

Reporte del Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR correspondiente al horizonte 2024-2026

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

Julio 2023

Elaborado por: Coordinación de la Planificación del Sistema - EOR

Contenido

1	Introducción	1
2	Referencias regulatorias	2
2.1	Capítulo 10, Libro III, RMER.....	2
2.2	Definiciones del RMER.....	3
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 de transmisión previstos a entrar en operación en 2024-2026.....	13
6.1	Resumen de proyectos de generación y transmisión previstos a entrar en operación en 2024-2026	21
6.2	Análisis del EOR sobre la evolución de la red de transmisión prevista para 2024-2026.....	24
7	Análisis de incumplimientos a los CCSD “sin transferencias de potencia entre países”	26
7.1	Guatemala.....	26
7.2	El Salvador	26
7.3	Honduras.....	26
7.4	Nicaragua	28
7.5	Costa Rica.....	28
7.6	Panamá	28
7.7	Conclusiones del análisis de incumplimientos a los CCSD “sin transferencias de potencia entre países”	30
8	Capacidades operativas de transmisión entre pares de países adyacentes	31
8.1	Capacidades Operativas de Transmisión Guatemala-El Salvador	31
8.2	Capacidades Operativas de Transmisión Guatemala-Honduras y El Salvador-Honduras...	33
8.3	Capacidades Operativas de Transmisión Honduras-Guatemala y Honduras-El Salvador...	34
8.4	Capacidades Operativas de Transmisión Honduras-Nicaragua	35
8.5	Capacidades Operativas de Transmisión Nicaragua-Costa Rica.....	36
8.6	Capacidades Operativas de Transmisión Costa Rica-Panamá	37
8.7	Conclusiones sobre la capacidad operativa de transmisión estimada para los años 2024 a 2026	39

9	Análisis de restricciones en la red de transmisión para alcanzar y mantener la COIIM en el horizonte 2024-2026.....	40
9.1	Guatemala.....	40
9.2	El Salvador	41
9.3	Honduras.....	42
9.4	Nicaragua	44
9.5	Costa Rica.....	45
9.6	Panamá	46
9.7	Conclusiones sobre las restricciones en la red de transmisión para alcanzar y mantener la COIIM	49
10	Conclusiones generales del Estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR.....	51
11	Recomendaciones generales del Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR para el horizonte 2024-2026	56

1 Introducción

Para hacer posible un mayor desarrollo del MER debe maximizarse los intercambios de energía entre los países, conforme a la disponibilidad de la oferta de generación en la región. Para lograr este objetivo se requiere el desarrollo de la capacidad operativa de transmisión, lo cual necesariamente requiere como primer paso que se alcance y mantenga de manera permanente y estable la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM) entre las áreas de control adyacentes, establecida en 300 MW por la CRIE a través de la Resolución CRIE-20-2014..

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 el incumplimiento de los CCSD, la capacidad operativa de transmisión entre las áreas de control adyacentes, y la identificación de restricciones en la red de transmisión para alcanzar y mantener la COIIM.

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...”*.

2 Referencias regulatorias

2.1 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.

2.2 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:

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 COIM.

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 2024, 2025 y 2026.

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 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. A continuación, en el diagrama siguiente se resume el proceso seguido por el EOR en la conformación de la BDR para la planificación.

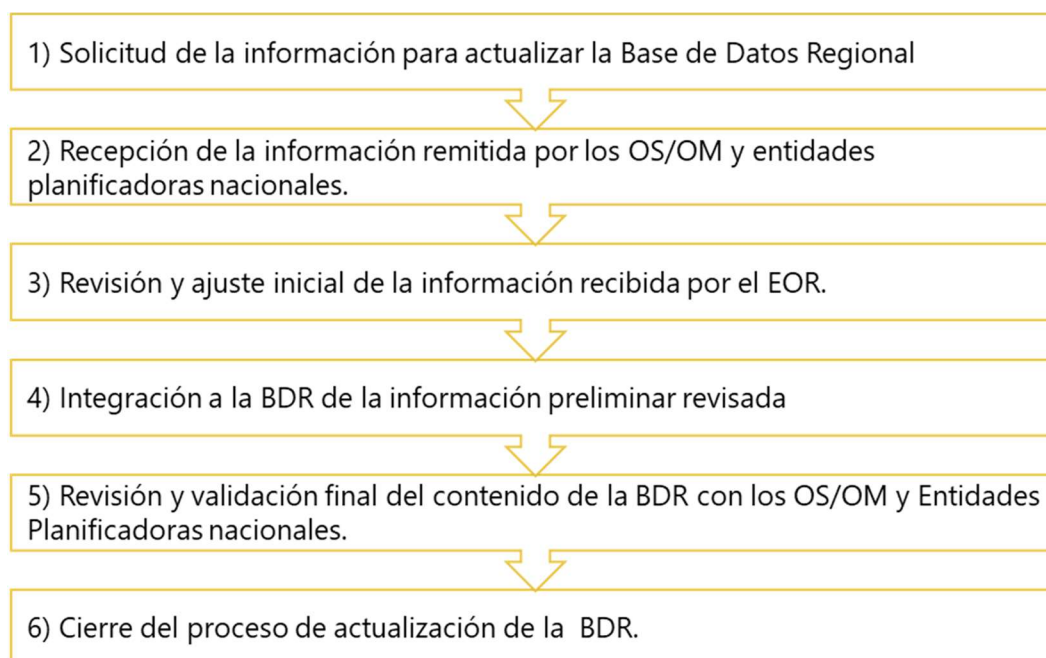


Figura 2. Resumen del proceso de conformación de la base de datos regional

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 2024 al 2026.

En la Figura 3, se puede apreciar que la demanda máxima anual del Sistema de Guatemala aumenta de 1,970 MW en el año 2024 hasta 2,045 MW en el año 2026, lo cual representa un crecimiento del 3.81% con respecto a la demanda máxima del año 2024.

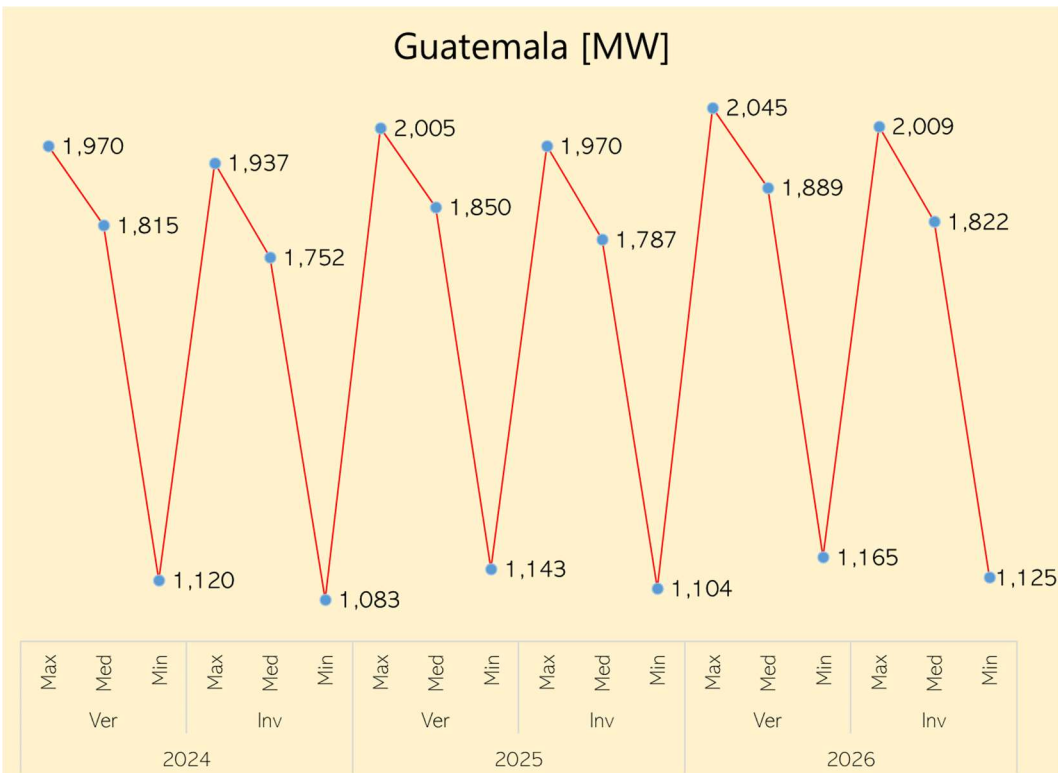


Figura 3. Proyección por escenario de demanda, estación y año de Guatemala

La Figura 4 ilustra un comportamiento particular de la demanda en el Sistema de El Salvador, el cual es que las demandas máximas y medias tienen valores muy similares en la misma estación. Por otra parte, también se puede apreciar que la demanda máxima anual de El Salvador aumenta de 1,212 MW en el año 2024 hasta 1,290 MW en el año 2026, lo cual representa un crecimiento del 6.44% con respecto a la demanda máxima del año 2024.

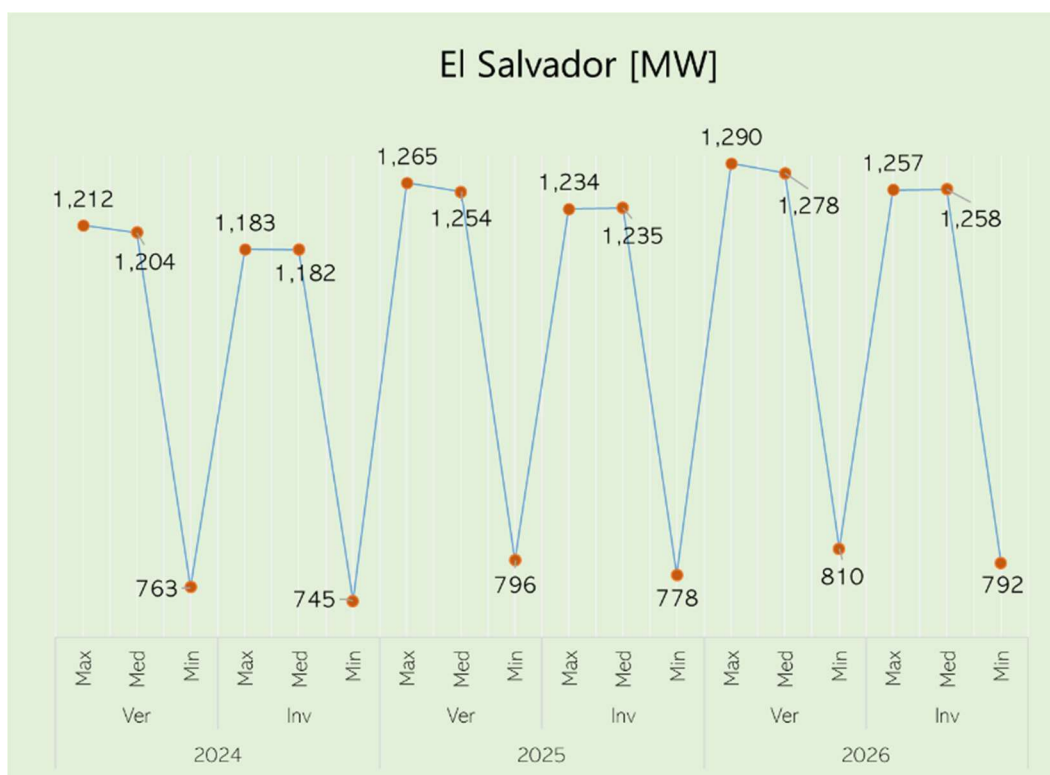


Figura 4. Proyección por escenario de demanda, estación y año de El Salvador

La Figura 5 ilustra un comportamiento particular de la demanda en el Sistema de Honduras, el cual es que las demandas máximas y medias tienen valores muy similares en la misma estación. Por otra parte, también se puede apreciar que la demanda máxima anual de Honduras aumenta de 1,989 MW en el año 2024 hasta 2,118 MW en el año 2026, lo cual representa un crecimiento del 6.49% con respecto a la demanda máxima del año 2024.

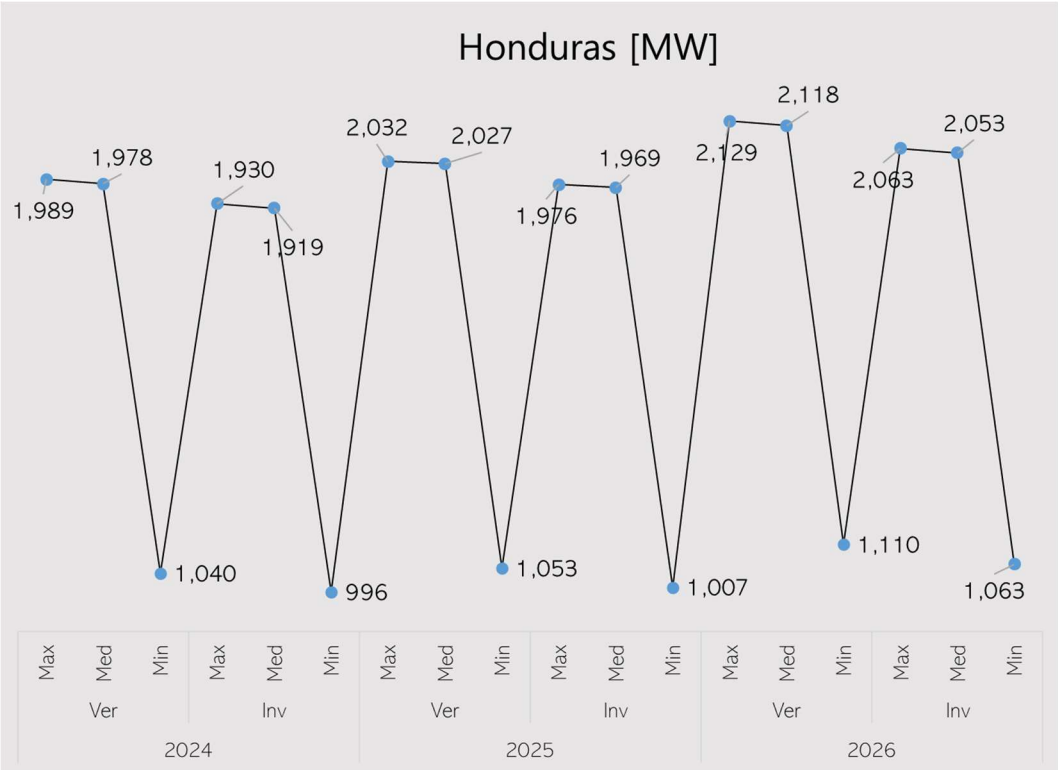


Figura 5. Proyección por escenario de demanda, estación y año de Honduras

En la Figura 6, se puede apreciar que la demanda máxima anual del Sistema de Nicaragua aumenta de 822 MW en el año 2024 hasta 906 MW en el año 2026, lo cual representa un crecimiento del 10.22% con respecto a la demanda máxima del año 2024.

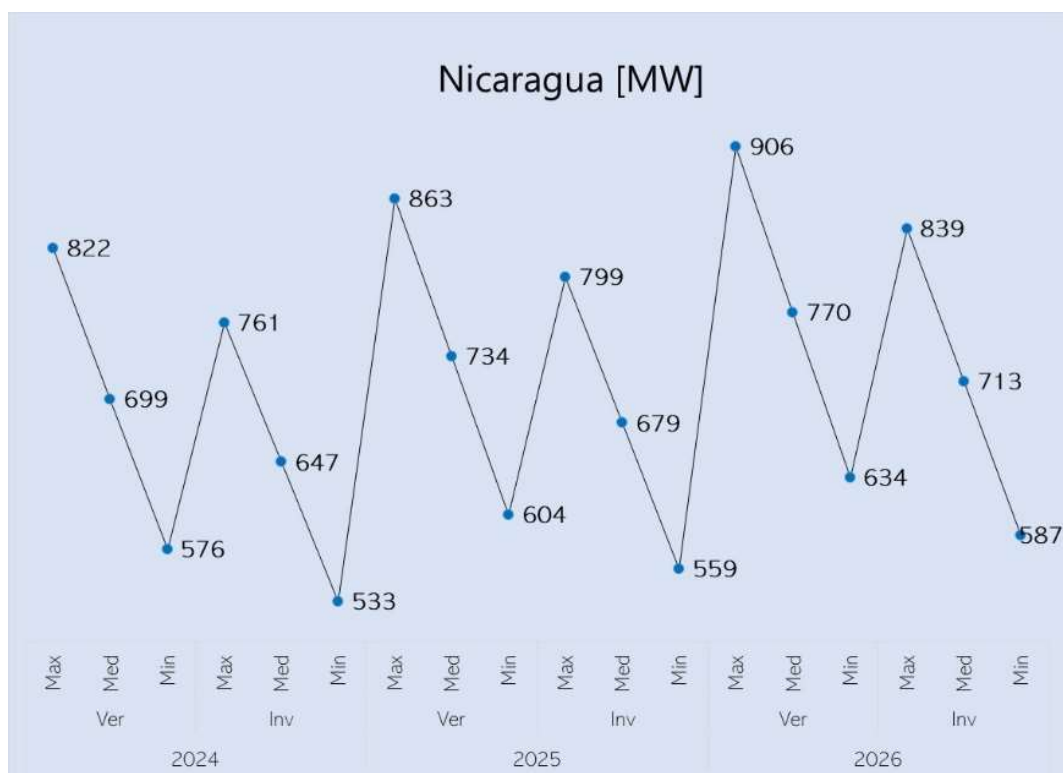


Figura 6. Proyección por escenario de demanda, estación y año de Nicaragua

En la Figura 7, se puede apreciar que la demanda máxima anual del Sistema de Costa Rica aumenta de 1,854 MW en el año 2024 hasta 1,907 MW en el año 2026, lo cual representa un crecimiento del 2.86% con respecto a la demanda máxima del año 2024.

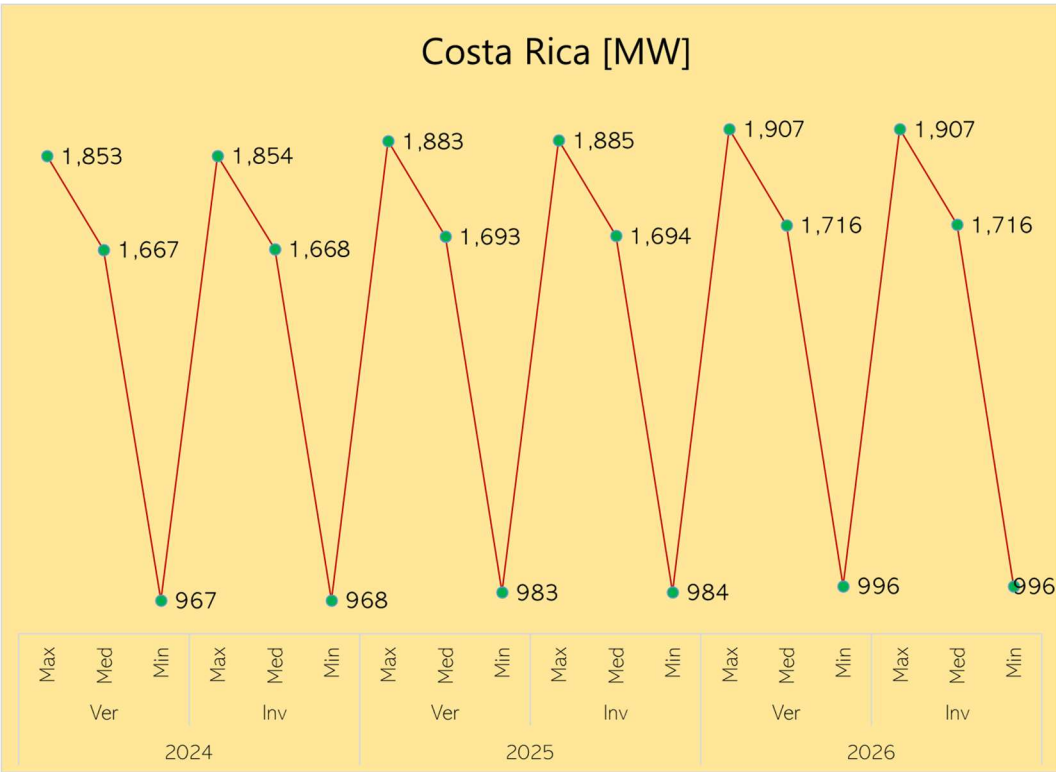


Figura 7. Proyección por escenario de demanda, estación y año de Costa Rica

En la Figura 8, se puede apreciar que la demanda máxima anual del Sistema de Panamá aumenta de 2,361 MW en el año 2024 hasta 2,515 MW en el año 2026, lo cual representa un crecimiento del 6.52% con respecto a la demanda máxima del año 2024.

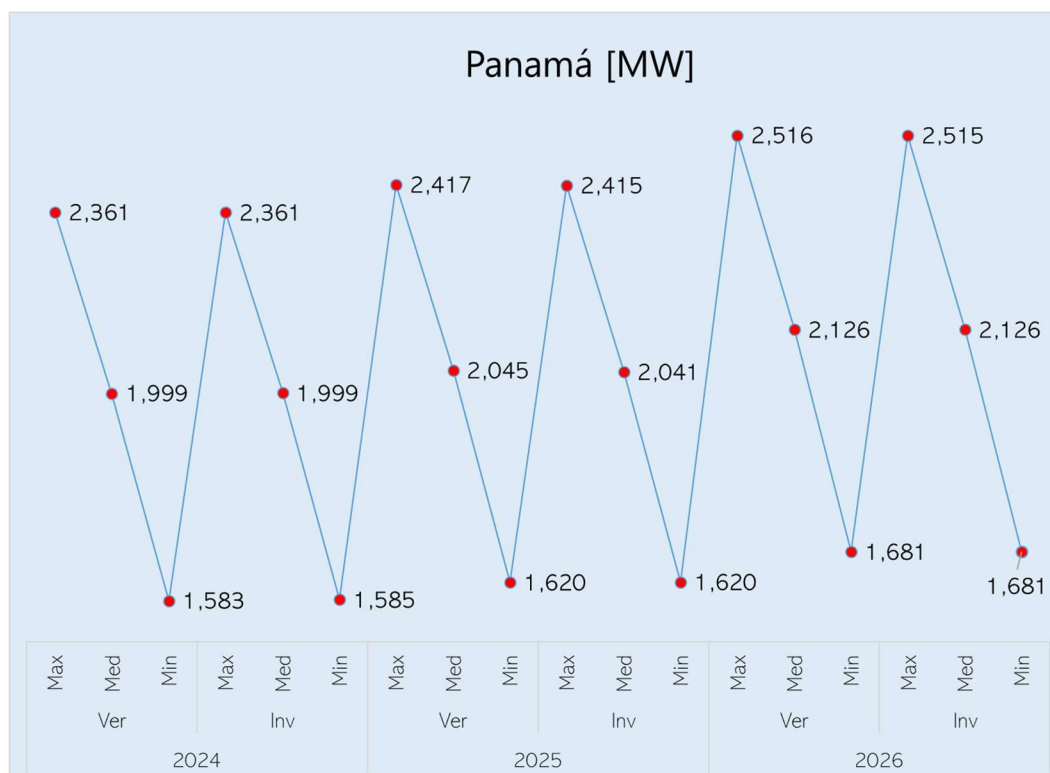


Figura 8. Proyección por escenario de demanda, estación y año de Panamá

En la siguiente gráfica se ilustra la proyección de la demanda total 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 2024 al 2026. En la Figura 9, se puede apreciar que la demanda máxima anual del Sistema Eléctrico Regional aumenta de 9,826 MW en el año 2024 hasta 10,381 MW en el año 2026, lo cual representa un crecimiento del 5.65% con respecto a la demanda máxima del año 2024.

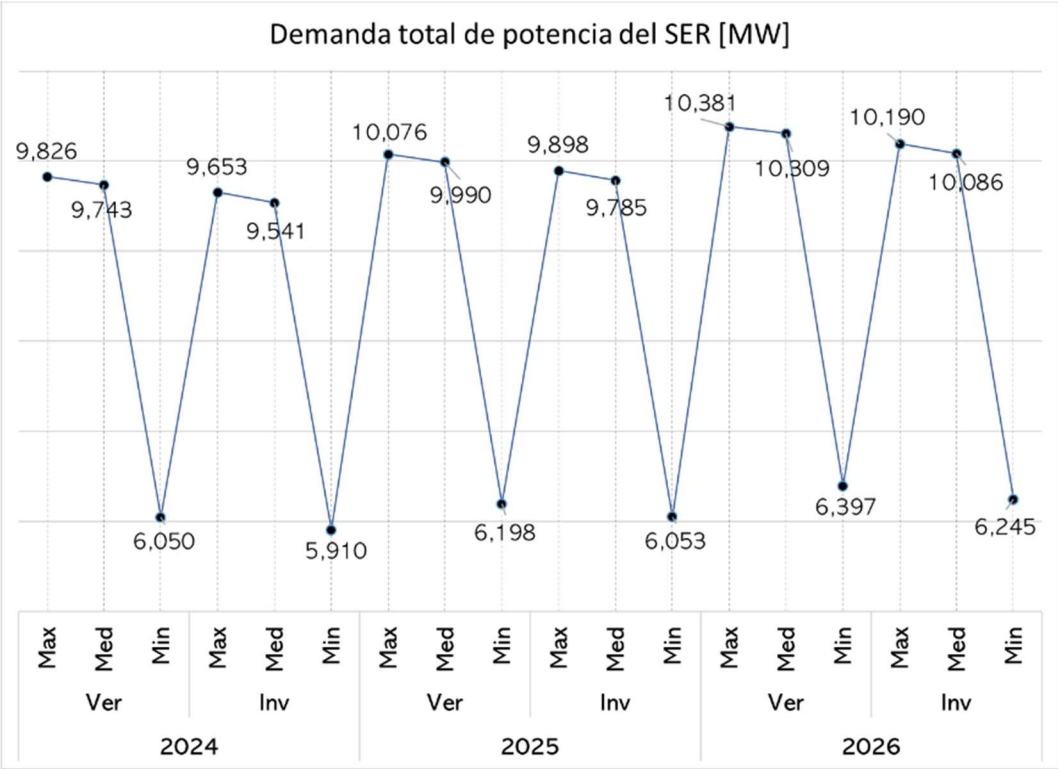


Figura 9. Proyección demanda total por escenario de demanda, estación y año del SER

6 Proyectos de generación y de transmisión previstos a entrar en operación en 2024-2026

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 estar en servicio en los años 2024, 2025 y 2026.

Para el caso del sistema de Guatemala, se espera que se desarrollen 20 proyectos de líneas de transmisión y la incorporación de 7 transformadores de potencia. El detalle de estos proyectos se presenta en 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	1/1/2024	Las Cruces - Guatemala Oeste 230A	230	424	Incorporación SE Guatemala Oeste
2	1/1/2024	Las Cruces - Guatemala Oeste 230B	230	424	Incorporación SE Guatemala Oeste
3	1/1/2024	Las Cruces - Palestina 230A	230	438.2	Incorporación
4	1/1/2024	Las Cruces - Palestina 230B	230	438.2	Incorporación
5	1/1/2024	Morales - Interfaz Rio Dulce 230	230	491.6	Incorporación línea TRECSA
6	1/1/2024	Huehuetenango - San Marcos 230B	230	558.5	Incorporación
7	1/1/2025	Las Cruces - Sololá 230A	230	438.2	Incorporación por entrada SE San Juan Comalapa
8	1/1/2025	Guatemala Oeste - Incienso 230A	230	424	Incorporación
9	1/1/2025	Sololá - Sololá 69A	69	83.8	Incorporación
10	1/1/2025	San Marcos - San Marcos II 69	69	81	Incorporación
11	1/1/2025	Rio Dulce - Modesto Méndez 69A	69	73.7	Incorporación SE Modesto Méndez TRECSA
12	1/1/2025	Poptun - Modesto Méndez 69A	69	73.7	Incorporación SE Modesto Méndez TRECSA
13	1/1/2025	Izabal - Modesto Méndez 230	230	438.2	Incorporación SE Modesto Méndez TRECSA
14	1/1/2025	Covadonga - Chiantla 230A	230	438.2	Incorporación
15	1/1/2025	Covadonga - Uspantan 230B	230	438.2	Incorporación PET 2018-2032
16	1/1/2026	Los Brillantes - Solola 230A	230	438.2	Incorporación
17	1/1/2026	Los Brillantes - Santa María 230A	230	424	Incorporación SE Santa María
18	1/1/2026	La Esperanza - Santa María 230A	230	424	Incorporación SE Santa María
19	1/1/2026	Chixoy - San Agustín 230B	230	438.2	Incorporación segundo circuito
20	1/1/2026	Cobán - San Julián 69B	69	83.8	Incorporación

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

No.	Fecha prevista	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Anotaciones
1	1/1/2024	Guatemala Sur 138/69A	138/69	105	Incorporación por incremento capacidad
2	1/1/2024	Guatemala Sur 138/69B	138/69	105	Incorporación por incremento capacidad
3	1/1/2024	Guatemala Oeste 230/69A	230/69	150	Nueva SE Guatemala Oeste
4	1/1/2025	Sololá 230/69A	230/69	150	Incorporación nueva SE Sololá
5	1/1/2025	Modesto Méndez 230/69A	230/69	105	Incorporación nueva SE Modesto Méndez TRECSA
6	1/1/2025	San Marcos 2 230/69A	230/69	150	Incorporación nuevo transformador
7	1/1/2026	Santa María 230/69	230/69	150	Incorporación SE Santa María

Para el caso del sistema de El Salvador, se espera que se desarrollen 7 proyectos de líneas de transmisión, 2 de compensadores serie y 2 de generación. El detalle de estos proyectos se presenta en 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	30/04/2024	Compensadores Estáticos Síncrono serie - Transformadores 230/115 kV SE. 15Sept.	115	--	Para control de carga de los transformadores 230/115 kV
2	30/04/2024	Compensadores Estáticos Síncrono Serie – Línea 115 kV Nejapa-San Antonio Abad.	115	--	Para control de carga de línea NEJ-SANT y de trafos de Nejapa.
3	30/12/2024	San Miguel - Morazán 115 - 1	115	130	Incorporación SE Morazán
4	30/12/2025	15 Septiembre - San Miguel 115-1	115	130	Retiro por incorporación proyecto Chinameca
5	30/12/2025	15 de Septiembre - Chinameca 115 - 1	115	130	Incorporación geotérmica Chinameca
6	30/12/2025	San Miguel - Chinameca 115-1	115	130	Incorporación geotérmica Chinameca
7	30/12/2026	San Rafael - Chinchontepec 115-1	115	130	Retiro por incorporación proyecto San Vicente
8	30/12/2026	San Rafael - San Vicente 115 - 1	115	130	Incorporación proyecto San Vicente
9	30/12/2026	San Vicente - Chinchontepec 115 - 1	115	130	Incorporación proyecto San Vicente

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

No.	Fecha prevista	Proyecto	Recurso	Cap. (MW)
1	1/4/2025	Geotérmica Chinameca	Geotérmico	20.0
2	1/4/2025	Geotérmica San Vicente	Geotérmico	10.0
		Total		30

Para el caso del sistema de Honduras, se espera que se desarrollen 31 proyectos de líneas de transmisión, 7 de transformadores de potencia, y 4 de generación. El detalle de estos proyectos se presenta en 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	01/01/2024	Suyapa - Sitio 230A	230	405.1	Incorporación por cambio topología SE El Sitio
2	01/01/2024	Bella Vista - El Centro 138A	138	151.8	Incorporación
3	01/01/2024	Choloma - Bermejo 138A	138	151.8	Incorporación SE Choloma
4	01/01/2024	Circunvalación - El Estadio 138A	138	151.8	Incorporación
5	01/01/2024	Láinez - Miraflores 138A	138	151.8	Incorporación
6	01/01/2024	Progreso - San Pedro Sula Sur 230A	230	456	Cambio tensión de 138 a 230 kV
7	01/01/2024	El Estadio - San Pedro Sula 138A	138	151.8	Incorporación
8	01/01/2024	Merendón - Choloma 138A	138	151.8	Incorporación SE Choloma
9	01/01/2024	San Pedro Sula Sur - San Buenaventura 230A	230	455.3	Incorporación
10	01/01/2024	Central Azuc. Hond. - San Pedro Sula 138A	138	151.8	Incorporación
11	01/01/2026	Villanueva - San Pedro Sula Sur 138A	138	151.8	Repotenciación de 151.8 a 300 MVA
12	01/01/2026	Villa Nueva - Tornillito 138A	138	270	Incorporación hidro El Tornillito
13	01/01/2026	Villa Nueva - Tornillito 138B	138	270	Incorporación hidro El Tornillito
14	01/01/2026	Tornillito - San Buenaventura 230A (L647)	230	456.5	Incorporación hidro El Tornillito
15	01/01/2026	Cerro Grande - Amarateca 230A	230	405.1	Incorporación
16	01/01/2026	Sitio - Cerro Grande 230A	230	405.1	Incorporación por cambio topología SE El Sitio
17	01/01/2026	Cañaveral 138 - Río Lindo 138CB	138	151.8	Incorporación segundo circuito
18	01/01/2026	Bermejo - Bella Vista 138A	138	151.8	Repotenciación de 151.8 a 273.9 MVA
19	01/01/2026	Bermejo - Circunvalación 138A	138	151.8	Repotenciación de 151.8 a 273.9 MVA
20	01/01/2026	Bermejo - La Victoria 138B	138	273.9	Incorporación segundo circuito
21	01/01/2026	Bermejo - La Victoria 138C	138	273.9	Incorporación tercer circuito
22	01/01/2026	Choloma - La Victoria 138A	138	151.8	Repotenciación de 151.8 a 273.9
23	01/01/2026	La Entrada Copán - Santa Rosa 230A	230	455.3	Incorporación SE La Paz
24	01/01/2026	Patuca - Chichicaste 230A	230	455.3	Incorporación
25	01/01/2026	Agua Caliente - Prados 230A	230	455.3	Incorporación
26	01/01/2026	Zamorano - El Sitio 230A	230	455.3	Incorporación para prevenir sobrecargas en línea paralela L422
27	01/01/2026	Talanga - Amarateca 230A	230	456	Incorporación
28	31/12/2026	Puerto Cortés - La Victoria 230A	230	455	Incorporación Central Puerto Cortés
29	31/12/2026	Puerto Cortés - La Victoria 230B	230	455	Incorporación Central Puerto Cortés
30	31/12/2026	Puerto Cortez - Térmica Sulzer 230A	230	455	Incorporación
31	01/01/2026	Zamorano-Bijagual (2026).	230	455	Incorporación

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

No.	Fecha prevista	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Anotaciones
1	01/01/2024	San Pedro Sula 230 T02	230/138	150	Incorporación por incremento de capacidad
2	01/01/2024	San Pedro Sula 230 T01	230/138	150	Incorporación por incremento de capacidad
3	01/01/2026	El Tornillito 230/138A	230/138	100	Conexión de Central Hidroeléctrica El Tornillito

No.	Fecha prevista	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Anotaciones
4	01/01/2026	Térmica Sulzer 230/138	230/138	150	Incorporación por incremento de capacidad
5	01/01/2026	La Victoria 230/138A1	230/138	150	Nueva SE La Victoria
6	01/01/2026	La Victoria 230/138B1	230/138	150	Nueva SE La Victoria
7	01/01/2026	La Victoria 230/138C1	230/138	150	Nueva SE La Victoria
8	01/01/2024	Santa Marta 138/69A	138/69	50	Incorporación por incremento de capacidad
9	01/01/2024	Talanga 230/69A	230/69	85	Nueva SE Talanga II
10	01/01/2026	Zamorano 230/69A	230/69	85	Incorporación por incremento de capacidad
11	01/01/2026	Chichicaste 230/69A	230/69	75	Incorporación por incremento de capacidad
12	01/01/2026	Santa Rosa 230/69A	230/69	75	Incorporación por incremento de capacidad

Tabla 7. Proyectos de generación en el Sistema de Honduras

No.	Fecha prevista	Proyecto	Recurso	Cap. (MW)
1	1/1/2025	Hidroeléctrica Río Molo	Hidroeléctrico	3.9
2	1/1/2026	Hidro El Tornillito	Hidroeléctrico	198.7
3	1/1/2026	Eólico El Bijagual	Eólico	112.5
4	1/1/2026	Proyecto Gas Puerto Cortés	Gas Natural	470.0
		Total		785.1

Para el caso del sistema de Nicaragua, se espera que se desarrollen 38 proyectos de líneas de transmisión y 4 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	01/01/2024	Tortuguero - Esperanza II 138	138	150	Incorporación
2	01/01/2025	Acoyapa - Gateada 138	138	30	Retiro por incorporación SE Gateada II
3	01/01/2025	San Francisco Libre - Planta Carlos Fonseca	138	150	Incorporación
4	01/01/2025	PHT - Planta Carlos Fonseca 138	138	150	Retiro
5	01/01/2025	San Francisco Libre - San Benito 138	138	150	Incorporación
6	01/01/2025	PHT - San Benito 138	138	150	Retiro
7	01/01/2025	Guanacastillo - Tipitapa 138	138	200	Repotenciación de 113 MVA a 200 MVA
8	01/01/2025	Planta Corinto-Corinto 138	138	150	Incorporación
9	01/01/2025	Chinandega - Corinto 138	138	150	Incorporación
10	01/01/2025	Jinotega-Pantasma 138	138	150	Incorporación
11	01/01/2025	Rivas - Tola 138	138	150	Incorporación
12	01/01/2025	Tola - San Juan del Sur 138	138	150	Incorporación
13	01/01/2025	Acoyapa - San Miguelito 138	138	150	Incorporación
14	01/01/2025	San Miguelito - San Carlos 138	138	150	Incorporación
15	01/01/2025	Bluefields - Esperanza II 138	138	150	Incorporación

No.	Fecha prevista	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Anotaciones
16	01/01/2025	Mulukuku - Terrabona 230	230	374	Incorporación proyectos hidro El Carmen, Pedro y Mojolka
17	01/01/2025	Mulukuku - Boaco 230	230	374	Incorporación proyectos hidro Pedro y Mojolka
18	01/01/2025	Boaco - Gateada 230	230	374	Incorporación
19	01/01/2025	El Viejo - Jiquilillo 138	138	150	Incorporación
20	01/01/2025	Acoyapa II-La Gateada	138	30	Incorporación
21	01/01/2025	Acoyapa II-Acoyapa	138	30	Incorporación
22	01/01/2025	Catarina-Nandaime	138	200	Repotenciación de 96 MVA a 200 MVA
23	01/01/2025	Nandaime-Rivas	138	200	Repotenciación de 96 MVA a 200 MVA
24	01/01/2025	Masaya-Guanacastillo	138	200	Repotenciación de 150 MVA a 200 MVA
25	01/01/2025	Planta Energética Corinto-Chinandega	138	100	Retiro
26	01/01/2026	La Paz Centro - Nagarote 2 69	69	36	Retiro
27	01/01/2026	León I - León II 138	138	150	Incorporación
28	01/01/2026	León II - CHG-138	138	150	Incorporación
29	01/01/2026	Nagarote 1 - La Paz Centro 138	138	150	Incorporación
30	01/01/2026	León II - La Paz Centro 138	138	150	Incorporación
31	01/01/2026	León I - Derivación León II 69	69	35	Retiro
32	01/01/2026	León II - Derivación León II 69	69	35	Retiro
33	01/01/2026	La Paz Centro - Derivación León II 69	69	35	Retiro
34	01/01/2026	Nueva Guinea - Gateada II 138	138	150	Incorporación
35	01/01/2026	Kukrahill - Esperanza 138	138	150	Incorporación
36	01/01/2026	Los Brasiles-Ticuantepé	230	374	Retiro
37	01/01/2026	Ticuantepé-Mateare 1	230	374	Incorporación
38	01/01/2026	Los Brasiles-Mateare 1	230	374	Incorporación

Tabla 9. Proyectos de generación en el Sistema de Nicaragua

No.	Fecha prevista	Proyecto	Recurso	Cap. (MW)
1	1/1/2024	Solar 2	Solar FV	50.0
2	1/12/2024	Monte Rosa U4	Biomasa	30.0
3	1/1/2025	Solar 3	Solar FV	50.0
4	1/1/2026	Solar 4	Solar FV	50.0
			Total	180.0

Para el caso del sistema de Costa Rica, se espera que se desarrollen 13 proyectos de líneas de transmisión y 9 de generación. El detalle de estos proyectos se presenta en 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	31/12/2024	La Caja - El Coco 138	138	110	Repotenciación de 110 a 190 MVA
2	31/12/2024	Garita - La Caja 138	138	110	Repotenciación de 110 a 190 MVA
3	31/12/2024	Garita - El coco 138	138	110	Repotenciación de 110 a 190 MVA
4	1/1/2024	Arenal - Coroboci 230	230	350	Repotenciación de 350 a 390 MVA

No.	Fecha prevista	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Anotaciones
5	31/12/2025	Frontera Ticuantepe - Cañas 230	230	338	Retiro cambio topología Interconexión Nicaragua
6	31/12/2025	Miravalles - Mogote 230	230	380	Retiro por incorporación SE Fortuna
7	31/12/2025	Cañas - Fortuna 230	230	371	Incorporación
8	31/12/2025	Miravalles - Fortuna 230	230	380	Incorporación
9	31/12/2025	Mogote - Fortuna 230	230	380	Incorporación
10	31/12/2025	Frontera Ticuantepe - Fortuna 230	230	371	Incorporación cambio topología Interconexión Nicaragua
11	30/9/2026	San Miguel - Lindora 230-1	230	380	Retiro por incorporación SE La Caja
12	30/9/2026	Caja - San Miguel 230	230	380	Incorporación SE La Caja refuerzo Norte-Centro
13	30/9/2026	Lindora - Caja 230	230	380	Incorporación SE La Caja refuerzo Norte-Centro

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

No.	Fecha prevista	Proyecto	Recurso	Cap. (MW)
1	1/1/2024	Proyecto Eólico #1	Eólico	20.0
2	1/1/2024	Hidro RC1	Hidroeléctrico	20.0
3	1/1/2025	Hidro RC2	Hidroeléctrico	25.0
4	1/1/2026	Proyecto Eólico #14	Eólico	20.0
5	1/1/2026	Proyecto Eólico #4	Eólico	20.0
6	1/1/2026	Proyecto Eólico #6	Eólico	20.0
7	1/1/2026	Proyecto Eólico #7	Eólico	20.0
8	1/1/2026	Proyecto Eólico #8	Eólico	20.0
9	1/1/2026	Proyecto Solar #11	Fotovoltaico	25.0
		Total		190

Para el caso del sistema de Panamá, se espera que se desarrollen 52 proyectos de líneas de transmisión y 46 de generación. Con lo anterior, es posible identificar que el sistema de Panamá es el que tendrá la mayor cantidad de proyectos en el horizonte del 2024 al 2026. El detalle de estos proyectos se presenta en Tabla 12 y Tabla 13.

Tabla 12. Proyectos de líneas de transmisión de Panamá

No.	Fecha prevista	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Anotaciones
1	30/4/2024	CON-TETF 230-55	230	775	Incorporación
2	30/4/2024	TETF-SBA 230-55	230	775	Incorporación
3	30/4/2024	TETF-SBA 230 A	230	775	Incorporación
4	30/6/2024	ECO-BUR 230-13A	230	279	Incorporación
5	30/6/2024	230-39	230	505	Repotenciación
6	30/6/2024	BUR-PA3 230-12A	230	505	Incorporación
7	30/6/2024	BUR-PA3 230-13A	230	505	Incorporación
8	30/6/2024	PRO-BOQ230	230	500	Repotenciación
9	30/6/2024	Frontera Progreso - Progreso	230	500	Repotenciación
10	30/6/2024	Mata de Nance - Boquerón III	230	505	Repotenciación
11	30/8/2024	PRO-PRO2 230A	230	505	Repotenciación

No.	Fecha prevista	Nombre	Tensión (kV)	Cap. Nom. (MVA)	Anotaciones
12	30/8/2024	PRO-PRO2 230B	230	505	Repotenciación
13	30/8/2024	FRONTP-PRO2 230-10	230	505	Repotenciación
14	30/11/2024	SAB-STR 230 A	230	505	Incorporación
15	30/11/2024	SAB-STR 230 B	230	505	Incorporación
16	31/12/2024	BAY-CHE 230-1A	230	505	Incorporación
17	31/12/2024	BAY-CHE 230-2A	230	505	Incorporación
18	31/12/2024	PAC-CHE 230-1A	230	505	Incorporación
19	31/12/2024	BVI-PA3 230A	230	247	Incorporación
20	31/12/2024	BVI-PA3 230B	230	247	Incorporación
21	31/12/2024	CHE-24DIC 230-2A	230	505	Incorporación
22	31/12/2024	PAN2-24DIC23	230	505	Repotenciación
23	31/12/2024	BAYANO-CHEPO	230	505	Incorporación
24	31/12/2024	BAYANO-CHEPO	230	505	Incorporación
25	31/12/2024	PAC-CHE230	230	505	Incorporación
26	31/12/2024	Panamá II - Pacora 230	230	505	Repotenciación
27	31/1/2025	LSA-ECO230A	230	505	Repotenciación
28	31/1/2025	LSA-ECO230B	230	505	Repotenciación
29	31/1/2025	LSA-SBA230A	230	505	Repotenciación
30	31/1/2025	LSA-SBA230B	230	505	Repotenciación
31	31/1/2025	VEL-SBA230A	230	505	Repotenciación
32	31/1/2025	VEL-SBA230B	230	505	Repotenciación
33	31/1/2025	ECO-BUR230A	230	505	Repotenciación
34	31/7/2025	MDN-CAL 230-7	230	249	Incorporación
35	31/7/2025	MDN-CAL 230-8	230	249	Incorporación
36	31/7/2025	FOR-CAL 230-7	230	249	Incorporación
37	31/7/2025	FOR-CAL 230-8	230	249	Incorporación
38	31/7/2025	LSA-EHI230A	230	611	Repotenciación
39	31/7/2025	LSA-EHI230B	230	611	Repotenciación
40	31/7/2025	PAN-CHO230A	230	611	Repotenciación
41	31/7/2025	PAN-CHO230B	230	611	Repotenciación
42	31/7/2025	CHO-EHI230A	230	611	Repotenciación
43	31/7/2025	CHO-EHI230B	230	611	Repotenciación
44	31/7/2025	LSA-VEL230C	230	505	Repotenciación
45	30/9/2025	FOR-CHG 230-20A	230	307	Incorporación
46	30/9/2025	CHA-CHG 230-30	230	307	Incorporación
47	30/9/2025	ESP-CHG 230-20A	230	307	Incorporación
48	30/9/2025	CAN-CHG 230-30	230	307	Incorporación
49	30/9/2025	CHG-PA3-230A	230	663	Incorporación
50	30/9/2025	CHG-PA3-230B	230	663	Incorporación
51	31/12/2025	PA2-GON 230-54	230	505	Incorporación
52	31/12/2025	SAB-GON 230-54	230	505	Incorporación

Tabla 13. Proyectos de generación en el Sistema de Panamá

Sistema	Fecha prevista	Proyecto	Recurso	Cap. (MW)
1	1/1/2024	Llano Sánchez	Fotovoltaico	9.99
2	1/1/2024	PV Oro Solar	Fotovoltaico	9.9
3	1/1/2024	PV Rodeo Solar	Fotovoltaico	9.9
4	2/1/2024	PV Megasolar	Fotovoltaico	10
5	7/1/2024	PV La Villa Solar	Fotovoltaico	9.99
6	7/1/2024	HP Solar	Fotovoltaico	20
7	9/1/2024	Generadora de Gatún, S.A.	Gas Natural	656.16
8	10/1/2024	PV San Carlos	Fotovoltaico	0.15
9	1/1/2025	PV Solar Alanje 1	Fotovoltaico	9.99
10	1/1/2025	PV Santiago (Ecoener)	Fotovoltaico	9.9
11	1/1/2025	PV Ecosolar 3	Fotovoltaico	10
12	1/1/2025	PV Ecosolar 4	Fotovoltaico	10
13	1/1/2025	PV Ecosolar 5	Fotovoltaico	10
14	1/1/2025	PV La Hueca	Fotovoltaico	70
15	1/1/2025	PV SOLARPRO	Fotovoltaico	10
16	1/1/2025	El Fraile II	Hidro	8.04
17	1/1/2025	RP-550	Hidro	4.15
18	6/1/2025	PV Solar Alanje 2	Fotovoltaico	9.99
19	6/1/2025	PV San Bartolo (Ecoener)	Fotovoltaico	9.9
20	6/1/2025	Agua Fría	Fotovoltaico	10
21	6/1/2025	Las Lajas	Fotovoltaico	30
22	7/1/2025	RPM Solar Caizan 01	Fotovoltaico	10
23	7/1/2025	RPM Solar Caizan 02	Fotovoltaico	10
24	7/1/2025	PV Solar Alanje 3	Fotovoltaico	9.99
25	7/1/2025	PV Agua Viva	Fotovoltaico	9.9
26	7/1/2025	PV La Mesa (Ecoener)	Fotovoltaico	9.9
27	7/1/2025	PV Estí Solar 2	Fotovoltaico	6.62
28	10/1/2025	PV Chame Solar	Fotovoltaico	20
29	10/1/2025	PV Gualaca Solar (Helios)	Fotovoltaico	60
30	10/1/2025	Ra Solar	Fotovoltaico	20
31	10/1/2025	El Coco	Fotovoltaico	10
32	12/1/2025	Tramontana	Eólico	60
33	12/1/2025	RPM Solar Caizan 03	Fotovoltaico	10
34	12/1/2025	Cerro Viejo Solar	Fotovoltaico	20
35	12/1/2025	RPM Solar Caizan 04	Fotovoltaico	10
36	1/1/2026	PV Capira Solar	Fotovoltaico	9.9
37	1/1/2026	PV La Inmaculada Solar	Fotovoltaico	5
38	1/1/2026	Mendre Solar	Fotovoltaico	5.5
39	1/1/2026	Corotu Solar	Fotovoltaico	9.98
40	1/1/2026	El Alto G4	Hidro	1.17
41	1/1/2026	Pando Minicentral	Hidro	0.51
42	6/1/2026	PV Panasolar IV	Fotovoltaico	10
43	6/1/2026	PV Panasolar V	Fotovoltaico	10
44	7/1/2026	Caimitillo	Eólico	1.87
45	10/1/2026	San José Solar 30MW	Fotovoltaico	30
46	12/1/2026	PV Penonomé 2	Fotovoltaico	154
			Total	1,432.4

6.1 Resumen de proyectos de generación y transmisión previstos a entrar en operación en 2024-2026

De la información presentada sobre los proyectos de transmisión y generación a desarrollarse en todos los sistemas de los países miembros del MER, se puede identificar que se espera incorporar 2,617.48 MW de capacidad de generación. De los cuales, las centrales de gas natural y fotovoltaicas son las tecnologías predominantes. Lo anterior, se puede apreciar en Tabla 14 y Figura 10.

Tabla 14. Capacidad total de generación prevista a agregarse en SER en el periodo 2024-2026

Tipo de Recurso	Capacidad total (MW)
Biomasa	30
Eólico	294.37
Fotovoltaico	875.5
Gas Natural	1126.16
Geotérmico	30
Hidro	261.45
Total Regional	2,617.48

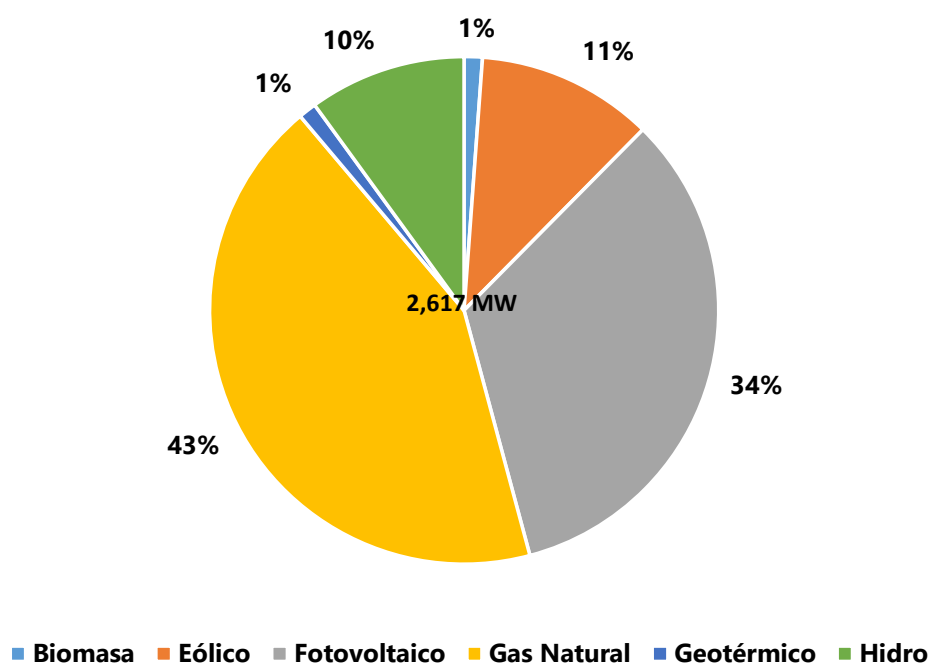


Figura 10. Composición porcentual de la capacidad de generación a agregarse en el MER en el periodo 2024-2026

Analizando las capacidades de los proyectos de generación y los países en que se desarrollaran, se puede identificar que Panamá y Honduras concentrarían el 55% y 30%, respectivamente, de la capacidad de generación que incorporará en el SER entre el año 2024

y 2026. También, se puede identificar que las centrales de gas natural son las de mayor participación en los nuevos proyectos de generación. La Figura 11 muestra la distribución en MW de los proyectos de generación por tecnología y país en que se desarrollarán.

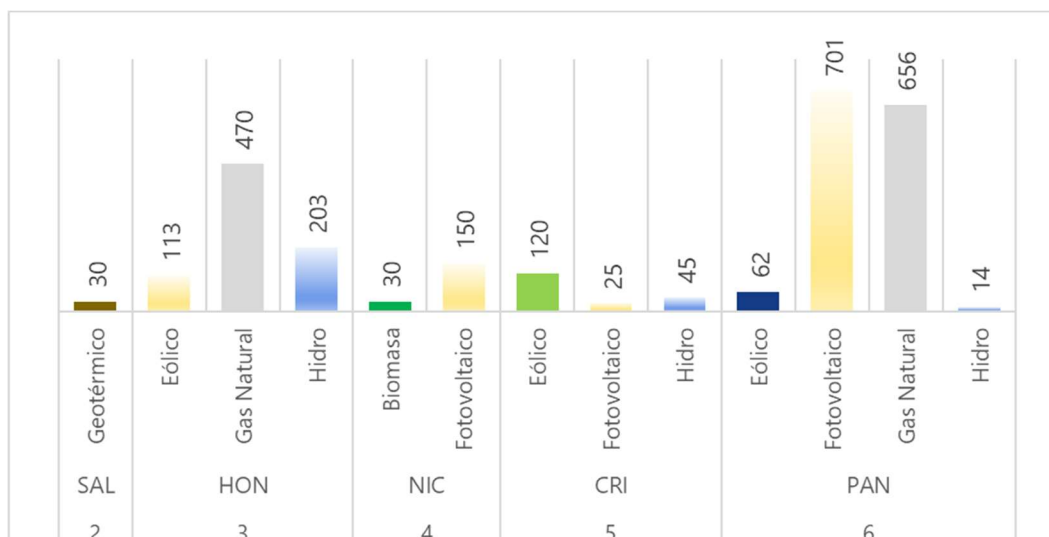


Figura 11. Capacidad (MW) por país y tipo de recurso de generación prevista agregarse en el periodo 2024-2026

Por otra parte, la Figura 12 ilustra la distribución por país y tipo de proyectos de línea de transmisión con tensión de operación mayor a 115 kV que se desarrollarán en el SER entre el año 2024 y 2026. De dicha figura, es posible identificar que en los sistemas de Panamá, Honduras, y Nicaragua, se desarrollarán más proyectos de líneas de transmisión que en el resto de los sistemas.

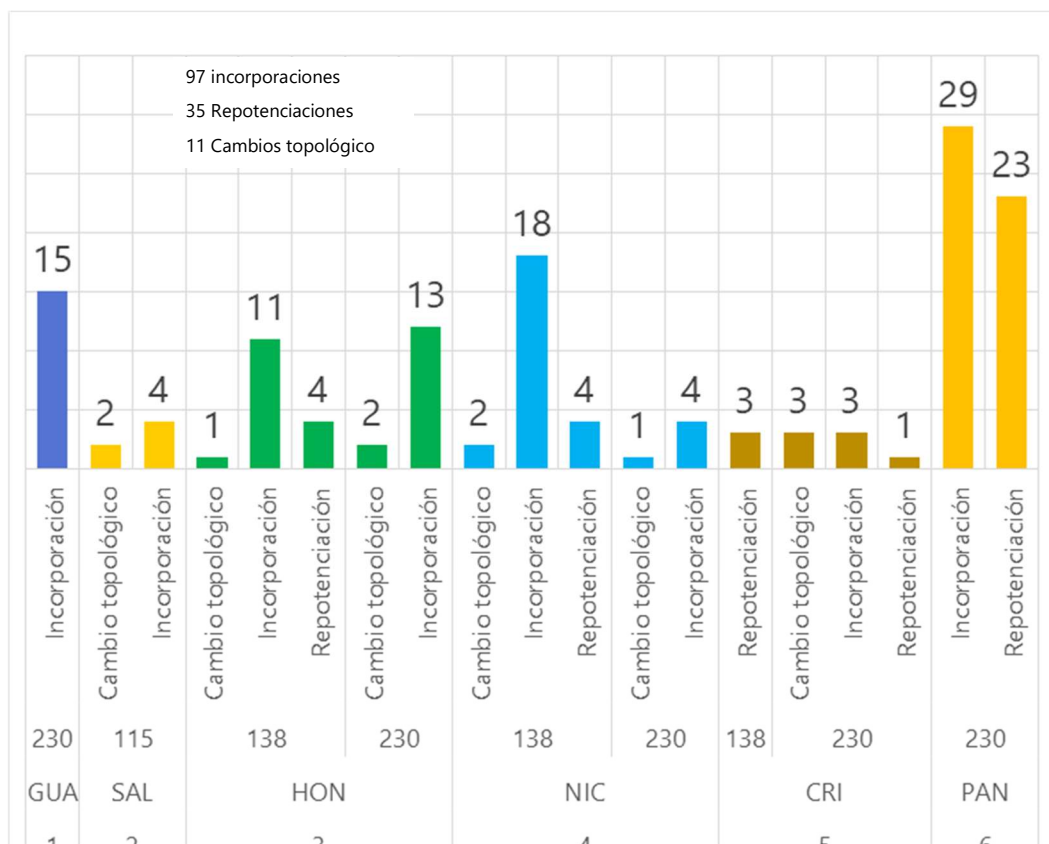


Figura 12. Proyectos de transmisión según tipo de proyecto y por país en el horizonte 2024-2026

En la Figura 13 se ilustra que la incorporación de proyectos de transformadores de potencia se concentra en los sistemas de Honduras y Guatemala.

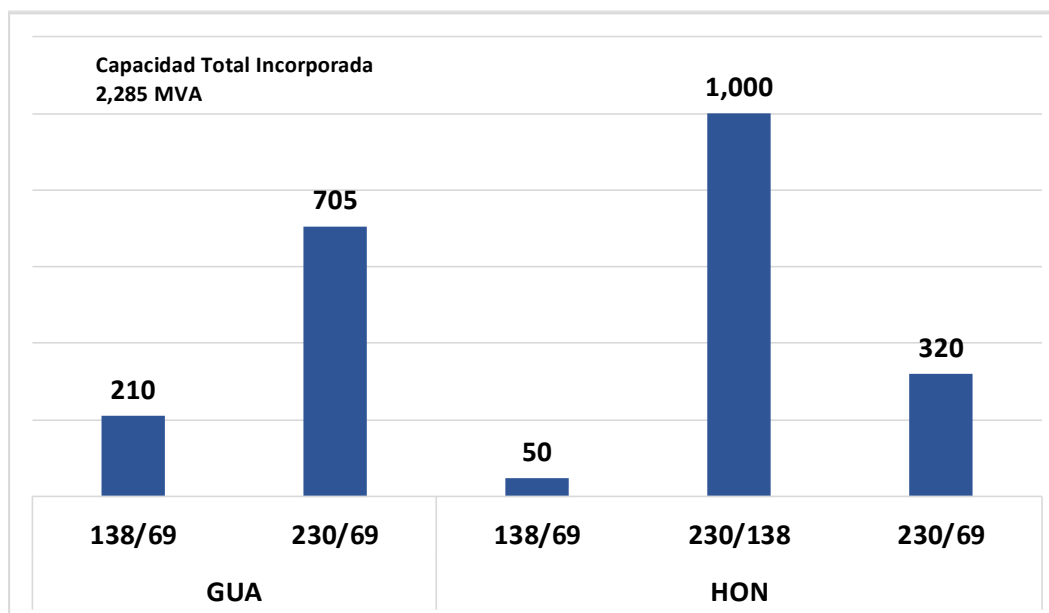


Figura 13. Capacidad total incorporada en MVA de transformadores de potencia en el horizonte 2024-2026

6.2 Análisis del EOR sobre la evolución de la red de transmisión prevista para 2024-2026

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 2024 y 2026, totalizando 96 nuevas incorporaciones de líneas de transmisión, 35 repotenciaciones y 11 cambios topológicos en la red de transmisión, además la incorporación de 2,285 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. Se consideran de interés para la capacidad operativa de transmisión los proyectos que se mencionan en la Tabla 15, que en los análisis sucesivos del Estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo se identifican que al entrar en servicio eliminan sobrecargas en elementos de la red de transmisión.

Tabla 15. Proyectos que permitirían incrementar la Capacidad Operativa de Transmisión en el SER

No	País	Proyecto	Fecha prevista de puesta en servicio
1	El Salvador	Instalación de Compensadores Síncronos Estáticos Serie en SE 15 de Septiembre y Nejapa (04/2024)	1/4/2024
2	Honduras	Incorporación de línea 230 kV San Pedro-Sula Sur-San Buenaventura y 2 trafos 230/138 kV en SE San Pedro Sula (2024).	1/1/2024
3	Honduras	Repotenciación de líneas 138 kV Bermejo-Cirunvalación, Choloma-Las Victorias (2026).	1/1/2026
4	Honduras	Incorporación de segundo y tercer circuito en la línea 138 kV Bermejo-Las Victorias (2026)	1/1/2026
5	Honduras	Incorporación de nueva línea 230 kV Aguacaliente-Prados (2026).	1/1/2026
6	Honduras	Incorporación de nueva línea 230 kV Zamorano-El Sitio (2026).	1/1/2026
7	Honduras	Incorporación de nueva línea 230 kV Zamorano-Bijagual (2026).	1/1/2026
8	Panamá	Repotenciación a 505 MVA de línea 230 kV Mata de Nance – Boquerón III (06/2024).	1/6/2024
9	Panamá	Repotenciación a 505 MVA de línea 230 kV Frontera – Progreso (06/2024).	1/6/2024
10	Panamá	Repotenciación a 505 MVA de líneas 230 kV Llano Sánchez – El Coco (06/2024).	1/6/2024
11	Panamá	Repotenciación a 505 MVA de líneas 230 kV Llano Sánchez – San Bartolo (01/2025).	1/1/2025
12	Panamá	Repotenciación a 505 MVA de línea 230 kV El Coco-Burunga (01/2025).	1/1/2025
13	Panamá	Repotenciación a 505 MVA de línea 230 kV (Llano Sánchez) San Bartolo – Veladero (07/2025).	1/7/2025
14	Panamá	Repotenciación a 611 MVA de líneas 230 kV Veladero-Llano Sánchez (07/2025).	1/7/2025
15	Panamá	Repotenciación a 611 MVA de líneas 230 kV Llano Sánchez – El Higo (07/2025).	1/7/2025
16	Panamá	Repotenciación a 611 MVA de líneas 230 kV Chorrera – El Higo (07/2025).	1/7/2025
17	Panamá	Repotenciación a 611 MVA de líneas 230 kV Panamá-Chorrera (07/2025).	1/7/2025
18	Panamá	Incorporación de líneas 230 kV de SE Chiriquí Grande - Changuinola (09/2025).	1/9/2025
19	Panamá	Incorporación de líneas 230 kV de SE Chiriquí Grande - Fortuna (09/2025).	1/9/2025
20	Panamá	Incorporación de líneas 230 kV de SE Chiriquí Grande - Esperanza (09/2025).	1/9/2025
21	Panamá	Incorporación de líneas 230 kV de SE Chiriquí Grande - Cañaza (09/2025).	1/9/2025
22	Panamá	Incorporación de líneas 230 kV de SE Chiriquí Grande - Panamá 3 (09/2025).	1/9/2025

De la tabla anterior, se identifica que, de los 22 proyectos, 15 serán desarrollados en Panamá, 6 en Honduras, y 1 en El Salvador.

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 2024 al 2026 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 en cumplimiento del 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.

7.1 Guatemala

En condiciones sin transferencias del sistema de Guatemala, solamente se reportan sobrecargas en los transformadores de 400/230 kV de la subestación Los Brillantes hasta 111% del Rate A. Estas sobrecargas se producen ante la pérdida de generación en el SER. Adicionalmente, no se reportan violaciones de voltaje en elementos de transmisión y nodos con voltaje de operación mayor o igual a 115 kV.

7.2 El Salvador

En condiciones sin transferencias del sistema de El Salvador, no se reportan sobrecargas ni violaciones de voltaje en elementos de transmisión y nodos con voltaje de operación mayor o igual a 115 kV.

7.3 Honduras

En escenarios sin transferencias y ante contingencias, se identifican 9 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 y La Victoria. Las

contingencias causantes principales de las sobrecargas son la salida de las líneas 138 kV que interconectan estas subestaciones.

Tabla 16. Sobrecargas máximas en elementos de transmisión de Honduras – Escenarios Sin Transferencias

No.	Elemento con sobrecarga	RATE A (MVA)	Contingencia	% Rate A		
				2024	2025	2026
1	Trafo. 230/138 kV SE Amarateca	150	Salida del trafo 230/138 kV de SE Toncontin		104	
2	Trafo. 230/138 kV SE Toncontin	150	Salida del trafo 230/138 kV de SE Amarateca	103	106	
3	Línea 138 kV Bermejo - Choloma	151.8	Salida de la línea 138 kV Bermejo - Las Victorias			108
			Salida de la línea 138 kV Choloma - Las Victorias	107	108	111
4	Línea 138 kV Bermejo - Las Victorias	151.8	Salida de la línea 138 kV Bermejo - Choloma	104	105	126
			Salida de la línea 138 kV San Pedro Sula - Agua Prieta Ckt 1 o 2			104
5	Línea 138 kV Choloma - Las Victorias	151.8	Salida de la línea 138 kV Bermejo - Choloma	123	124	
			Salida de la línea 138 kV San Pedro Sula - Agua Prieta Ckt 1 o 2	105	106	
6	Línea 138 kV Choloma - Masca	151.8	Salida de la línea 138 kV Choloma - Merendón			106
7	Línea 138 kV Choloma - Merendón	151.8	Salida de la línea 138 kV Choloma - Masca			106
			Salida de la línea 138 kV Masca - Térmica Sultzer			112
8	Línea 138 kV Masca - Térmica Sultzer	151.8	Salida de la línea 138 kV Choloma - Merendón			111
			Salida de Unidad 1 de PH Patuca		103	
9	Trafo 230/138 kV SE Suyapa - 1	50	Salida de la línea 230 kV Patuca - JUD	105	109	
			Salida de Unidad 1 de PH Patuca	102	105	

En condiciones sin transferencias, se identifican violaciones de voltaje en 7 nodos del sistema troncal de transmisión de Honduras con mayor incidencia en el año 2025. En la Tabla 17 se muestran estos resultados.

Tabla 17. Violaciones de voltaje en nodos del sistema de transmisión de Honduras (en p.u.) – Escenarios Sin Transferencias

No.	Nodo	Contingencia causante	2024	2025	2026
1	Cañada-138 kV	Salida del trafo 230/138 kV de SE Toncontin		0.89	
2	Cañaveral -138 kV	Salida de la línea 138 kV Cañaveral-Río Lindo	0.88	0.89	
3	JUD-230 kV	Salida de la línea 230 kV Patuca - JUD		0.88	
4	Laínez-138 kV	Salida de la línea 138 kV Santa Fe - Amarateca		0.89	
		Salida del trafo 230/138 kV de SE Toncontin		0.89	
5	Miraflores-138 kV	Salida del trafo 230/138 kV de SE Toncontin		0.89	
6	Santa Fe-138 kV	Salida de la línea 138 kV Santa Fe - Amarateca		0.89	
7	Siguatopeque-138 kV	Salida de la línea 138 kV Cañaveral-Río Lindo	0.89		

7.4 Nicaragua

En el sistema de Nicaragua, en condiciones sin transferencias de potencia no se reportan sobrecargas en elementos de transmisión con voltaje de operación mayor o igual a 115 kV. Sin embargo, se identificaron violaciones de voltaje en nodos que pertenecen a extensos sistemas radiales y que no pertenecen a la RTR. Para la solución de estas violaciones, se requieren estrategias particulares de operación propias del OS/OM nacional. Los resultados antes mencionados se presentan en la Tabla 18.

Tabla 18. Violaciones de voltaje en nodos del sistema de transmisión de Nicaragua (en p.u.) – Escenarios Sin Transferencias

No.	Nodo	2024	2025	2026
1	Acoyapa-138	0.88		
2	Acoyapa II-138	0.87		
3	Bluefields-138	0.85	0.89	0.9
4	Esperanza II-138	0.85	0.89	1.1
5	Gateada-138	0.85	0.89	0.89
6	Gateada-230	0.83	0.89	0.88
7	Gateada II-138	0.85	0.89	0.89
8	Kukrahil-138		0.89	1.1
9	Mojón-138	0.9		
10	NGUI-138		0.89	0.89
11	SNC-138	0.87		
12	San Miguelito-138	0.88		
13	Tortuguero-138	0.86	0.89	1.1

7.5 Costa Rica

En condiciones sin transferencias del sistema de Costa Rica, no se reportan sobrecargas ni violaciones de voltaje en elementos de transmisión y nodos con voltaje de operación mayor o igual a 115 kV.

7.6 Panamá

En condiciones sin transferencias del sistema de Panamá, se reportan sobrecargas en 30 elementos de transmisión, de las cuales 20 pertenecen al Sistema Principal de Transmisión. Estas sobrecargas se presentan principalmente en el año 2024, como se puede apreciar en la Tabla 19.

Tabla 19. Sobrecargas en elementos de transmisión de Panamá – Escenarios Sin Transferencias

No.	Elemento con sobrecarga	RATE A (MVA)	Contingencia	% Rate A		
				2024	2025	2026
1	Trafo. 230/115 kV SE Llano Sánchez – T1	100	Salida del trafo 230/115/34.5 kV T2 de SE Llano Sánchez	100		
2	Trafo. 230/115 kV SE Mata de Nance – T2 y T3	60	Salida del trafo 230/115/34.5 kV T1 de SE Mata de Nance	106		
3	Trafo. 230/115 kV SE Panamá – T1 y T2	175	Salida del trafo 230/115/13.8 kV T3 de SE Mata de Nance	116		
4	Trafo. 230/115 kV SE Panamá – T3 y T5	175	Salida del trafo 230/115/13.8 kV T3 o T5 de SE Mata de Nance	115		
5	Línea 230 kV Bayano – 24 de Diciembre – 2A	202	Salida de la Línea 230 kV Bayano – Pacora – 1A	118		
6	Línea 230 kV Bayano – Pacora – 1A	202	Salida de la Línea 230 kV Bayano – 24 de Diciembre – 2A	118		
7	Línea 230 kV Burunga – Panamá 3 – 2B y 3B	279	Salida de la Línea 230 kV Burunga – Panamá 3 – 3B o 2B	126		
8	Línea 230 kV El Coco – Burunga – 2C y 3C	279	Salida de la Línea 230 kV El Coco – Burunga – 3C o 2C	114		
9	Línea 230 kV Fortuna – Guasquita – 18	279	Salida de la Línea 230 kV Mata de Nance – Veladero – 5C o 6C	129	102	103
10	Línea 230 kV Llano Sánchez – El Coco – 2D y 3D	279	Salida de la Línea 230 kV Llano Sánchez – El Coco – 3D o 2D	115		
11	Línea 230 kV Llano Sánchez – El Higo – 3C y 4C	249	Salida de la Línea 230 kV Llano Sánchez – El Higo – 4C o 5C	126		
12	Línea 230 kV Llano Sánchez – San Bartolo – 4A y 5A	279	Salida de la Línea 230 kV Llano Sánchez – San Bartolo – 5A o 4A	116		
13	Línea 230 kV Llano Sánchez – Veladero – 5A	249	Salida de la Línea 230 kV Llano Sánchez – Veladero – 51	103		
14	Línea 230 kV Panamá II – 24 de Diciembre – 2B	202	Salida de la Línea 230 kV Bayano – Pacora – 1A	100		
15	Línea 230 kV Panamá II – Pacora – 1B	202	Salida de la Línea 230 kV Bayano – 24 de Diciembre – 2A	109		
16	Línea 230 kV Progreso – Baitún – 27	193	Salida de la Línea 230 kV Progreso – Portón – 8A	101	100	100
17	Línea 230 kV Progreso – Portón – 8A	193	Salida de la Línea 230 kV Progreso – Baitún – 27	101	100	100
18	Línea 230 kV Veladero – San Bartolo – 4B	279	Salida de la Línea 230 kV Veladero – San Bartolo – 5B	128		
19	Línea 115 kV Panamá – Cáceres – 1 y 37	156.3	Salida de la Línea 115 kV Panamá – Cáceres – 37 o 1	118		
20	Línea 115 kV Mata de Nance – Caldera – 15 y 16	102	Salida de la Línea 115 kV Mata de Nance – Caldera – 16 o 15	140		

Por otra parte, en caso de evaluarse la carga de las líneas de transmisión respecto al límite de emergencia informado en el RATE C de la base de datos, no se reportaría ninguna sobrecarga en el sistema de transmisión de Panamá. Adicionalmente se reportan sobrecargas en elementos que no forman parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT), sino que forman parte de lo que ETESA identifica como sistema de distribución. En la Tabla 20 se muestran para referencia las sobrecargas antes mencionadas.

Tabla 20. Sobrecargas máximas en elementos de distribución de Panamá – Escenarios Sin Transferencias

No.	Elemento con sobrecarga	Tensión (kV)	RATE A (MVA)	% Rate A		
				2024	2025	2026
1	PAN115/LOC115A-22 y 38	115	137	109		
2	PAN115/MOS115B-10	115	109	125	124	127
3	PAN115/SMA115-7	115	93	111	126	
4	PAN115/TIN115-9	115	132	104	103	106
5	PAN115/TOC115-32 y 33	115	120			101
6	CAC115/FLO115-5A	115	100	138	146	
7	CAC115/LOC115A-6	115	140	109		
8	CVI115A/SFR115-11	115	141			101
9	LOC115A/CBA115-39 y 40	115	162	116	132	144
10	LSA115/ARE115-13	115	49	129	123	129

Finalmente, en condiciones sin transferencias y ante contingencias en el sistema de Panamá, no se identifican violaciones de voltaje en nodos con voltaje de operación mayor o igual a 115 kV.

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

Los resultados de los análisis hechos indican que sistemas de transmisión de Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Costa Rica, tienen capacidad para cumplir los CCSD sin transferencias de potencia entre países, ya que no reportan sobrecargas ni violaciones de voltaje en nodos de sus redes troncales o que pertenezcan a la RTR.

En el sistema de Honduras se presentan sobrecargas en diversos elementos de transmisión, así como voltajes fuera de rango permitido en el RMER ante contingencia simple. Esta condición prevalece en los tres años analizados en el Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR.

En el sistema principal de transmisión de Panamá, en condición sin transferencias de potencia, se presentan sobrecargas en diversos elementos de la red de transmisión, sin embargo, esta condición se reporta solamente para el año 2024, debido a que en los años subsiguiente se ha considerado la puesta en servicio de repotenciaciones de líneas de transmisión de los corredores 230 kV que van desde Veladero hasta las subestaciones Panamá. Es importante mencionar que las sobrecargas se evaluaron respecto al límite térmico continuo de los elementos de transmisión (Rate A). Sin embargo, en caso de evaluarse respecto al límite de emergencia (Rate C), no se reportarían las sobrecargas.

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 de contingencias simples de elementos de transmisión con voltaje de operación mayor o igual a 115 kV y de unidades de generación. Los resultados obtenidos son indicativos de la capacidad de la red de transmisión para transportar los flujos de potencia de los intercambios en MW entre las áreas de control adyacentes y dependen de la ejecución de las ampliaciones de transmisión reportadas a entrar en servicio, tal y como han sido definidas por cada sistema e informadas al EOR. Dicho lo anterior, las capacidades operativas resultantes requerirán ser validadas con análisis de seguridad operativa de corto plazo, que consideren las condiciones operativas vigentes.

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 2024, 2025 y 2026.

8.1 Capacidades Operativas de Transmisión 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, todos los

resultados de COT son mayores a 300 MW. A diferencia de lo antes mencionado, en los escenarios de transferencias sentidos Sur a Norte, es decir desde El Salvador a Guatemala, se presentan resultados de COT menores o iguales a 300 MW en escenarios de demanda máxima de época de verano e invierno de los años 2024 y 2025.

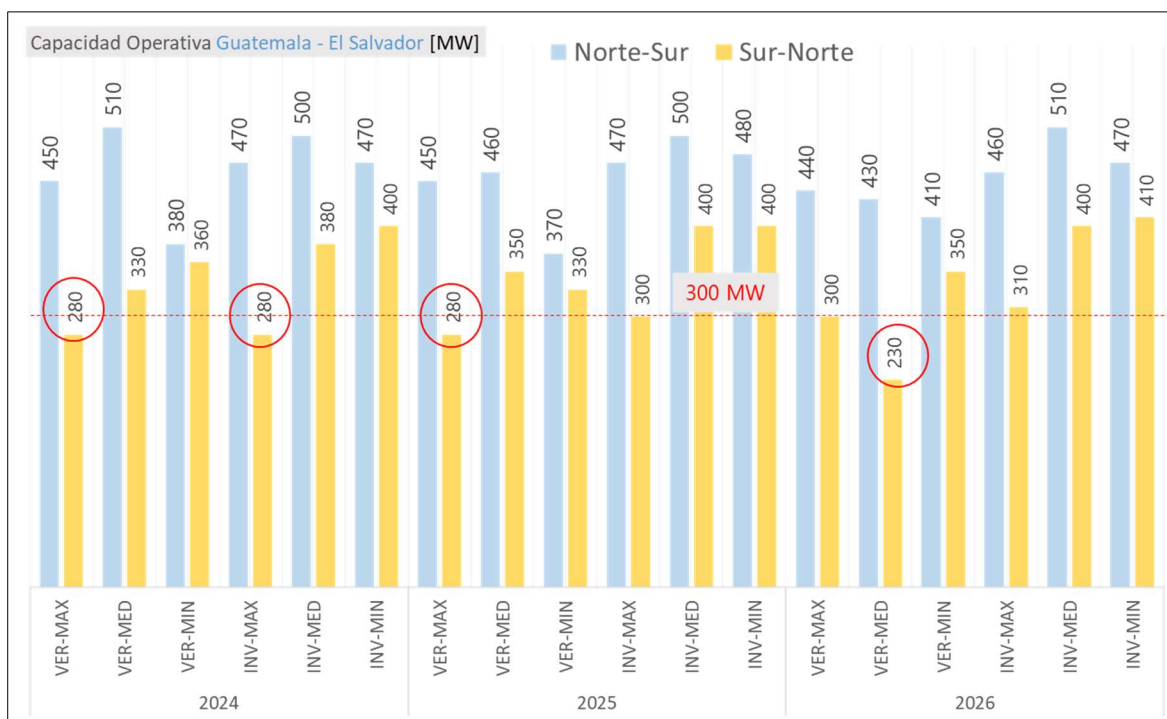


Figura 14. Capacidades operativas de transmisión entre Guatemala y El Salvador

Por otra parte, de los resultados obtenidos es posible identificar condiciones limitantes a las COT en transferencias en sentido Sur a Norte, es decir desde El Salvador a Guatemala, dentro de las cuales se destacan las siguientes sobrecargas:

- Sobrecarga de transformador 230/138 kV de SE Moyuta por contingencia de la línea 230 kV La Vega – Moyuta o de la línea Aguacapa – Pacífico, limitando la COT a 280 MW en el escenario de demanda máxima de época verano e invierno del año 2024 y 2025.
- Sobrecarga de línea 115 kV 15SEP – Berlín por contingencia de la línea 115 kV Chinameca – San Rafael, limitando la COT a 230 MW en el escenario de demanda media de época de verano del año 2026.

8.2 Capacidades Operativas de Transmisión Guatemala-Honduras y El Salvador-Honduras

A continuación, se presentan las COT resultantes entre Guatemala y Honduras y El Salvador y Honduras en las cuales se simuló de manera independiente a Honduras como área importadora y Guatemala y El Salvador como áreas exportadoras.

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 máxima y mínima.

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

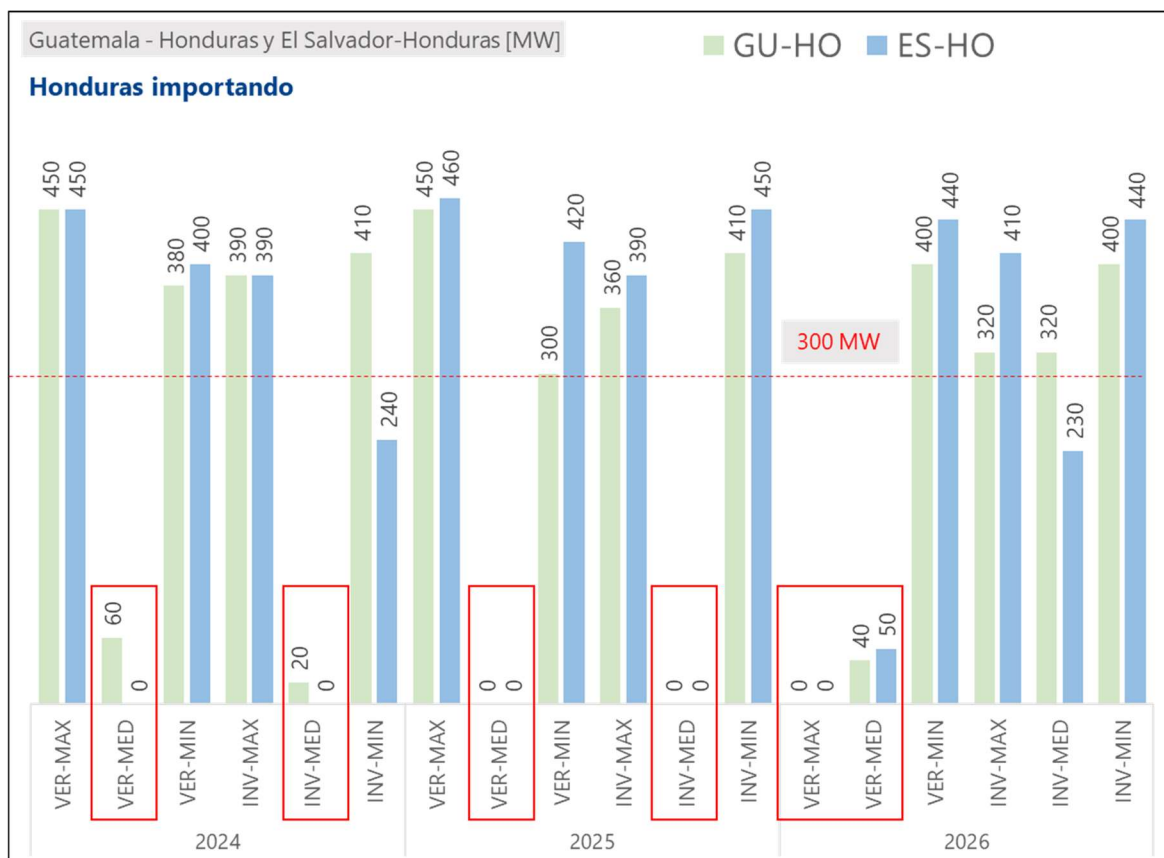


Figura 15. Capacidades operativas de transmisión entre Guatemala y Honduras y El Salvador y Honduras

Por otra parte, de los resultados obtenidos es posible identificar importantes restricciones en la red del área de Honduras en los escenarios de demanda media que limitan su COT en los escenarios de importación. Se destaca la incidencia de sobrecarga en los siguientes elementos que definen la COT en valores entre 0 y 60 MW:

- Transformador 230/138 kV de SE Toncontín por contingencia de la línea 230 kV Suyapa – Cerro de Hula o del Transformador 230/138 kV de SE Amarateca.
- Transformador 230/138 kV de SE Amarateca por contingencia del Transformador 230/138 kV de SE Toncontín.
- Línea 115 kV Bermejo – Choloma, por contingencia de línea 115 kV Choloma – Las Victorias.

8.3 Capacidades Operativas de Transmisión Honduras-Guatemala y Honduras-El Salvador

A continuación, 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.

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 escenarios de demanda mínima.

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, la gran mayoría de los resultados de COT en escenarios de demanda máxima y media son menores a 300 MW, incluso se presentan valores iguales a 0 MW.

Por otra parte, de los resultados obtenidos es posible identificar importantes restricciones en la red del área de Honduras en los escenarios de demanda media que limitan su COT en los escenarios de exportación. Se destaca la incidencia de sobrecarga en los siguientes elementos que definen la COT en valores entre de 0 y 80 MW:

- Transformador 230/138 kV de SE Toncontín por contingencia del Transformador 230/138 kV de SE Amarateca.
- Línea 138 kV Bermejo – Choloma, por contingencia de línea 138 kV Choloma – Las Victorias y Bermejo – Las Victorias.
- Línea 138 kV Choloma – Merendón por contingencia de la línea Masca – Térmica Sultzer.

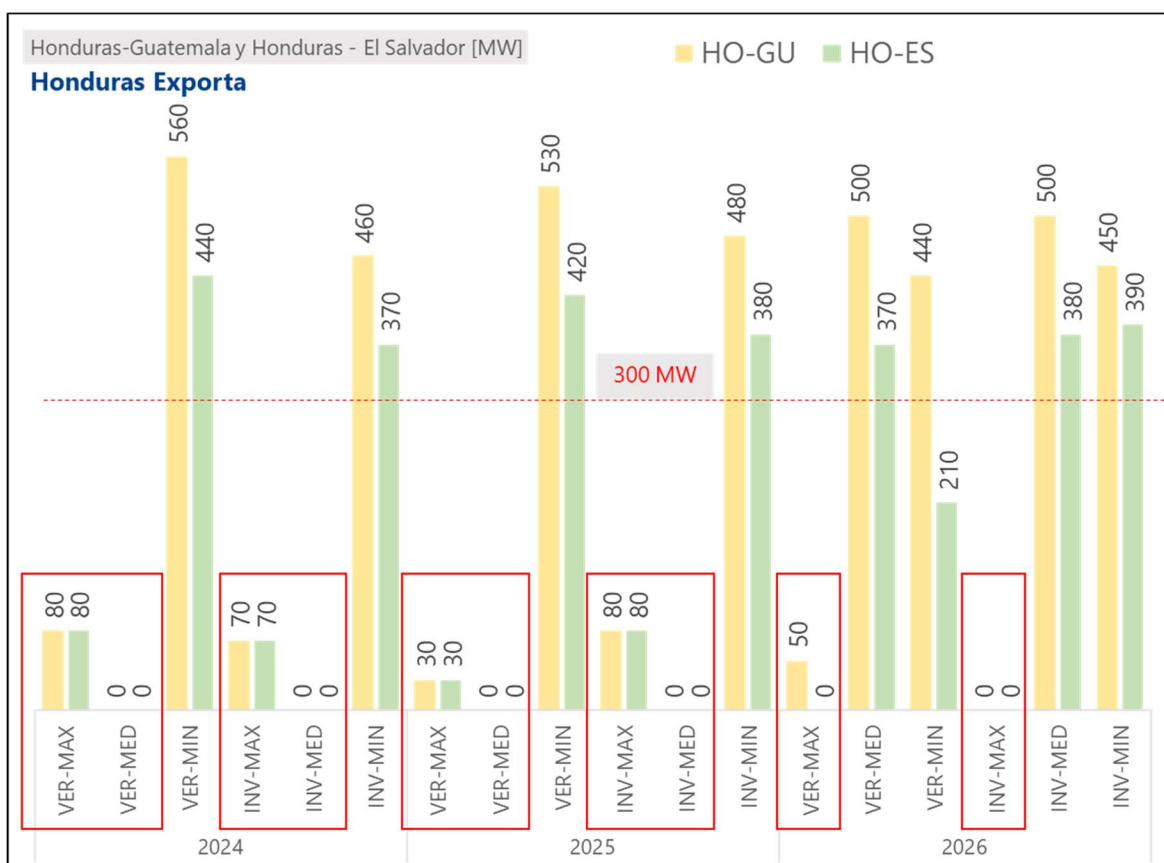


Figura 16. Capacidades operativas de transmisión entre Honduras y Guatemala y Honduras y El Salvador

8.4 Capacidades Operativas de Transmisión Honduras-Nicaragua

A continuación, se presentan las COT resultantes entre Honduras y Nicaragua. De los resultados mostrados en la Figura 17 se puede observar que son consistentes con las COT entre Honduras con Guatemala y con El Salvador, en cuanto a que se observan las mismas condiciones limitadas para exportar o importar por parte de Honduras principalmente en los casos de demanda máxima y demanda media en el horizonte de estudio desde el año 2024 al año 2026.

Por otra parte, de los resultados obtenidos es posible identificar las condiciones más restrictivas a las COT en transferencias entre Honduras y Nicaragua que definen COT entre 0 y 80 MW, dentro de las que se destacan las siguientes sobrecargas:

- Transformador 230/138 kV de SE Toncontín por contingencia del Transformador 230/138 kV de SE Amarateca o la contingencia de la línea 230 kV Suyapa – Cerro de Hula.

- Línea 138 kV Bermejo – Choloma por contingencia de línea 138 kV Choloma – Las Victorias y Bermejo – Las Victorias.
- La limitación a 130 MW se produce por sobrecarga de la línea 230 kV Suyapa – Cerro de Hula por contingencia de la línea Agua Caliente – Toncontín.

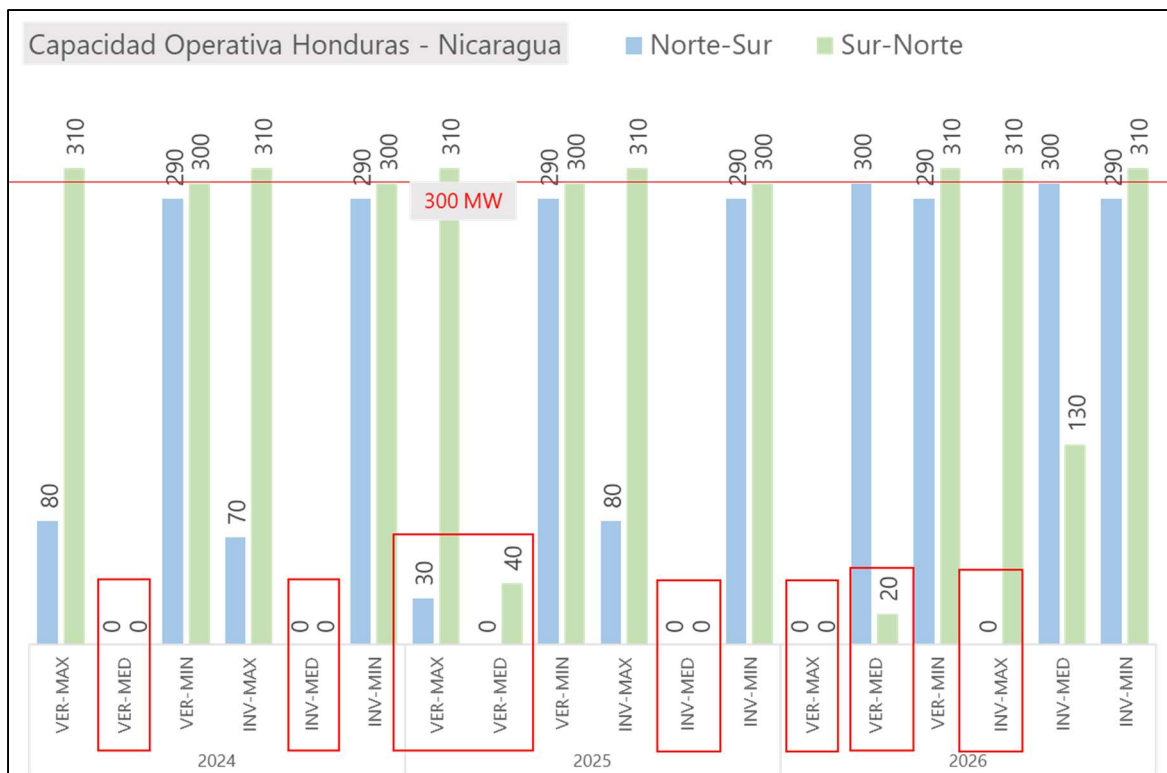


Figura 17. Capacidades operativas de transmisión entre Honduras y Nicaragua

8.5 Capacidades Operativas de Transmisión Nicaragua-Costa Rica

A continuación, se presentan las COT resultantes entre Nicaragua y Costa Rica. De los resultados mostrados en la Figura 17 se puede observar que tanto en los escenarios de transferencias en sentido Norte a Sur como de Sur a Norte todos los resultados de COT son mayores a 300 MW en todo el horizonte desde el año 2024 al 2026.

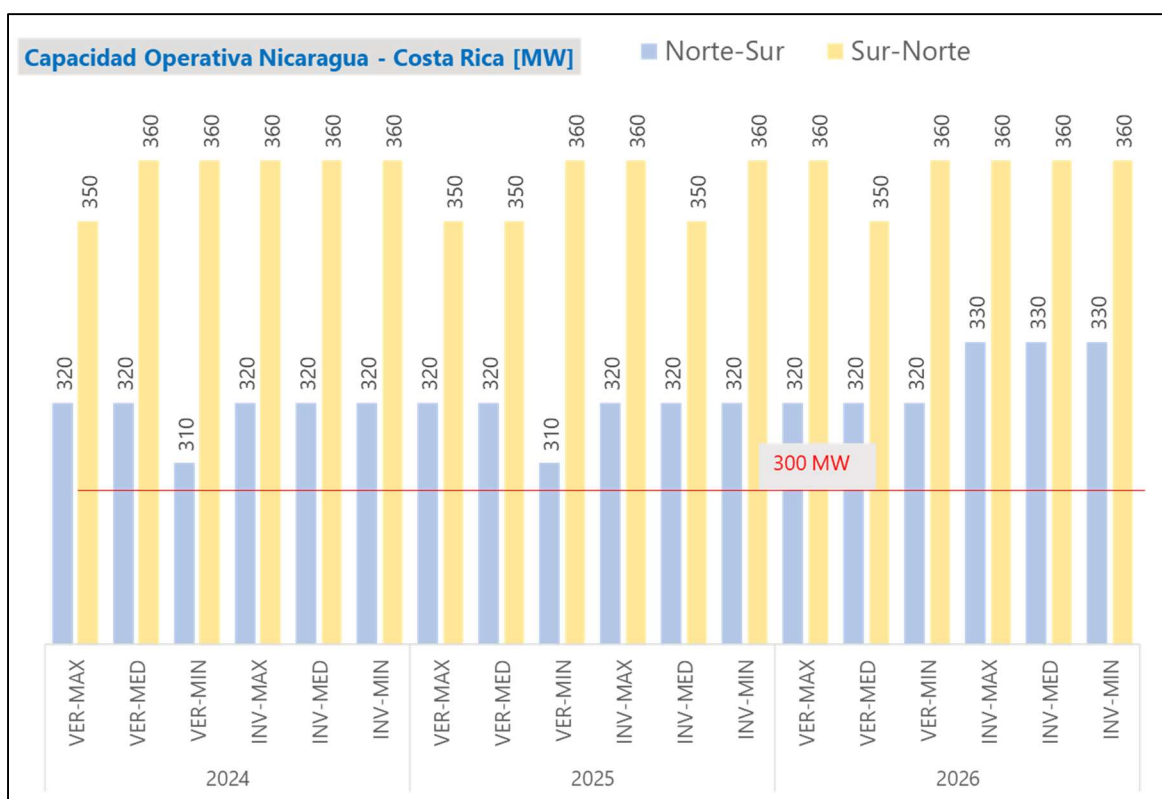


Figura 18. Capacidades operativas de transmisión entre Nicaragua y Costa Rica

8.6 Capacidades Operativas de Transmisión Costa Rica-Panamá

A continuación, se presentan las COT resultantes entre Costa Rica y 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. No obstante, en la Figura 19 se puede observar que en el año 2024 la COT entre Costa Rica y Panamá presenta valores menores a 300 MW viéndose más limitadas la COT en escenarios de transferencia desde Norte a Sur, es decir desde Costa Rica a Panamá. Sin embargo, a partir del año 2025 se incrementan las COT como resultado de la repotenciación de líneas de transmisión importantes de los corredores de 230 kV del sistema de Panamá.

Por otra parte, de los resultados obtenidos es posible identificar condiciones limitantes a las COT en transferencias en sentido Norte a Sur, dentro de las cuales se destacan las siguientes sobrecargas que limitan la COT a valores menores de 200 MW.

- Línea 230 kV Mata de Nance – Boquerón III por contingencia de línea Dominical – Río Claro o de línea Veladero – Dominical.

- Transformadores T2 y T3 230/115 kV de SE Mata de Nance provoca que la COT sea igual a 0 MW.
- Línea 230 kV Llano Sánchez – San Bartolo por contingencia del segundo circuito entre las mismas subestaciones.
- Línea 230 kV Changuinola – Chiriquí grande limita la COT en sentido de Norte a Sur en el rango entre 200 y 300 MW.

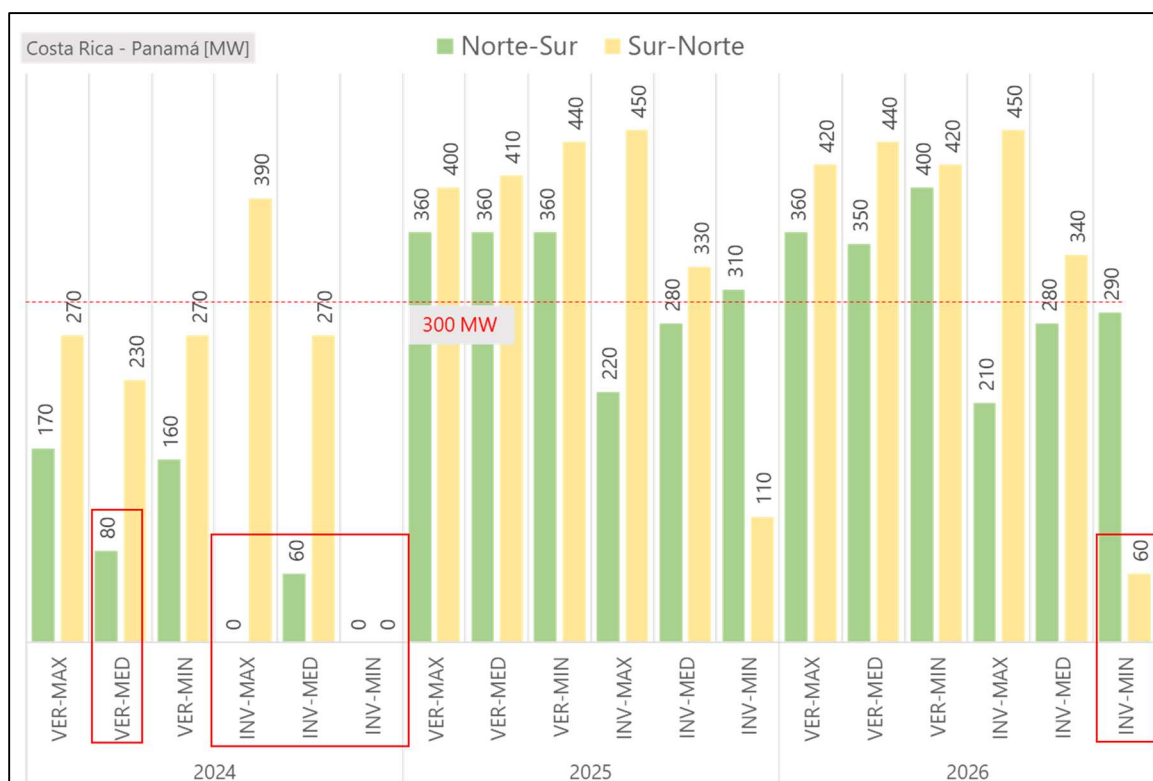


Figura 19. Capacidades operativas de transmisión entre Costa Rica y Panamá

Mientras que en transferencias en sentido Sur a Norte, las siguientes sobrecargas limitan la COT:

- Transformadores T2 y T3 230/115 kV de SE Mata de Nance.
- Línea 230 kV Progreso – Baitún por contingencia de línea POR – BCA.
- Línea 230 kV Fortuna – Chiriquí Grande por contingencia de línea Changuinola – Cañaza.

8.7 Conclusiones sobre la capacidad operativa de transmisión estimada para los años 2024 a 2026

A partir de los resultados de COT obtenidos por el EOR, se presentan las siguientes conclusiones:

1. **Capacidad operativa de transmisión de Guatemala-El Salvador:** Las capacidades operativas entre Guatemala y El Salvador, a partir de 2024 se estiman en valores entre 230 MW y 500 MW. La principal obra que favorece el incremento de la capacidad operativa entre estos dos sistemas es la instalación de Compensadores Síncronos Estáticos Serie en el sistema de El Salvador, que permitirá descargar los transformadores 230/115 kV de SE Nejapa y 15 de septiembre.
2. **Capacidad operativa de transmisión de Honduras con Guatemala y El Salvador:** En 2024 y 2025 las capacidades operativas de Honduras con Guatemala o con El Salvador se prevén con importantes limitaciones en escenarios de demanda máxima y demanda media. La capacidad para importar se ve limitada principalmente en los escenarios de demanda media, mientras que la capacidad para exportar se ve restringida tanto en demanda media como en demanda máxima. En todos estos casos, la COT se ve restringida a valores menores a 100 MW, debido a sobrecarga de los transformadores 230/138 kV de SE Toncontín y de SE Amarateca, así como de las líneas 138 kV Bermejo – Choloma.

Por otra parte, análisis adicionales realizados por el EOR indican que a partir de 2027 se eliminan las restricciones referidas gracias a la incorporación de importantes obras de transmisión, siendo las que tienen un impacto más relevante: Nueva línea San Pedro Sula – San Buenaventura y los dos transformadores en esta subestación; repotenciación de líneas 138 kV a SE Bermejo y nuevas líneas Bermejo – La Victoria, y nueva línea 230 kV Aguacaliente – Prados.

3. **Capacidad operativa de transmisión de Honduras-Nicaragua:** Las capacidades operativas entre Honduras y Nicaragua para los años 2024 a 2026 se estiman con severas limitaciones en las condiciones de demanda media y demanda máxima, causadas por restricciones en la red de transmisión de Honduras que limitan dichas capacidades a valores menores a 100 MW. En demanda mínima las capacidades se estiman en el orden de 300 MW. Las restricciones en la red de transmisión están relacionadas a sobrecarga del transformador 230/138 kV de SE Toncontín, así como de la línea 138 kV Bermejo – Choloma.
4. **Capacidad operativa de transmisión de Nicaragua-Costa Rica:** Se estima valores superiores a la COIIM en todos los escenarios de 2024 a 2026, llegando a ser de hasta 360 MW en el sentido Sur a Norte, es decir transferencia desde Costa Rica hacia Nicaragua.

5. **Capacidad operativa de transmisión Costa Rica-Panamá:** A partir de 2025 se observa un incremento general de las capacidades operativas de transmisión con valores indicativos de hasta 450 MW, influenciado por la repotenciación de los corredores de 230 kV que enlaza las subestaciones: Veladero, San Bartolo, Llano Sánchez, El Higo, El Coco, Chorrera, Burunga, Panamá 3, Panamá II, y Panamá. Para 2024 se estiman valores muy limitados principalmente en la Capacidad Operativa en transferencias en sentido Norte a Sur, es decir desde Costa Rica a Panamá, debido a la sobrecarga de la línea 230 kV Mata de Nance – Boquerón III, Transformadores T2 y T3 230/115 kV de SE Mata de Nance (lleva COT a 0 MW), y de la línea 230 kV Llano Sánchez – San Bartolo.

9 Análisis de restricciones en la red de transmisión para alcanzar y mantener la COIIM en el horizonte 2024-2026

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.

9.1 Guatemala

En escenarios con transferencias y ante contingencias, se identifica un solo elemento de transmisión con sobrecargas en el Sistema de Guatemala. Estos resultados se presentan en la Tabla 21.

Tabla 21. Sobrecargas máximas de elementos de transmisión de Guatemala – Escenarios con transferencias

No.	Elemento con sobrecarga	RATE A (MVA)	Estación	Transferencia	% Rate A		
					2024	2025	2026
1	Transformador 230/138 kV SE Moyuta	100	INV	Imp-SN	103	100	
			VER	Imp-SN	103	103	100

Imp-SN: Escenario de Importación sentido Sur-Norte

En condiciones de importación de 300 MW desde El Salvador, ante contingencias sencillas solamente se reporta la sobrecarga del Transformador 230/138 kV de SE Moyuta. La sobrecarga máxima alcanza 103% del límite térmico de uso continuo del transformador (Rate A), lo cual es un valor mínimo. 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.

Por otra parte, en condiciones con transferencias del sistema de Guatemala, se identificaron violaciones de voltaje en 5 nodos. El detalle de lo antes mencionado se muestra en la Tabla 22.

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

No.	Nodo	2024	2025	2026
1	Progreso-138 kV	0.87	0.86	0.86
2	Ipala-138 kV	0.89	0.88	0.88
3	Río Grande-138 kV	0.9	0.88	0.88
4	Jutiapa-138 kV	0.87	0.86	0.86
5	Las Cumbres-138 kV	0.89	0.88	0.88

9.2 El Salvador

En escenarios con transferencias y ante contingencias, se identifica un solo elemento de transmisión con sobrecargas en el Sistema de El Salvador. Estos resultados se presentan en la Tabla 23.

Tabla 23. Sobrecargas máximas de elementos de transmisión de El Salvador – Escenarios con transferencias

						% Rate A
No.	Elemento con sobrecarga	RATE A (MVA)	Estación	Transf.	Contingencia causante	2026
1	Línea 115 kV SE 15 Septiembre - SE Berlín	130	VER	Exp-NS	Salida de la línea 115 kV 15 de Sept - Chinameca	107
					Salida de la línea 115 kV Chinameca - San Rafael Cedros	108
					Salida de la línea 115 kV Tecoluca - Ozate	101
				Exp-SN	Salida de la línea 115 kV 15 de Sept - Chinameca	104
					Salida de la línea 115 kV Chinameca - San Rafael Cedros	108

Exp-NS: Escenario de Exportación sentido Norte-Sur; Exp-SN: Escenario de Exportación sentido Sur-Norte

Es importante resaltar que en los años 2024 y 2025 no se reportan restricciones en la red de transmisión de El Salvador para importar, exportar o portear flujos de potencia de 300 MW que es el valor vigente de la COIIM. Solamente en 2026 se reporta sobrecarga de la línea 115 kV 15 Septiembre – Berlín, que limitaría la capacidad de exportación de El Salvador a un valor de 230 MW. Esta limitación se produce solamente en el escenario de demanda media, en estación de verano.

Finalmente, no se encontraron violaciones de voltaje en el sistema de El Salvador ante transferencias de 300 MW en ningún nodo de transmisión con tensión de operación mayor o igual a 115 kV.

9.3 Honduras

En escenarios con transferencias y ante contingencias, se identifican 15 elementos de transmisión con sobrecargas en el Sistema de Honduras. Estos resultados se presentan en la Tabla 24. Es necesario mencionar que dado la cantidad de sobrecargas identificadas fue necesario resumir los resultados mostrados en la Tabla 24 sin indicar la contingencia causante.

Tabla 24. Sobrecargas máximas de elementos de transmisión de Honduras – Escenarios con transferencias

No.	Elemento con sobrecarga	RATE A (MVA)	% Rate A					
			2024		2025		2026	
			INV	VER	INV	VER	INV	VER
1	Línea 230 kV Agua Caliente-Sandino	374		122		123		
2	Transformador 230/138 kV SE Amarateca	150	114	104	111	106		
3	Línea 138 kV Bermejo-Choloma	151.8	119	118	118	122	120	129
4	Línea 138 kV Bermejo-Las Victorias	151.8	116	115	115	119	128	126
6	Línea 138 kV Choloma-Merendón	151.8	105		104	107	135	122
7	Línea 138 kV Masca-Térmica Sultzer	151.8	103		102	105	134	121
8	Línea 230 kV Pavana-Agua Caliente	455.3		102				
9	Línea 230 kV Pavana-Cerro de Hula	317.3		105				
10	Línea 230 kV Pavana-Santa Lucía	317.3	109	110	110	109	113	114
11	Línea 230 kV Prado-Frontera Nicaragua	317.3				104		110
12	Línea 230 kV Prado-Santa Lucía	317.3	102	104	103	105		
13	Línea 230 kV Suyapa-Cerro de Hula	317.3	121	130	121	118	113	116
14	Transformador 230/138 kV SE Suyapa	100				101		
15	Transformador 230/138 kV SE Toncontin	150	114	112	115	113		105

A partir de los resultados mostrados en la tabla anterior, se obtienen las máximas sobrecargas en el horizonte del año 2024 al 2026 de los elementos de transmisión en el sistema de Honduras así como también la contingencia que la causa. Dichos resultados se muestran en la Tabla 25.

Tabla 25. Sobrecargas máximas en elementos de transmisión de Honduras y la contingencia causante – Escenarios con transferencias

No.	Elemento con sobrecarga	Contingencia causante	Máxima sobrecarga (% RATE A)
1	Línea 230 kV Agua Caliente-Sandino	Salida de línea 230 kV Pavana-Santa Lucía	123
2	Transformador 230/138 kV SE Amarateca	Salida del trafo 230/138 kV SE Toncontin	114
3	Línea 138 kV Bermejo-Choloma	Salida de línea 138 kV Choloma-Las Victorias	122
4	Línea 138 kV Bermejo-Las Victorias	Salida de línea 138 kV Bermejo-Choloma	128
5	Línea 138 kV Choloma-Masca	Salida de línea 138 kV Choloma-Merendón	133
6	Línea 138 kV Choloma-Merendón	Salida de línea 138 kV Masca-Térmica Sultzer	135
7	Línea 138 kV Masca-Térmica Sultzer	Salida de línea 138 kV Choloma-Merendón	134
8	Línea 230 kV Pavana-Agua Caliente	Salida de línea 230 kV Suyapa-Cerro de Hula	102
9	Línea 230 kV Pavana-Cerro de Hula	Salida de línea 230 kV Pavana-Agua Caliente	105
10	Línea 230 kV Pavana-Santa Lucía	Salida de línea 230 kV Agua Caliente-Prado	113
11	Línea 230 kV Prado-Frontera Nicaragua	Salida de unidad de vapor Central Gatún	104
12	Línea 230 kV Prado-Santa Lucía	Salida de línea 230 kV Agua Caliente-Sandino (SIEPAC)	104
13	Línea 230 kV Suyapa-Cerro de Hula	Salida de línea 230 kV Pavana-Agua Caliente	130
14	Transformador 230/138 kV SE Suyapa	Salida del trafo 230/138 kV SE Toncontin	101
15	Transformador 230/138 kV SE Toncontin	Salida del trafo 230/138 kV SE Amarateca	108

Por otra parte, en condiciones con transferencias del sistema de Honduras, se identificaron violaciones de voltaje en 12 nodos. El detalle de lo antes mencionado se muestra en la Tabla 26.

Tabla 26. Violaciones de voltaje en Nodos de transmisión de Honduras (en p.u.) – Escenarios con transferencias

No.	Nodo	kV	2024	2025	2026
1	Amarateca 138 kV	138	0.88	0.88	
2	Amarateca 230 kV	230	0.9	0.88	
3	Cerro de Hula 138 kV	230		0.89	
4	Comayagua 138 kV	138	0.89	0.89	
5	Piedras azules 138 kV	138	0.88	0.88	
6	Santa Fe- 138 kV	138	0.86	0.85	
7	El Sitio 230 kV	230	0.89	0.87	
8	Suyapa 138 kV	138	0.86	0.84	
9	Suyapa 230 kV	230	0.89	0.87	
10	Talanga 230 kV	230			0.88
11	Toncontin 138 kV	138	0.86	0.85	
12	Toncontin 230 kV	230		0.89	

De acuerdo con los planes de expansión de Honduras aprobados por el regulador nacional, la CREE, y que fueron informados al EOR, se espera que en el mediano plazo se realicen importantes mejoras a la red de transmisión que permitirán eliminar restricciones a las capacidades de transferencia. No obstante, se observa para el mediano plazo que persistirán algunas limitantes que no permitirán que el Sistema de Honduras pueda alcanzar la Capacidad Operativa de intercambio Internacional Mínima (COIIM). En este sentido, a continuación se resumen estas limitaciones:

1. La importación principalmente limitada por sobrecargas de las líneas Agua Caliente-Sandino 230 kV, Suyapa-Cerro de Hula-230 kV, y los transformadores 230/138 kV de SE Amarateca, y SE Toncontin.
2. La capacidad de transmisión para la exportación se verá limitada por sobrecarga de las líneas 230 kV Prado-Frontera y Prado Santa Lucía, y de las líneas 138 kV que conectan las subestaciones Bermejo, Las Victorias, Choloma y Masca.
3. La capacidad de porteos se verá limitada por sobrecarga del mismo conjunto de líneas de 138 kV antes mencionadas, y de la línea Suyapa – Cerro de Hula 230 kV y los transformadores de SE Amarateca, y SE Toncontin.

9.4 Nicaragua

En escenarios con transferencias y ante contingencias, se identificó un único elemento de transmisión con sobrecargas en el Sistema de Nicaragua. Estos resultados se presentan en la Tabla 27.

Tabla 27. Sobrecargas máximas de elementos de transmisión de Nicaragua – Escenarios con transferencias

					% Rate A	
No.	Elemento con sobrecarga	RATE A (MVA)	Transferencia	Contingencia causante	2024	2025
1	Línea 230 kV Sandino-Frontera (SIEPAC)	374	Exp-SN	Salida de línea 230 kV Pavana-Santa Lucía	109	110
			Por-SN	Salida de línea 230 kV Pavana-Santa Lucía	122	123

Exp-SN: Escenario de Exportación sentido Sur-Norte; Por-SN: Escenario de Porteo sentido Sur-Norte

En el sistema de Nicaragua solamente se reporta la sobrecarga de su tramo de interconexión Sandino-Agua Caliente, debido a una contingencia en el sistema de transmisión de Honduras. Esta sobrecarga ocurre solamente en casos de demanda media hasta el 2025, debido a que Honduras tiene programada la entrada de nueva línea Agua Caliente-Prados en 2026.

Adicionalmente, se reporta sobrecarga en los transformadores 230/138 kV de SE Mateare I en condiciones de transferencias en sentido Norte a Sur. No obstante, ENATREL 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, estos resultados no fueron presentados en la tabla anterior.

Con respecto con las violaciones de voltaje que se encontraron, se puede decir que todas se presentan en nodos que forman parte de sistemas radiales extensos que no pertenecen a la red de transmisión troncal ni a la RTR de Nicaragua.

9.5 Costa Rica

En escenarios con transferencias y ante contingencias, se identifican solamente dos elementos de transmisión con sobrecargas en el Sistema de Costa Rica. Estos resultados se presentan en la Tabla 28.

Tabla 28. Sobrecargas máximas de elementos de transmisión de Costa Rica – Escenarios con transferencias

					% Rate A		
No.	Elemento con sobrecarga	RATE A (MVA)	Contingencia causante	Transferencia	2024	2025	2026
1	Línea 230 kV Lindora-Garita	478	Salida de línea 230 kV Toro-Cariblanco	Por-NS	102	101	103

Como se puede observar en los resultados mostrados en la tabla anterior, en el sistema de Costa Rica se reportan sobrecargas mínimas ante transferencias de porteo en sentido Norte a Sur de 300 MW, lo cual ocurre en escenarios de verano en demanda máxima.

Finalmente, no se encontraron violaciones de voltaje en el sistema de Costa Rica ante transferencias de 300 MW en ningún nodo de transmisión con tensión de operación mayor o igual a 138 kV.

9.6 Panamá

En escenarios con transferencias y ante contingencias, se identifican varios elementos de transmisión con sobrecargas en el Sistema de Panamá tanto en escenarios de exportación como en escenarios de importación. Estos resultados se presentan en la Tabla 29 y Tabla 30.

Tabla 29. Sobrecargas Máximas de elementos de transmisión de Panamá – Escenarios de exportación

No.	Elemento con sobrecarga	RATE A (MVA)	% Rate A		
			2024	2025	2026
1	Línea 230 kV Bayano - 24 Diciembre - 2A	202	123		
2	Línea 230 kV Bayano - Pacora - 1A	202	123		
3	Línea 230 kV Burunga - Panamá III - 2B-3B	279	126		
4	Línea 230 kV El Coco - Burunga - 2C-3C	279	113		
5	Línea 230 kV Fortuna - Guasquitas - 18	279	103		
6	Línea 230 kV Frontera - Progreso - 10	193	132		
7	Línea 230 kV Llano Sánchez - El Higo - 3C	249	110		
8	Línea 230 kV Llano Sánchez - El Higo - 4C	249	110		
9	Transformador 230/115 kV Mata de Nance - T2-T3	60	116		
10	Línea 230 kV Mata de Nance - Boquerón III - 9A	249	103		
11	Transformador 230/115 kV Panamá - T1-T2	175	115		
12	Transformador 230/115 kV Panamá - T3-T5	350	116		
13	Línea 230 kV Panamá II - 24 Diciembre - 2B	202	105		
14	Línea 230 kV Panamá II - Pacora - 1B	202	114		
15	Línea 230 kV Progreso - Baitún - 27	193	103	104	103
16	Línea 230 kV Progreso - Portón - 8A	193	103	104	103
17	Transformador 230/115 kV Progreso - T2	50	153	146	134
18	Línea 230 kV Mata de Nance - Caldera - 15-16	102	143		
19	Línea 230 kV Panamá - Cáceres - 1	156.3	119		
20	Línea 230 kV Panamá - Cáceres - 37	142	121		

Tabla 30. Sobrecargas máximas de elementos de transmisión de Panamá – Escenarios de importación

No.	Elemento con sobrecarga	RATE A (MVA)	% Rate A		
			2024	2025	2026
1	Línea 230 kV Bayano - 24 Diciembre - 2A	202	108		
2	Línea 230 kV Bayano - Pacora - 1A	202	108		
3	Línea 230 kV Burunga - Panamá III - 2B-3B	279	128		
4	Línea 230 kV Changuinola - Chiriquí Grande - 0B	307		108	108
5	Línea 230 kV El Coco - Burunga - 2C-3C	279	115		
6	Línea 230 kV Esperanza - Chiriquí Grande - 0B	307		106	107
7	Línea 230 kV Fortuna - Guasquitas - 18	279	125		
8	Línea 230 kV Frontera - Progreso - 10	193	102		
9	Línea 230 kV Llano Sánchez - Bella Vista - 6A	249	102		
10	Línea 230 kV Llano Sánchez - El Coco - 2D-3D	279	111		
11	Línea 230 kV Llano Sánchez - El Higo - 3C-4C	249	119		
12	Línea 230 kV Llano Sánchez - San Bartolo - 4A-5A	279	119		
13	Línea 230 kV Llano Sánchez - Veladero - 5A	249	106		
14	Línea 230 kV Mata de Nance - Boquerón III - 9A	249	122		
15	Transformador 230/115 kV Panamá - T1-T2	175	117		
16	Transformador 230/115 kV Panamá - T3-T5	350	118		
17	Línea 230 kV Progreso - Boquerón III - 9B	249	122		
18	Línea 230 kV Veladero - San Bartolo - 4B-5B	279	132		
19	Línea 230 kV Mata de Nance - Caldera - 15-16	102	122		
20	Línea 230 kV Panamá - Cáceres - 1	156.3	122		
21	Línea 230 kV Panamá - Cáceres - 37	142	124		

De los resultados mostrados en las tablas anteriores se puede identificar que se reportan sobrecargas importantes en elementos de transmisión principalmente en el año 2024. Sin embargo, la mayoría de las sobrecargas desaparecen a partir del año 2025. Esto es debido a la entrada en operación de ampliaciones importantes en la red de transmisión de Panamá, como ser la repotenciación de líneas de 230 kV de los corredores desde Veladero hasta Panamá, y la incorporación en 2026 de la línea Chiriquí Grande-Panamá 3.

Para más detalle, en la Tabla 31 se presentan las líneas de transmisión con tensión de operación 230 kV que serán repotenciadas en el sistema de Panamá a partir del año 2025.

Finalmente, no se encontraron violaciones de voltaje en el sistema de Panamá ante transferencias de 300 MW en ningún nodo de transmisión con tensión de operación mayor o igual a 115 kV.

Tabla 31. Líneas de transmisión repotenciadas en el sistema de Panamá al año 2025

No.	Nodo Origen	Nodo Destino	ID	Capacidad Actual (MVA)	Capacidad Futura (MVA)
1	Panamá	Panamá III	7A	505	770
2	Panamá	Panamá III	8A	505	770
3	Panamá II	Panamá III	2A	279	505
4	Panamá II	Panamá III	3A	279	505
5	Llano Sánchez	El Higo	3C	249	611
6	Llano Sánchez	El Higo	4C	249	611
7	Llano Sánchez	El Coco	2D	279	505
8	Llano Sánchez	El Coco	3D	279	505
9	Llano Sánchez	San Bartolo	4A	279	505
10	Llano Sánchez	San Bartolo	5A	279	505
11	Mata de Nance	Boquerón III	9A	249	505
12	Progreso	Boquerón III	9B	249	505
13	Veladero	San Bartolo	4B	279	505
14	Veladero	San Bartolo	5B	279	505
15	El Coco	Burunga	2C	279	505
16	El Coco	Burunga	3C	279	505
17	Burunga	Panamá III	2B	279	505
18	Burunga	Panamá III	3B	279	505

Evaluación respecto al RATE C: Si se toma como referencia el límite térmico de emergencia de los elementos de transmisión en el sistema de Panamá, solamente se mantendría el reporte de sobrecarga del transformador 230/115 kV 50 MVA de la Subestación Progreso.

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

1. La red de transmisión del sistema de Guatemala presenta condiciones para cumplir con la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM), presentando limitación únicamente para la importación desde El Salvador, los años 2024 y 2025 en condición de demanda máxima que se alcanza hasta 280 MW. No obstante, a partir del año 2026 no se reporta esta limitación, cumpliéndose con la COIIM en todos los escenarios analizados.
2. Los resultados de los análisis indican que la red de transmisión de El Salvador tendrá capacidad para transferir flujos por importación y porteos cumpliendo el valor de la COIIM. Solamente se reporta limitación para la capacidad de exportaciones en el escenario de verano 2026, en demanda media, restringido a 230 MW por sobrecarga de una línea de 115 kV. Es importante mencionar que la instalación de Compensadores Estáticos Síncronos Serie en SE 15 de septiembre y en SE Nejapa son determinantes para que se alcance la COIIM en la mayoría de los escenarios eliminando las restricciones más relevantes de la red de transmisión de El Salvador.
3. La red de transmisión de Honduras presenta restricciones por sobrecargas y violaciones de voltaje que estarían limitando principalmente su capacidad de importación y exportación a valores entre 0 y 100 MW que son valores muy inferiores a la COIIM. Las sobrecargas que prevalecen en la mayoría de los escenarios y que marcan las restricciones más críticas en las capacidades de importación y exportación son las del transformador 230/138 kV SE Amarateca, del transformador 230/138 kV SE Toncontín, y de la línea 138 kV Bermejo-Choloma; eventualmente se presenta la sobrecarga de la línea 115 kV Choloma – Merendón. En cuanto a las capacidades de porteo se ven afectadas en menor medida por la sobrecarga de los elementos antes mencionados.
4. Se determina que el sistema de transmisión de Nicaragua tendrá capacidad para mantener la COIIM en los años 2024 a 2026, presentándose solamente limitación de la capacidad de exportación y porteo sur-norte (hacia Honduras) por sobrecarga de la línea 230 kV Sandino-Frontera (SIEPAC), la cual es causada por la contingencia en el sistema de Honduras de la línea Pavana-Santa Lucía. Sin embargo, esta limitación desaparece en 2026 cuando entrará en servicio una línea 230 kV entre las subestaciones Aguacaliente y Prados, según lo ha informado el CND-ENEE conforme al plan de expansión aprobado por el regulador de Honduras.
5. El sistema de transmisión de Costa Rica se prevé con capacidad para mantener la COIIM en los años 2024-2026, presentándose solamente limitación de la capacidad de porteo norte-sur por sobrecarga de la línea 230 kV Lindora-Garita, que limitará a 290 MW esta capacidad de porteo.

6. En el caso del sistema de transmisión de Panamá, en 2024 se prevé que la capacidad operativa estará severamente limitada en cuanto a la capacidad de importación de Panamá debido a sobrecarga en una cantidad importante de elementos de transmisión, presentándose capacidades operativas muy inferiores a la COIIM (menores a 300 MW). No obstante, a partir del año 2025 en la mayoría de los escenarios se cumplirá y excederá el valor de la COIIM, quedando algunos escenarios de importación de Panamá en demanda máxima de invierno aun con valores entre 220 MW y 290 MW. De igual manera, la capacidad de exportación en invierno, demanda mínima se ve limitada a valores entre 60 y 100 MW. El incremento de la capacidad operativa a partir de 2025 se debe a la puesta en servicio de obras de transmisión, principalmente a la repotenciación de las líneas de transmisión en 230 kV de los corredores que van desde la SE Veladero hasta las subestaciones Panamá, Panamá II y Panamá 3.

10 Conclusiones generales del Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR 2024-2026

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 2024, 2025 y 2026 en los sistemas eléctricos de los países miembros del MER, concluyéndose lo siguiente.

Respecto a las ampliaciones de transmisión previstas a entrar en servicio en los años 2024-2026.

1. Los países del MER se encuentran gestionando la ejecución de una cantidad importante de ampliaciones y modificaciones en los sistemas de transmisión nacionales, informadas a entrar en servicio entre los años 2024 y 2026, que dan cuenta de la atención a requerimientos del sistema de transporte de electricidad para el suministro de las demandas nacionales. En total se están gestionando 97 incorporaciones de nuevas líneas de transmisión, 35 repotenciaciones de líneas y 11 intervenciones en la red para cambios topológicos, y la adición de 2,285 MVA en capacidad de transformadores de potencia en 230/138 kV, 230/69 kV y 138/69 kV.
2. Dentro de las ampliaciones a la red de transmisión se incluyen obras que serán determinantes para el incremento de la capacidad operativa entre los países del SER, eliminando algunas las restricciones críticas que limitan dicha capacidad operativa a valores inferiores a la COIIM. Se consideran de alta importancia para el aumento de la capacidad operativa intercambio los siguientes proyectos que se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 32. Ampliaciones y mejoras al sistema de transmisión de El Salvador

No	Proyecto	Fecha prevista de puesta en servicio	Estado de gestión	Costo estimado (MUS\$)
1	Instalación de Compensadores Síncronos Estáticos Serie en SE 15 de Septiembre y Nejapa	1/4/2024	Contratado	11.93

Tabla 33. Ampliaciones y mejoras al sistema de transmisión de Honduras

No	Proyecto	Fecha prevista de puesta en servicio	Estado de gestión	Costo estimado (MUS\$)
1	Incorporación de línea 230 kV San Pedro-Sula Sur-San Buenaventura y 2 trafos 230/138 kV en SE San Pedro Sula.	1/1/2024	En construcción	45.42
2	Repotenciación de líneas 138 kV Bermejo-Circunvalación, Choloma-Las Victorias.	1/1/2026	Aprobado por regulador	4.54
3	Incorporación de segundo y tercer circuito en la línea 138 kV Bermejo-Las Victorias.	1/1/2026	Aprobado por regulador	9.05
4	Incorporación de nueva línea 230 kV Aguacaliente-Prados.	1/1/2026	Aprobado por regulador	16.59
5	Incorporación de nueva línea 230 kV Zamorano-El Sitio.	1/1/2026	Aprobado por regulador	22.99
6	Incorporación de nueva línea 230 kV Zamorano-Bijagual.	1/1/2026	Aprobado por regulador	33.69
			Total	132.28

Tabla 34. Ampliaciones y mejoras al sistema de transmisión de Panamá

No	Proyecto	Fecha prevista de puesta en servicio	Estado de gestión	Costo estimado (MUS\$)
1	Repotenciación a 505 MVA de línea 230 kV Mata de Nance – Boquerón III.	1/6/2024	adjudicado	50.86
2	Repotenciación a 505 MVA de línea 230 kV Frontera – Progreso.	1/6/2024		
3	Repotenciación a 505 MVA de líneas 230 kV Llano Sánchez – El Coco.	1/6/2024	adjudicado	61.15
4	Repotenciación a 505 MVA de líneas 230 kV Llano Sánchez – San Bartolo.	1/1/2025		
5	Repotenciación a 505 MVA de línea 230 kV El Coco-Burunga.	1/1/2025		
6	Repotenciación a 505 MVA de línea 230 kV (Llano Sánchez) San Bartolo – Veladero.	1/7/2025		
7	Repotenciación a 611 MVA de líneas 230 kV Veladero-Llano Sánchez.	1/7/2025	adjudicado	48.33
8	Repotenciación a 611 MVA de líneas 230 kV Llano Sánchez – El Higo.	1/7/2025		35.77
9	Repotenciación a 611 MVA de líneas 230 kV Chorrera – El Higo.	1/7/2025		44.21
10	Repotenciación a 611 MVA de líneas 230 kV Panamá-Chorrera.	1/7/2025		
11	Incorporación de líneas 230 kV de SE Chiriquí Grande - Changuinola.	1/9/2025	Diseño Final	596.61
12	Incorporación de líneas 230 kV de SE Chiriquí Grande - Fortuna.	1/9/2025		
13	Incorporación de líneas 230 kV de SE Chiriquí Grande - Esperanza.	1/9/2025		
14	Incorporación de líneas 230 kV de SE Chiriquí Grande - Cañaza.	1/9/2025		
15	Incorporación de líneas 230 kV de SE Chiriquí Grande - Panamá 3.	1/9/2025		
			Total	836.93

3. En condiciones sin transferencia de potencia entre los países del MER, los análisis indican que los sistemas de transmisión de Guatemala, El Salvador, Costa Rica y Nicaragua presentan condiciones adecuadas para el suministro de sus demandas nacionales con su propia generación sin que se produzcan sobrecargas o violaciones de voltaje en nodos de sus redes troncales.
4. Se identifica que, en condiciones sin transferencias de potencia entre países, el sistema de transmisión de Honduras presentará sobrecargas en diversos elementos de transmisión, así como voltajes inferiores a 0.9 pu, que prevalecen a pesar de las obras de transmisión que se encuentran planificadas y en ejecución en su sistema eléctrico. Lo anterior denota que aun sin intercambios en el MER el sistema de Honduras tendrá restricciones en su red de transmisión para el suministro de su demanda con su propia generación. Mientras tanto, el sistema de Panamá para el año 2024 presentará sobrecargas en elementos de su sistema de transmisión. Sin embargo, éstas desaparecen a partir del año 2025 debido a la repotenciación de un grupo importante de líneas de transmisión de sus corredores de 230 kV. Debe mencionarse que, en caso de evaluar la cargabilidad de las líneas de transmisión respecto al límite de emergencia (Rate C), según la normativa de operación de Panamá, no se reportarían sobrecargas en la red de transmisión de Panamá.

Respecto a las capacidades operativas determinadas para los años 2024-2026.

5. Las capacidades operativas de transmisión entre Guatemala-El Salvador y entre Nicaragua-Costa Rica, se determina que en general podrán mantenerse en valores 300 MW para los años 2024 a 2026, llegando a alcanzarse valores superiores (hasta 500 MW entre Guatemala-El Salvador y hasta 360 MW entre Nicaragua-Costa Rica). En la Capacidad operativa entre Guatemala-El Salvador se presenta excepción en 4 escenarios (de 36 analizados) en los cuales se alcanzan valores entre 230 MW y 280 MW.
6. Por medio de los análisis realizados se determinó que las capacidades operativas de transmisión de Honduras con sus sistemas adyacentes (Guatemala, El Salvador y Nicaragua), se prevén con importantes limitaciones en escenarios de demanda máxima y demanda media, esto debido a restricciones en la red de transmisión de Honduras debido a sobrecargas y violaciones de voltaje, viéndose dichas capacidades limitadas a valores críticos entre cero y 100 MW.
7. Las capacidades operativas del sistema de Panamá se verán limitadas en el año 2024 en cuanto a su capacidad de importación, en los escenarios de demanda media y máxima. No obstante, a partir del año 2025 resulta un incremento relevante las

capacidades operativas de Panamá, debido a las repotenciaciones de líneas de transmisión de los corredores de 230 kV, permitiendo alcanzar capacidades operativas entre 300 MW hasta 450 MW en la mayor parte de los escenarios, una capacidad operativa inferior a la COIIM (entre 220 MW y 290 MW) en los demás escenarios. Es importante mencionar, que de acuerdo con el reglamento de operación de Panamá, ante contingencias el criterio de cargabilidad de las líneas de transmisión permite que los conductores operen hasta una temperatura de 90°C, por lo que al evaluar la cargabilidad respecto al Rate de emergencia de las líneas (RATE C en la base datos), no se reportarían sobrecargas y la capacidad operativa en todos los escenarios sería de al menos el valor de la COIIM (300 MW).

8. Considerando lo anterior en general se concluye que para los años entre 2024 y 2026 las capacidades operativas entre Guatemala-El Salvador y Nicaragua-Costa Rica podrán alcanzar y mantener al menos el valor de 300 MW establecido por la CRIE como la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM). Mientras tanto, la Capacidad Operativa entre Honduras y sus sistemas adyacentes se verá severamente limitada en condiciones de demanda media y demanda máxima; y en el caso de la capacidad operativa entre Costa Rica y Panamá solamente en el año 2024 se presentarán limitaciones en los escenarios de demanda máxima y demanda media. para transferencias de potencia de Costa Rica a Panamá.
9. Es importante remarcar que los valores resultantes de capacidad operativa son indicativos y dependen de la ejecución de las ampliaciones de transmisión reportadas a entrar en servicio en el horizonte de estudio. Adicionalmente, a fin de evaluar la implementación de estas capacidades en la operación del MER en su escenario correspondiente, será necesario realizar los análisis detallados de análisis de seguridad operativa considerando las condiciones operativas de corto plazo vigentes.

A continuación, en la Tabla 35 se presenta el resumen de las capacidades operativas de transmisión entre sistemas miembros del MER.

Tabla 35. Resumen de Capacidades Operativas de Transmisión entre Sistemas

Año	Época-Demanda	Guatemala - El Salvador		Guatemala - Honduras		El Salvador - Honduras		Honduras - Nicaragua		Nicaragua - Costa Rica		Costa Rica - Panamá	
		Norte-Sur	Sur-Norte	Norte-Sur	Sur-Norte	Norte-Sur	Sur-Norte	Norte-Sur	Sur-Norte	Norte-Sur	Sur-Norte	Norte-Sur	Sur-Norte
2024	VER-MAX	450	280	450	80	450	80	80	310	320	350	170	270
	VER-MED	510	330	60	0	0	0	0	0	320	360	80	230
	VER-MIN	380	360	380	560	400	440	290	300	310	360	160	270
	INV-MAX	470	280	390	70	390	70	70	310	320	360	0	390
	INV-MED	500	380	20	0	0	0	0	0	320	360	60	270
	INV-MIN	470	400	410	460	240	370	290	300	320	360	0	0
2025	VER-MAX	450	280	450	30	460	30	30	310	320	350	360	400
	VER-MED	460	350	0	0	0	0	0	40	320	350	360	410
	VER-MIN	370	330	300	530	420	420	290	300	310	360	360	440
	INV-MAX	470	300	360	80	390	80	80	310	320	360	220	450
	INV-MED	500	400	0	0	0	0	0	0	320	350	280	330
	INV-MIN	480	400	410	480	450	380	290	300	320	360	310	110
2026	VER-MAX	440	300	0	50	0	0	0	0	320	360	360	420
	VER-MED	430	230	40	500	50	370	300	20	320	350	350	440
	VER-MIN	410	350	400	440	440	210	290	310	320	360	400	420
	INV-MAX	460	310	320	0	410	0	0	310	330	360	210	450
	INV-MED	510	400	320	500	230	380	300	130	330	360	280	340
	INV-MIN	470	410	400	450	440	390	290	310	330	360	290	60

11 Recomendaciones generales del Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR para el horizonte 2024-2026

Considerando los resultados obtenidos en el Diagnóstico de Mediano Plazo para el horizonte entre el año 2024 y 2026, se recomienda que la planificación de la red de transmisión de Honduras considere mejoras y ampliaciones complementarias en la red de transmisión que permitan cumplir con los CCSD tanto sin transferencias de potencia como con las transferencias que puedan darse por intercambios de energía en el MER. Lo anterior con el fin de lograr que se alcance y mantenga una capacidad operativa de al menos 300 MW correspondiente a la COIIM establecida por la CRIE a través de la Resolución CRIE-20-2014.

Con lo anterior, se logrará robustecer el sistema de transmisión de Honduras y mejorar la operación segura y confiable del Sistema Eléctrico Regional. Esta recomendación se establece considerando que las restricciones más críticas a la Capacidad Operativa de Transmisión se identifican en el sistema de transmisión de Honduras.

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