran en la siguiente Tabla.

Tabla 47. Sobrecargas en elementos del sistema de distribución de 115 kV de Panamá considerando RATE A – escenarios con Transferencias

No.	Elemento con Sobrecarga	RATE A (MVA)	Contingencia	% Rate A		
				2026	2027	2028
1	LT 115 kV Cáceres – Locería CTK 6	140	Salida LT 115 kV Panamá – Locería CTK 22/38	109	116	127
2	LT 115 kV Cáceres - Miraflores CTK 5	100	Salida LT 115 kV Panamá – Santa María CTK 7	160	170	183
3	LT 115 kV Locería – Centro Bancario CTK 39	162	Salida LT 115 kV Locería – Centro Bancario CTK 40		106	118
4	LT 115 kV Locería – Centro Bancario CTK 40	162	Salida LT 115 kV Locería – Centro Bancario CTK 39		106	118
5	LT 115 kV Llano Sánchez – La Arena CTK 58	79	Salida LT 115 kV Llano Sánchez – La Arena CTK 13			104
5	LT 115 kV Llano Sánchez – La Arena CTK 13	49	Salida LT 115 kV Llano Sánchez – La Arena CTK 58	164	174	185
6	LT 115 kV Llano Sánchez – Santiago CTK 27	79	Salida Unidad G1 El Chumical	106		
7/8	Trafo 230/115/34.5 kV SE Llano Sánchez CTK T1/T2	100	Salida Trafo 230/115/34.5 kV SE Llano Sánchez CTK T2/T1	107		
9	LT 115 kV Panamá – Locería CTK 22	137	Salida LT 115 kV Panamá – Locería CTK 38	109	115	124
			Salida LT 115 kV Cáceres – Locería CTK 6	109	115	124
			Salida LT 115 kV Cáceres - Maraón CTK 8A			103
10	LT 115 kV Panamá – Monte Oscuro CTK 10	132	Salida LT 115 kV Panamá - Tinajitas CTK 9	102	106	112

No.	Elemento con Sobrecarga	RATE A (MVA)	Contingencia	% Rate A		
				2026	2027	2028
11	LT 115 kV Panamá – Santa María CKT 7	150	Salida LT 115 kV Cáceres – Miraflores CKT 5	105	111	119
12	LT 115 kV Panamá – Tinajitas CKT 9	132	Salida LT 115 kV Panamá – Monte Oscuro CKT 10	102	105	111
13	LT 115 kV Santa María - Miraflores CKT 35	100	Salida LT 115 kV Panamá – Santa María CKT 7		100	109

Se destaca que no se encontraron violaciones de voltaje en ningún nodo de transmisión con tensión de operación mayor o igual a 115 kV que forma parte de la red de transmisión troncal de Panamá.

Evaluación de Sobrecargas con Respecto al RATE C:

Si se toma como referencia el límite térmico de emergencia de los elementos de transmisión en el sistema de Panamá para evaluar las sobrecargas, solamente se mantendría la **sobrecarga del transformador identificado como T2 230/115 kV 50 MVA de la Subestación Progreso** el cual presenta una sobrecarga máxima de 123% en los años 2026 y 2027. Este transformador forma parte del Sistema Principal de Transmisión de Panamá, sin embargo, la sobrecarga se reporta desde la condición **sin transferencias**, con mismo nivel de sobrecarga y por lo tanto no impone limitación al intercambio con Costa Rica.

9.7 Conclusiones sobre las restricciones en la red de transmisión para alcanzar y mantener la COIIM

1. En el sistema de Guatemala la sobrecarga en el rango de 102% - 105% en las líneas Aguacapa – Pacífico y Guatemala Este – San Antonio El Sitio, limita la capacidad de importación desde El Salvador a valores entre 260 MW - 290 MW en escenarios de demanda máxima y demanda media. De acuerdo con lo informado por el AMM y el Ministerio de Energía y Minas, en el plan de expansión ya se encuentran aprobadas las obras de transmisión que evitarán esta situación limitante.
2. En el sistema de El Salvador se identifican 4 elementos en la red de transmisión que presentarían sobrecarga ante contingencias simples, siendo la restricción más crítica la sobrecarga de **los autotransformadores T1/T2 230/115/23 kV SE Nejapa** que limita la capacidad de importación hasta en 0 MW. Con transferencias de 300 MW estos equipos alcanzarían una sobrecarga de hasta 140% ante contingencia de uno de los dos autotransformadores que opera en paralelo. Otras sobrecargas se reportan en el orden de 101% - 104%. Asimismo, con transferencias de 300 MW se identifican violaciones de voltaje en 5 nodos del sistema troncal de transmisión de El Salvador.

Esta condición limita el cumplimiento de la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM).

3. En el sistema de transmisión de Honduras presenta condiciones generales restrictivas que no le permite alcanzar la COIIM de 300 MW con los sistemas adyacentes, presentándose las limitaciones más críticas a la capacidad Operativa en los escenarios de demanda máxima y demanda media. Se identifican 16 elementos del sistema de transmisión de Honduras que, bajo transferencias de 300 MW se sobrecargan en condición de importación, exportación o porteos, siendo 5 elementos cuyas sobrecargas superan el 110%:
 - a. Línea 230 Kv Pavana – Santa Lucía (137%).
 - b. Línea 138 kV Cañaveral – Rio Lindo (118%).
 - c. Trafos 230/138 kV SE Suyapa (116%).
 - d. Línea 138 kV Choloma – La Victoria (116%).
 - e. Trafo 230/138/13.8 kV SE Toncontín (113%).
- Asimismo 17 nodos del sistema de transmisión presentan voltaje fuera de rango permitido ante contingencia simple.
4. Se determina que el sistema de transmisión de Nicaragua contará con las condiciones necesarias para mantener la COIIM en los años 2026 a 2028. Es importante mencionar que se ha reportado la sobrecarga en la línea de interconexión 230 kV Sandino-Frontera (SIEPAC), como consecuencia de la contingencia en el sistema de Honduras de la línea de transmisión 230 kV Pavana-Santa Lucía. Sin embargo, esta limitación desaparecería en 2029 con la entrada en operación del segundo circuito de la línea SIEPAC Agua Caliente – Sandino.
5. El sistema de transmisión de Costa Rica presenta sobrecargas que limitan el cumplimiento de la COIIM para porteos e importación de 300 MW en sentido Norte – Sur en los años 2026 a 2028. Las principales restricciones se encuentran en las líneas de 230 kV:
 - a) Línea 230 kV Garabito – Coyol (116%).
 - b) Línea 230 kV Corobicí – Arenal (112%).
 - c) Trafos 230/138 SE Garita (111%).
 - d) Línea 230 kV Barranca Garita (107%).
 - e) Línea 230 kV Barranca – Garabito (105%).
 - f) Línea 230 kV Lindora – Garita (104%).
6. En el caso del sistema de transmisión de Panamá, al evaluarse respecto al límite térmico continuo (RATE A) solamente se reportan con sobrecargas atribuibles a las transferencias en 3 elementos principalmente en el año 2026, permaneciendo solamente la línea 230 kV Fortuna – Guasquita con sobrecarga hasta el año 2028. Al considerar el límite de emergencia (RATE C), no se reportan restricciones para alcanzar la COIIM.

10 Conclusiones generales del Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR

En el marco del Estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR, conforme a los objetivos y alcances establecidos en el RMER, se han analizado las condiciones previstas de los años 2026, 2027 y 2028 en los sistemas eléctricos de los países miembros del MER, concluyéndose lo siguiente.

1. En el período de 2026 a 2028 se espera la adición de 2,760 MW de generación siendo las principales componentes la generación fotovoltaica (1,877 MW) y la generación eólica (418 MW). Asimismo, los países del MER gestionan la ejecución de una cantidad importante de ampliaciones en los sistemas de transmisión nacionales, compuesto por 38 nuevas líneas de transmisión, 19 líneas a repotenciar; así como la adición de capacidad de transformación por 4,070 MVA. Dentro de estas ampliaciones en los sistema de transmisión nacionales se identifican 29 ampliaciones o mejoras en el sistema de transmisión que aportarían al cumplimiento de los CCSD y a mantener o incrementar la capacidad operativa entre los países del SER.
2. La red de transmisión del sistema de Guatemala presenta condiciones para cumplir con la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM). Solamente en escenarios puntuales se reportan limitación para importar desde El Salvador quedando esta capacidad en el rango de 260 MW a 290 MW.
3. El sistema de transmisión de El Salvador presenta restricciones que limitan la capacidad operativa para importación, exportación y porteos en valores inferiores a la COIIM, siendo la restricción más crítica la sobrecarga de los autotransformadores T1/T2 230/115/23 kV SE Nejapa la cual limita la capacidad de importación hasta en 0 MW en escenarios de demanda máxima y demanda media.
4. El sistema de Honduras en el horizonte comprendido en los años 2026-2028, presenta limitaciones importantes para cumplir con la COIIM debido a restricciones por sobrecargas y bajos voltajes en su sistema de transmisión. Estas restricciones limitan la capacidad de importación, exportación y porteo principalmente en los escenarios de demanda máxima y demanda media, llegando restringir a cero MW la capacidad operativa de Honduras con los sistemas adyacentes.
5. El sistema de transmisión de Nicaragua presenta condiciones para cumplir con la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM) en los años 2026-2028. Se destaca que la capacidad operativa entre Nicaragua – Costa Rica alcanza a ser hasta 360 MW; no obstante, la capacidad operativa con el sistema de Honduras llega a ser de 0 MW debido a restricciones por sobrecargas en el sistema de transmisión de Honduras.
6. Las capacidades operativas de Costa Rica con Nicaragua y con Panamá en la mayoría de los escenarios alcanzan o superan la COIIM, excepto en 4 escenarios en los cuales la capacidad de importación y de porteo en sentido Norte-Sur llega a estar en el rango de

220 MW a 270 MW, debido a sobrecargas que se presentan en el sistema de transmisión de Costa Rica.

7. El sistema de transmisión de Panamá muestra condiciones para cumplir con la Capacidad Operativa mínima y alcanzar capacidades superiores a 300 MW.

A continuación, en la Tabla 48 se presenta el resumen de las capacidades operativas de transmisión entre sistemas miembros del MER.

Tabla 48. Resumen de Capacidades Operativas de Transmisión entre Sistemas estimadas para los años 2026 - 2028

Año	Estación	Demanda	GU→ES	ES→GU	GU→HO	HO→GU	ES→HO	HO→ES	HO→NI	NI→HO	NI→CR	CR→NI	CR→PA	PA→CR	CR→PA	PA→CR
2026	VER	Max	0	300	230	140	220	0	140	200	310	360	0	0	350	490
		Med	90	350	0	0	0	0	0	0	310	350	0	0	360	450
		Min	360	370	360	210	360	210	210	290	310	360	270	320	380	360
	INV	Max	40	330	380	20	390	20	20	300	320	360	0	0	360	400
		Med	250	290	250	300	250	210	280	140	320	360	0	0	350	380
		Min	470	380	440	270	450	270	230	280	320	370	0	0	350	380
2027	VER	Max	0	290	200	0	200	0	0	200	310	270	190	450	270	450
		Med	30	360	0	100	0	20	100	0	310	350	0	0	360	400
		Min	330	380	300	160	300	160	160	290	310	360	260	370	370	370
	INV	Max	80	340	220	180	220	70	180	220	320	350	0	0	330	410
		Med	120	270	250	220	250	100	220	140	320	350	0	0	380	400
		Min	460	400	440	230	440	230	230	280	320	360	0	0	360	250
2028	VER	Max	0	310	0	30	0	0	30	0	220	360	90	450	90	450
		Med	0	360	40	0	40	0	0	40	250	340	210	410	300	410
		Min	310	380	430	320	450	230	230	290	310	360	250	340	360	340
	INV	Max	60	340	310	0	310	0	0	280	270	360	0	0	320	410
		Med	20	260	210	150	190	20	150	140	320	360	210	380	370	380
		Min	460	400	370	180	370	180	180	290	320	360	0	0	320	380

11 Recomendaciones generales del Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR

Considerando los resultados obtenidos en el Estudio Diagnóstico de Mediano Plazo para el horizonte entre el año 2026 y 2028, se recomienda que la planificación de los sistemas en cada país consideren la integración de las ampliaciones de transmisión necesarias que permitan eliminar las restricciones en sus redes de transmisión nacionales para cumplir con los CCSD tanto en condiciones sin transferencias como con transferencias de potencia y mantener o alcanzar la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM) de 300 MW, en todos los escenarios típicos de operación, lo cual fue establecido por la CRIE a través de la Resolución CRIE-20-2014. En este sentido se recomienda revisar las restricciones de las redes de transmisión nacionales identificadas en este estudio.

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