

Taller

RESULTADOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN INDICATIVA DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL PRESENTADO POR EL EOR

APERTURA Y
PRESENTACIÓN



PROTOCOLO PARA EL SEMINARIO



La sesión se grabará para efectos de registro y publicación posterior en nuestros canales oficiales.



Solicitamos mantener silenciado su micrófono y apagar su cámara.



Preguntas y Respuestas (Q&A) se realizarán al finalizar la presentación.



Utilice el chat para enviar sus comentarios y preguntas.



Puede consultar toda la información del taller en nuestro sitio web.



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

Taller

**RESULTADOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN
INDICATIVA DE LA GENERACIÓN Y LA
TRANSMISIÓN REGIONAL PRESENTADO POR EL
EOR**

ANTECEDENTES



Objetivos del Seminario Taller

- I. **Objetivos:** Presentar los resultados del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional (PEIGTR) correspondiente al período 2024-2038, que contiene el desarrollo de la planificación de la generación regional y el desarrollo de la planificación de la transmisión regional.
- II. **Describir los antecedentes** de la planificación regional.
- III. **Presentar una síntesis del PEIGTR** el cual estará a cargo del mismo Ente Operador Regional (EOR).
- IV. **Presentar una síntesis de la revisión del PEIGTR** el cual estará a cargo la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).



Para del período 2024-2038, el Ente Operador Regional (EOR), conforme al numeral 10.1.3 del Libro III del RMER, ha presentado lo siguiente:

- 1) El 29 de marzo de 2023, presentó el Reporte de conformación de la Base de Datos Regional para el proceso de planificación regional, el cual fue revisado por el equipo técnico de la CRIE y presentado los resultados de la revisión a la Junta de Comisionados el 15 de mayo de 2023.
- 2) El 28 de julio de 2023, presentó el Reporte del Diagnóstico de Mediano Plazo y los resultados de su evaluación y seguimiento se presentó a la Junta de Comisionados de la CRIE el 29 de septiembre de 2023 ;
- 3) Así mismo, el 28 de julio de 2023, el EOR presentó el Reporte de la Planificación de la generación regional y los resultados de la revisión CRIE se presentó a la Junta, el 29 de septiembre de 2023.

Posteriormente, el 22 de diciembre de 2023 el EOR presentó a la CRIE, **“Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo correspondiente al horizonte 2024-2033”** conforme el numeral **10.1.4** del Libro III del RMER, mismo que se encuentra publicado en la página web del EOR.

5 de julio de 2024

Estimado ingeniero Mansell:

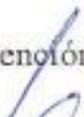
En nombre de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), le saludo cordialmente deseándole éxitos en el desarrollo de sus labores a cargo de tan importante entidad del mercado eléctrico de Nicaragua.

En el marco del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional (PEIGTR) formalizado y publicado por el Ente Operador Regional (EOR), se le informa que esta Comisión está llevando a cabo la evaluación correspondiente. En ese sentido, de conformidad con lo establecido en el literal c) del numeral 11.2.1 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), se ha considerado conveniente consultar a la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), sobre el informe denominado: “Informe del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional correspondiente al horizonte 2024-2038” y anexos, que son los siguientes: a) Reporte de Conformación de la Base de Datos Regional para la Planificación Regional 2024-2038; b) Reporte del Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR correspondiente al horizonte 2024-2026; c) Reporte de la Planificación de la Generación Regional correspondiente al horizonte 2024-2038; d) Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo correspondiente al horizonte 2024-2033; y, e) Informe elaborado por la CRIE denominado “Revisión del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional presentado por el EOR”; los cuales pueden ser consultados en el siguiente enlace:

<https://drive.google.com/drive/folders/1aVpYxvopwD43IvJcps60SyNqrCjjSJzW?usp=sharing>

En ese sentido, se le solicita amablemente que, dentro de un plazo de 45 días hábiles, remita a esta Comisión su respuesta en relación a la consulta realizada. Cualquier aclaración al respecto, favor comunicarse con el ingeniero José Roberto Linares al correo electrónico joselinares@crie.org.gt, y/o con el ingeniero Mauricio Contreras al correo electrónico mauriciocontreras@crie.org.gt.

Agradeciendo la atención a la presente, aprovecho la oportunidad para expresarle un cordial saludo.



Agenda del Seminario Taller

No.	Hora		Tema
	Desde	Hasta	
1	08:00	08:05	Apertura y presentación.
2	08:05	08:15	Antecedentes
3	08:15	08:30	Conformación de la Base de Datos Regional (BDR)
4	08:30	09:00	Diagnóstico de Mediano Plazo (DMP)
5	09:00	09:10	Preguntas y respuestas
6	09:10	09:20	Intermedio
7	09:20	10:05	Planificación de la Generación Regional (PGR)
8	10:05	10:20	Preguntas y respuestas
9	10:20	11:35	Planificación de la Transmisión Regional (PTR) Y Proyectos resultantes y justificación económica.
11	11:35	11:50	Preguntas y respuestas
12	11:50	11:55	Cierre



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL





ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

GRACIAS POR SU ATENCIÓN.



crie.org.gt



comunicacion@crie.org.gt



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL



La implementación de un sistema de planificación de la generación y la transmisión eléctrica a nivel regional nos permitirá detectar las áreas donde se requieren expansiones en la infraestructura de transmisión, con el objetivo de aumentar la capacidad y los beneficios sociales derivados de una red eléctrica robusta, segura y confiable y del intercambio de energía que esta red posibilita.



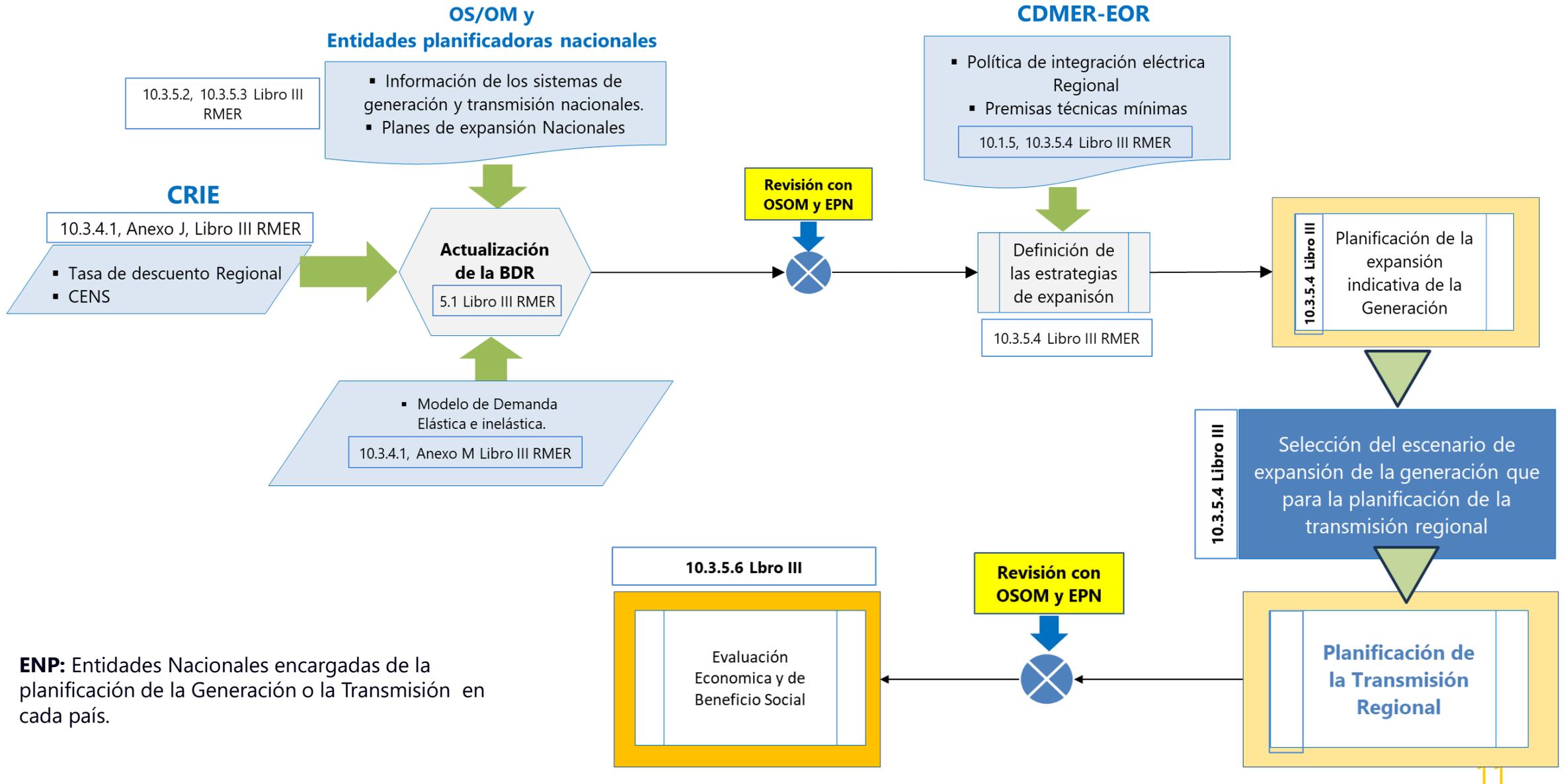


ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

REPORTE DE CONFORMACIÓN DE LA BASE DE DATOS REGIONAL PARA LA PLANIFICACIÓN REGIONAL 2024-2038

Presentación
Resultados de la Planificación regional
2024-2038
Dirigida a las entidades planificadoras nacionales y reguladores
30-julio-2024

Proceso de la planificación de la expansión indicativa de la G & T regional.



Introducción

De conformidad al numeral 10.1.3 del Libro III del RMER, el EOR remitió a la CRIE el **REPORTE DE CONFORMACIÓN DE LA BASE DE DATOS REGIONAL PARA LA PLANIFICACIÓN REGIONAL 2024-2038** (EOR-DE-29-03-2023-114 el EOR)

- El EOR gestionó la obtención de información de los sistemas eléctricos nacionales de cada uno de los países del MER para la conformación de la Base de Datos Regional (BDR).
- 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 ser integrada en la BDR definitiva.

Marco regulatorio

Numeral 10.3.5.3:

El EOR conformará la Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, de conformidad con lo establecido en el apartado 5.1 de este Libro.

Esta Base de Datos incluirá los planes de expansión de la generación y la transmisión nacional vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes.

En el caso que los OS/OMS no remitan la información necesaria para la conformación de la referida Base de Datos, el EOR deberá requerirla de manera directa a las entidades nacionales correspondientes, estimando los datos faltantes e informándolo al respectivo OS/OMS.

Numeral 5.1.11.2:

“Los OS/OM son responsables de solicitar a los Agentes y validar toda la información técnica necesaria para mantener actualizada la Base de Datos Regional Operativa”.

Resumen del proceso

La conformación de la BDR consiste en la actualización de la información contenida en el modelo computacional del Sistema de la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional (SPGTR) y la actualización de la base de datos para estudios eléctricos.

Esta actualización se realiza considerando la información que reportan los OS/OM y entidades planificadoras nacionales, a solicitud del EOR.

La información remitida por los OS/OM y/o las entidades planificadoras nacionales es revisada por el EOR, consultada y ajustada en lo que se requiera en coordinación con estas entidades nacionales, y posteriormente integrada en la base de datos regional.

1. Solicitud de la información para actualizar la Base de Datos Regional



2. Recepción de la información remitida por los OS/OM y entidades planificadoras nacionales.



3. Revisión y ajuste inicial de la información recibida por el EOR.



4. Integración a la BDR de la información preliminar revisada



5. Revisión y validación final del contenido de la BDR con los OS/OM y Entidades Planificadoras nacionales.



6. Cierre del proceso de actualización de la BDR.

Solicitud de la información

No	Nota/Referencia	Entidad destinataria	País
1	EOR-CPS-03-10-2022-063	AMM	Guatemala
2	EOR-DE-13-10-2022-218	Ministerio de Energía y Minas	Guatemala
3	EOR-CPS-03-10-2022-064	Unidad de Transacciones (UT)	El Salvador
4	EOR-DE-14-10-2022-219	Consejo Nacional de Energía (CNE)	El Salvador
5	EOR-DE-14-10-2022-220	Empresa de Transmisión de El Salvador (ETESAL)	El Salvador
6	EOR-CPS-03-10-2022-065	Centro Nacional de Despacho (CND-ENEE)	Honduras
7	EOR-DE-13-10-2022-221	Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)	Honduras
8	EOR-CPS-03-10-2022-066	Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC-ENATREL)	Nicaragua
9	EOR-DE-14-10-2022-222	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL)	Nicaragua
10	EOR-DE-14-10-2022-223	Ministerio de Energía y Minas	Nicaragua
11	EOR-CPS-03-10-2022-067	Centro Nacional de Control de Electricidad (CENCE-ICE)	Costa Rica
12	EOR-DE-14-10-2022-224	Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) - Gerencia de electricidad	Costa Rica
13	EOR-CPS-03-10-2022-068	Centro Nacional de Despacho (CND-ETESA)	Panamá
14	EOR-DE-14-10-2022-225	Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (ETESA)	Panamá

El plazo para el envío de la información al EOR se estableció entre el **15 de octubre de 2022 y el 31 de enero de 2023**, separando las entregas por lotes.

El EOR habilitó un espacio en su portal web del EOR para que las entidades nacionales subieran la información solicitada.

Información utilizada – Planes de expansión nacionales

Guatemala

- *Plan de Expansión Indicativo del sistema de Generación 2022-2052*
- *Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2022-2052*

El Salvador

- *Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2022-2036*
- *Proyectos de Transmisión de los Programas Quinquenales de Inversiones aprobados a ETESAL para los períodos 2014-2018, 2016-2020, 2022-2026 y 2023-2027*

Honduras

- *Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022-2031*
- *Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2022-2031*

Nicaragua

- *Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica 2021-2035*
- *Plan Indicativo de la Expansión de la Transmisión 2022-2037*

Costa Rica

- *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2020-2035*
- *Plan de Expansión de la Transmisión 2021-2031*

Panamá

- *Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2022-2036*
- *Plan de Expansión de Transmisión 2022-2036*

Planes Nacionales de Expansión

Guatemala

GOBIERNO DE GUATEMALA | MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

PLAN DE EXPANSIÓN INDICATIVO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN 2022 - 2052

GOBIERNO DE GUATEMALA | MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 2022 - 2052

El Salvador

REPÚBLICA DEL SALVADOR
CONSEJO NACIONAL DE ENERGÍA

PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE EL SALVADOR 2022 - 2036.

MAYO DE 2022

000321

Santa Feclá, 08 de febrero de 2023

Señores
ANTE OPERADOR REGIONAL
Cobertura San Benito, Avenida Los Magallanes #128
San Salvador

Atención: Ing. René González Castellón
Director Ejecutivo

Asunto: Revisión del Plan de Expansión de la Transmisión de El Salvador, para la actualización de la Base de Datos Regional de largo plazo.

Referencia: Su nota Ref. EOR-DE-31-01-2023-040, de fecha 31 de enero de 2023.

Estimado ingeniero González:

En atención a su solicitud realizada mediante la nota Ref. EOR-DE-31-01-2023-040, y en cumplimiento a los numerales 10.3.1, 10.3.3.2 y 10.3.5.3 del libro III del RMEER, se remiten los proyectos contemplados en los Planes de Expansión del Sistema de Transmisión aprobados a ETESAL y vigentes a la fecha, con objeto de actualizar la Base de Datos Regional de largo plazo, según el detalle descrito a continuación:

A. Programa Quinquenal de Inversiones para los ejercicios 2018-2018 y 2016-2016.

Proyectos que se encuentran actualmente en ejecución por parte de ETESAL, los cuales se incluyen en la Base de Datos nacional 2024-2038, reportado a la UT el 09 de diciembre de 2022.

PROGRAMA	QUINQUENAL DE INVERSIONES PERIODO	FECHA ESTIMADA DE EJECUCIÓN
Subestación San Martín (Transformador 75 MVA 115/23 kV)	2018-2018	31/05/2023
Subestación Amapa 75 MVA 115/23 kV	2018-2018	31/06/2023
Subestación Chalatenango 50 MVA 115/40 kV	2018-2018	30/09/2023
Subestación Morazan 50 MVA 115/40 kV	2018-2018	30/12/2024
Subestación El Volcán 75 MVA 115/23 kV*	2016-2016	31/01/2023

Calle Primavera, Bar. Primavera, P.O. Santa Teresita, La Libertad, El Salvador, C.A. | Tel: 2387 6000

Honduras

Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022 – 2031

Gerencia de Planificación del Sistema

Fecha: 25 de febrero de 2022
Lugar: Tegucigalpa, Honduras

Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2022-2031

Gerencia de Planificación del Sistema

Fecha: 25 de febrero de 2022
Lugar: Tegucigalpa, Honduras

Nicaragua

PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA 2021-2035

Ministerio de Energía y Minas

Diciembre 2021

ENATREL

Plan Indicativo de la Expansión de la Transmisión 2022-2037

Costa Rica

2022-11-23
0610-193-2022

Sr. Julio Matamoros Alfaro
Director CENCE

Estimado Sr. Matamoros:

Asunto: Solicitud de información del EOR para actualización de la Base de Datos Regional para el periodo 2024-2038. Ref. EOR-CPS-03-10-2022-067.

Reciba un cordial saludo. Con el objeto de atender la solicitud de información del EOR para la actualización de la Base de Datos Regional para el periodo 2024-2038, se adjunto la actualización de corto para el periodo 2022-2032 del Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2020-2035 y la actualización del Plan de Expansión de la Transmisión 2021-2031.

El PEG 2020-2035 se formuló en octubre del 2020 con la Proyección de Demanda 2020-2040. La Actualización de Corto Plazo del PEG 2020, realizada en junio del 2022, incluyó las siguientes modificaciones:

- Proyección de demanda 2022-2040
- Proyección de precios de combustibles 2022-2040
- No se retira del SEN la planta hidroeléctrica Doña Julia debido a que fue adquirida por una empresa distribuidora y continuará en operación al finalizar el contrato (comunicado al EOR en octubre del 2021).
- Retiro de dos unidades de Molin a partir del 2021 (comunicado al EOR en octubre del 2021).
- Inicio de operaciones del PG Borinquen 1 en marzo del 2027.

Con respecto a los proyectos candidatos, en los formularios correspondientes se están reportando los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos que fueron considerados en el Plan de Expansión de la Generación 2020-2035.

Las opciones eólicas y solares que se valoraron en el PEG2020-2035 son proyectos generados y no se reportan como candidatos. Se asume que en los ejercicios de planificación de largo plazo que realizará el EOR, considerará grandes bloques de generación de ambas tecnologías y su magnitud y ubicación dependerá de la optimización que realicen los modelos.

La actualización del PEG realizada en el 2022 abarca hasta el año 2032 y en el cuadro adjunto se muestra la conformación de proyectos del plan indicado.

Teléfono (506) 2000-4307
lobom@ice.gov.cr

Panamá

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2022 – 2036

TOMO II
PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

Gerencia de Planeamiento

SEPTIEMBRE 2022

PANAMÁ

PESIN 2022

TOMO III
PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

Septiembre 2022

Revisión y ajuste inicial de la información recibida por el EOR (1/2)

Guatemala – Revisión y ajustes de la información original remitida al EOR

No.	Aspecto observado por el EOR	Fecha de envío	Fecha de respuesta
1	Informe de observaciones a la BD PSSE #1	3/11/2022	4/11/2022
2	Informe de observaciones a la BD PSSE #2	14/11/2022	15/11/2022
3	Informe de observaciones a la BD PSSE #3	16/11/2022	17/11/2023
4	Observaciones a la información en plantillas SPGTR	30/11/2022	1/12/2022
5	Informe de observaciones al Orden de mérito de despacho	30/11/2022	2/12/2022
6	Solicitud para completar datos para modelación de proyectos candidatos de generación	31/1/2023	16/2/2023
7	Solicitud para completar datos para modelación de proyectos candidatos de generación	16/2/2023	23/2/2023
8	Diferencia de información de la red de transmisión BD PSSE - SPGTR	20/2/2023	21/2/2023

El EOR a través de correo electrónico, intercambió observaciones a la información con los especialistas de los OS/OM y entidades planificadoras nacionales, y solicitó ajustes a la información y/o aclaraciones.

El Salvador – Revisión y ajustes de la información original remitida al EOR

No.	Observado por el EOR	Fecha de envío	Fecha de respuesta
1	Informe de observaciones al Orden de mérito de despacho	23/1/2023	25/1/2023

Honduras – Revisión y ajustes de la información original remitida al EOR

No.	Observado por el EOR	Fecha de envío	Fecha de respuesta
1	Informe de observaciones a la BD PSSE #1	4/11/2022	8/11/2022
2	Informe de observaciones a la BD PSSE #2	14/11/2022	
3	Informe de observaciones al Orden de mérito de despacho	30/11/2022	2/12/2022
4	Observaciones a la información remitida para el SPGTR	20/12/2022	23/12/2022
5	Observaciones a la información remitida para el SPGTR	20/1/2023	20/1/2023
6	Observaciones al Orden de mérito de despacho	1/2/2023	13/2/2023
7	Diferencia de información de la red de transmisión BD PSSE - SPGTR	20/2/2023	14/3/2023
8	Informe de observaciones a la BD PSSE #3	14/3/2023	15/3/2023

Revisión y ajuste inicial de la información recibida por el EOR (2/2)

Nicaragua – Revisión y ajustes de la información original remitida al EOR

No.	Observado por el EOR	Fecha de envío	Fecha de respuesta
1	Informe de observaciones a la BD PSSE #1	19/12/2022	22/12/2022
2	Informe de observaciones a la BD PSSE #2	11/1/2023	12/1/2023
3	Informe de observaciones a la BD PSSE #3	12/1/2023	12/1/2023
4	Informe de observaciones a la BD PSSE #4	12/1/2023	12/1/2023
5	Observaciones al Orden de mérito de despacho	18/1/2023	20/1/2023
6	Observaciones al Orden de mérito de despacho	1/2/2023	6/2/2023
7	Diferencia de información de la red de transmisión BD PSSE - SPGTR	20/2/2023	1/3/2023

Costa Rica – Revisión y ajustes de la información original remitida al EOR

No.	Observado por el EOR	Fecha de envío	Fecha de respuesta
1	Informe de observaciones a la BD PSSE #1	7/12/2022	8/12/2022
2	Informe de observaciones a la BD PSSE #2	12/12/2022	13/12/2022
3	Diferencia de información de la red de transmisión BD PSSE - SPGTR	20/2/2023	21/2/2023

Panamá – Revisión y ajustes de la información original remitida al EOR

No.	Observado por el EOR	Fecha de envío	Fecha de respuesta
1	Informe de observaciones a la BD PSSE #1	28/11/2022	7/12/2022
2	Informe de observaciones al Orden de mérito de despacho	30/11/2022	1/12/2022
3	Informe de observaciones a la BD PSSE #2	12/12/2022	13/12/2022
4	Observaciones al Orden de mérito de despacho	1/2/2023	2/2/2023
5	Diferencia de información de la red de transmisión BD PSSE - SPGTR	1/3/2023	14/3/2023

Revisión y validación final del contenido de la BDR (1/2)

En febrero de 2023, el EOR convocó a reunión de los grupos de trabajo regional *Comité Técnico de la Planificación de la Expansión de la Generación (CTPEG)* y *Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET)*.

El objetivo de las reuniones fue realizar la revisión final del contenido ingresado en la BDR de acuerdo con la información revisada y ajustada previamente.

Notas del EOR de convocatoria a reunión del CTPEG y CTPET

No.	Nota/Referencia	Fecha envío	Entidad destinataria	País
1	EOR-CPS-24-02-2023-014	24-feb-23	AMM	Guatemala
2	EOR-DE-27-02-2023-069	27-feb-23	Ministerio de Energía y Minas	Guatemala
3	EOR-CPS-14-02-2023-008	14-feb-23	Unidad de Transacciones (UT)	El Salvador
4	EOR-DE-13-02-2023-054	13-feb-23	Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM)	El Salvador
5	EOR-DE-13-02-2023-055	13-feb-23	Empresa de Transmisión de El Salvador (ETESAL)	El Salvador
6	EOR-CPS-15-02-2023-011	15-feb-23	Centro Nacional de Despacho (CND-ENEE)	Honduras
7	EOR-CPS-13-02-2023-056	13-feb-23	Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)	Honduras
8	EOR-CPS-14-02-2023-009	14-feb-23	Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC-ENATREL)	Nicaragua
9	EOR-DE-13-02-2023-059	13-feb-23	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL)	Nicaragua
10	EOR-DE-13-02-2023-060	13-feb-23	Ministerio de Energía y Minas	Nicaragua
11	EOR-CPS-14-02-2023-010	14-feb-23	Centro Nacional de Control de Electricidad (CENCE-ICE)	Costa Rica
12	EOR-DE-13-02-2023-061	13-feb-23	Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) - Gerencia de electricidad	Costa Rica
13	EOR-CPS-01-03-2023-018	1-mar-23	Centro Nacional de Despacho (CND-ETESA)	Panamá
14	EOR-CPS-01-03-2023-058	1-mar-23	Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (ETESA)	Panamá

Revisión y validación final del contenido de la BDR (1/3)

Fechas de reunión del CTPEG y CTPET

País	Fecha	Entidades Participantes
Nicaragua	21-feb-23	CNDC-ENATREL, ENATREL, Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua
Costa Rica	21-2-23 y 1-Mar-23	DOCSE*, ICE
Honduras	22-feb-23	CND-ENEE
El Salvador	22-feb-23	UT, DGEHM y ETESAL
Guatemala	3-mar-23	AMM y Ministerio de Energía y Minas de Guatemala
Panamá	7 y 10-mar-23	CND-ETESA y ETESA

Revisión final de la información del Sistema de Guatemala:

El EOR en la base de datos del SPGTR reflejará con nombres genéricos los siguientes proyectos de generación candidatos:

- San Andrés. -> Hidro P52
- Pojom II. -> Hidro P51
- GDR H6. -> GDR J1
- GDR H7. -> GDR J2
- Geo Atitlán -> Geo S20

El resto de información revisada en la reunión no tuvo observaciones y se confirma para su inclusión en la base de datos regional.

Revisión final de la información del Sistema de El Salvador:

- La UT en coordinación con ETESAL actualizarán la base de datos PSS/E, considerando la proyección de demanda contenido en el plan de expansión de la generación de El Salvador (2022-2036) y su ajuste respecto a la demanda real de 2022; y remitirán al EOR los casos actualizados PSS/E a más tardar el 14 de marzo de 2023.
- La UT en coordinación con la DGEHM revisarán la información de la capacidad instalada de generación y remitirá al EOR observaciones, a fin de ajustar los valores en la base de datos regional. Este ajuste se hará teniendo en consideración lo reportado en la base de datos PSS/E.
- ETESAL en coordinación con la DGEHM revisarán la lista de proyectos de expansión prevista e indicarán los que deben considerarse como candidatos para la expansión de largo plazo, y remitirán sus observaciones al EOR.
- Se confirma el resto de la información del sistema de generación y transmisión, remitida por el EOR como Anexo a la convocatoria y que fue revisada durante la reunión.

Revisión y validación final del contenido de la BDR (2/3)

Revisión final de la información del Sistema de Honduras:

1. El EOR ajustará en la base de datos SDDP-Optgen las fechas de entrada de las centrales PH. El Tornillito y la central Ciclo combinado, asimismo se incluirá el proyecto eólico Cololaca con entrada en el año 2026, conforme a lo indicado por el CND-ENEE.
2. El CND-ENEE ajustará los casos PSSE relacionado a estas modificaciones del cambio de fecha de entrada en operación de los proyectos P.H. El Tornillito, la central denominada Ciclo Combinado en 2 etapas, asimismo realizará los ajustes en la base de datos para el proyecto eólico Cololaca. Los ajustes incluirán las modificaciones a la red de transmisión relacionada a la conexión de esos proyectos. Estas bases de datos PSS/E ajustadas serán enviadas por el CND-ENEE a más tardar el 14 de marzo 2023.
3. Respecto a los proyectos candidatos para la expansión de la generación se realizará lo siguiente:
 - a. Retirar de la lista presentada por el EOR los proyectos candidatos hidroeléctricos.
 - b. Conservar los proyectos eólicos
 - c. Conservar el proyecto geotérmico
 - d. El EOR complementará la lista de proyectos candidatos para la expansión de generación, con proyectos seleccionados de la Tabla 10, 11 y 12 del informe del plan de expansión de generación de Honduras 2022-2031. El EOR enviará a la ENEE la lista de estos proyectos seleccionados, la ENEE confirmará su inclusión y agregará la información faltante para su correcta modelación.
4. El CND-ENEE revisará la lista de observaciones sobre la red de transmisión y hará las aclaraciones; asimismo, ajustará los casos PSSE que se requieran ajustar, encargándose el EOR de realizar los ajustes en la base de datos SDDP.
5. El CND-ENEE ajustará los casos PSS/E relacionado a las modificaciones acordadas y las enviará a más tardar el 14 de marzo 2023 ya que es la fecha más tardía que el EOR puede recibir la información, a fin de cumplir con lo establecido en el RMER en cuanto a la conformación de la Base de Datos Regional.

Revisión final de la información del Sistema de Costa Rica:

1. El EOR compartirá para verificación del CENCE-ICE y del ICE, la lista actualizada de los retiros de generación, y una plantilla con el reporte de las modificaciones de generación que han sido integradas en la base de datos del SPTR.
2. El ICE remitirá la plantilla de expansiones del sistema de transmisión con las aclaraciones e indicaciones de ajuste que se requieran.
3. El resto de información revisada en la reunión no tuvo observaciones y se confirma para su inclusión en la base de datos regional.

Revisión y validación final del contenido de la BDR (3/3)

Revisión final de la información del Sistema de Nicaragua:

1. En cuanto al sistema de generación El EOR aplicará los ajustes en la base de datos que se han indicado por parte del MEM y el CNDC-ENATREL:
 - a) Programar en la base de datos el retiro de Planta Nicaragua (100 MW), coincidiendo con la entrada en servicio de la Planta a gas Puerto Sandino
 - b) CENSA-AMFELS (57 MW) con reporte de retiro en dic/2022.
 - c) Planta Las Brisas U1 (24 MW) y Planta Las Brisas U2 (38 MW), con reporte de retiro en dic/2022.
 - d) Agregar la entrada de PENSA U5 (10 MW).
 - e) Plantas Che Guevara y la Planta Tipitapa no saldrán del sistema.
 - f) Incorporar la Central Fotovoltaica de 50 MW para el 2025;
 - g) Ajustar la fecha de entrada de la PH Mojolka para el 2027.
 2. El CNDC-ENATREL remitirá al EOR los datos necesarios para modelar en la base de datos SDDP la planta fotovoltaica de 50 MW prevista a incorporarse en el año 2025.
 3. El MEM revisará la lista de proyectos candidatos para la expansión de generación e indicará las fechas mínimas de entrada en operación conforme a sus últimas actualizaciones. El EOR incluirá los proyectos candidatos para la expansión de generación que hagan falta del informe del plan de expansión de Nicaragua, con la fecha mínima de entrada que informe el MEM.
1. ENATREL remitirá las bases de datos PSS/E actualizadas considerando los cambios en la generación y la transmisión que han indicado, entre los que se resalta la integración de una central fotovoltaica de 50 MW y el cambio de configuración de conexión de la SE Sébaco II.
 2. Toda la información descrita que será revisada y actualizada por el CNDC-ENATREL, ENATREL y el MEM será remitida al EOR a más tardar el lunes 27 de febrero de 2023.

Revisión final de la información del Sistema de Panamá:

1. ETESA ajustará la demanda en la base de datos PSS/E y la remitirá al EOR a más tardar el 14 de marzo de 2023.
2. El EOR aplicará los ajustes a la base de datos que han sido aclarados por ETESA conforme a los archivos revisados.

Cierre del proceso de actualización de la BDR

El EOR aplicó los ajustes en la BDR que fueron identificados en las reuniones de revisión y validación final, quedando conformada la Base de Datos Regional definitiva para realizar el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional 2024-2038, conforme lo establece el numeral 10.3.5.3 del Libro III del RMER.

El EOR formalizó el cierre de la base de Datos Regional para los años 2024 - 2038, remitiendo notas a las autoridades de los OS/OM y de las entidades planificadoras nacionales.

Las comunicaciones fueron acompañadas de las minutas de las reuniones sostenidas y el detalle de la información final actualizada para cada país.

Conclusión respecto al proceso de actualización de la BDR

La actualización de la BDR para realizar los estudios de la planificación de la Generación y la Transmisión regional para el horizonte 2024 – 2038, fue un proceso participativo y coordinado entre el EOR, las entidades planificadoras nacionales y los Operadores de Sistema.

El proceso incluyó una revisión detallada del contenido de los planes de expansión nacionales, y su modelación.

La información provista al EOR por parte de las entidades nacionales, fue objeto de una revisión exhaustiva, concluyendo en su validación para dar cierre al proceso de conformación de la base de datos regional para el horizonte 2024 – 2038.



Avenida Las Magnolias, n° 128 colonia San Benito,
San Salvador, El Salvador, C.A.
PBX : (503) 2245-9900 FAX : (503) 2208-2368.
www.enteoperador.org

NOTA IMPORTANTE

El contenido del presente documento, junto con cualquier archivo adjunto, puede contener información propiedad del Ente Operador Regional -EOR.- titular de los derechos de autor de todo el contenido, diseño e imagen. Por lo anterior, está prohibido copiar, transmitir, retransmitir, transcribir, almacenar, alterar o reproducir parcial o total por cualquier medio electrónico o mecánico esta información, sin permiso por escrito por parte del EOR. Dicha información podría ser de carácter confidencial, propietaria o con derechos reservados y privilegios legales asociados. Su uso se debe circunscribir solamente al individuo o entidad para el cual la información fue originalmente destinada. Asimismo, el Ente Operador Regional-EOR, no se hace legalmente responsable por daños de cualquier tipo causados por el contenido del mensaje, por errores u omisiones, o por los archivos adjuntos. La integridad y seguridad de este mensaje no pueden ser garantizadas en el Internet.

Si usted no es el destinatario de este mensaje, por favor elimínelo. Asimismo, le agradecemos informarnos de cualquier uso indebido de nuestra infraestructura mediante el envío de un correo electrónico a : consultas-informacion@enteoperador.org



REVISIÓN DEL REPORTE DE CONFORMACIÓN DE LA BASE DE DATOS REGIONAL CORRESPONDIENTE AL HORIZONTE 2024-2026



Normativa aplicable

I. Libro III

10.1.3

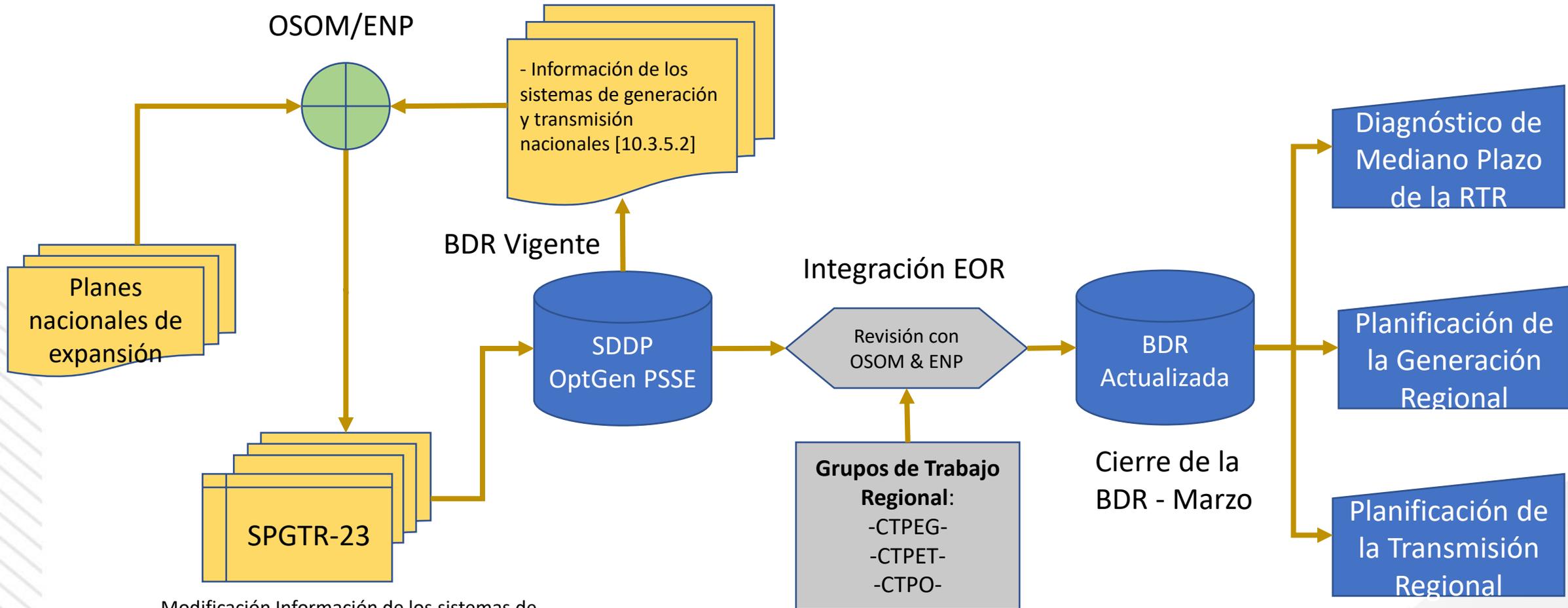
Como parte del proceso de planificación regional, el EOR deberá elaborar lo siguiente:

- a) Reporte de conformación de la Base de Datos Regional para el proceso de planificación regional, (...)
- b) Reporte del Diagnóstico de Mediano Plazo (...);
- c) Reporte de la Planificación de la generación regional (...).

II. **10.3.5.3.** El EOR conformará la Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, de conformidad con lo establecido en el apartado 5.1 de este Libro. Esta Base de Datos incluirá los planes de expansión de la generación y la transmisión nacional vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes. (...)

III. **10.2.2.1** El EOR solicitará a los OS/OMS, la información de cada nuevo proyecto de generación y transmisión nacional, que utilizará para desarrollar la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo. En el caso que los OS/OMS no remitan lo solicitado, el EOR deberá requerirla de manera directa a las entidades nacionales correspondientes; dicha información deberá incluir como mínimo, lo siguiente: (...).

Procedimiento de conformación de la BDR



- Modificación Información de los sistemas de generación y transmisión nacionales
- Demanda, elástica e inelástica & Información económica



GUÍA DE VERIFICACIÓN CONFORMACIÓN DE LA BDR

Aspecto	Criterio	Check
1. Reporte de conformación de la BDR	1.1 Fechas de presentación y las autorizaciones de prórroga.	✓
	1.2 Incluir ajustes acordados con los OS/OM mediante Minutas de Reunión como parte de la verificación de las bases de datos, o de cada uno de los países representados en el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Generación (CTPEG) y el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET).	
	1.3 Validar los datos empleados en cuanto a su origen (datos estimados, del fabricante, datos calculados, etc.), conforme a lo establecido en el [18.1.2, a), IV].	

El EOR coordinó la designación de los delegados para formar parte de los grupos de trabajo regional denominados.

Fuente	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
OS/OM	AMM	UT	CND-ENEE	CNDC-ENATREL	CENCE-ICE	CND-ETESA
Transmisores	ETCEE-INDE TRECSEA	ETESAL	ENEE	ENATREL	ICE	ETESA
Ministerios	Ministro de Energía y Minas	Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas		Ministro de Energía y Minas		

GUÍA DE VERIFICACIÓN CONFORMACIÓN DE LA BDR

Aspecto	Criterio	Check
1. Reporte de conformación de la BDR	1.1 Fechas de presentación y las autorizaciones de prórroga.	✓
	1.2 Incluir ajustes acordados con los OS/OM mediante Minutas de Reunión como parte de la verificación de las bases de datos, o de cada uno de los países representados en el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Generación (CTPEG) y el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET).	✓
	1.3 Validar los datos empleados en cuanto a su origen (datos estimados, del fabricante, datos calculados, etc.), conforme a lo establecido en el [18.1.2, a), IV].	

El EOR coordinó la designación de los delegados para formar parte de los grupos de trabajo regional denominados.

Fuente	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
OS/OM	AMM	UT	CND-ENEE	CNDC-ENATREL	CENCE-ICE	CND-ETESA
Transmisores	ETCEE-INDE TRECASA	ETESAL	ENEE	ENATREL	ICE	ETESA
Ministerios	Ministro de Energía y Minas	Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas		Ministro de Energía y Minas		

GUÍA DE VERIFICACIÓN CONFORMACIÓN DE LA BDR

Aspecto	Criterio	Check
1. Reporte de conformación de la BDR	1.1 Fechas de presentación y las autorizaciones de prórroga.	✓
	1.2 Incluir ajustes acordados con los OS/OM mediante Minutas de Reunión como parte de la verificación de las bases de datos, o de cada uno de los países representados en el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Generación (CTPEG) y el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET).	✓
	1.3 Validar los datos empleados (datos estimados, del fabricante, datos calculados, etc.), conforme a lo establecido en el [18.1.2, a), IV].	✓

3. Para la actualización de la información de la BDR se siguió las premisas establecidas en la **“Guía para la conformación y actualización de la Base de datos para los procesos de la Planificación de la Transmisión y de la Generación Regional”** del EOR. Incluye procedimientos para:
- la homologación de la información para la base de datos,
 - de intercambio de información y
 - de revisión y objeciones a la base de datos y planillas para la recopilación de datos.



GUÍA DE VERIFICACIÓN CONFORMACIÓN DE LA BDR

2. Planes de expansión de la generación y de la transmisión nacional.	2.1 Presentar los planes de expansión de la generación y de la transmisión nacional.	
	2.2 Listar los proyectos de generación y transmisión decididos que informe cada país con su fecha de entrada para los primeros cinco (5) años del horizonte de análisis (etapa no optimizable de conformidad con el [10.3.5.4, a]), o aquellos proyectos que deban considerarse debido a acuerdos contractuales previamente establecidos; deben estar en construcción o contar con financiamiento aprobado.	
	2.3 Listar los proyectos de generación y transmisión de largo plazo.	

La lista de los planes de expansión de la generación y de la transmisión nacional que fueron remitidos por los OS/OM, que se muestra a continuación:

1. Por el AMM: “Plan de expansión indicativo del Sistema de Generación 2022-2052” y el “Plan de expansión del sistema de transporte 2022-2052”.
2. Por la UT: “Plan indicativo de la expansión de la generación eléctrica de El Salvador 2022-2036 y certificación de la CNE.”
3. Por ETESAL: “Plan de expansión de transmisión de El Salvador”



GUÍA DE VERIFICACIÓN CONFORMACIÓN DE LA BDR

2. Planes de expansión de la generación y de la transmisión nacional.	2.1 Presentar los planes de expansión de la generación y de la transmisión nacional.	✓
	2.2 Listar los proyectos de generación y transmisión decididos que informe cada país con su fecha de entrada para los primeros cinco (5) años del horizonte de análisis (etapa no optimizable de conformidad con el [10.3.5.4, a]), o aquellos proyectos que deban considerarse debido a acuerdos contractuales previamente establecidos; deben estar en construcción o contar con financiamiento aprobado.	
	2.3 Listar los proyectos de generación y transmisión de largo plazo.	

4. Por el CND-ENEE: “Plan indicativo de expansión de la generación 2022-2031” y el “Plan de expansión de la red de transmisión 2022-2031” y certificación del CND-ENEE.
5. Por el CNDC-ENATREL: “Plan indicativo de la expansión de la generación eléctrica de 2021-2035” y el “Plan de indicativo de expansión de la transmisión 2022-2037”.
6. Por el CENCE-ICE: “Plan de expansión de la generación eléctrica de 2020-2035” (PEG 2020) y actualización del “Plan de expansión de la transmisión 2021-2031”.
7. Por el CND-ETESA: “Plan de expansión del Sistema interconectado Nacional 2022- 2036” que incluye el Plan indicativo de generación y el Plan de expansión de transmisión.



GUÍA DE VERIFICACIÓN CONFORMACIÓN DE LA BDR

2. Planes de expansión de la generación y de la transmisión nacional.	2.1 Presentar los planes de expansión de la generación y de la transmisión nacional.	✓
	2.2 Listar los proyectos de generación y transmisión decididos que informe cada país con su fecha de entrada para los primeros cinco (5) años del horizonte de análisis, o aquellos proyectos que deban considerarse debido a acuerdos contractuales previamente establecidos; deben estar en construcción o contar con financiamiento aprobado.	✓
	2.3 Listar los proyectos de generación y transmisión de largo plazo.	✓

4. Por el CND-ENEE: “Plan indicativo de expansión de la generación 2022-2031” y el “Plan de expansión de la red de transmisión 2022-2031” y certificación del CND-ENEE.
5. Por el CNDC-ENATREL: “Plan indicativo de la expansión de la generación eléctrica de 2021-2035” y el “Plan de indicativo de expansión de la transmisión 2022-2037”.
6. Por el CENCE-ICE: “Plan de expansión de la generación eléctrica de 2020-2035” (PEG 2020) y actualización del “Plan de expansión de la transmisión 2021-2031”.
7. Por el CND-ETESA: “Plan de expansión del Sistema interconectado Nacional 2022- 2036” que incluye el Plan indicativo de generación y el Plan de expansión de transmisión.



GUÍA DE VERIFICACIÓN CONFORMACIÓN DE LA BDR

Aspecto	Criterio	Check
3. Incluir la información de cada nuevo proyecto de generación y transmisión nacional.	3.1 Promotor del proyecto.	✓
	3.2 Descripción del proyecto y fecha de entrada en operación.	✓
	3.3 Parámetros técnicos y económicos que permitan modelar adecuadamente el proyecto.	✓
	3.4 Estudios de Impacto Ambiental, en caso de estar disponible.	-
	3.5 Estimación de los costos asociados al proyecto, detalle de los cálculos, costos unitarios y la identificación de la fuente de información.	
	3.6 Avance del financiamiento o ejecución del proyecto, en caso de que esté disponible.	
	3.7 La lista de proyectos de generación y transmisión nacional deben de contener las solicitudes de conexión a la RTR.	



GUÍA DE VERIFICACIÓN CONFORMACIÓN DE LA BDR

Aspecto	Criterio	Check
3. Incluir la información de cada nuevo proyecto de generación y transmisión nacional.	3.1 Promotor del proyecto.	✓
	3.2 Descripción del proyecto.	✓
	3.3 Parámetros técnicos y económicos que permitan modelar adecuadamente el proyecto.	✓
	3.4 Estudios de Impacto Ambiental, en caso de estar disponible.	-
	3.5 Estimación de los costos asociados al proyecto, detalle de los cálculos, costos unitarios y la identificación de la fuente de información.	✓
	3.6 Avance del financiamiento o ejecución del proyecto, en caso de que esté disponible.	-
	3.7 La lista de proyectos de generación y transmisión nacional deben de contener las solicitudes de conexión a la RTR.	✓



GUÍA DE VERIFICACIÓN CONFORMACIÓN DE LA BDR

Aspecto	Criterio	Check
4. Base de datos para estudios eléctricos.	4.1 Que se hayan preparado en formato PSS/E, los casos de simulación de flujos de potencia que representen los escenarios base de demanda y generación del SER que serán utilizados; los archivos deben estar completos, funcionales y parametrizados con criterios de convergencia, bandas operativas de voltaje y sobrecarga de líneas y transformadores, lista de mérito para subir y bajar generación, entre otros. Anexar archivos base.	✓
	4.2 Memorial de las simplificaciones de red efectuados en la Base de Datos.	✓
	4.3 Como parte de la base de datos del PSS/E, se destaca que la demanda nacional debe ser congruente con la proyección oficial de demanda hecha por la entidad nacional correspondiente que se encarga de realizar dicha proyección de demanda.	✓

El EOR remitió la BDR relacionada con los estudios eléctricos en formato PSS/E (archivos .SAV) para el periodo 2024 – 2038, lo cual incluye escenarios de demanda máxima, media y mínima de estación lluviosa y seca de cada uno de los años del horizonte de evaluación.

Se realizó un chequeo cruzado de la información entre el contenido de los archivos PSS/E, las planillas SPGTR-23 y las listas de ampliaciones de transmisión contenidas en los planes nacionales de expansión.



GUÍA DE VERIFICACIÓN CONFORMACIÓN DE LA BDR

Aspecto	Criterio	Check
5. Base de datos para el modelo de expansión y de simulación operativa.	5.1 Anexar archivos del SDDP (OptGen) de los escenarios base.	✓
	5.2 Incluir los <u>parámetros</u> generales de simulación.	✓
	5.3 Las bases de datos SDDP y PSS®E, deberán estar homologadas respecto a las centrales de generación, la red de transmisión y la demanda. Este requisito es necesario para que exista congruencia en los flujos resultantes de los elementos de transmisión y despachos, producto de las simulaciones que se realicen con los correspondientes modelos.	✓

Entre los aspectos que se revisaron en la base de datos del SDDP, se puede mencionar entre otros:

1. La demanda de energía se representará por medio de bloques horarios.
2. Representar la elasticidad de la demanda.
3. Los datos cronológicos de caudales deberán estar completos y actualizados.
4. Todas las centrales de generación, deberán indicar el nodo con que se conectan a la red eléctrica.
5. La red eléctrica de cada país.
6. Incluir la lista de proyectos decididos y candidatos.
7. Los parámetros económicos como Tasa de Descuento, Costo de Energía No Suministrada deben ser los vigentes.
8. Incluir los parámetros técnicos y económicos de todas las unidades generadoras.





Conclusiones

- I. El EOR ha presentado el Reporte de Conformación de la BDR **en el plazo establecido** por la regulación regional, sin que se presentara solicitudes de extensión de plazo.
- II. El EOR junto con los OS/OM y las entidades encargadas de la planificación, **conformaron los grupos de trabajo (CTPEG/CTPET)**, a través de los cuales, revisaron e integraron la información para la BDR de Planificación Regional.
- III. El EOR explicó que previo al cierre de la conformación de la BDR, se realizó una **revisión y validación de la información final**, en conjunto con los OS/OM y entidades encargadas de la planificación representados en los comités de trabajo.
- IV. La información recolectada por el EOR fue incorporada a los archivos digitales de ingreso de datos a los modelos de **simulación para estudios eléctricos, simulación operativa y optimización de la expansión**.



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

GRACIAS POR SU ATENCIÓN.



crie.org.gt



comunicacion@crie.org.gt

La planificación estratégica de la transmisión eléctrica regional es fundamental para impulsar el desarrollo económico y social de los países de América Central, a través de un suministro confiable y eficiente de energía eléctrica.





ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

REPORTE DE RESULTADOS DEL DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO DE LA RTR PARA EL HORIZONTE 2024- 2026

Presentación
Resultados de la Planificación regional
2024-2038

Dirigida a las entidades planificadoras nacionales y reguladores
30-julio-2024

CONTENIDO

1. Objetivo y alcances del Diagnóstico de Mediano plazo.
2. Demanda máxima prevista en los sistemas eléctricos para 2024-2026.
3. Proyectos de generación y de transmisión previstos a entrar en operación en 2024-2026.
4. Resumen del análisis de sobrecargas y violaciones de voltaje **sin transferencias de potencia**.
5. Capacidades operativas de transmisión (COT) entre pares de países.
6. Restricciones en la red de transmisión para alcanzar y mantener la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM).
7. Conclusiones

Objetivo y alcances del Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR (RMER, LIBRO III)

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..

10.2.2.1, 10.2.3 Alcances y Lineamientos del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo

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.



Reuniones con los Comité Técnicos de la Planificación de la Expansión de la Transmisión para revisar resultados.

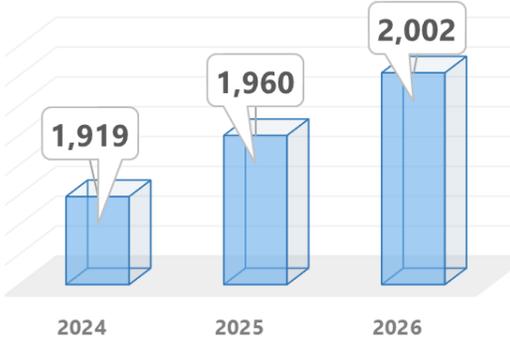
País	Fecha Reunión	Observaciones Principales
Guatemala	24/5/2023	1) Eliminar de los resultados los Transformadores de la SE Los Brillantes
		2) AMM identificó la necesidad de corregir el RATE A del transformador de Escuintla igual a 150 MVA y no 120 MVA como está reportado
El Salvador	24/5/2023	3) AMM indica que actualmente se encuentra implementado un esquema de Control que desconecta un reactor para evitar los bajos voltajes en los nodos 138 kV Progreso, Ipala, Panzos, y nodos 230 kV Izabal, Interfaz Rio Dulce, y Morales.
	8/6/2023	1) ETESAL indicó que hará una revisión de los parámetros de los Compensadores Estáticos Serie que tiene planificado instalar en las subestaciones NEJ y 15SEPT que serán informados al EOR para que sean considerados en las simulaciones en el DMP 2024-2026. 2) ETESAL enfatizó que los parámetros de los compensadores estáticos serie que están reportados en la base de datos regional no deben ser considerados definitivos y que en el momento oportuno los informará al EOR. 3) El cambio de parámetros de los compensadores estáticos serie que ETESAL reportó al EOR, fue verificado por el EOR y se encontró que no eran efectivos para la eliminación de las sobrecargas en los transformadores de la SE Nejapa y se consideraron los ajustes originales en las simulaciones.
Honduras	25/5/2023	1) A petición del EOR, ODS-ENEE presentó la resolución CREE-16-2022 en la que su regulador aprobó el plan de expansión de transmisión de 2022 cuyas obras están incluidas en la BDR. Asimismo, remitió al EOR un informe de ingeniería de la ENEE en el que reportan el estado de ejecución de las obras del plan de transmisión.

País	Fecha Reunión	Observaciones Principales
Nicaragua	26/5/2023	1) A partir de los resultados presentados por el EOR, ENATREL solicitó al EOR corregir la topología de la SE Sébaco II de acuerdo con lo informado por ellos.
		2) ENATREL informó que se debe corregir el valor del RATE A de 3 líneas de transmisión en 138 kV. 3) Las violaciones de tensión superior a 1.1 pu son reales en las redes radiales que se extienden a la región del atlántico sobre lo cual ENATREL está haciendo gestiones para instalar compensación reactiva inductiva. Sin embargo, estas partes del sistema eléctrico no forma parte del sistema troncal de transmisión. 4) Las sobrecargas de los transformadores 230/138 kV de la SE Mateare son mitigadas en la operación real mediante un ECS que desconecta las barras de 138 kV cuando se dispara la línea Mateare-Los Brasiles 230 kV, por lo tanto, esta contingencia y la sobrecarga que provoca no debe ser tomada en cuenta en los reportes del DMP.
Costa Rica	26/5/2023	1) Sobrecargas en LT de 230 kV que fueron identificadas por el EOR, el DOCSE indica que se deben a que en la base de datos regional el valor del RATE reportado es igual a la capacidad de interrupción del equipo o de los transformadores de corriente y no a la capacidad máxima de los conductores. La solución a estos problemas está siendo considerada en el desarrollo del plan de expansión de transmisión.
Panamá	25/5/2023	1) A partir de los resultados presentados por el EOR, ETESA recomienda hacer un redespacho del reactivo disponible en su sistema en escenarios de transferencia.
		2) ETESA solicita limitar el análisis de sobrecargas a elementos de transmisión que forman parte de la red troncal de ETESA y en comparación con el valor del RATE C reportado en la base de datos regional.

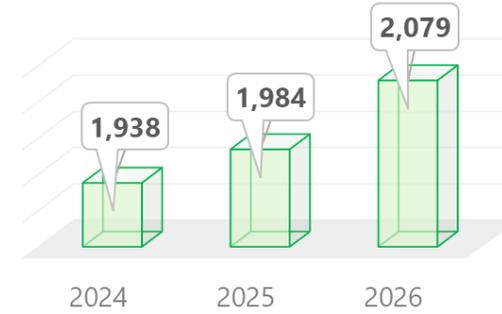


Proyección de la demanda* de potencia para 2024-2025-2026 [MW]

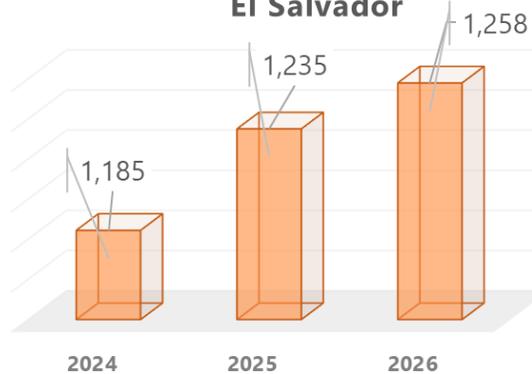
Guatemala



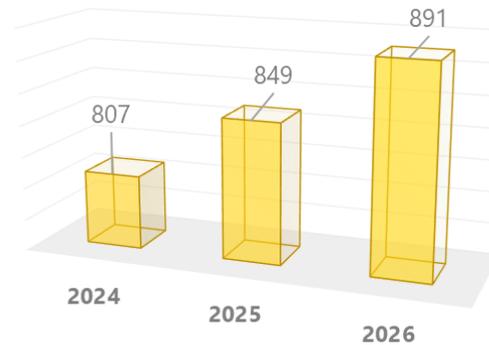
Honduras



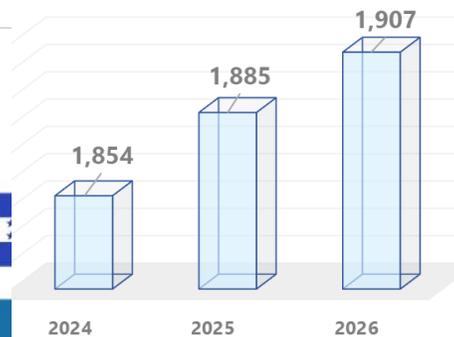
El Salvador



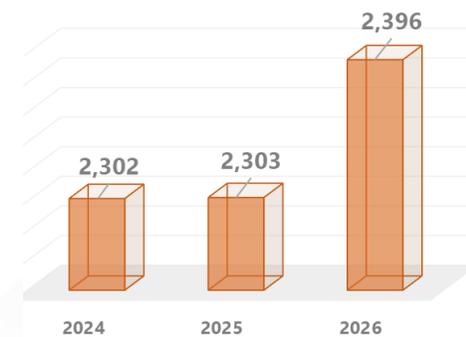
Nicaragua



Costa Rica

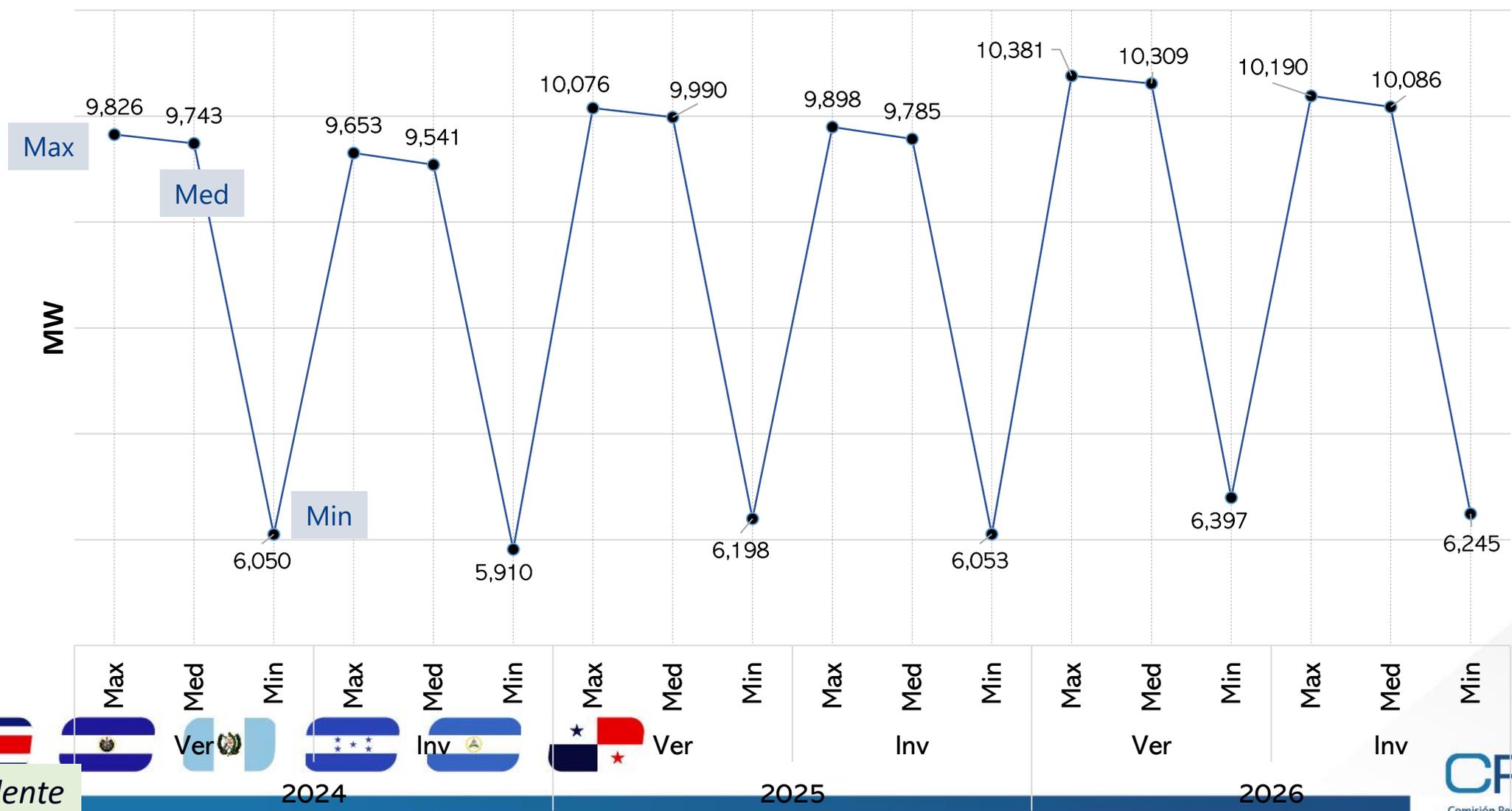


Panamá



* Sin incluir pérdidas

DEMANDA TOTAL DE POTENCIA EN EL SER* MODELADA EN EL PSS/E 2024-2025-2026 [MW]

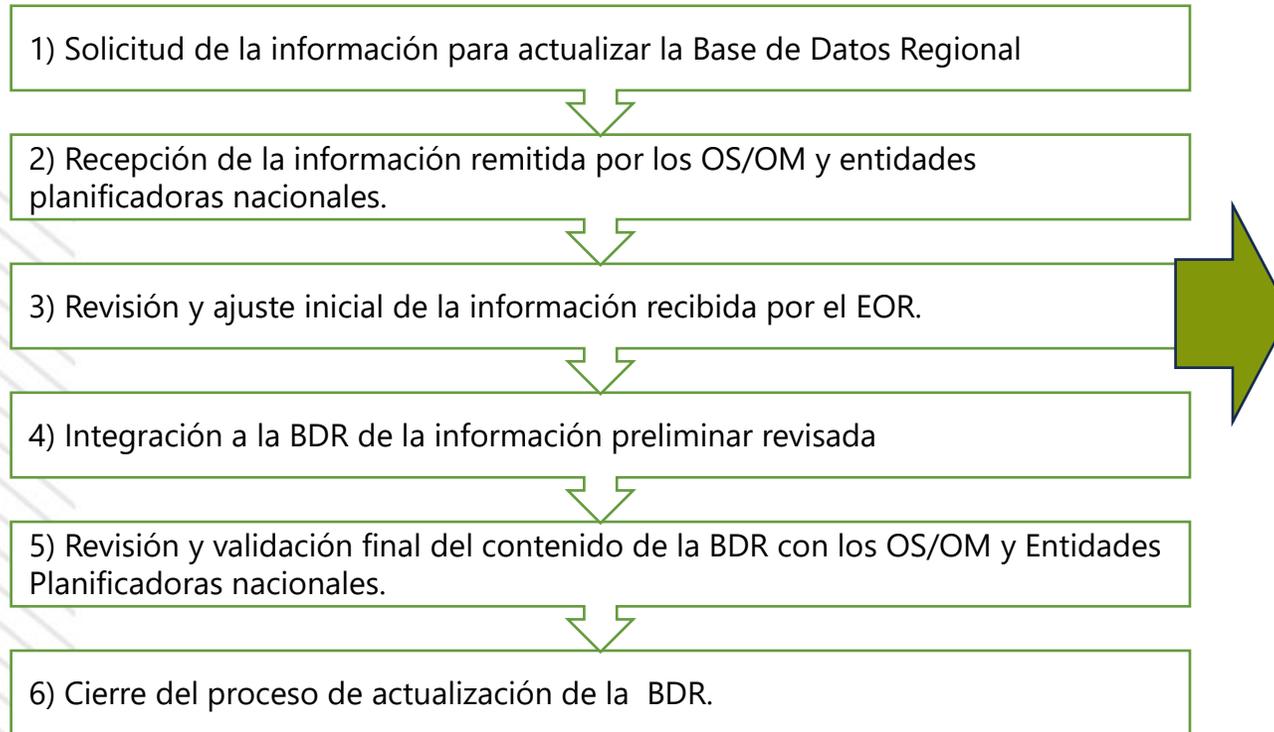


SECCIÓN 1
PROYECTOS DE
GENERACIÓN Y DE
TRANSMISIÓN PREVISTOS
A ENTRAR EN OPERACIÓN
EN 2024-2026.



PROYECTOS DE GENERACIÓN Y DE TRANSMISIÓN PREVISTOS A ENTRAR EN OPERACIÓN EN LOS AÑOS 2024 A 2026

Los proyectos de generación y transmisión previstos a entrar en servicio en los años 2024 a 2026, forman parte de la información contenida en la Base de Datos Regional que fue revisada, ajustada y confirmada por los OS/OM y las entidades planificadoras nacionales como parte del proceso coordinado por el EOR para conformar la BDR para la planificación de la expansión indicativa de la generación y la transmisión.

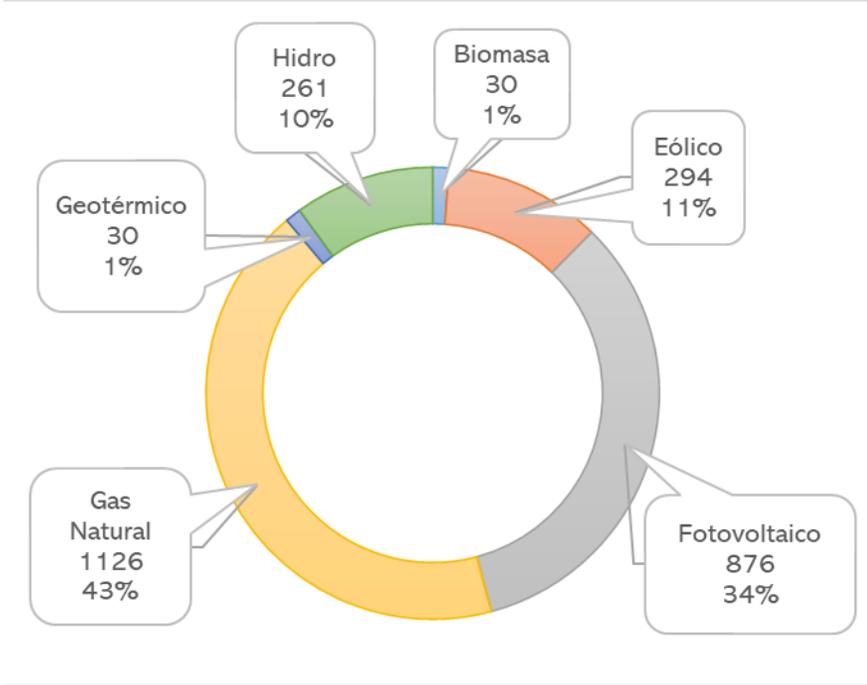
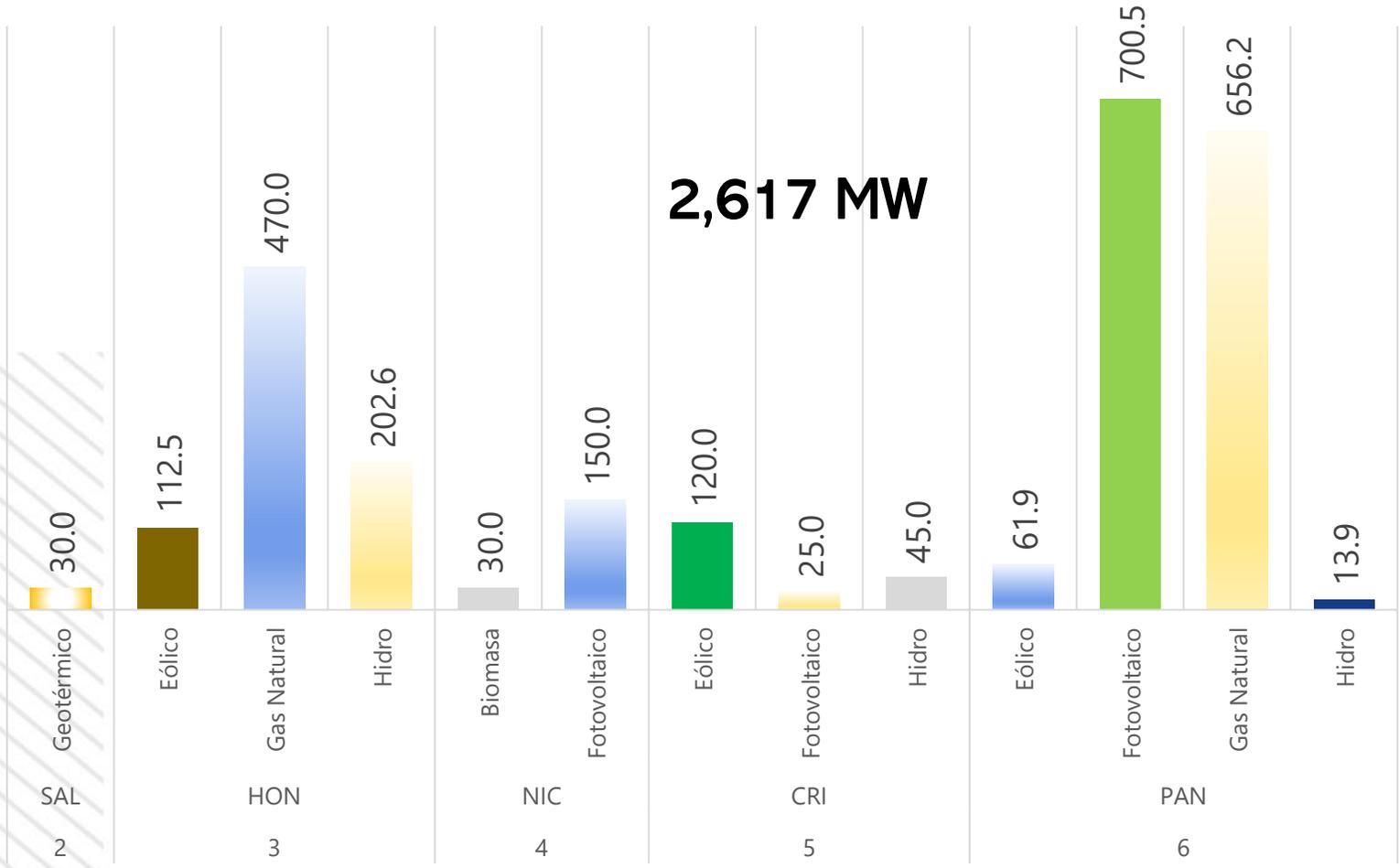


Fechas de reuniones de revisión final de la BDR

País	Fecha	Entidades Participantes
Nicaragua	21-feb-23	CNDC-ENATREL, ENATREL, Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua
Costa Rica	21-2-23 y 1-Mar-23	DOCSE*, ICE
Honduras	22-feb-23	CND-ENEE
El Salvador	22-feb-23	UT, DGEHM y ETESAL
Guatemala	3-mar-23	AMM y Ministerio de Energía y Minas de Guatemala
Panamá	7 y 10-mar-23	CND-ETESA y ETESA

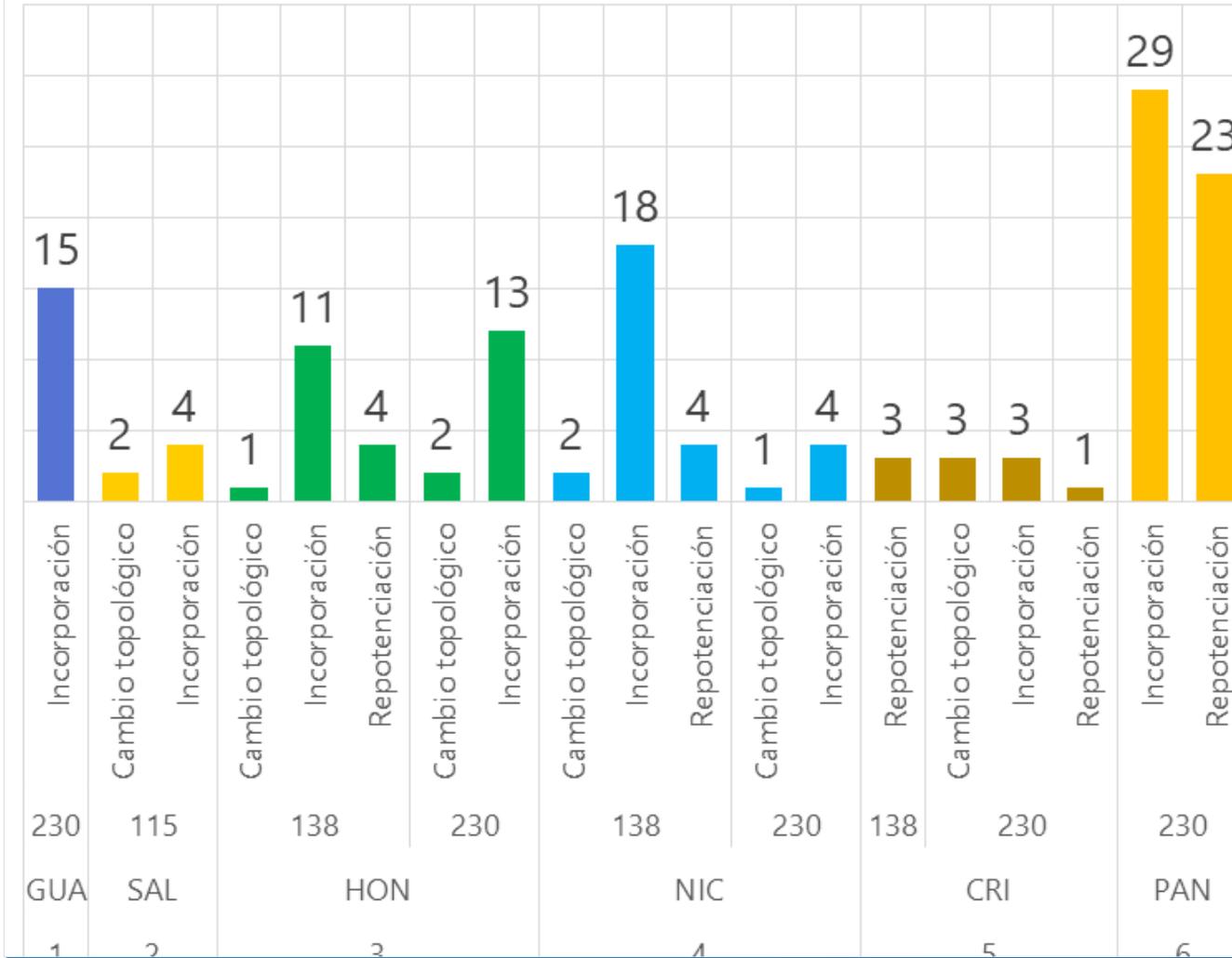


PROYECTOS DE GENERACIÓN PREVISTOS A ENTRAR EN OPERACIÓN EN LOS AÑOS 2024 A 2026 [MW].

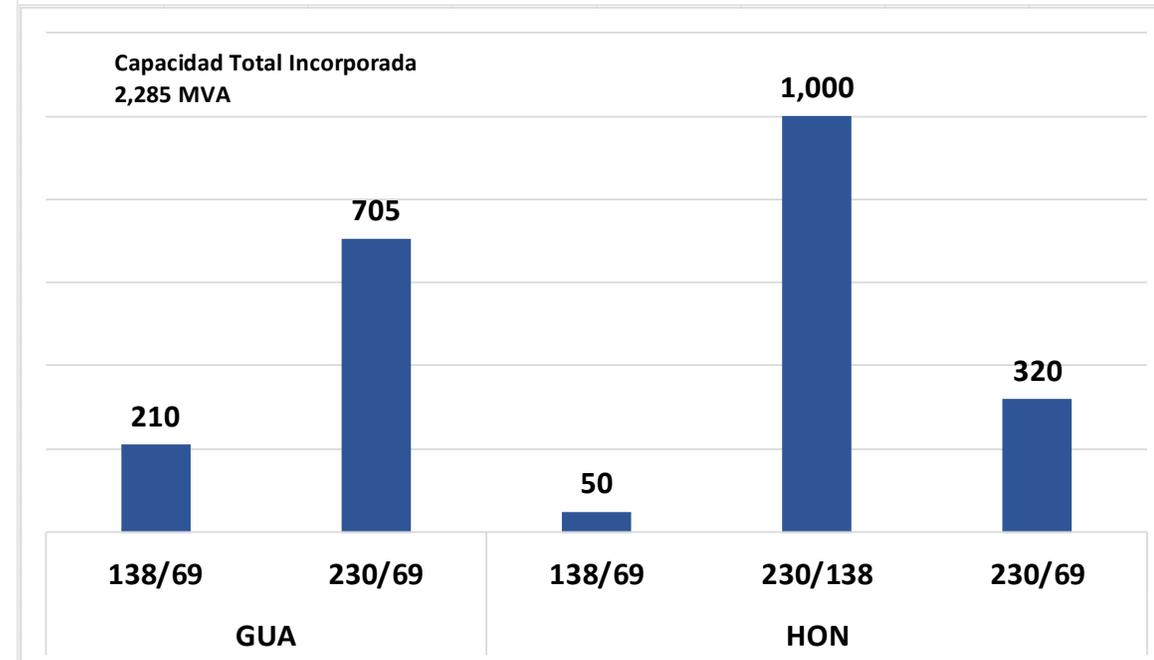


RESUMEN - PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PREVISTOS A ENTRAR EN OPERACIÓN EN LOS AÑOS 2024 A 2026.

Líneas de transmisión Incorporaciones o modificaciones por cambios topológicos



Nuevos transformadores de potencia [MVA]



Proyectos de transmisión determinantes para el incremento de la COT a entrar en operación en los años 2024 a 2026.

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

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		9.05
4	Incorporación de nueva línea 230 kV Aguacaliente-Prados.	1/1/2026		16.59
5	Incorporación de nueva línea 230 kV Zamorano-El Sitio.	1/1/2026		22.99
6	Incorporación de nueva línea 230 kV Zamorano-Bijagual.	1/1/2026		33.69
			Total	132.28

Proyectos de transmisión determinantes para el incremento de la COT a entrar en operación en los años 2024 a 2026.

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

SECCIÓN 2 INCUMPLIMIENTOS A LOS CCSD SIN TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE PAÍSES

Se identifican las sobrecargas y violaciones de voltaje en condición "sin transferencias" a fin de evaluar la capacidad de la red de transmisión de los países 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"



ANÁLISIS DE INCUMPLIMIENTOS A LOS CCSD SIN TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

Los resultados de los análisis 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.

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 que se analizaron 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.

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.

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 sobrecargas.



SECCIÓN 3: CAPACIDADES OPERATIVAS DE TRANSMISIÓN ENTRE PARES DE PAÍSES ADYACENTES.

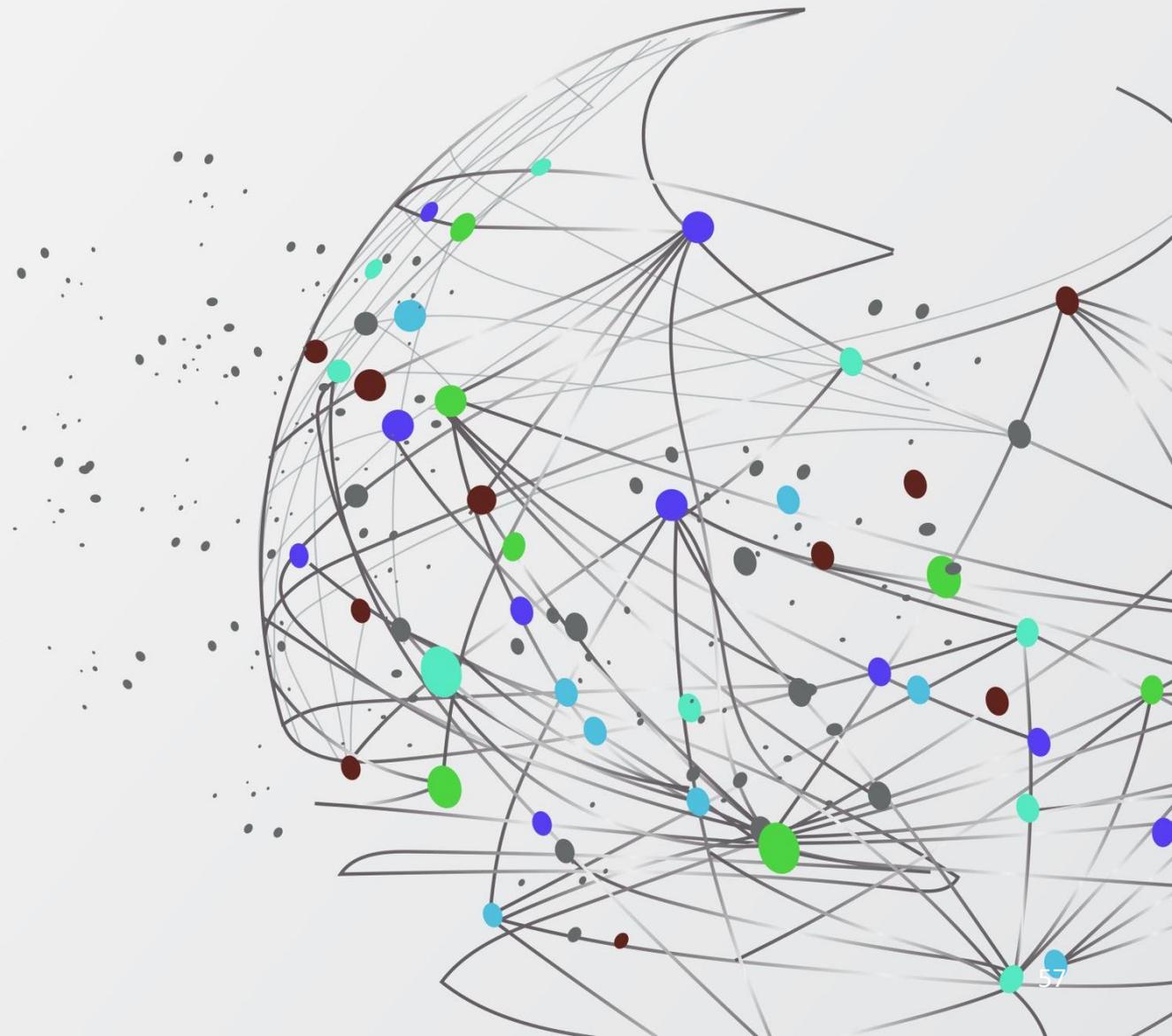
Este análisis se realiza en cumplimiento del literal b) del numeral 10.2.2.1 y 10.2.3 del Libro III del RMER.

Se presentan los resultados de la estimación de la capacidad operativa entre pares de áreas de control adyacentes para las condiciones de demanda máxima, media y mínima, en estaciones de verano e invierno.

Las capacidades operativas se estiman con análisis de estado estable, considerando el criterio de contingencia simple. Los resultados son indicativos de la capacidad de la red de transmisión para transportar los flujos de potencia de los intercambios de energía entre áreas de control adyacentes.

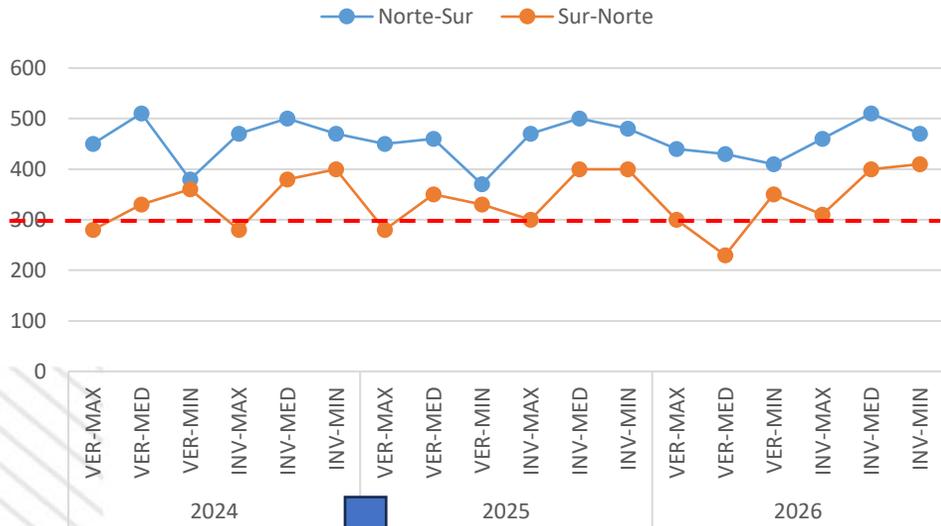
Los valores resultantes de capacidad operativa son indicativos y dependen de la ejecución de las ampliaciones de transmisión reportadas a entrar en servicio, tal y como han sido definidas e informadas al EOR.

A fin de evaluar su implementación en cada escenario, Las capacidades operativas resultantes requerirán ser validadas en los análisis de seguridad operativa de corto plazo, que consideren las condiciones operativas vigentes.

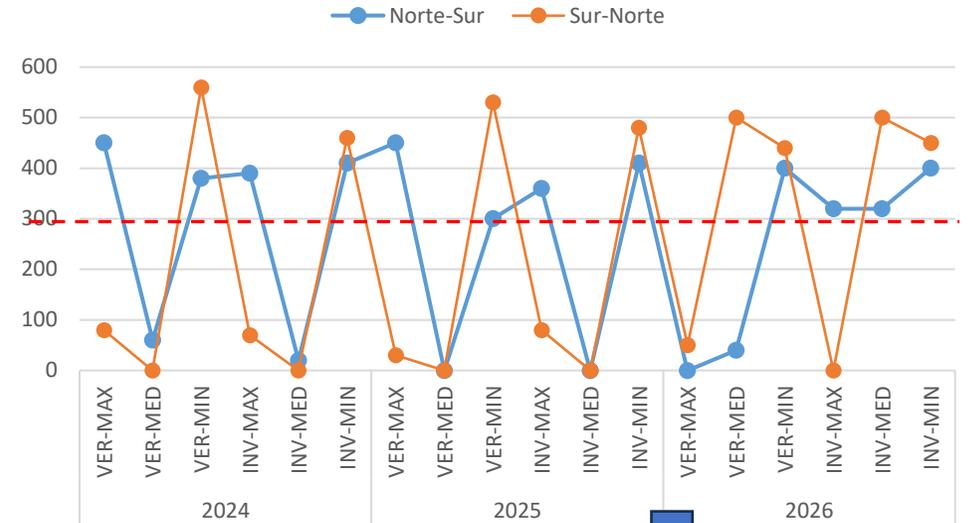


Capacidades operativas de transmisión entre pares de países adyacentes 2024-2025-2026 [MW] – Bloque norte

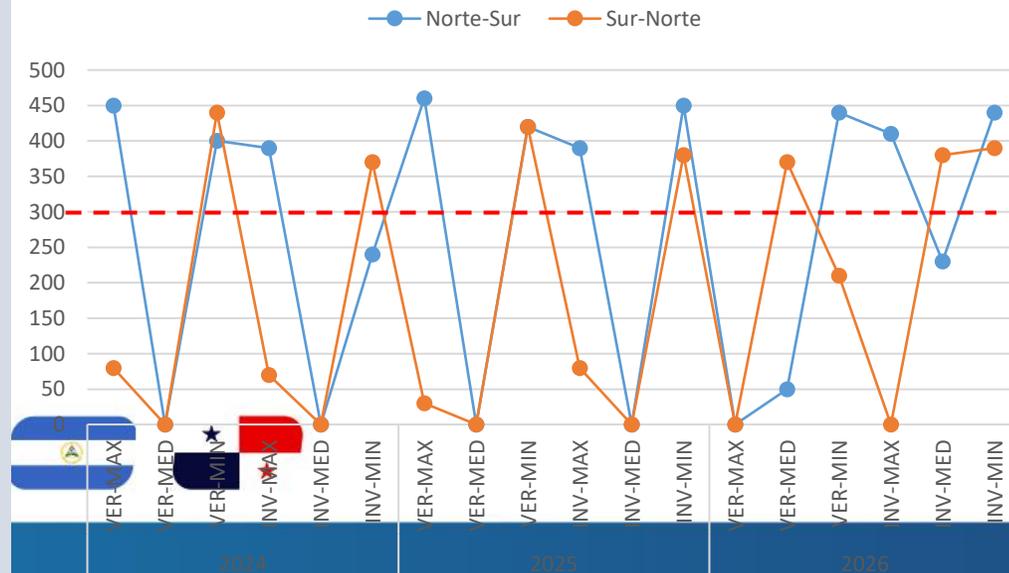
Guatemala - El Salvador



Guatemala - Honduras



El Salvador - Honduras



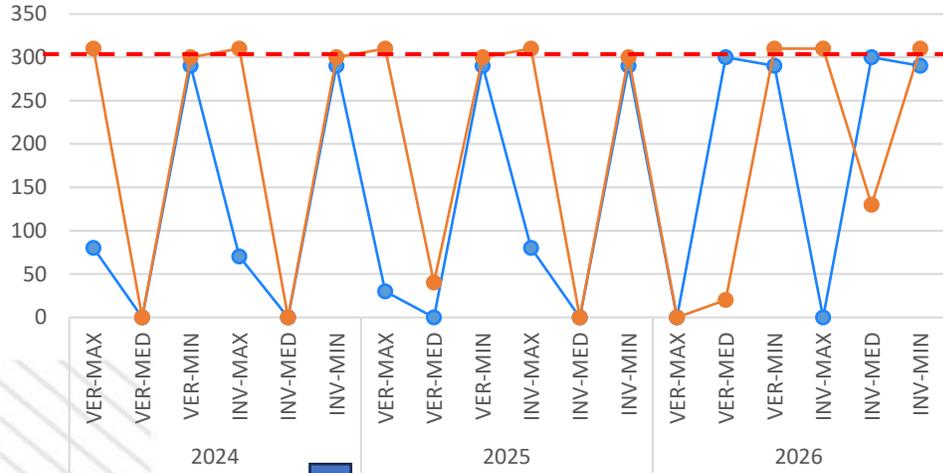
Las COT GUA-SAL a partir de 2024 se estiman en valores entre 300 MW y 500 MW.
La principal obra que favorece el incremento de la capacidad operativa entre estos dos sistemas es la instalación de Compensadores Síncronos Estáticos Serie en el sistema de El Salvador, que permitirá descargar los transformadores 230/115 kV de SE Nejapa y 15 de septiembre.

Las capacidades operativas de Honduras con sus países adyacentes 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.

Capacidades operativas de transmisión entre pares de países adyacentes 2024-2025-2026 [MW] - Bloque sur

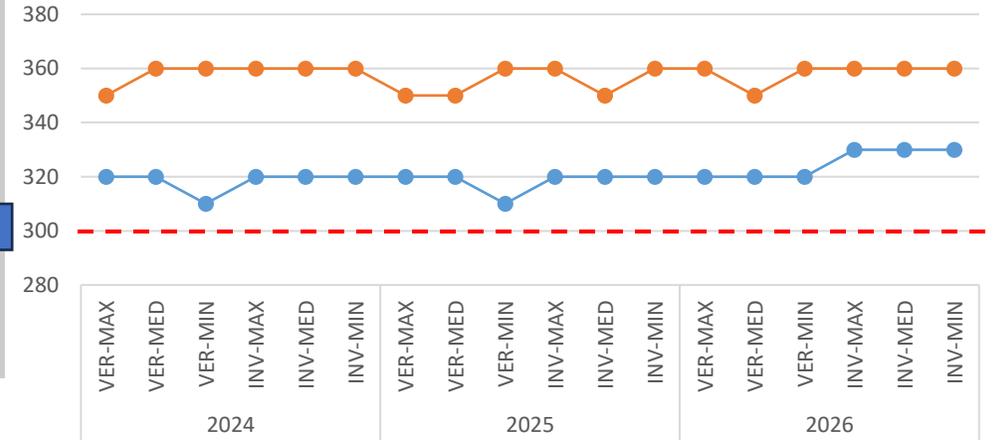
Honduras - Nicaragua

● Norte-Sur ● Sur-Norte



Nicaragua - Costa Rica

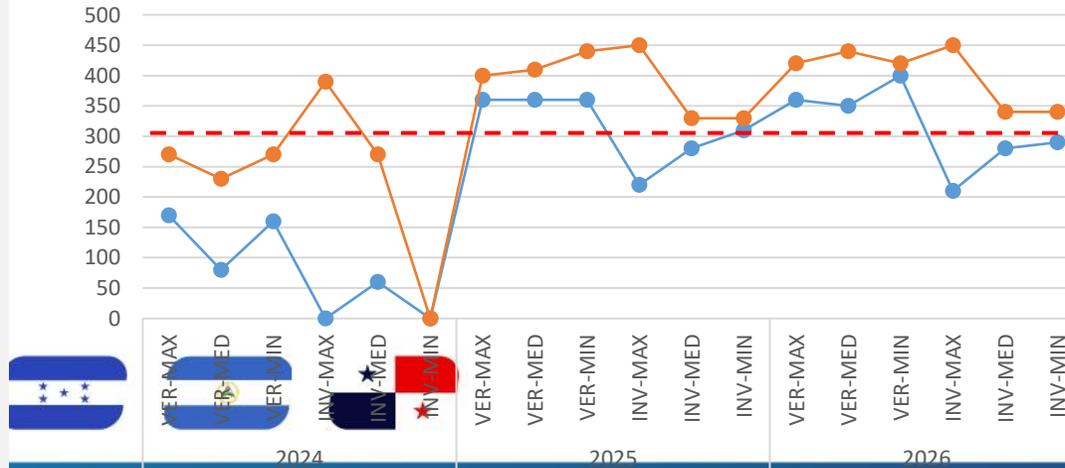
● Norte-Sur ● Sur-Norte



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-norte (transferencia desde Costa Rica hacia Nicaragua).

Costa Rica - Panamá

● Norte-Sur ● Sur-Norte



Las capacidades operativas de Honduras con sus países adyacentes 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.

Para 2024 se estiman valores muy limitados principalmente para importación, por sobrecarga de líneas 230 kV.

Desde 2025 se da incremento general de las COT con valores indicativos de hasta 450 MW, 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-Panamá.

SECCIÓN 4: 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.

Se identifican las sobrecargas y violaciones de voltaje en condición de transferencias de 300 MW por porteos, importación y exportación.



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

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Evaluación general	Presenta condiciones para cumplir con la COIIM	Presenta condiciones para cumplir con la COIIM	Restricciones por sobrecargas y violaciones de voltaje que limita su capacidad de importación y exportación entre 0 y 100 MW.	Presenta condiciones para cumplir con la COIIM	Presenta condiciones para cumplir con la COIIM	A partir de 2025 la capacidad operativa supera la COIIM.
Excepciones	Ninguna	Limitación para la capacidad de exportación en verano 2026, en demanda media.		Limitación de la capacidad de exportación y porteo sur-norte (hacia Honduras en 2024 y 2025).	Limitación de la capacidad de porteo norte-sur.	En 2024 está limitada la capacidad de importación por sobrecargas.
Restricciones relevantes		Sobrecarga de la línea 115 kV SE 15 Septiembre - SE Berlín.		Sobrecarga de la línea 230 kV Sandino-Frontera (SIEPAC), por una contingencia Línea Pavana-Santa Lucía.	Sobrecarga de la línea 230 kV Lindora – Garita (máxima sobrecarga 103%).	Sobrecargas en líneas de 230 kV.

CONCLUSIONES GENERALES DEL DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO DE LA RTR PARA EL HORIZONTE 2024-2026

1. Los países del MER se encuentran gestionando la ejecución de una cantidad importante proyectos en la red de transmisión nacionales, informadas a entrar en servicio en los años 2024 a 2026. 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 restricciones de la Red de Transmisión.
2. Los resultados 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 y cumplir con la COIIM en la mayoría de los escenarios operativos.
3. La red de transmisión de Honduras se observa con restricciones para cumplir con la COIIM, dando lugar a severas limitaciones para importar y exportar.
4. El sistema de transmisión de Panamá a partir del año 2025 se prevé con un incremento importante de su capacidad operativa debido a la repotenciación de un grupo importante de líneas de transmisión de sus corredores de 230 kV, permitiendo alcanzar capacidades operativas superiores a 300 MM.
6. Los valores de capacidad operativa estimados son indicativos, calculados solamente con análisis de estado estable y dependen de la ejecución de las ampliaciones de transmisión reportadas a entrar en servicio en el horizonte de estudio.



Avenida Las Magnolias, n° 128 colonia San Benito,
San Salvador, El Salvador, C.A.
PBX : (503) 2245-9900 FAX : (503) 2208-2368.
www.enteoperador.org

NOTA IMPORTANTE

El contenido del presente documento, junto con cualquier archivo adjunto, puede contener información propiedad del Ente Operador Regional -EOR.- titular de los derechos de autor de todo el contenido, diseño e imagen. Por lo anterior, está prohibido copiar, transmitir, retransmitir, transcribir, almacenar, alterar o reproducir parcial o total por cualquier medio electrónico o mecánico esta información, sin permiso por escrito por parte del EOR. Dicha información podría ser de carácter confidencial, propietaria o con derechos reservados y privilegios legales asociados. Su uso se debe circunscribir solamente al individuo o entidad para el cual la información fue originalmente destinada. Asimismo, el Ente Operador Regional-EOR, no se hace legalmente responsable por daños de cualquier tipo causados por el contenido del mensaje, por errores u omisiones, o por los archivos adjuntos. La integridad y seguridad de este mensaje no pueden ser garantizadas en el Internet.

Si usted no es el destinatario de este mensaje, por favor elimínelo. Asimismo, le agradecemos informarnos de cualquier uso indebido de nuestra infraestructura mediante el envío de un correo electrónico a : consultas-informacion@enteoperador.org

Anexo I

PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PREVISTOS A ENTRAR EN OPERACIÓN EN LOS AÑOS 2024 A 2026



GUATEMALA - PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PREVISTOS A ENTRAR EN OPERACIÓN EN LOS AÑOS 2024 A 2026

Líneas de Transmisión

No.	Fecha prevista	Nombre	kV	MVA
1	1/1/2023	Las Cruces - San Gabriel 230A	230	255
2	1/1/2024	Las Cruces - Guatemala Oeste 230A	230	424
3	1/1/2024	Las Cruces - Guatemala Oeste 230B	230	424
4	1/1/2024	Las Cruces - Palestina 230A	230	438.2
5	1/1/2024	Las Cruces - Palestina 230B	230	438.2
6	1/1/2024	Morales - Interfaz Rio Dulce 230	230	491.6
7	1/1/2024	Huehuetenango - San Marcos 230B	230	558.5
8	1/1/2025	Las Cruces - Sololá 230A	230	438.2
9	1/1/2025	Guatemala Oeste - Incienso 230A	230	424
10	1/1/2025	Izabal - Modesto Mendez 230	230	438.2
11	1/1/2025	Covadonga - Chiantla 230A	230	438.2
12	1/1/2025	Covadonga - Uspantán 230B	230	438.2
13	1/1/2026	Los Brillantes - La Esperanza 230A	230	424
14	1/1/2026	Los Brillantes - Sololá 230A	230	438.2
15	1/1/2026	Los Brillantes - Santa María 230A	230	424
16	1/1/2026	La Esperanza - Santa Maria 230A	230	424
17	1/1/2026	Chixoy - San Agustín 230B	230	438.2

Transformadores de potencia

No.	Fecha prevista	Nombre	kV	(MVA)	Anotaciones
1	1/1/2024	Guatemala Sur 138/69A	138/69	105	incremento capacidad
2	1/1/2024	Guatemala Sur 138/69B	138/69	105	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 Mendez 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 Maria 230/69	230/69	150	Incorporación SE Santa María

No se informó entrada de nuevos generadores en el sistema de Guatemala para el horizonte de 2024 a 2026.



EL SALVADOR - PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PREVISTOS A ENTRAR EN OPERACIÓN EN LOS AÑOS 2024 A 2026

Proyectos de generación

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

Los Compensadores Estáticos Síncronos Serie (SSSC por sus siglas en inglés), se identifican como elementos de gran importancia para eliminar restricciones a la Capacidad Operativa entre Guatemala-El Salvador, incidiendo en evitar sobrecarga de los transformadores de SE Nejapa y SE 15 de Septiembre.

Proyectos de transmisión

No.	Fecha prevista	Nombre	(kV)	(MVA)	Nota
1	30/04/2024	Compensadores Estáticos Síncrono serie - Trafos 230/115 kV 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 - Morazan 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

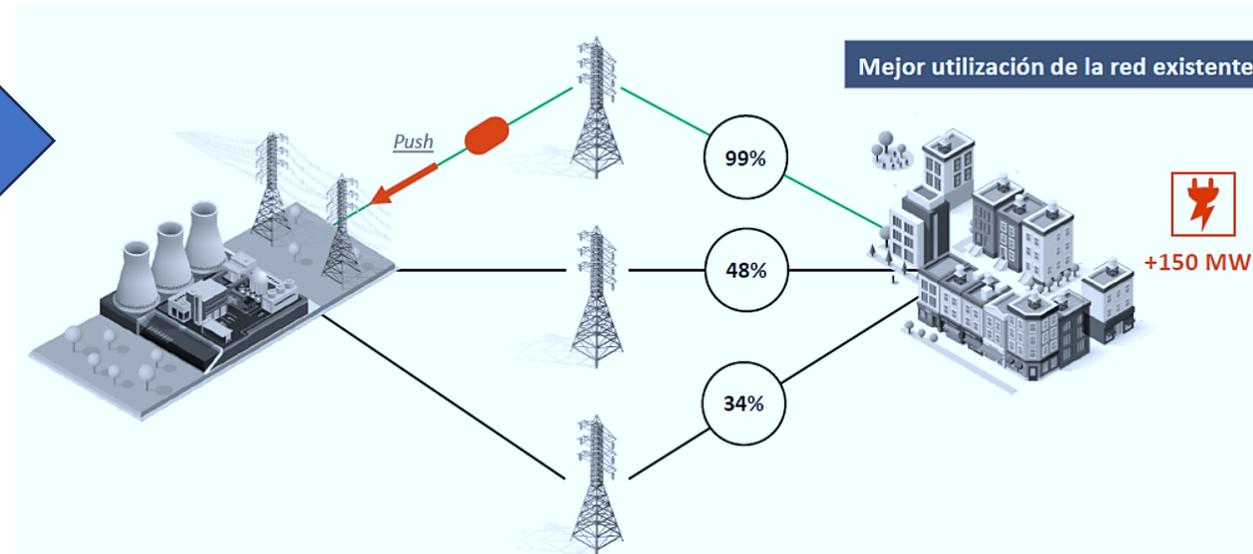
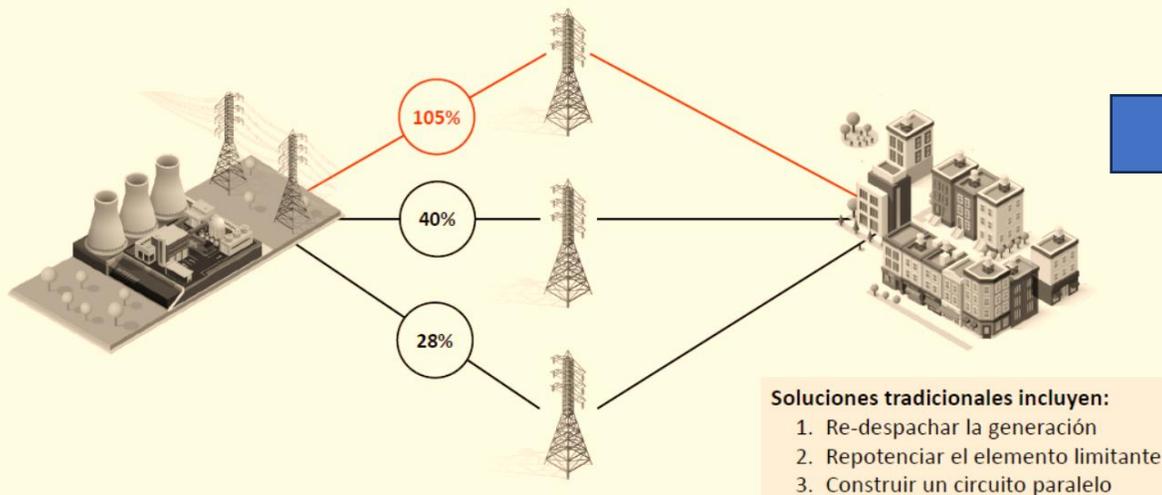


EL SALVADOR - PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PREVISTOS A ENTRAR EN OPERACIÓN EN LOS AÑOS 2024 A 2026

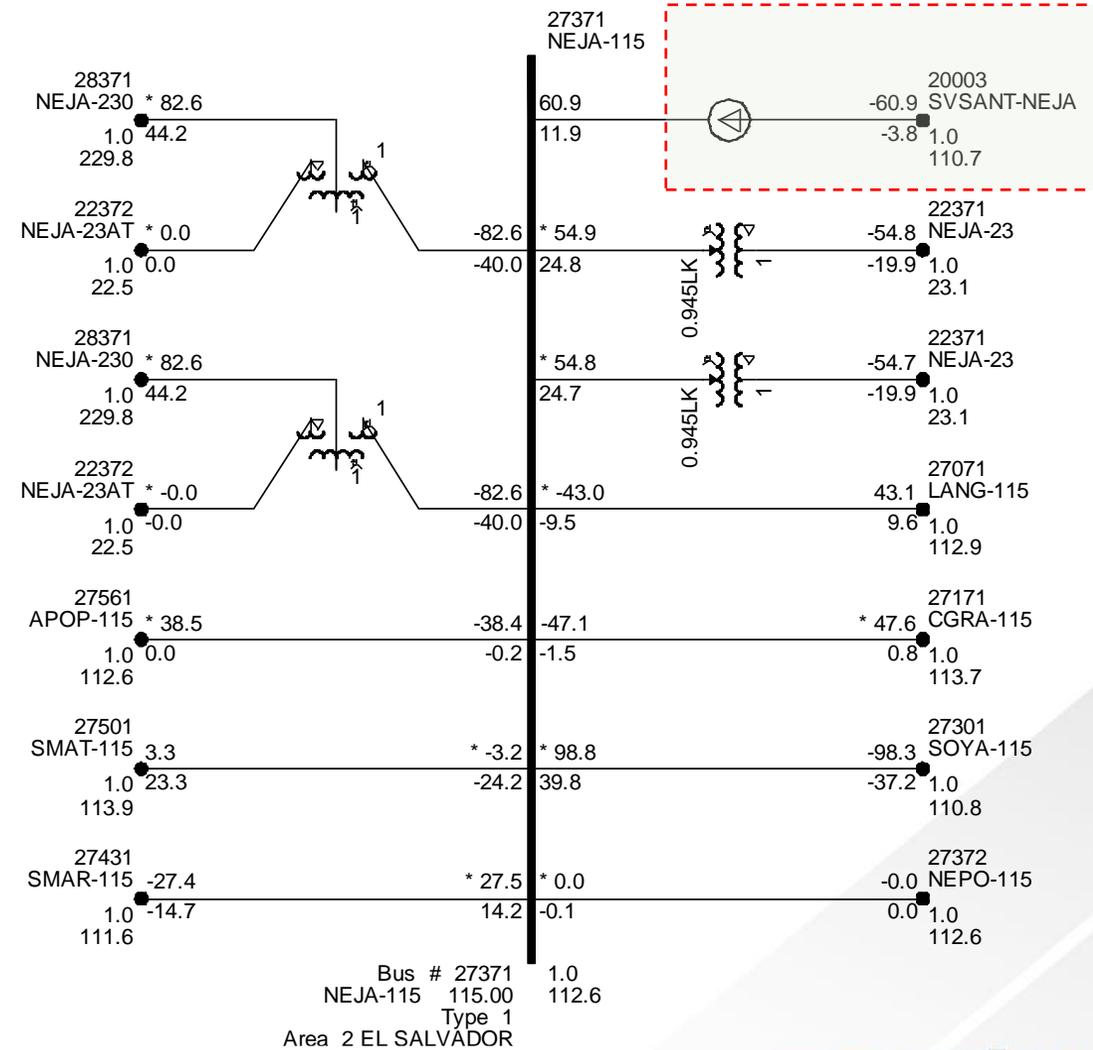
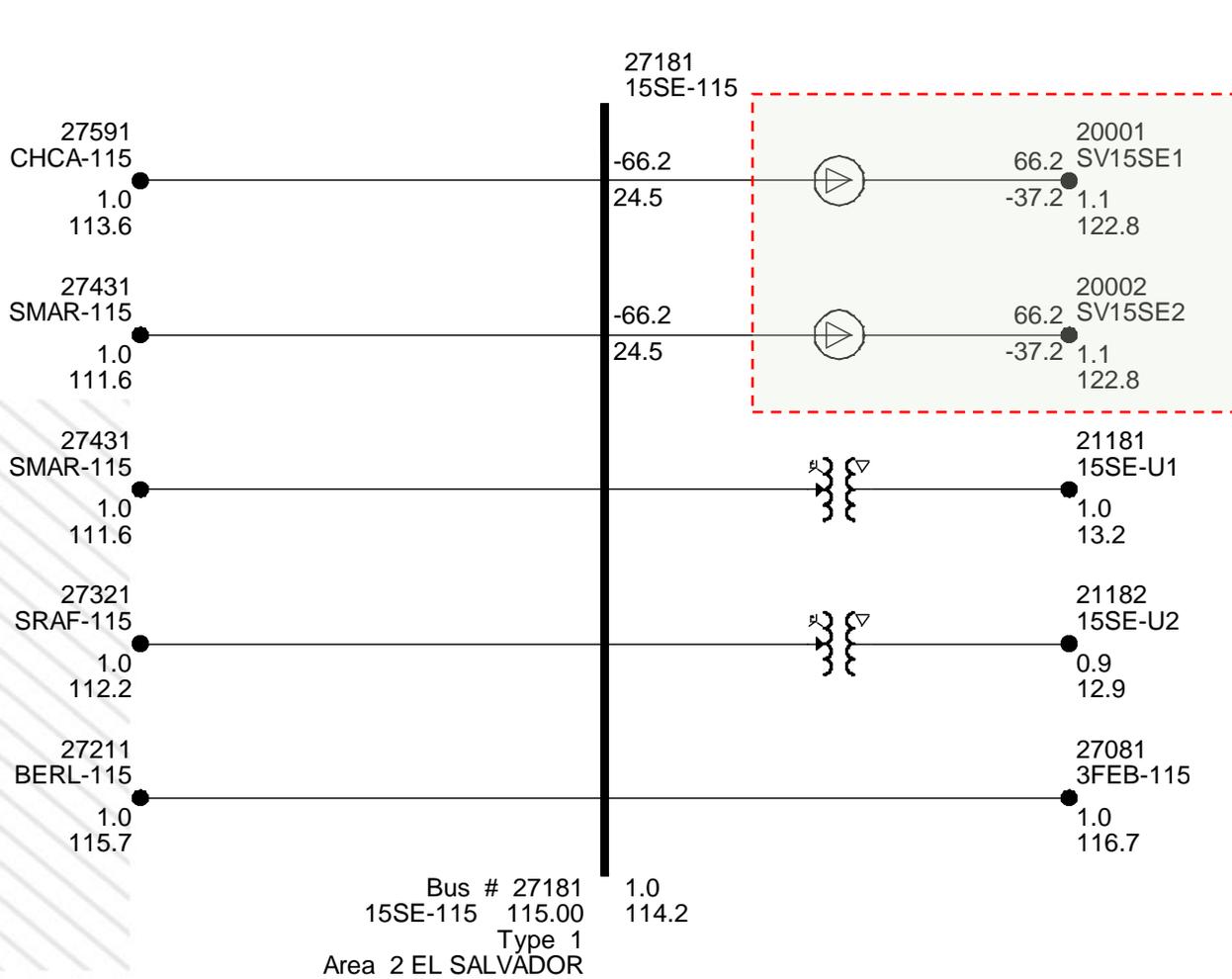
- Los Compensadores Estáticos Síncronos Serie (SSSC por sus siglas en inglés), pertenecen a la familia de dispositivos denominados FACTS- (Flexible AC Transmission System)

- El concepto de FACTS pertenece a una nueva generación de equipos basados en electrónica de potencia, básicamente con la misma función de otros equipos convencionales, pero con un alto grado de controlabilidad y capacidad de respuesta

- El SSSC es un tipo de FACTS conformado por un inversor de estado sólido, que inyecta un voltaje controlable en cuadratura con la corriente de línea, emulando un efecto de reactancia inductiva o capacitiva con el fin influenciar el flujo de potencia en la línea de transmisión



EL SALVADOR -PROYECTO DE INSTALACIÓN DE COMPENSADORES ESTÁTICOS SÍNCRONOS SERIE



HONDURAS - PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PREVISTOS A ENTRAR EN OPERACIÓN EN LOS AÑOS 2024 A 2026

Proyectos de generación

No.	Fecha	Proyecto	MW
1	1/1/2025	Hidroeléctrica Río Molo	3.9
2	1/1/2026	Hidro El Tornillito	198.7
3	1/1/2026	Eólico El Bijagual	112.5
4	1/1/2026	Proyecto Gas Puerto Cortez	470.0
Total [MW]			785.1

Refuerzos de transmisión
para incorporar la central
a Gas Puerto Cortez

Transformadores de potencia

No.	Fecha	Nombre	kV	MVA
1	1/1/2024	San Pedro Sula 230 T02	230/138	150
2	1/1/2024	San Pedro Sula 230 T01	230/138	150
3	1/1/2026	El Tornillito 230/138A	230/138	100
4	1/1/2026	El Tornillito 230/138B	230/138	100
5	1/1/2026	La Victoria 230/138A1	230/138	150
6	1/1/2026	La Victoria 230/138B1	230/138	150
7	1/1/2026	La Victoria 230/138C1	230/138	150



HONDURAS - PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PREVISTOS A ENTRAR EN OPERACIÓN EN LOS AÑOS 2024 A 2026

Líneas de transmisión

No.	Fecha	Nombre	kV	MVA	Nota
1	1/1/2024	Suyapa - Amarateca 230B	230	405.1	Retiro por incorporación SE El Sitio
2	1/1/2024	Bermejo - Merendón 138A	138	151.8	Retiro por incorporación SE Choloma
3	1/1/2024	Circunvalación - San Pedro Sula Sur 138A	138	151.8	Retiro por incorporación SE El Estadio
4	1/1/2024	Suyapa - Sitio 230A	230	405.1	Incorporación por cambio topología SE El Sitio
5	1/1/2024	Bella Vista - El Centro 138A	138	151.8	Incorporación
6	1/1/2024	Choloma - Bermejo 138A	138	151.8	Incorporación SE Choloma
7	1/1/2024	Circunvalacion - El Estadio 138A	138	151.8	Incorporación
8	1/1/2024	Lainez - Miraflores 138A	138	151.8	Incorporación
9	1/1/2024	Progreso - San Pedro Sula Sur 230A	230	456	Cambio tensión de 138 a 230 kV
10	1/1/2024	El Estadio - San Pedro Sula 138A	138	151.8	Incorporación
11	1/1/2024	Merendon - Choloma 138A	138	151.8	Incorporación SE Choloma
12	1/1/2024	San Pedro Sula Sur - San Buenavent 230A	230	455.3	Incorporación
13	1/1/2024	Central Azuc. Hond. - San Pedro Sula 138A	138	151.8	Incorporación
14	1/1/2026	Villanueva - San Pedro Sula Sur 138A	138	151.8	Repotenciación de 151.8 a 300 MVA
15	1/1/2026	Villa Nueva - Tornillito 138A	138	270	Incorporación hidro El Tornillito
16	1/1/2026	Villa Nueva - Tornillito 138B	138	270	Incorporación hidro El Tornillito
17	1/1/2026	Tornillio - San Buenaventura 230A (L647)	230	456.5	Incorporación hidro El Tornillito
18	1/1/2026	Cerro Grande - Amarateca 230A	230	405.1	Incorporación



HONDURAS - PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PREVISTOS A ENTRAR EN OPERACIÓN EN LOS AÑOS 2024 A 2026

Líneas de transmisión (continuación)

No.	Fecha	Nombre	kV	MVA	Nota
19	1/1/2026	Sitio - Cerro Grande 230A	230	405.1	Incorporación por cambio topología SE El Sitio
20	1/1/2026	Cañaveral 138 - Rio Lindo 138CB	138	151.8	Incorporación segundo circuito
21	1/1/2026	Bermejo - Bella Vista 138A	138	151.8	Repotenciación de 151.8 a 273.9 MVA
22	1/1/2026	Bermejo - Circunvalación 138A	138	151.8	Repotenciación de 151.8 a 273.9 MVA
23	1/1/2026	Bermejo - La Victoria 138B	138	273.9	Incorporación segundo circuito
24	1/1/2026	Bermejo - La Victoria 138C	138	273.9	Incorporación tercer circuito
25	1/1/2026	Choloma - La Victoria 138A	138	151.8	Repotenciación de 151.8 a 273.9
26	1/1/2026	La Entrada Copan - Santa Rosa 230A	230	455.3	Incorporación SE La Paz
27	1/1/2026	Patuca - Chichicaste 230A	230	455.3	Incorporación
28	1/1/2026	Agua Caliente - Prados 230A	230	455.3	Incorporación
29	1/1/2026	Zamorano - El Sitio 230A	230	455.3	Incorporación para prevenir sobrecargas en línea paralela L422
30	1/1/2026	Talanga - Amarateca 230A	230	456	Incorporación
31	31/12/2026	Puerto Cortez - La Victoria 230A	230	455	Incorporación Central Puerto Cortez
32	31/12/2026	Puerto Cortez - La Victoria 230B	230	455	Incorporación Central Puerto Cortez
33	31/12/2026	Puerto Cortez - Termica Sulzer 230A	230	455	Incorporación



NICARAGUA - PROYECTOS DE GENERACIÓN Y DE TRANSMISIÓN PREVISTOS A ENTRAR EN OPERACIÓN EN LOS AÑOS 2024 A 2026

Proyectos de Transmisión

No.	Fecha	Nombre	kV	MVA	Nota
1	1/1/2024	Tortuguero - Esperanza II 138	138	150	Incorporación
2	1/1/2025	Acoyapa - Gateada 138	138	30	Retiro por incorporación SE Gateada II
3	1/1/2025	San Francisco Libre - Planta Carlos Fonseca	138	150	Incorporación
4	1/1/2025	PHT - Planta Carlos Fonseca 138	138	150	Retiro
5	1/1/2025	San Francisco Libre - San Benito 138	138	150	Incorporación
6	1/1/2025	PHT - San Benito 138	138	150	Retiro
7	1/1/2025	Guanacastillo - Tipitapa 138	138	200	Repotenciación de 113 MVA a 200 MVA
8	1/1/2025	Planta Corinto-Corinto 138	138	150	Incorporación
9	1/1/2025	Chinandega - Corinto 138	138	150	Incorporación
10	1/1/2025	Jinotega-Pantasma 138	138	150	Incorporación
11	1/1/2025	Rivas - Tola 138	138	150	Incorporación
12	1/1/2025	Tola - San Juan del Sur 138	138	150	Incorporación
13	1/1/2025	Acoyapa - San Miguelito 138	138	150	Incorporación
14	1/1/2025	San Miguelito - San Carlos 138	138	150	Incorporación
15	1/1/2025	Bluefields - Esperanza II 138	138	150	Incorporación
16	1/1/2025	Mulukuku - Terrabona 230	230	374	Incorporación proyectos hidro El Carmen, Pedro y Mojolka
17	1/1/2025	Mulukuku - Boaco 230	230	374	Incorporación proyectos hidro Pedro y Mojolka

Proyectos de generación

No.	Fecha	Proyecto	Recurso	MW
3	1/1/2024	Solar 2	Solar FV	50.0
4	1/12/2024	Monte Rosa U4	Biomasa	30.0
5	1/1/2025	Solar 3	Solar FV	50.0
6	1/1/2026	Solar 4	Solar FV	50.0
				180



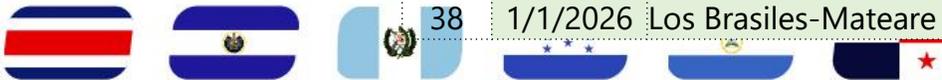
NICARAGUA - PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PREVISTOS A ENTRAR EN OPERACIÓN EN LOS AÑOS 2024 A 2026

Proyectos de Transmisión (continuación)

Las ampliaciones resaltadas en color amarillo contribuyen a reforzar la red troncal de transmisión de Nicaragua.

La mayor parte de las modificaciones y adición de líneas de transmisión, consisten en mejoras en sistemas radiales.

No.	Fecha	Nombre	kV	MVA	Nota
18	1/1/2025	Boaco - Gateada 230	230	374	Incorporación
19	1/1/2025	El Viejo - Jiquilillo 138	138	150	Incorporación
20	1/1/2025	Acoyapa II-La Gateada	138	30	Incorporación
21	1/1/2025	Acoyapa II-Acoyapa	138	30	Incorporación
22	1/1/2025	Catarina-Nandaime	138	200	Repotenciación de 96 MVA a 200 MVA
23	1/1/2025	Nandaime-Rivas	138	200	Repotenciación de 96 MVA a 200 MVA
24	1/1/2025	Masaya-Guanacastillo	138	200	Repotenciación de 150 MVA a 200 MVA
25	1/1/2025	Planta Energetica Corinto-Chinandega	138	100	Retiro
26	1/1/2026	La Paz Centro - Nagarote 2 69	69	36	Retiro
27	1/1/2026	Leon I - Leon II 138	138	150	Incorporación
28	1/1/2026	Leon II - CHG-138	138	150	Incorporación
29	1/1/2026	Nagarote 1 - La Paz Centro 138	138	150	Incorporación
30	1/1/2026	Leon II - La Paz Centro 138	138	150	Incorporación
31	1/1/2026	Leon I - Derivacion Leon II 69	69	35	Retiro
32	1/1/2026	Leon II - Derivacion Leon II 69	69	35	Retiro
33	1/1/2026	La Paz Centro - Derivacion Leon II 69	69	35	Retiro
34	1/1/2026	Nueva Guinea - Gateada II 138	138	150	Incorporación
35	1/1/2026	Kukrahill - Esperanza 138	138	150	Incorporación
36	1/1/2026	Los Brasiles-Ticuantepe	230	374	Retiro
37	1/1/2026	Ticuantepe-Mateare 1	230	374	Incorporación
38	1/1/2026	Los Brasiles-Mateare 1	230	374	Incorporación



COSTA RICA - PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PREVISTOS A ENTRAR EN OPERACIÓN EN LOS AÑOS 2024 A 2026

Proyectos de generación

No.	Fecha	Proyecto	MW
1	1/1/2024	Proyecto Eólico #1	20.0
2	1/1/2024	Hidro RC1	20.0
3	1/1/2025	Hidro RC2	25.0
4	1/1/2026	Proyecto Eolico #14	20.0
5	1/1/2026	Proyecto Eólico #4	20.0
6	1/1/2026	Proyecto Eólico #6	20.0
7	1/1/2026	Proyecto Eólico #7	20.0
8	1/1/2026	Proyecto Eólico #8	20.0
9	1/1/2026	Proyecto Solar #11	25.0
		Total [MW]	190

Proyectos de Transmisión

No.	Fecha	Nombre	kV	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
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



PANAMÁ - PROYECTOS DE GENERACIÓN PREVISTOS A ENTRAR EN OPERACIÓN EN LOS AÑOS 2024 A 2026

No.	Fecha	Proyecto	Recurso	MW
1	1/1/2024	Llano Sanchez	Solar FV	9.99
2	1/1/2024	PV Oro Solar	Solar FV	9.9
3	1/1/2024	PV Rodeo Solar	Solar FV	9.9
4	2/1/2024	PV Megasolar	Solar FV	10
5	7/1/2024	PV La Villa Solar	Solar FV	9.99
6	7/1/2024	HP Solar	Solar FV	20
7	9/1/2024	Generadora de Gatun, S.A.	Gas Natural	656.16
8	10/1/2024	PV San Carlos	Solar FV	0.15
9	1/1/2025	PV Solar Alanje 1	Solar FV	9.99
10	1/1/2025	PV Santiago (Ecoener)	Solar FV	9.9
11	1/1/2025	PV Ecosolar 3	Solar FV	10
12	1/1/2025	PV Ecosolar 4	Solar FV	10
13	1/1/2025	PV Ecosolar 5	Solar FV	10
14	1/1/2025	PV La Hueca	Solar FV	70
15	1/1/2025	PV SOLARPRO	Solar FV	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	Solar FV	9.99
19	6/1/2025	PV San Bartolo (Ecoener)	Solar FV	9.9

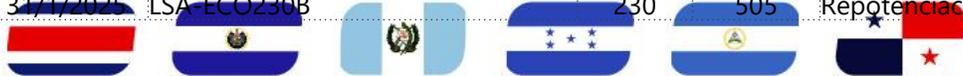
No.	Fecha	Proyecto	Recurso	MW
20	6/1/2025	Las Lajas	Solar FV	30
21	7/1/2025	RPM Solar Caizan 01	Solar FV	10
22	7/1/2025	RPM Solar Caizan 02	Solar FV	10
23	7/1/2025	PV Solar Alanje 3	Solar FV	9.99
24	7/1/2025	PV Agua Viva	Solar FV	9.9
25	7/1/2025	PV La Mesa (Ecoener)	Solar FV	9.9
26	7/1/2025	PV Esti Solar 2	Solar FV	6.62
27	10/1/2025	PV Chame Solar	Solar FV	20
28	10/1/2025	PV Gualaca Solar (Helios)	Solar FV	60
29	10/1/2025	Ra Solar	Solar FV	20
30	10/1/2025	El Coco	Solar FV	10
31	12/1/2025	RPM Solar Caizan 03	Solar FV	10
32	12/1/2025	Cerro Viejo Solar	Solar FV	20
33	12/1/2025	RPM Solar Caizan 04	Solar FV	10
34	12/1/2025	Tramontana	Eólico	60
35	1/1/2026	El Alto G4	Hidro	1.17
36	1/1/2026	PV Capira Solar	Solar FV	9.9
37	1/1/2026	PV La Inmaculada Solar	Solar FV	5
38	1/1/2026	Mendre Solar	Solar FV	5.5
39	1/1/2026	Pando Minicentral	Hidro	0.51
40	1/1/2026	Corotu Solar	Solar FV	9.98
41	6/1/2026	PV Panasolar IV	Solar FV	10
42	6/1/2026	PV Panasolar V	Solar FV	10
43	7/1/2026	Caimitillo	Eólico	1.87
44	10/1/2026	San Jose Solar 30MW	Solar FV	30
45	12/1/2026	PV Penonome 2	Solar FV	154
Total [MW]				1,422



PANAMÁ - PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PREVISTOS A ENTRAR EN OPERACIÓN EN LOS AÑOS 2024 A 2026

No.	Fecha	Nombre	kV	MVA	Nota
1	30/4/2024	CON-TELF 230-55	230	775	
2	30/4/2024	TELF-SBA 230-55	230	775	
3	30/4/2024	TELF-SBA 230 A	230	775	
4	30/6/2024	ECO-BUR 230-13A	230	279	
5	30/6/2024	230-39	230	505	
6	30/6/2024	BUR-PA3 230-12A	230	505	
7	30/6/2024	BUR-PA3 230-13A	230	505	
8	30/6/2024	PRO-BOQ230 (230	500	
9	30/6/2024	Frontera Progreso - Progreso 230	230	500	Repotenciación de 193 a 505
10	30/6/2024	Mata de Nance - Boqueron III 230	230	505	Repotenciación
11	30/8/2024	PRO-PRO2 230A	230	505	
12	30/8/2024	PRO-PRO2 230B	230	505	
13	30/8/2024	FRONTP-PRO2 230-10	230	505	Repotenciación
14	30/11/2024	SAB-STR 230 A	230	505	
15	30/11/2024	SAB-STR 230 B	230	505	
16	31/12/2024	BAY-CHE 230-1A	230	505	
17	31/12/2024	BAY-CHE 230-2A	230	505	
18	31/12/2024	PAC-CHE 230-1A	230	505	
19	31/12/2024	BVI-PA3 230A	230	247	
20	31/12/2024	BVI-PA3 230B	230	247	
21	31/12/2024	CHE-24DIC 230-2A	230	505	
22	31/12/2024	Bayano - Pacora 230	230	202	Retiro
23	31/12/2024	Bayano - 24 de Diciembre 230	230	202	Retiro
24	31/12/2024	PAN2-24DIC23	230	505	Repotenciación
25	31/12/2024	BAYANO-CHEPO	230	505	Planeadas
26	31/12/2024	BAYANO-CHEPO	230	505	Planeadas
27	31/12/2024	PAC-CHE230	230	505	Planeadas
28	31/12/2024	Panama II - Pacora 230	230	505	Repotenciación
29	31/1/2025	LSA-ECO230A	230	505	Repotenciación
30	31/1/2025	LSA-ECO230B	230	505	Repotenciación

No.	Fecha	Nombre	kV	MVA	Nota
31	31/1/2025	LSA-SBA230A	230	505	Repotenciación
32	31/1/2025	LSA-SBA230B	230	505	Repotenciación
33	31/1/2025	VEL-SBA230A	230	505	Repotenciación
34	31/1/2025	VEL-SBA230B	230	505	Repotenciación
35	31/1/2025	ECO-BUR230A	230	505	Repotenciación
36	31/7/2025	MDN-CAL 230-7	230	249	Planeadas
37	31/7/2025	MDN-CAL 230-8	230	249	Planeadas
38	31/7/2025	FOR-CAL 230-7	230	249	Planeadas
39	31/7/2025	FOR-CAL 230-8	230	249	Planeadas
40	31/7/2025	LSA-EHI230A	230	611	Repotenciación
41	31/7/2025	LSA-EHI230B	230	611	Repotenciación
42	31/7/2025	PAN-CHO230A	230	611	Repotenciación
43	31/7/2025	PAN-CHO230B	230	611	Repotenciación
44	31/7/2025	CHO-EHI230A	230	611	Repotenciación
45	31/7/2025	CHO-EHI230B	230	611	Repotenciación
46	31/7/2025	LSA-VEL230C	230	505	Repotenciación
47	31/7/2025	Llano Sanchez - Bella Vista 230	230	611	Retiro
48	30/9/2025	FOR-CHG 230-20A	230	307	Planeadas
49	30/9/2025	CHA-CHG 230-30	230	307	Planeadas
50	30/9/2025	ESP-CHG 230-20A	230	307	Planeadas
51	30/9/2025	CAN-CHG 230-30	230	307	Planeadas
52	30/9/2025	CHG-PA3-230A	230	663	Planeadas
53	30/9/2025	CHG-PA3-230B	230	663	Planeadas
54	30/9/2025	Fortuna - Esperanza 230	230	307	Retiro
55	30/9/2025	Changuinola - Canazas 230	230	307	Retiro
56	31/12/2025	PA2-GON 230-54	230	505	Planeadas
57	31/12/2025	SAB-GON 230-54	230	505	Planeadas





REVISIÓN DEL REPORTE DEL DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO DE LA RTR CORRESPONDIENTE AL HORIZONTE 2024-2026



Normativa aplicable

I. Libro III

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 planificación regional, (...)
- b) Reporte del Diagnóstico de Mediano Plazo (...);
- c) Reporte de la Planificación de la generación regional (...).

II. **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.”

III. 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.

Guía de verificación del estudio de DMP

Aspecto	Criterio	Check
1. Periodo evaluado	1.1 Identificar si el periodo y los años evaluados corresponden al año siguiente que se inicia los estudios.	✓
2. Modelos de simulación	2.1 Verificar la <u>utilización del PSS/E y la preparación de los archivos .sav correspondientes a los escenarios base de máxima, media y mínima demanda, de estación seca y húmeda.</u>	
3. Representación del sistema	3.1 Los necesarios para flujos de potencia y contingencias simples para propósitos de planificación de redes de transmisión.	
4. Pronóstico de demanda	4.1 Realiza la proyección de la demanda por país, y a partir de allí, obtener la demanda por punto de entrega para los escenarios base.	
5. Plan de expansión de la generación y la transmisión nacional	5.1 Listar expansiones de la generación y la transmisión nacional de corto plazo por país, nodo, capacidad, fecha de entrada. El proyecto de expansión nacional debe estar incluido en los archivos .sav correspondientes en tiempo y forma, incorporando la información técnica pertinente.	
6. Usos de lineamientos del estudio DMP	6.1 Determina 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 N y N-1;	
	6.2 Estima la Capacidad Operativa de Transmisión, para los escenarios base, sin considerar como limitantes las sobrecargas y violaciones de voltaje identificadas en el literal a) anterior, salvo aquellas que aumenten al incrementar las transferencias.	
	6.3 Identifica las restricciones para alcanzar y mantener la COIIM.	
7. Tipos de estudios	7.1 Verificar si el DMP se apega a lo establecido en los lineamientos del [18.1.2, a), I].	
8. CCSD	8.1 Verificar el uso de los CCSD del capítulo 16 del Libro III del RMER.	
9. Revisión de resultados OS/OM	9.1 Verificar si el EOR revisó, junto con los OS/OMS, los resultados de dicho diagnóstico, con las entidades nacionales correspondientes.	

Modelos de simulación (casos base)

Guatemala		2024	2025	2026
Época seca	Máxima	CB_MAX_VER_2024	CB_MAX_VER_2025	CB_MAX_VER_2026
	Media	CB_MED_VER_2024	CB_MED_VER_2025	CB_MED_VER_2026
	Mínima	CB_MIN_VER_2024	CB_MIN_VER_2025	CB_MIN_VER_2026
Época lluviosa	Máxima	CB_MAX_INV_2024	CB_MAX_INV_2025	CB_MAX_INV_2026
	Media	CB_MED_INV_2024	CB_MED_INV_2025	CB_MED_INV_2026
	Mínima	CB_MIN_INV_2024	CB_MIN_INV_2025	CB_MIN_INV_2026

- Cada país preparó su caso base sin intercambios y el EOR los integró.
- Los archivos son funcionales y convergen.
- Se examinó información por área tales como: total generado, demanda total, intercambios, entre otros.
- Se verificó la representación del sistema para análisis de contingencias, se puede comprobar la cargabilidad de los elementos y la condición de voltaje.



Guía de verificación del estudio de DMP

Aspecto	Criterio	Check
1. Periodo evaluado	1.1 Identificar si el periodo y los años evaluados corresponden al año siguiente que se inicia los estudios.	✓
2. Modelos de simulación	2.1 Verificar la utilización del PSS/E y la preparación de los archivos .sav correspondientes a los escenarios base de máxima, media y mínima demanda, de estación seca y húmeda.	✓
3. Representación del sistema	3.1 Los necesarios para flujos de potencia y contingencias simples para propósitos de planificación de redes de transmisión.	✓
4. Pronóstico de demanda	4.1 Realiza la proyección de la demanda por país, y a partir de allí, obtener la demanda por punto de entrega para los escenarios base.	✓
5. Plan de expansión de la generación y la transmisión nacional	5.1 Listar expansiones de la generación y la transmisión nacional de corto plazo por país, nodo, capacidad, fecha de entrada. El proyecto de expansión nacional debe estar incluido en los archivos .sav correspondientes en tiempo y forma, incorporando la información técnica pertinente.	✓
6. Usos de lineamientos del estudio DMP	6.1 Determina 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 N y N-1;	
	6.2 Estima la Capacidad Operativa de Transmisión, para los escenarios base, sin considerar como limitantes las sobrecargas y violaciones de voltaje identificadas en el literal a) anterior, salvo aquellas que aumenten al incrementar las transferencias.	
	6.3 Identifica las restricciones para alcanzar y mantener la COIIM.	
7. Tipos de estudios	7.1 Verificar si el DMP se apega a lo establecido en los lineamientos del [18.1.2, a), I].	
8. CCSD	8.1 Verificar el uso de los CCSD del capítulo 16 del Libro III del RMER.	
9. Revisión de resultados OS/OM	9.1 Verificar si el EOR revisó, junto con los OS/OMS, los resultados de dicho diagnóstico, con las entidades nacionales correspondientes.	

Utilización de lineamientos

Identificación de incumplimientos a los CCSD sin transferencias entre países.

NORMATIVA:

Conforme a los lineamientos del literal a) del numeral 10.2.3.1 del Libro III del RMER, el EOR deberá *“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;”*

RESULTADO DEL ANÁLISIS DEL REPORTE DMP:

Del análisis efectuado al Reporte de DMP, se obtuvieron los siguientes resultados:

1. No se reportan sobrecargas ni violaciones de voltaje en los sistemas de transmisión de Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Costa Rica conforme a los CCSD.
2. El sistema Hondureño presenta sobrecargas en diferentes elementos de transmisión 138 kV ubicados principalmente en la zona norte del sistema incluyendo tres transformadores de potencia 230/138 kV de las subestaciones Amarateca, Toncontín y Suyapa, así como violaciones de la banda de operación de voltaje en distintos nodos de la red de 138 kV.
3. El sistema panameño presenta incumplimientos de los CCSD, específicamente, sobrecargas fuera de la banda permitida en diversos elementos de la red de transmisión solamente para el año 2024, no obstante, considerando como límite de capacidad denominado Rate C, no se reportan sobrecargas.



Utilización de lineamientos

Capacidades operativas de transmisión entre pares de países adyacentes.

NORMATIVA:

Conforme a lo establecido en el literal b) del numeral 10.2.3.1 del Libro III del RMER, el EOR deberá **“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;”**

Año	Época	Demanda	Norte - Sur						Sur-Norte					
			GUA-ESA	GUA-HON	ESA-HON	HON-NIC	NIC-CRI	CRI-PAN	ESA-GUA	HON-GUA	HON-ESA	NIC-HON	CRI-NIC	PAN-CRI
2024	Seca	Máxima	450	450	450	80	320	170	280	80	80	310	350	270
		Media	510	60	0	0	320	80	330	0	0	0	360	230
		Mínima	380	380	400	290	310	160	360	560	440	300	360	270
	Lluviosa	Máxima	470	390	390	70	320	0	280	70	70	310	360	390
		Media	500	20	0	0	320	60	380	0	0	0	360	270
		Mínima	470	410	240	290	320	0	400	460	370	300	360	0
2025	Seca	Máxima	450	450	460	30	320	360	280	30	30	310	350	400
		Media	460	0	0	0	320	360	350	0	0	40	350	410
		Mínima	370	300	420	290	310	360	330	530	420	300	360	440
	Lluviosa	Máxima	470	360	390	80	320	220	300	80	80	310	360	450
		Media	500	0	0	0	320	280	400	0	0	0	350	330
		Mínima	480	410	450	290	320	310	400	480	380	300	360	110
2026	Seca	Máxima	440	0	0	0	320	360	300	50	0	0	360	420
		Media	430	40	50	300	320	350	230	500	370	20	350	440
		Mínima	410	400	440	290	320	400	350	440	210	310	360	420
	Lluviosa	Máxima	460	320	410	0	330	210	310	0	0	310	360	450
		Media	510	320	230	300	330	280	400	500	380	130	360	340
		Mínima	470	400	440	290	330	290	410	450	390	310	360	60

Fuente: Elaboración Propia, sobre la base de la información remitida por el EOR.



Utilización de lineamientos

Análisis de restricciones en la red de transmisión para alcanzar y mantener la COIIM

NORMATIVA:

Conforme a lo establecido en el literal c) del numeral 10.2.3.1 del Libro III del RMER, el EOR deberá **“Identificar las restricciones para alcanzar y mantener la COIIM.”**

País	RESTRICCIONES AL 2026		
	SIN TRANSFERENCIA	COT (Norte Sur: --> ; Sur Norte: <--)	Restricciones para alcanzar y mantener la COIIM
Guatemala	Tx 400/230 kV SE Los Brillantes (240 MW importados)	-	-
El Salvador	-	<u>GU<--ES</u> LT 115 kV 15SE-BERL	LT 115 kV 15 de Septiembre-Berlín
Honduras	LT 138 kV Bermejo-Choloma LT 138 kV Bermejo-Las Victorias LT 138 kV Choloma-Masca LT 138 kV Choloma-Merendón LT 138 kV Masca-Térmica Sultzter	<u>GU,ES-->HO:</u> Tx 230/138 kV SE Amaratéca ' <u>GU,ES-->HO-->NI; GU,ES<--HO<--NI:</u> Tx 230/138 kV SE Toncontín LT 138 kV Bermejo-Choloma <u>ES<--HO:</u> LT 138 kV Choloma-Merendón <u>HO<--NI:</u> LT 230 kV Suyapa-Cerro de Hula	LT 138 kV Bermejo-Choloma LT 138 kV Bermejo-Las Victorias LT 138 kV Choloma-Merendón LT 138 kV Masca-Térm. Sultzter LT 230 kV Pavana-Santa Lucía LT 230 kV Prado-Frontera Nic LT 230 kV Suyapa-Cerro de Hula Tx 230/138 kV SE Toncontín
Nicaragua	-	-	-
Costa Rica	-	-	LT 230 kV Lindora-Garita
Panamá	LT 230 kV Fortuna-Guasquita-18 LT 230 kV Progreso -Baitún-27 LT 230 kV-Progreso-Portón-8A LT 115 kV PAN-MOS 22 Y 38 LT 115 Kv PAN-TIN -9 LT-115 Kv PAN-TOC 32 Y 33 LT 115 Kv CVI-SFR -11 LT 115 Kv LOC-CBA -39 Y 40 LT 115 Kv LSA-ARE -13	<u>CR-->PA:</u> LT 230 kV Mata de Nance-Boquerón III Tx T2 y T3 230/115 kV SE Mata Nance LT 230 kV Llano Sánchez-San Bartolo LT 230 kV Changuinola-Chiriquí <u>CR<--PA:</u> Tx T2 y T3 230/115 kV SE Mata Nance LT 230 kV Progreso-Baitún LT 230 kV Fortuna-Chiriquí	<u><--PA:</u> LT 230 kV Progreso-Baitún-27 LT 230 kV Progreso-Portón-8A Tx 230/115 kV Progreso - T2 <u>-->PA:</u> LT 230 kV Changuinola-Chiriquí Grande LT 230 kV Esperanza-Chiriquí Grande

Fuente: Elaboración Propia, sobre la base de la información remitida por el EOR.

Nota: En Panamá, se ha resaltado en rojo el único elemento que estaría restringiendo al considerar el Rate C.

Guía de verificación del estudio de DMP

Aspecto	Criterio	Check
1. Periodo evaluado	1.1 Identificar si el periodo y los años evaluados corresponden al año siguiente que se inicia los estudios.	✓
2. Modelos de simulación	2.1 Verificar la utilización del PSS/E y la preparación de los archivos .sav correspondientes a los escenarios base de máxima, media y mínima demanda, de estación seca y húmeda.	✓
3. Representación del sistema	3.1 Los necesarios para flujos de potencia y contingencias simples para propósitos de planificación de redes de transmisión.	✓
4. Pronóstico de demanda	4.1 Realiza la proyección de la demanda por país, y a partir de allí, obtener la demanda por punto de entrega para los escenarios base.	✓
5. Plan de expansión de la generación y la transmisión nacional	5.1 Listar expansiones de la generación y la transmisión nacional de corto plazo por país, nodo, capacidad, fecha de entrada. El proyecto de expansión nacional debe estar incluido en los archivos .sav correspondientes en tiempo y forma, incorporando la información técnica pertinente.	✓
6. Usos de lineamientos del estudio DMP	6.1 Determina 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 N y N-1;	✓
	6.2 Estima la Capacidad Operativa de Transmisión, para los escenarios base, sin considerar como limitantes las sobrecargas y violaciones de voltaje identificadas en el literal a) anterior, salvo aquellas que aumenten al incrementar las transferencias.	✓
	6.3 Identifica las restricciones para alcanzar y mantener la COIIM.	✓
7. Tipos de estudios	7.1 Verificar si el DMP se apega a lo establecido en los lineamientos del [18.1.2, a), I].	✓
8. CCSD	8.1 Verificar el uso de los CCSD del capítulo 16 del Libro III del RMER.	✓
9. Revisión de resultados OS/OM	9.1 Verificar si el EOR revisó, junto con los OS/OMS, los resultados de dicho diagnóstico, con las entidades nacionales correspondientes.	✓



Conclusiones

- I. Se completó la revisión del Reporte de Diagnóstico de Mediano Plazo del periodo 2024-2026, utilizando la guía de verificación.
- II. Para cada uno de los ítems de la guía de verificación se realizó un análisis de los lineamientos utilizados y **se verificó la congruencia o consistencia de los resultados del Reporte de Diagnóstico de Mediano Plazo**; en este sentido, se concluye que el EOR cumplió con el mínimo de actividades descritas en la mencionada guía .



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

GRACIAS POR SU ATENCIÓN.



crie.org.gt



comunicacion@crie.org.gt

PREGUNTAS

?



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL



INTERMEDIO



Regresamos
en 10 min.



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL



La planificación periódica y cuidadosa de la transmisión eléctrica regional es esencial para fomentar el crecimiento económico de los países de la región e incentivar la competitividad en el mercado eléctrico.





ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

REPORTE DE LA PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN REGIONAL, CORRESPONDIENTE AL PERÍODO 2024-2038

Presentación
Resultados de la Planificación regional
2024-2038

Dirigida a las entidades planificadoras nacionales y reguladores
30-julio-2024

CONTENIDO

1. Antecedentes Regulatorios
2. Procedimiento para el desarrollo del estudio
3. Información utilizada
4. Definición de Escenarios de Expansión
5. Resultados de la Planificación de la Generación
6. Conclusiones

Marco Regulatorio (RMER– Libro III)

Política y premisas técnicas

10.1.5 El EOR deberá solicitar al CDMER la política de integración eléctrica regional, a más tardar el último día hábil de octubre, previo al año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional. Si para el último día hábil de noviembre del año indicado, el CDMER no emite la referida política, el EOR desarrollará las premisas técnicas mínimas sobre las cuales basará su ejercicio de planificación regional...

Nota CDMER 2023-0412 - 12 de abril de 2023:
CDMER remitió al EOR el documento denominado

"Políticas específicas de integración eléctrica regional del Mercado Eléctrico de América Central en lo que se refiere a generación y transmisión regional".

Horizonte

10.3.5.4 El EOR realizará la Planificación de la Generación Regional para un horizonte de quince (15) años, contados a partir del año siguiente en que se inicia el estudio...

10.3.5.4 b) Escenarios de expansión de la generación:

Los escenarios deberán ser representativos y considerarán al menos:

- i. un escenario base;
- ii. un escenario que tome en cuenta el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional y/o tendencias del desarrollo de la generación; y
- iii. un escenario que tome en cuenta futuras interconexiones y/o la evolución del MER.

Escenario para la expansión de la transmisión regional

- g) El EOR seleccionará el escenario de expansión de la generación que será utilizado para la planificación de la transmisión regional, el cual deberá incluir las fechas decididas y estimadas, según corresponda, de entrada en operación de los proyectos de generación.

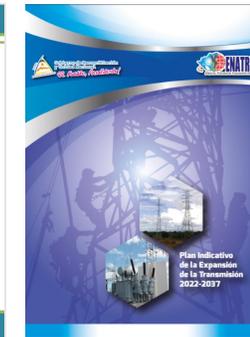


Mapa del Proceso



Información Utilizada - Planes Nacionales de Expansión

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



DEFINICIÓN DE ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

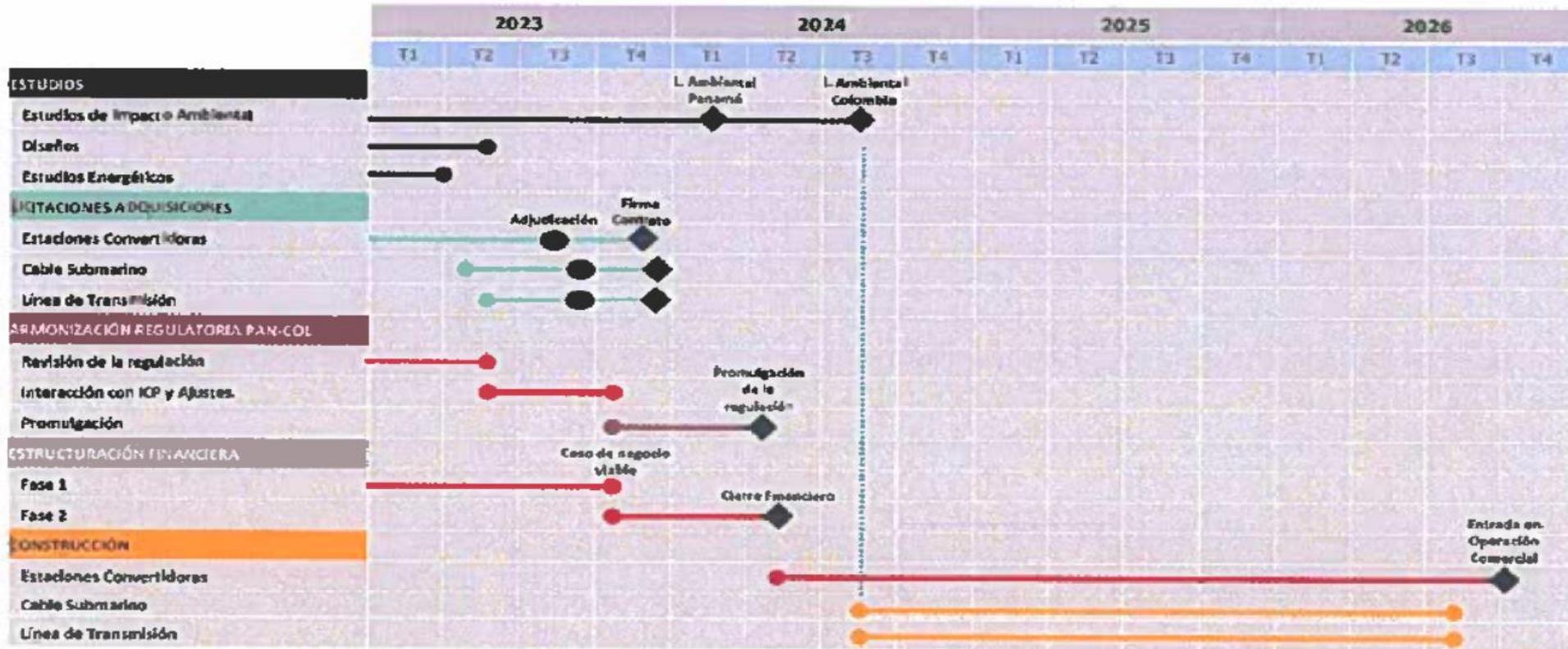


Consideración de la Interconexión Colombia-Panamá

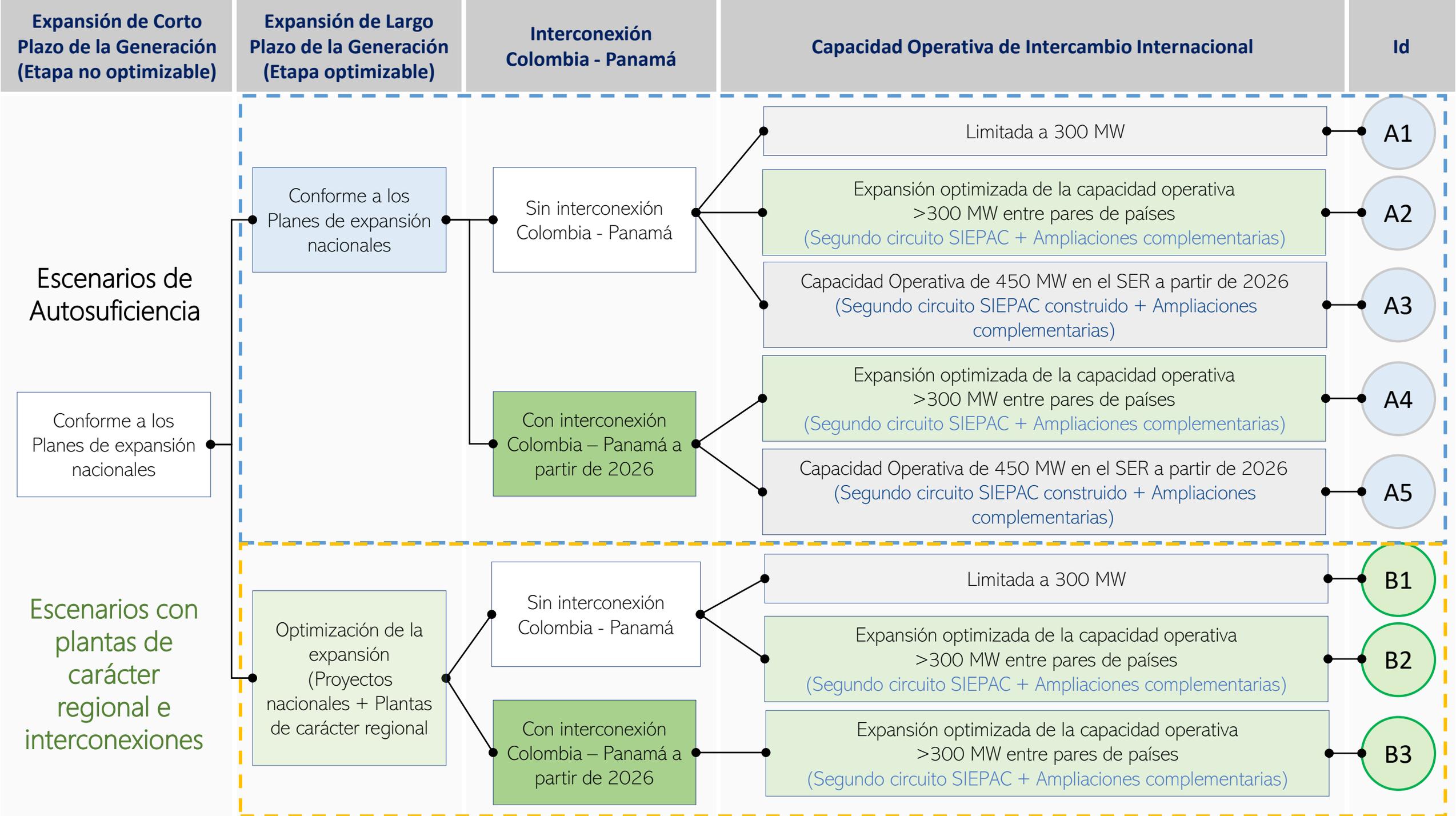
Cronograma Informado

Nota ICP-0011-1, del 14 de abril de 2023

1-Cronograma general de desarrollo del proyecto



Ruta crítica

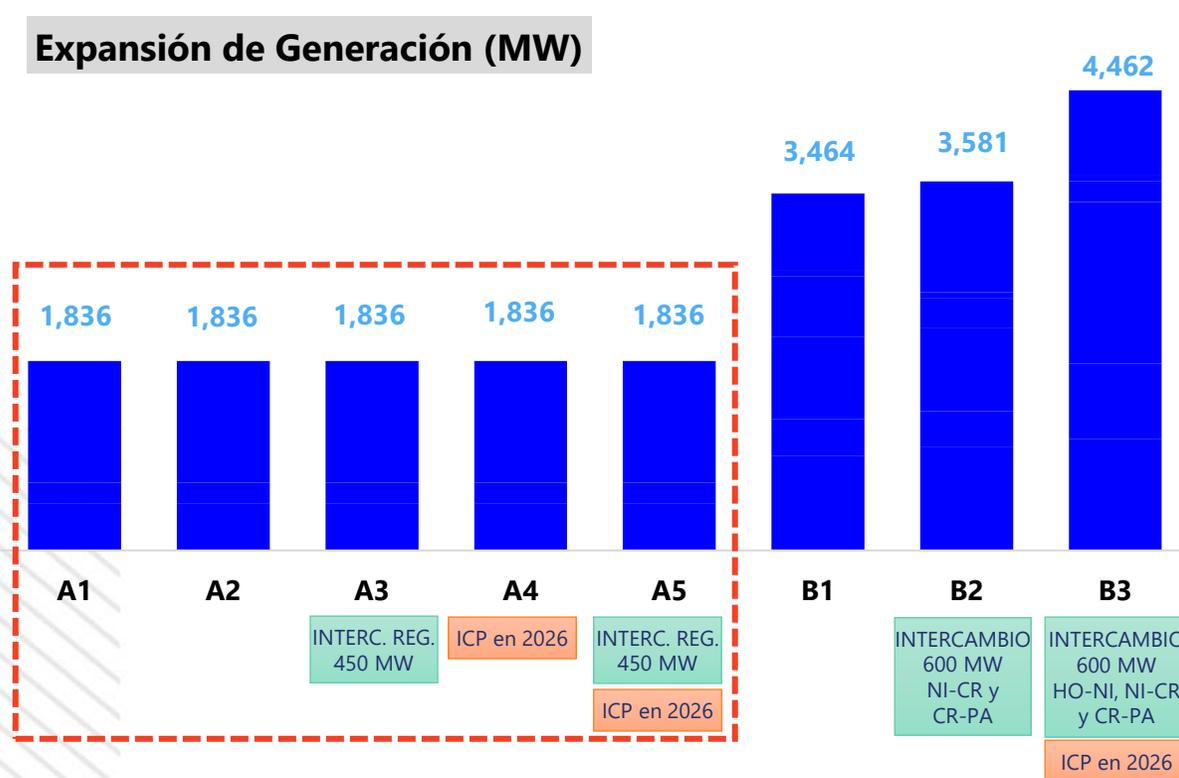


RESULTADOS DE LA PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN

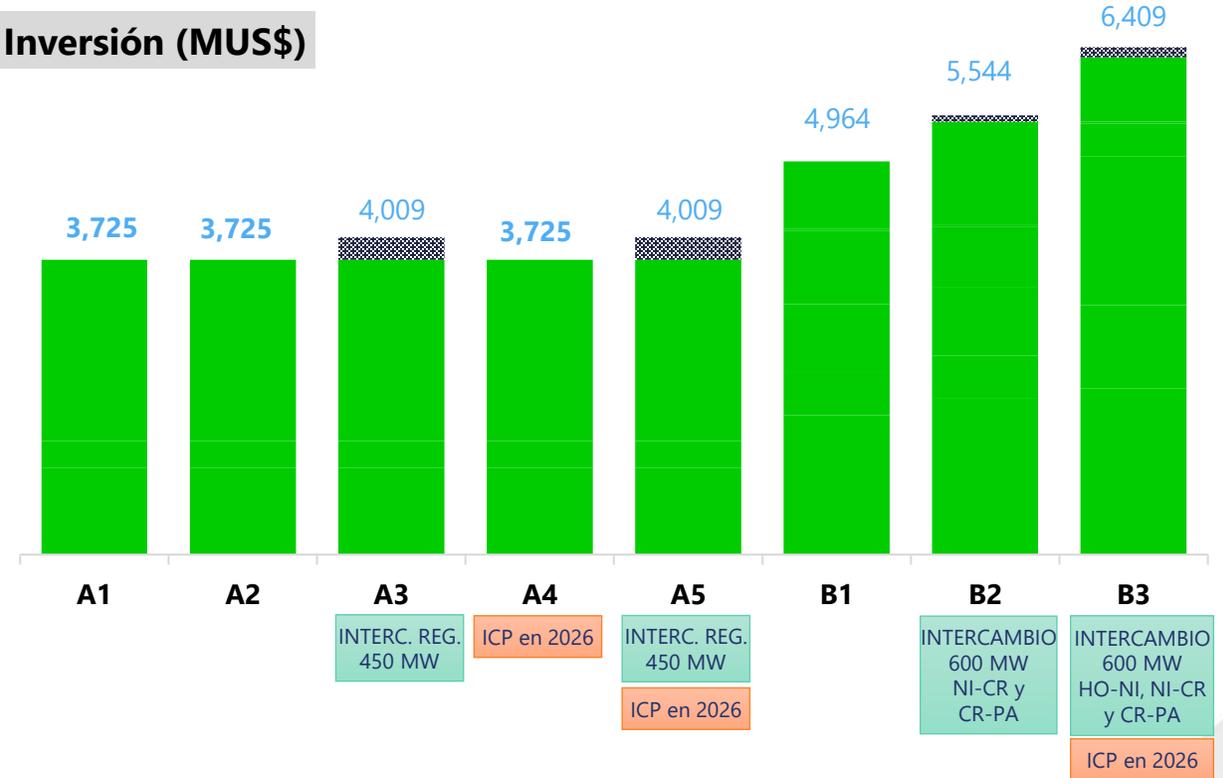


Expansión de Generación Resultante para el Largo Plazo (2029-2038) e Inversión por Escenario

Expansión de Generación (MW)



Inversión (MUS\$)

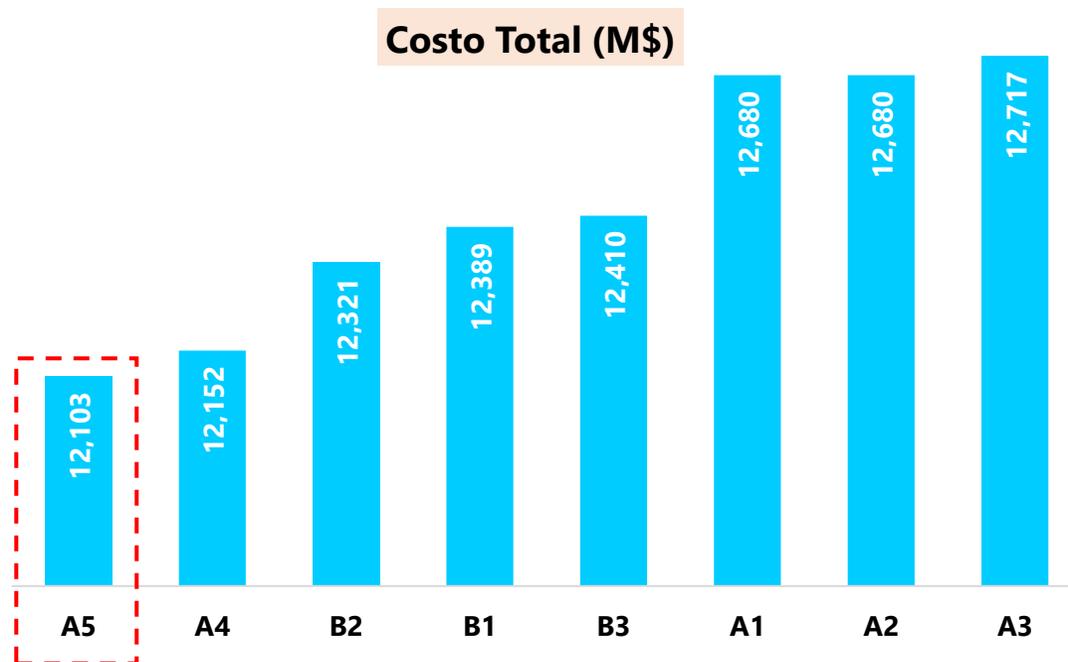


Los escenarios de autosuficiencia **A1** al **A5** contemplan la expansión de generación indicativa informada por los países, diferenciándose por el proyecto **ICP** en los escenarios **A4** y **A5**, así como el incremento de la capacidad de intercambio regional hasta **450 MW** en los escenarios **A3** y **A5**, que se consideraron en operación **a partir de 2026**.



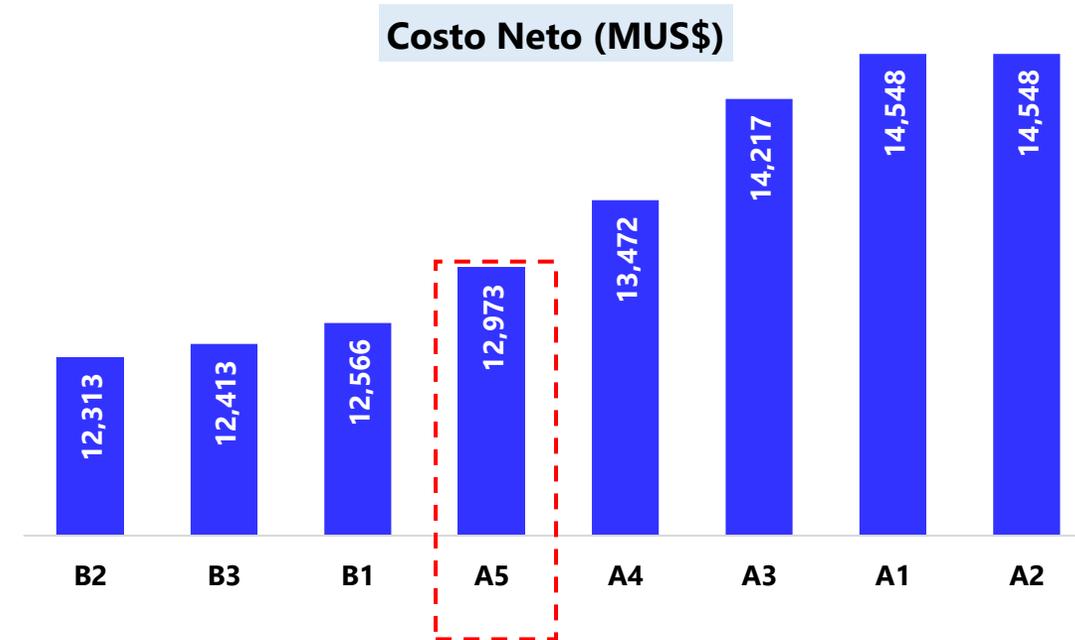
Los escenarios **B2** y **B3** incorporan mayor generación, pero también resulta el incremento de la capacidad de intercambio regional hasta **600 MW** entre los sistemas de **Honduras – Nicaragua, Nicaragua – Costa Rica** y **Costa Rica Panamá**.

Costos Incrementales + Beneficio de la Demanda Elástica



El Escenario **A5** resultó el de menor costo total (inversión + costo operativo) de todos los escenarios.

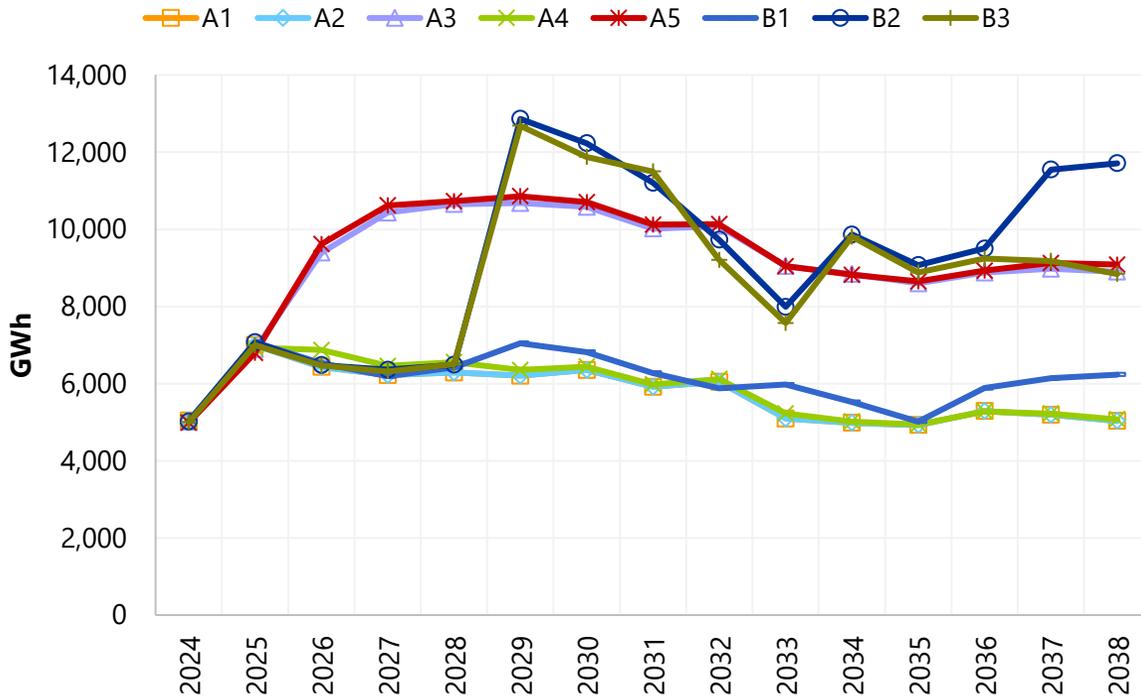
Los escenarios **B1, B2 y B3** si bien resultan ser los de menor costo incremental neto, suponen una **optimización integrada** de la expansión de la generación en la región, lo cual no corresponde a las políticas de expansión ni de la operación que se practica en nuestra región actualmente.



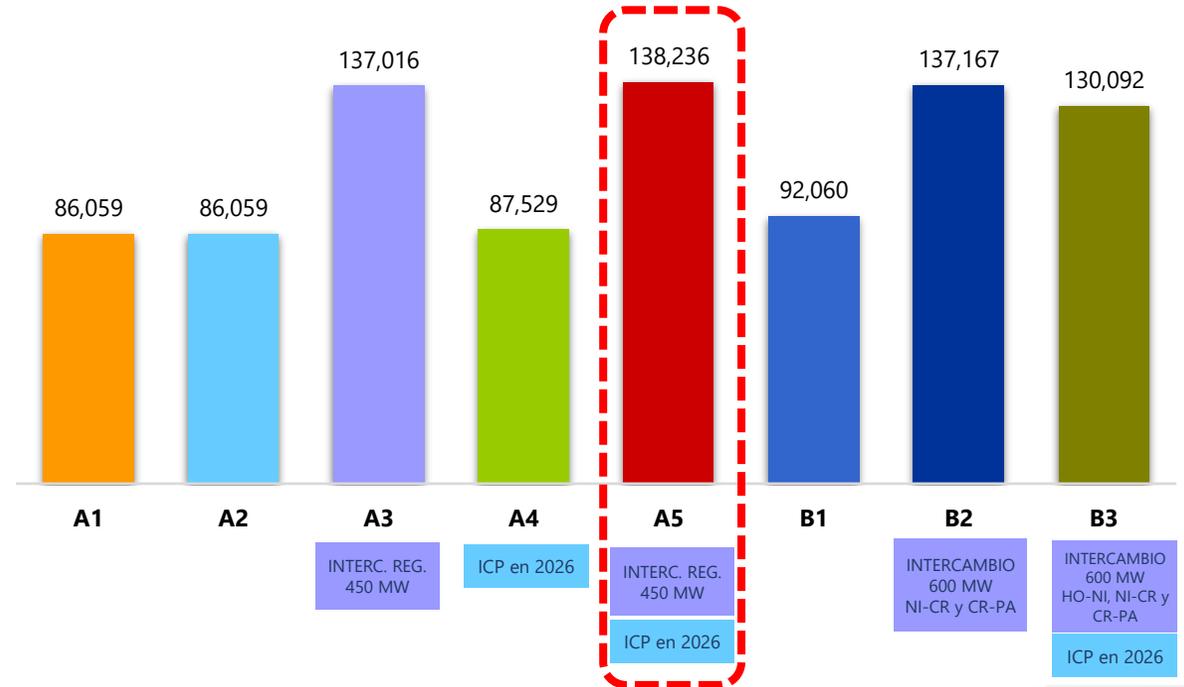
Asimismo, de los escenarios de autosuficiencia, el A5 es el de menor costo neto (costo total + ingreso de la demanda), debido a que tiene el mayor beneficio de la demanda entre estos escenarios.

Inyecciones al MER

Inyecciones anuales en el MER



Inyecciones Totales MER por Escenario 2024-2038 (GWh)



El Escenario **A5** resulta ser el que favorece el mayor volumen de intercambios- en el MER, con un acumulado de 138,236 GWh para los 15 años del horizonte de estudio.



Probabilidad de Excedencia de 300 MW de los Flujos por las Interconexiones

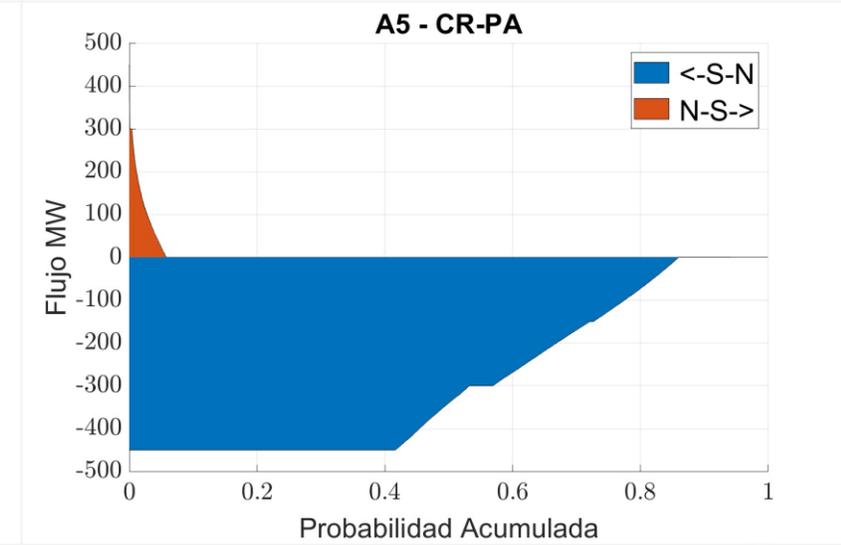
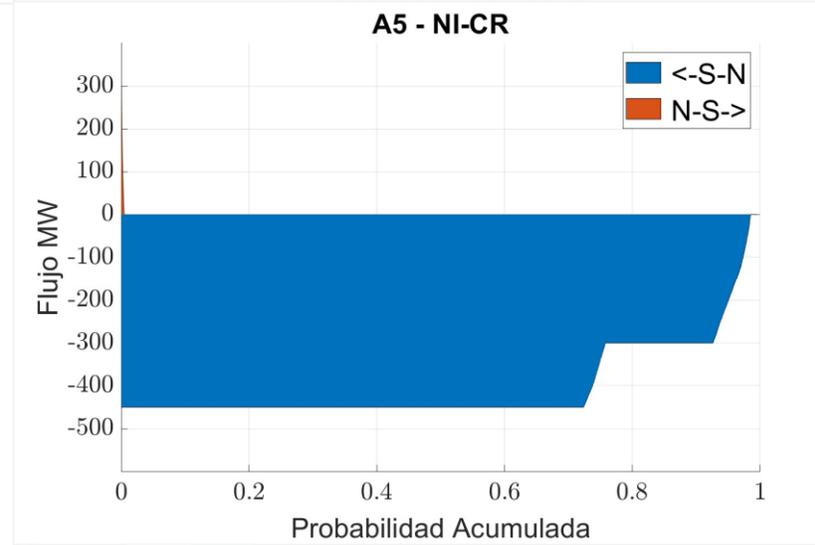
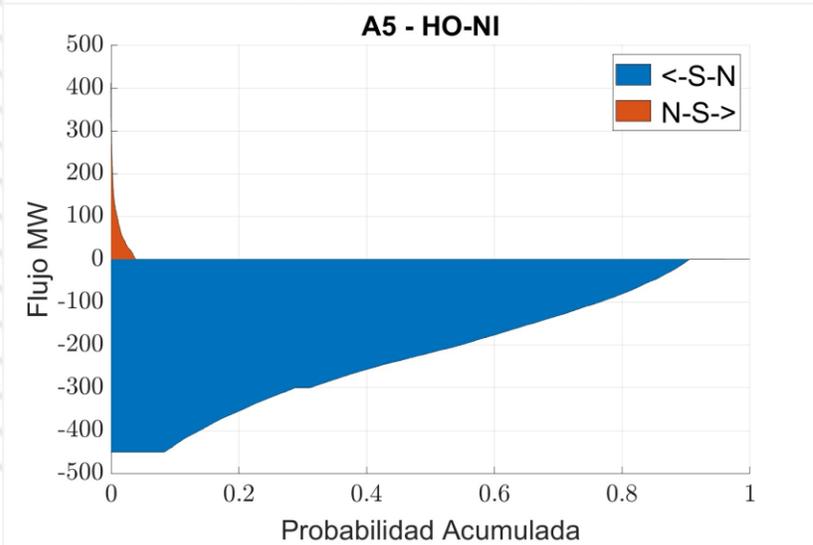
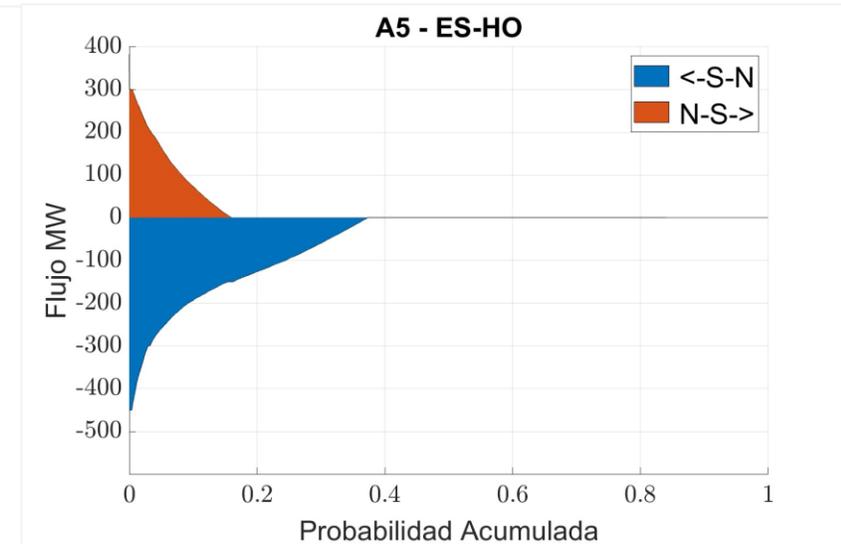
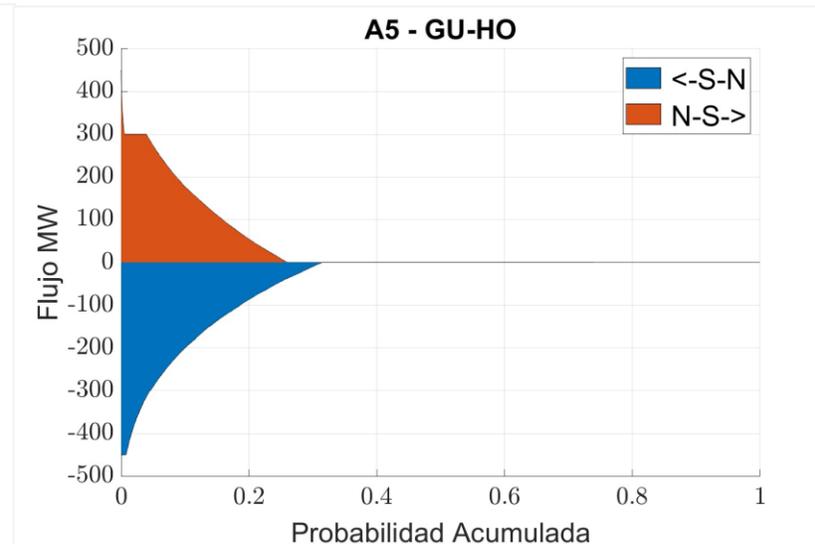
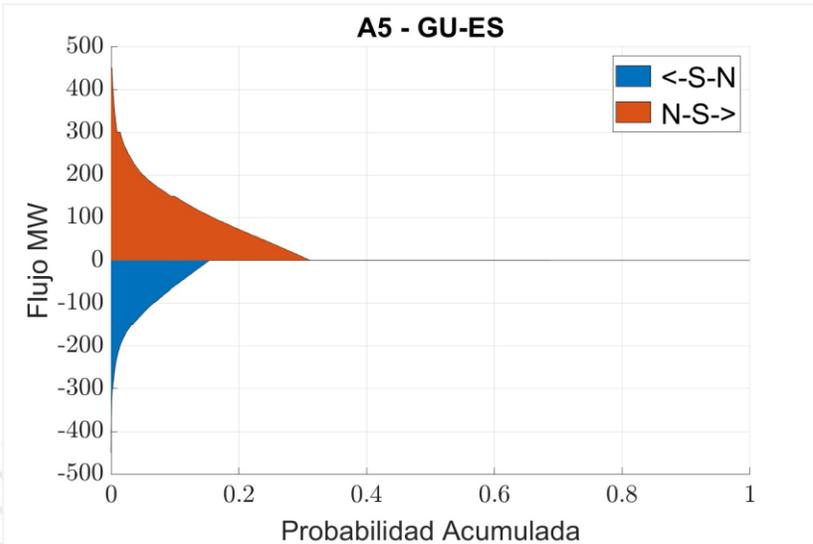
Escenario	GU-ES		GU-HO		ES-HO		HO-NI		NI-CR		CR-PA	
	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N
A1	1.6%	0.4%	4.6%	3.1%	0.6%	1.2%	0.2%	13.0%	0.1%	88.9%	1.2%	42.9%
A2	1.6%	0.4%	4.6%	3.1%	0.6%	1.2%	0.2%	13.0%	0.1%	88.9%	1.2%	42.9%
A3	1.5%	0.3%	4.0%	4.5%	0.6%	3.2%	0.1%	30.8%	0.1%	91.9%	0.4%	54.1%
A4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

En todos los escenarios, los flujos por las interconexiones en el triángulo norte resultan con baja probabilidad de que se excedan los 300 MW.

En las interconexiones **Honduras-Nicaragua**, **Nicaragua-Costa Rica** y **Costa Rica-Panamá** resulta una probabilidad importante de que los intercambios excedan 300 MW, lo cual conviene ser evaluado en la planificación de la transmisión regional para determinar si se justifican inversiones para el incremento de capacidad en estas interconexiones.



Inyecciones al MER



Conclusiones de la Planificación de la Generación Regional

El escenario de autosuficiencia **A5**, que considera la interconexión Colombia - Panamá en servicio a partir de 2026 y que supone disponer de una Capacidad operativa de intercambio entre países de 450 MW, es el escenario que resulta con el menor costo total (inversión y operación), también resulta con el menor costo neto (costo total más ingreso de la demanda) de los escenarios de autosuficiencia y además es en el cual se produciría el mayor volumen de inyecciones al MER de manera sostenida durante el horizonte 2024-2038.

Considerando que los países del MER siguen una política de planificación de generación orientada a la Autosuficiencia, y que el escenario **A5** se perfila con los mejores atributos por tener el menor costo incremental neto y que además permitirá optimizar la capacidad operativa de intercambio a valores mayores que la COIIM (300 MW), **se recomienda** se utilice este escenario para realizar la planificación de la expansión de la transmisión, atendiendo lo indicado en el inciso g) del numeral 10.3.5.4 del Libro III del RMER.





Avenida Las Magnolias, n° 128 colonia San Benito,
San Salvador, El Salvador, C.A.
PBX : (503) 2245-9900 FAX : (503) 2208-2368.
www.enteoperador.org

NOTA IMPORTANTE

El contenido del presente documento, junto con cualquier archivo adjunto, puede contener información propiedad del Ente Operador Regional -EOR.- titular de los derechos de autor de todo el contenido, diseño e imagen. Por lo anterior, está prohibido copiar, transmitir, retransmitir, transcribir, almacenar, alterar o reproducir parcial o total por cualquier medio electrónico o mecánico esta información, sin permiso por escrito por parte del EOR. Dicha información podría ser de carácter confidencial, propietaria o con derechos reservados y privilegios legales asociados. Su uso se debe circunscribir solamente al individuo o entidad para el cual la información fue originalmente destinada. Asimismo, el Ente Operador Regional-EOR, no se hace legalmente responsable por daños de cualquier tipo causados por el contenido del mensaje, por errores u omisiones, o por los archivos adjuntos. La integridad y seguridad de este mensaje no pueden ser garantizadas en el Internet.

Si usted no es el destinatario de este mensaje, por favor elimínelo. Asimismo, le agradecemos informarnos de cualquier uso indebido de nuestra infraestructura mediante el envío de un correo electrónico a : consultas-informacion@enteoperador.org



REVISIÓN DEL REPORTE DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN REGIONAL CORRESPONDIENTE AL HORIZONTE 2024-2038

Normativa aplicable

I. Libro III

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 planificación regional, (...)
- b) Reporte del Diagnóstico de Mediano Plazo (...);
- c) Reporte de la Planificación de la generación regional (...).

III. 10.3.3.1 “Para la Planificación de la Generación Regional de Largo Plazo, el EOR desarrollará los escenarios de expansión de generación regional, partiendo de un Escenario de Autosuficiencia de los Países Miembros u otros derivados de la Política de Integración Eléctrica Regional que emita el CDMER o en su defecto de las premisas técnicas mínimas elaboradas por el EOR.”

III. 10.3.5.4 “El EOR realizará la Planificación de la Generación Regional para un horizonte de quince (15) años, contados a partir del año siguiente en que se inicia el estudio, tomando en consideración:

- a) Etapas del horizonte de estudio: i. etapa no optimizable (...) ii. Etapa optimizable (...)
- b) Escenarios de expansión de la generación (...)
- d) La optimización de la expansión de la generación, será realizar con base en el criterio de minimización del costo de suministro. (...)
- e) Determinación del escenario de expansión de la generación de mínimo riesgo (...)
- g) El EOR seleccionará el escenario de expansión de la generación que será utilizado para la planificación de la transmisión regional, (...)

Guía de verificación de los datos utilizados

Aspecto	Criterio	Check
Horizonte de planificación	El [10.3.5.4] requiere 15 años.	✓
Política de Integración Eléctrica Regional/ Premisas Técnicas	Requerido en los numerales [10.1.5], [10.3.3.1] y [10.3.5.4]. Si para el último día hábil de noviembre del año indicado, el CDMER no emite la referida política, el EOR desarrollará las premisas técnicas mínimas sobre las cuales basará su ejercicio de planificación regional. (...).	✓
Proyección de demanda:	Contener un análisis de la <u>evolución de la demanda de energía y potencia</u> , realizar una proyección de las mismas para el período de estudio [10.3.5.4, c), i.].	✓
	Para efectos de representación en el modelo de simulación, también se elabora la <u>discretización de la demanda por 5 bloques</u> de demanda para representar una semana típica.	✓
Planes de Expansiones Nacionales utilizados	Incluir los <u>planes de expansión de la generación nacional</u> en cada uno de los países, que se utilizaron en la planificación de la generación regional.	✓
Proyecciones de precios de combustibles:	Realizar la proyección de <u>precios de combustibles</u> [10.3.5.4, e)], tomando como referencia la publicación de la U.S. Energy Information Administration (EIA) denominada Annual Energy Outlook o similares.	✓
Parámetros económicos:	Definidos por CRIE mediante resolución: tasa de descuento [10.3.4.1, e)] y CENS [10.3.4.1, d)].	✓
Representación de demandas elásticas	Representar la demanda conforme al Anexo M del Libro III del RMER.	✓



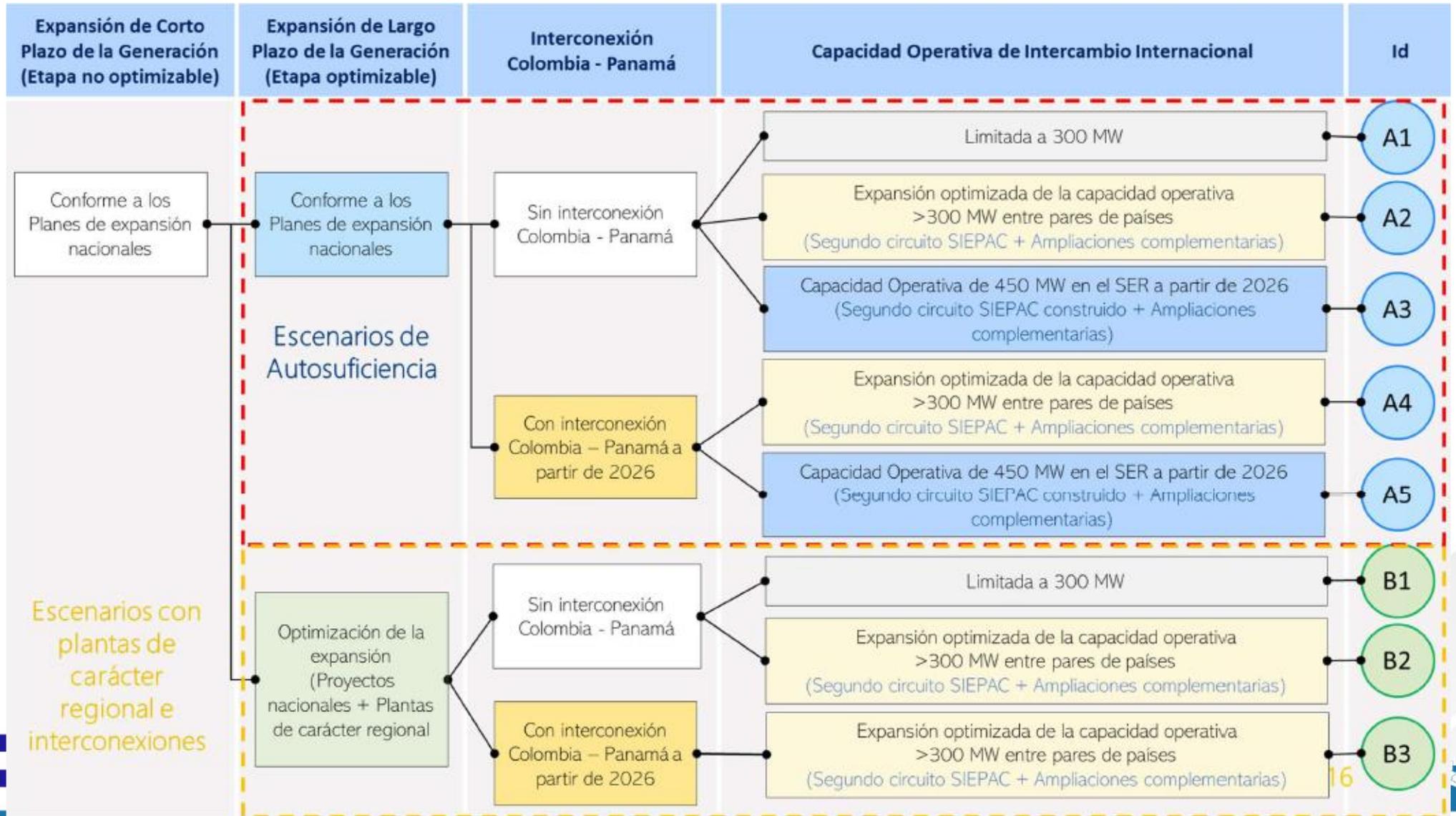
Guía de verificación de los datos utilizados

Aspecto	Criterio	Check
Parque de generación:	Presentación del parque de generación existente, composición, penetración de ERV, etc.	✓
Expansión de generación de mediano plazo:	Considerar Proyectos de generación decididos para la expansión para la etapa no optimizable (proyectos decididos de expansión en los primeros 5 años), los cuales se encuentran en construcción, poseen un contrato de suministro o cuentan con financiamiento aprobado de desarrollo, en el periodo de análisis.	✓
Proyectos candidatos para la expansión de la generación:	Incluir proyectos de generación de los planes de expansión nacionales [10.3.5.4, c), iii.], complementados con otros proyectos formulados por el EOR que serán utilizados para conformar los escenarios o estrategias de expansión. Para cada escenario, indicar las centrales de generación, su capacidad, la fecha de entrada, país, y tipo de proyecto (térmico, hidro, etc.), y una etiqueta para distinguir si el proyecto es un proyecto decidido, o si será optimizada la entrada del mismo.	✓
Interconexiones:	Modelaje de las interconexiones binacionales, SIEPAC, interconexión México – Guatemala (IMG) e Interconexión Colombia-Panamá (ICP) [L3, Anexo G] y [10.3.5.4, b), iii.].	✓
Modelaje de redes:	Solamente las interconexiones entre áreas de control o la capacidad de intercambio internacional entre países.	✓



Planificación de la Generación Regional

Características de los escenarios de expansión



Fuente: Fig. 12 del Reporte de la planificación de la generación regional correspondiente al horizonte 2024-2038.

Planificación de la Generación Regional

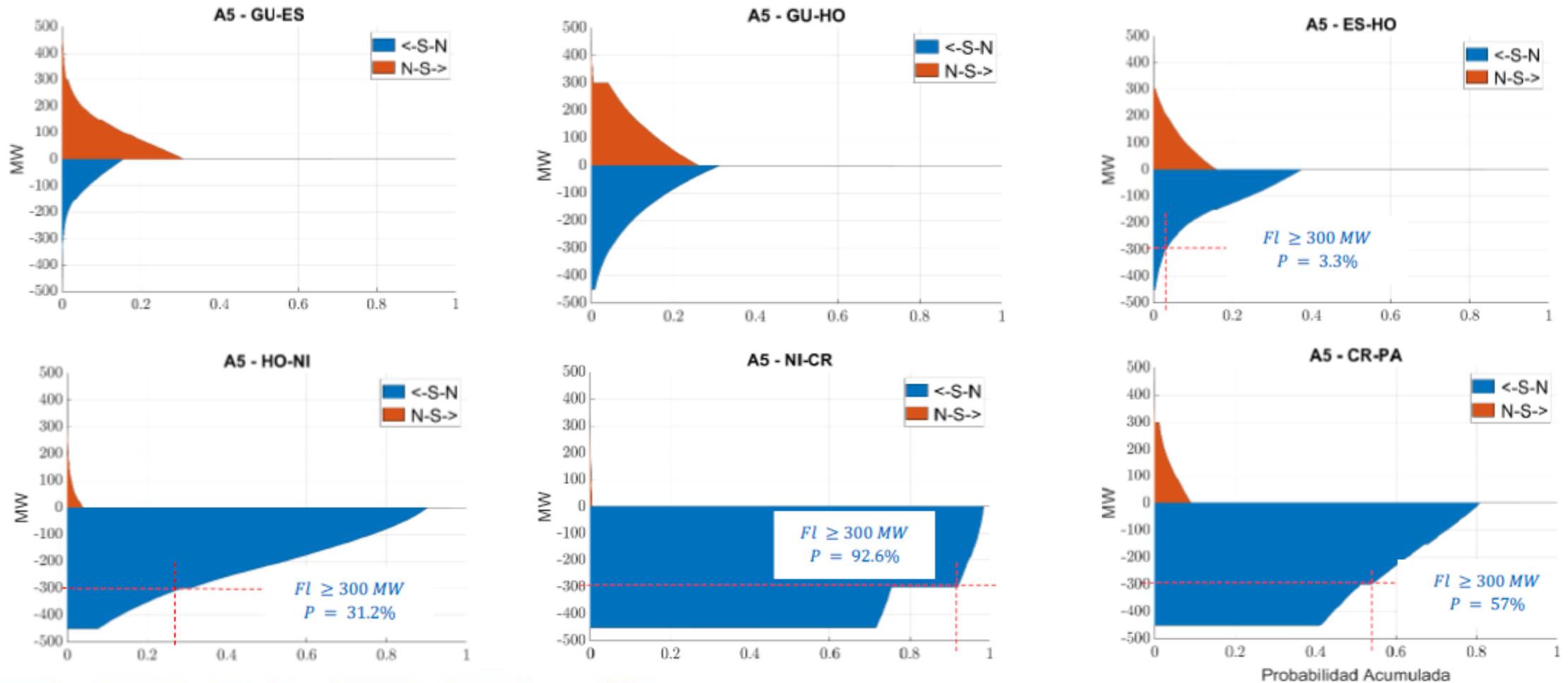
Resumen de la evaluación económica

Escenario	Expansión de la generación (MW)	Suma Anualidades Inversión Total (M\$)	VPN Costo Operativo (M\$)	Inversión + Costo Operativo (M\$)	Beneficio de la demanda (M\$)	Costo Total Neto (M\$)	Inyección Total MER (GWh)	Expansión Capacidad Operativa entre países (MW)
A1	1,836.0	1,143	11,537	12,680	-9,668	3,012	69,613	300
A2	1,836.0	1,143	11,537	12,680	-9,668	3,012	69,613	300
A3	1,836.0	1,309	11,408	12,717	-9,908	2,809	122,550	Todos hasta 450 MW
A4	1,836.0	1,143	11,008	12,152	-9,688	2,463	71,147	300
A5	1,836.0	1,309	10,794	12,103	-9,924	2,179	123,727	Todos hasta 450 MW
B1	3,463.51	1,034	11,354	12,389	-11,177	1,212	48,730	300
B2	3,580.67	1,117	11,205	12,321	-11,214	1,108	102,079	NI-CR y CR-PA hasta 600 MW
B3	4,462.54	1,106	11,305	12,410	-11,303	1,108	92,598	NI-CR y CR-PA hasta 600 MW



Planificación de la Generación Regional

Probabilidad acumulada de que el flujo de potencia > 300 MW



Fuente: Gráfica 1 del Reporte de la planificación de la generación regional correspondiente al horizonte 2024-2038.

Planificación de la Generación Regional

Probabilidad de que el flujo de potencia > 300 MW

Escenario	GU-ES		GU-HO		ES-HO		HO-NI		NI-CR		CR-PA	
	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N	N-S	S-N
A1	1.5%	0.4%	4.5%	3.1%	0.6%	1.2%	0.2%	12.9%	0.1%	88.7%	2.4%	40.8%
A2	1.5%	0.4%	4.5%	3.1%	0.6%	1.2%	0.2%	12.9%	0.1%	88.7%	2.4%	40.8%
A3	1.5%	0.3%	4.0%	4.5%	0.5%	3.3%	0.1%	31.2%	0.0%	91.7%	1.0%	53.2%
A4	1.6%	0.4%	4.6%	3.1%	0.6%	1.2%	0.2%	12.8%	0.1%	88.8%	1.9%	41.9%
A5	1.5%	0.3%	4.1%	4.8%	0.5%	3.2%	0.1%	30.9%	0.0%	92.0%	1.0%	54.0%
B1	4.7%	0.1%	9.7%	3.1%	0.7%	8.0%	3.1%	8.9%	0.2%	80.9%	2.5%	33.2%
B2	3.3%	0.1%	9.7%	4.3%	0.7%	13.2%	2.6%	17.6%	0.1%	84.6%	1.3%	50.4%
B3	3.3%	0.2%	6.3%	4.5%	1.1%	12.7%	8.1%	17.6%	0.2%	80.2%	1.4%	45.5%

Fuente: Tabla 19 del Reporte de la planificación de la generación regional correspondiente al horizonte 2024-2038.

Guía de verificación de los datos utilizados

Aspecto	Criterio	Check
Herramientas utilizadas para la planificación	OptGen: Módulo de Planificación de la expansión;	✓
	SDDP: Módulo de simulación del MER;	✓
Etapa no optimizable:	Corresponde a los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio, en el cual se consideran únicamente los proyectos de generación decididos.	✓
Etapa optimizable:	Corresponde a los diez (10) años posteriores a la etapa no optimizable. En esta etapa se optimizará la expansión de la generación para satisfacer el crecimiento de la demanda.	✓
Diagramas de expansión de la generación por país y por tipo	Indicar capacidad en MW sobre: a) expansión de corto plazo, b) expansión indicativa de la generación de largo plazo por escenario.	✓
Expansión de intercambio y generación regional	Presentar resumen de los resultados de ampliación de la capacidad de intercambio y de entrada de generación de escala regional.	✓
Curvas de duración de flujos de potencia en interconex.	Curvas de potencia transada en las interconexiones versus tiempo o porcentaje de utilización, utilizado para observar el comportamiento de estos flujos por cada escenario.	✓
Expansión de la generación para el largo plazo	Tabla que muestre la capacidad de generación que se adiciona en la etapa optimizable y la expansión de la capacidad operativa entre países.	✓
Inversión total de la expansión indicativa de generación.	Indicar la inversión total aproximada, representada como la suma de los costos de inversión de todos los proyectos de generación de cada escenario de expansión.	✓
Costos totales de inversión y operativos	Identificar los costos totales asociados a cada plan o escenario de expansión, que corresponden a la suma de las anualidades de las inversiones más los costos operativos de cada año.	✓
Inyecciones al MER	Inyecciones totales en el MER para cada escenario de expansión de generación correspondiente al horizonte de estudio.	✓



Conclusiones

- I. Considerando que los países del MER siguen una política de planificación de su generación para mantener Autosuficiencia, y que el **escenario A5 se perfiló con los mejores atributos por tener el menor costo incremental neto** teniendo en cuenta el beneficio de la demanda y que además **permitirá incrementar la COIIM hasta 450 MW**, el equipo técnico de la CRIE consideró adecuada la recomendación del EOR, de utilizar el escenario A5 para realizar la planificación de la expansión de la transmisión, atendiendo lo indicado en el inciso g) del numeral 10.3.5.4 del Libro III del RMER.
- II. En general, el EOR ha cumplido con los criterios o tareas descritos en el capítulo 10 del Libro III del RMER, relativos a la planificación de la generación regional.



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

GRACIAS POR SU ATENCIÓN.



crie.org.gt



comunicacion@crie.org.gt

PREGUNTAS

?



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL





La planificación estratégica de la transmisión eléctrica regional es un factor determinante para impulsar el desarrollo de las redes nacionales, así como para facilitar y robustecer la interconexión a nivel regional, y con ello promover las transacciones de energía para contribuir al desarrollo económico y social de la región.



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

INFORME DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL DE LARGO PLAZO, CORRESPONDIENTE A LOS AÑOS 2024-2033

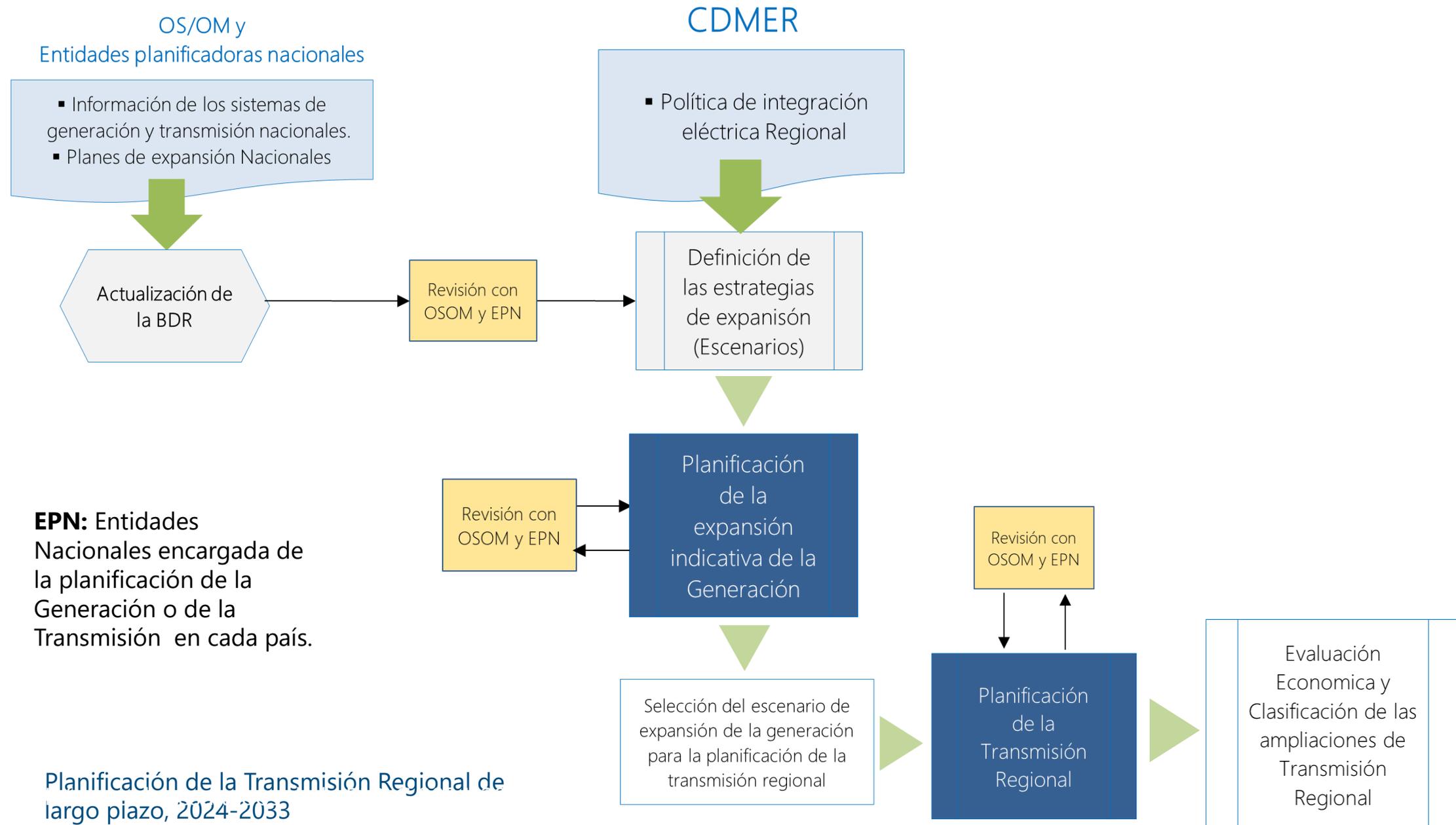
Presentación
Resultados de la Planificación regional
2024-2038

Dirigida a las entidades planificadoras nacionales y reguladores
30-julio-2024

CONTENIDO

1. Procedimiento seguido en la planificación regional.
2. Alcance de la Planificación de la Transmisión Regional
3. Planes de expansión nacionales de referencia
4. Resultado de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.
5. Resultado de las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM.
6. Resultados de la evaluación económica.
7. Conclusiones

Procedimiento seguido en el proceso de la planificación regional.



Alcance de la Planificación de la Transmisión Regional

RMER, Libro III, 10.3.2.2 El alcance de la planificación de la transmisión regional de largo plazo es identificar, lo siguiente:

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



Información utilizada – Planes de expansión nacionales

Guatemala

- *Plan de Expansión Indicativo del sistema de Generación 2022-2052*
- *Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2022-2052*

El Salvador

- *Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2022-2036*
- *Proyectos de Transmisión de los Programas Quinquenales de Inversiones aprobados a ETESAL para los períodos 2014-2018, 2016-2020, 2022-2026 y 2023-2027*

Honduras

- *Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022-2031*
- *Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2022-2031*

Nicaragua

- *Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica 2021-2035*
- *Plan Indicativo de la Expansión de la Transmisión 2022-2037*

Costa Rica

- *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2020-2035*
- *Plan de Expansión de la Transmisión 2021-2031*

Panamá

- *Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2022-2036*
- *Plan de Expansión de Transmisión 2022-2036*

Planes Nacionales de Expansión

Guatemala

GOBIERNO DE GUATEMALA | MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

PLAN DE EXPANSIÓN INDICATIVO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN 2022 - 2052

GOBIERNO DE GUATEMALA | MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 2022 - 2052

El Salvador

REPÚBLICA DEL SALVADOR
CONSEJO NACIONAL DE ENERGÍA

PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE EL SALVADOR 2022 - 2036.

MAYO DE 2022

ETESAL 000321

Santa Feclá, 08 de febrero de 2022

Señores
ANTE OPERADOR REGIONAL
Cobertura San Benito, Avenida Los Magallanes #128
San Salvador

Atención: Ing. René González Castellón
Director Ejecutivo

Asunto: Revisión del Plan de Expansión de la Transmisión de El Salvador, para la actualización de la Base de Datos Regional de largo plazo.

Referencia: Su carta Ref. EOR-DE-31-01-2022-040, de fecha 31 de enero de 2022.

Estimado ingeniero González:

En atención a su solicitud realizada mediante la nota Ref. EOR-DE-31-01-2022-040, y en cumplimiento a los numerales 10.3.1, 10.3.2 y 10.3.5.3 del libro III del RMEER, se remiten los proyectos contemplados en los Planes de Expansión del Sistema de Transmisión aprobados a ETESAL y vigentes a la fecha, con objeto de actualizar la Base de Datos Regional de largo plazo, según el detalle descrito a continuación:

A. Programa Quinquenal de Inversiones para los ejercicios 2018-2018 y 2016-2016.

Proyectos que se encuentran actualmente en ejecución por parte de ETESAL, los cuales se incluyen en la Base de Datos nacional 2024-2038, reportado a la UT el 09 de diciembre de 2022.

PROGRAMA	QUINQUENAL DE INVERSIONES PERIODO	FECHA ESTIMADA DE EJECUCIÓN
Subestación San Martín (Transformador 75 MVA 115/23 kV)	2018-2018	31/05/2023
Subestación Amapa 75 MVA 115/23 kV	2018-2018	31/06/2023
Subestación Chalatenango 50 MVA 115/40 kV	2018-2018	30/09/2023
Subestación Morazan 50 MVA 115/40 kV	2017-2017	30/12/2024
Subestación El Volcán 75 MVA 115/23 kV*	2016-2016	31/01/2023

Calle Primavera, Bar. Primavera, P.O. Santa Teresita, La Libertad, El Salvador, C.A. | Tel: 2387 6000

Honduras

OPERADOR DEL SISTEMA

Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022 – 2031

Gerencia de Planificación del Sistema

Fecha: 25 de febrero de 2022
Lugar: Tegucigalpa, Honduras

OPERADOR DEL SISTEMA

Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2022-2031

Gerencia de Planificación del Sistema

Fecha: 25 de febrero de 2022
Lugar: Tegucigalpa, Honduras

Nicaragua

PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA 2021-2035

Ministerio de Energía y Minas

Diciembre 2021

ENATREL

Plan Indicativo de la Expansión de la Transmisión 2022-2037

Costa Rica

ice 2022

2022-11-23
0610-193-2022

Sr. Julio Matamoros Alfaro
Director CENCE

Estimado Sr. Matamoros:

Asunto: Solicitud de información del EOR para actualización de la Base de Datos Regional para el periodo 2024-2038. Ref. EOR-CPS-03-10-2022-067.

Reciba un cordial saludo. Con el objeto de atender la solicitud de información del EOR para la actualización de la Base de Datos Regional para el periodo 2024-2038, se adjunto la actualización de corto para el periodo 2022-2032 del Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2020-2035 y la actualización del Plan de Expansión de la Transmisión 2021-2031.

El PEG 2020-2035 se formuló en octubre del 2020 con la Proyección de Demanda 2020-2040. La Actualización de Corto Plazo del PEG 2020, realizada en junio del 2022, incluyó las siguientes modificaciones:

- Proyección de demanda 2022-2040
- Proyección de precios de combustibles 2022-2040
- No se retira del SEN la planta hidroeléctrica Doña Julia debido a que fue adquirida por una empresa distribuidora y continuará en operación al finalizar el contrato (comunicado al EOR en octubre del 2021).
- Retiro de dos unidades de Molin a partir del 2021 (comunicado al EOR en octubre del 2021).
- Inicio de operaciones del PG Borinquen 1 en marzo del 2027.

Con respecto a los proyectos candidatos, en los formularios correspondientes se están reportando los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos que fueron considerados en el Plan de Expansión de la Generación 2020-2035.

Las opciones eólicas y solares que se valoraron en el PEG2020-2035 son proyectos generados y no se reportan como candidatos. Se asume que en los ejercicios de planificación de largo plazo que realizará el EOR, considerará grandes bloques de generación de ambas tecnologías y su magnitud y ubicación dependerá de la optimización que realicen los modelos.

La actualización del PEG realizada en el 2022 abarca hasta el año 2032 y en el cuadro adjunto se muestra la conformación de proyectos del plan indicado.

Teléfono (506) 2000-4307
lobom@ice.gov.cr

Panamá

ETESA
Unimos Panamá con energía

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2022 – 2036

**TOMO II
PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN**

Gerencia de Planeamiento

SEPTIEMBRE 2022

PANAMÁ

ETESA

PESIN 2022

**TOMO III
PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN**

Septiembre 2022

Resumen de obras de transmisión previstas según los planes de expansión nacionales (2024-2038)

Número de intervenciones en líneas 115 kV – 500 kV

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

De conformidad a los planes de expansión nacionales, para el horizonte 2024 – 2038 se ha informado un total de 232 intervenciones en las líneas de transmisión que se resumen en cambios topológicos, incorporaciones de nuevas líneas y repotenciaciones.

En Anexo I del Informe de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo correspondiente al horizonte 2024-2033 se presenta el detalle de las obras de transmisión informadas por las entidades planificadoras nacionales conforme a los planes de expansión nacionales.

Capacidad de transformación 230/138 kV

No.	Nombre	Año	Cap. [MVA]
1	El Tornillito 230/138A	2026	100
2	El Tornillito 230/138B	2026	100
3	La Victoria 230/138A1	2026	150
4	La Victoria 230/138B1	2026	150
5	La Victoria 230/138C1	2026	150
6	San Pedro Sula 230 T02	2024	150
7	San Pedro Sula 230 T01	2024	150
8	Termica Sultzer 230/138	2026	150

Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM (300 MW)

Estudios técnicos: se identificarán Ampliaciones de Transmisión Regional que permitan cumplir con los CCSD. Los estudios técnicos deben considerar los escenarios de demanda y generación de estación seca y húmeda, intercambios de potencia (importación, exportación y porteo) en dirección norte-sur y sur-norte, condiciones de demanda máxima, media y mínima; los cuales permitirán:

- (1) analizar el funcionamiento en estado estable del SER en condición N y N-1, ...
- (2) analizar cuando corresponda, el estado dinámico del SER en el largo plazo para evaluar sobrecargas o violaciones de voltaje ante contingencias N-1.

Identificación de las ampliaciones para alcanzar y mantener la COIIM Guatemala

Resumen de sobrecargas atribuibles a transferencias de 300 MW

Elemento	RATE A/A	Estacion	Sentido	Condición Transferencia	2024	2025	2026	2027	2029	2030	2031	2032	2033
AGU-230/PAC-230-1	491.6	INV	SN	Importa					101	104	103	104	103
GES-231/SNT-231-1	491.6	INV	SN	Importa					101	103	103	104	103
MOY-230/MOY-138-1	100	INV	SN	Importa	106	100							101

Las sobrecargas solamente ocurren en condiciones particulares de importación. En el resto de los escenarios el sistema de transmisión de Guatemala no presenta restricciones que limiten la capacidad de transferencia a valores inferiores a 300 MW.

Reuniones EOR-CTPET (delegados de AMM y MEM):

- 14/sept/2023: Revisión de resultados preliminares.
- 22/noviembre/2023: Validación de las propuestas de ampliaciones de transmisión.

El AMM propuso las ampliaciones que han identificado a nivel nacional para evitar las sobrecargas reportadas ante transferencias de 300 MW.

El EOR confirmó la efectividad de las ampliaciones propuestas por el AMM para evitar las sobrecargas identificadas en condición de importación de 300 MW.

Ampliaciones de transmisión propuestas

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

Las ampliaciones de transmisión propuestas han sido identificadas a nivel nacional para considerarse en el próximo plan de expansión de la Transmisión.

Identificación de las ampliaciones para alcanzar y mantener la COIIM El Salvador (1/2)

Resumen de sobrecargas atribuibles a transferencias de 300 MW

No.	Elemento	RATE A/A	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	15SE-115/BERL-115-1	130	100		109	111	109	109	107	106	105	104
2	15SE-115/CHCA-115-1	130									102	105
3	15SE-115/SMAR-115-1-2	130	100	100	102	103	102	103	103	103	103	104
4	15SE-115/SMIG-115-1	130	103	107								
5	AHUA-230/EDP-230-1-2	265.2							101	104	106	110
6	BERL-115/SMIG-115-1	130	101	104	106	110	113	115	118	120	123	126
7	NEJA-230/NEJA_TR_1-2	156.3					101	104	105	106	109	112
8	SMAR-115/STOM-115-1	260									100	102
9	SMIG-115/CHCA-115-1	130			106	109	112	115	118	120	123	126

Condiciones de sobrecarga

No.	Elemento	RATE A/A	Transf	Sentido	Incidencia	Máx. % Carga
1	15SE-115/BERL-115-1	130	EXP	NS	21	110
				SN	18	111
2	15SE-115/CHCA-115-1	130	POR	SN	2	105
3	15SE-115/SMAR-115-1-2	130	POR	SN	22	104
4	15SE-115/SMIG-115-1	130	POR	SN	2	107
5	AHUA-230/EDP-230-1-2	265.2	EXP	SN	11	110
6	BERL-115/SMIG-115-1	130	POR	NS	8	120
				SN	13	126
7	NEJA-230/NEJA_TR_1-2	156.3	IMP	NS	6	108
				SN	8	112
8	SMAR-115/STOM-115-1	260	POR	SN	1	102
9	SMIG-115/CHCA-115-1	130	POR	NS	7	121
				SN	8	126

Violaciones de voltaje atribuibles a transferencias de 300 MW

No.	Nombre Barra	kV	2032	2033
1	ANTA-115	115		0.89
2	ATEO-115	115		0.9
3	NCUS-115	115	0.9	0.87
4	PEDR-115	115		0.89
5	SANT-115	115	0.89	0.87
6	STOM-115	115	0.89	0.86
7	SVSANT-NEJA	115		0.88
8	TALN-115	115		0.9
9	TAMA-115	115		0.89
10	VOLC-115	115	0.89	0.87

Final del horizonte de estudio

Identificación de las ampliaciones para alcanzar y mantener la COIIM El Salvador (2/2)

Ampliaciones de transmisión propuestas

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

Reuniones EOR-CTPET (delegados de la UT, ENTE y ETESAL):

- 13/sept/2023: Revisión de resultados preliminares.
- 22/noviembre/2023: Validación de las propuestas de ampliaciones de transmisión.

Se acordó que la UT consultará a EDP la capacidad de diseño de la línea EDP-AHUA, para confirmar si puede transportar al menos 300 MW.

La UT a través de correo electrónico del 28/nov/2023 informó al EOR lo siguiente:

EDP que confirma que las líneas Energía del Pacífico - Ahuachapán (EDP-AHUA) están diseñadas para una potencia de 295.6 MVA. Favor considerar este valor para los estudios de la planificación de la transmisión regional.

Identificación de las ampliaciones para alcanzar y mantener la COIIM Honduras (1/2)

Sobrecargas atribuibles a transferencias de 300 MW

No.	Elemento	kV	RATE A/A	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	PRD-B618/FNH-230-1	230	317.3		103	109	106	107	111	111	108	109	119
2	TON-B610/TON610NUEV-1	230	150	113	114	103					107	112	114
3	AGC-B624/AGF-B641-1	230	317.3		107	106	107	103				104	
4	AMT-B605/T43-AMT-1	230	374						112	115	114	121	125
5	BER-B507/CHM-B539-1	138	151.8	119	122	129						102	107
6	CJN-B601/LPZ-B6XX-1	230	405.1						107	109	108	115	119
7	SBV-B609/T43-AMT-1	230	374						112	115	114	121	125
8	AMT-B605/AMTT605-1	230	150	106	111								105
9	BER-B507/LVI-B5XX-1	138	151.8	116	119	128							
10	CHM-B539/MAS-B544-1	138	151.8	103	104	133							
11	CHM-B539/MER-B565-1	138	151.8	105	107	135							
12	LPZ-B6XX/AMT-B605-1	230	405.1							102		107	109
13	MAS-B544/TSZ-B526-T	138	151.8	103	105	134							
14	PAV-B620/SLU-B637-1	230	317.3	110	110	115							
15	SUY-B612/CDH-B629-1	230	317.3	131	122	114							
16	AGC-B624/FHS-230-1	230	374	123	123								
17	CHM-B539/LVI-B5XX-1	138	151.8	123	124								
18	PRD-B618/SLU-B637-1	230	317.3	104	104								
19	SIS-B548/END-B572-1	138	151.8									102	111
20	SUY-B612/SUYT612-1	230	100		101								101
21	CRL-B501/SGT-B5XX-1	138	151.8										102
22	PAV-B620/AGC-B624-1	230	455.3	102									
23	PAV-B620/CDH-B629-1	230	317.3	105									
24	SFE-B505/AMT-B541-1	138	151.8										103

Condición de voltajes con transferencias de 300 MW

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

Los registros resaltados en color son nodos con violación de voltaje atribuible a las transferencias de 300 MW

Identificación de las ampliaciones para alcanzar y mantener la COIIM

Ampliaciones de transmisión propuestas

Honduras (2/2)

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

Reuniones EOR-CTPET (Delegados de CND-ENEE y ENEE Transmisión):

- 13/sept/2023: Revisión de resultados preliminares.
- 31/octubre/2023: Validación de propuestas de ampliaciones de transmisión:

Resumen: El CND-ENEE se informó que en su plan de expansión de la transmisión 2024-2033 tienen consideradas las siguientes obras:

- Repotenciación del tramo de interconexión con Nicaragua Prados-Frontera pasando cuna capacidad de 454 MVA.
 - Incorporar la subestación "Taladro" que incluirá un transformador 230/138 kV y consideran que no sería necesario incorporar el transformador adicional en SE Amarateca propuesto por el EOR.
 - Incorporar una línea en 230 kV que conectaría las subestaciones San Isidro – Yoro, que evitará bajos voltajes en SE San Isidro y en SE Ceiba Térmica.
- Las ampliaciones de transmisión fueron informadas por el CND-ENEE como parte de sus propuestas para el plan de expansión de la transmisión 2024-2033, excepto los bancos de capacitores que son propuestos por el EOR para mejora de voltajes,
- El EOR indicó que es crítico que el CND-ENEE concrete las obras de transmisión que tiene aprobadas en sus planes de expansión nacional.

Identificación de las ampliaciones para alcanzar y mantener la COIIM Nicaragua

Sobrecargas con transferencias de 300 MW

Elemento	kV1	RATE A/A	2024	2025	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CAT-138/MSY-138-1	138	100							108	109
LBS-230/LBS-AT1-1-2	230	71.2							103	103
MSY-230/MSY-AT1-1-2-3	230	71.2							101	102
MT1-230/ALB-AT1-1-2	230	75	118	125						
SND-230/FHS-230-1	230	374	123	123						
TCP-138/STG-GIS-138-1	138	150								102

Ampliaciones de transmisión propuestas

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

Observación:

- No se proponen ampliaciones para evitar sobrecargas menores a 5% que aparecen al final del horizonte.

Reuniones EOR-CTPET (Delegados de CNDC-ENATREL, ENATREL-División de Planificación):

- 19/septiembre/2023: Revisar los resultados preliminares obtenidos para el sistema de Nicaragua relacionado a transferencias de 300 MW para importación, exportación y porteos.

Resumen:

- EL CNDC indicó que actualmente se encuentra implementado un ECS que evita la sobrecarga del transformador (230/138/13.8 kV) de 75 MVA de la subestación Mateare I ante la contingencia de la línea de transmisión Mateare I-Los Brasiles, por lo cual debe considerarse que ya existen medidas para evitar la sobrecarga de estos trafos.
- Adicionalmente, ENATREL informó que se gestionan unos refuerzos de transmisión consistentes en una línea de transmisión en 230 kV que conectará SE Terrabona-Malpaisillo, creando un anillo en 230 kV que viene desde subestación Sandino, León, Malpaisillo, Terrabona, San Benito, Los Brasiles, Ticuantepe.

Identificación de las ampliaciones para alcanzar y mantener la COIIM Costa Rica (1/2)

Sobrecargas ante transferencias de 300 MW

No.	Elemento	RATE A/A	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	CAS230B/FOR230-10	371			104	110	118	135	123	119	137	139
2	LIN230B/GAR230A-1	478	102	101	103	105	108	107	109	108		
3	MOG230A/FOR230-1	380				103	118	128	103	111	131	125
4	COR230A/ARE230A-1	400						115	107		108	110
5	ARE230A/GAB230A-1	390						105			102	106
6	CAS230B/GAB230A-1	465								101	109	112
7	BAR230/GAB230A-1	547							110	108		
8	BAR230/GAR230A-1	480							112	110		
9	GAB230A/COY230A-1	389						108		101		
10	MIR230A/FOR230-1	380								100	107	
11	ARE230B/MIR230B-1	518										105
12	GAR230A/AT1M_19-11-1	110								100		
13	GAR230A/AT2M_23-11-2	110								101		
14	RCL230A/PAL230A-1	259						100				
15	TEJ230A/PBL230-1	510						104				

Condiciones de sobrecarga

No.	Elemento	RATE A/A	Condicion Transferencia	Sentido	Máx. % Carga
1	MOI230A/CAH230-1	259	Exporta	NS	118
				SN	107
			Porteo	NS	103
2	CAS230B/FOR230-10	371	Exporta	NS	112
			Importa	NS	139
			Porteo	NS	138
3	LIN230B/GAR230A-1	478	Exporta	NS	109
			Porteo	NS	108
4	MOG230A/FOR230-1	380	Exporta	NS	103
			Importa	NS	131
			Porteo	NS	120
5	COR230A/ARE230A-1	400	Exporta	NS	108
			Importa	NS	115
			Porteo	NS	109
6	ARE230A/GAB230A-1	390	Exporta	NS	106
			Importa	NS	105
7	CAS230B/GAB230A-1	465	Importa	NS	110
			Porteo	NS	112
8	BAR230/GAB230A-1	547	Exporta	NS	110
9	BAR230/GAR230A-1	480	Exporta	NS	112
10	GAB230A/COY230A-1	389	Exporta	NS	108
11	MIR230A/FOR230-1	380	Importa	NS	101
			Porteo	NS	107
12	ARE230B/MIR230B-1	518	Porteo	NS	105
13	GAR230A/AT1M_19-11-1	110	Exporta	NS	100
14	GAR230A/AT2M_23-11-2	110	Exporta	NS	101
15	RCL230A/PAL230A-1	259	Porteo	NS	13400
16	TEJ230A/PBL230-1	510	Exporta	NS	104

Identificación de las ampliaciones para alcanzar y mantener la COIIM Costa Rica (2/2)

Ampliaciones de transmisión propuestas

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

Reuniones EOR-CTPET (Delegados de DOCSE-ICE, División de Transmisión y Dirección Planificación y Sostenibilidad-ICE):

- 12/sept/2023: Revisión de resultados preliminares.
- 01/noviembre/2023: Validación de ampliaciones de transmisión propuestas:

Resumen:

El ICE indicó que la construcción del segundo circuito de la línea SIEPAC en los tramos Fortuna-Garabito y Garabito-Parrita serían alternativas mucho más económicas y de rápida ejecución, que tendrían beneficios similares en la red de transmisión que los refuerzos zona Norte y Norte-Centro propuestos en su plan de expansión, sin embargo, el ICE no puede decidir sobre el uso de esta infraestructura.

Identificación de las ampliaciones para alcanzar y mantener la COIIM

Panamá

Reporte de sobrecargas con transferencias de 300 MW / 230 kV

No.	Elemento	kV1	RATE A/A	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	CHA230/CHG230-0B	230	307		103					102	103	102	102
2	ESP230/CHG230-0B	230	307		101					101	101		
3	BAY230/24DIC230-2A	230	202	123									
4	BAY230/PAC230-1A	230	202	123									
5	BUR230/PAN3-230-2B-3B	230	279	116									
6	ECO230/BUR230-2C-3C	230	279	105									
7	FOR230/GUA230-18	230	279	112									
8	FRONTPRO/PRO230-10	230	193	119									
9	LSA230/EHIG230-3C-4C	230	249	109									
10	LSA230/SBA230-4A-5A	230	279	110									
11	MDN230/BOQIII230-9A	230	249	140									
12	PANII230/24DIC230-2B	230	202	106									
13	PANII230/PAC230-1B	230	202	115									
14	PRO230/BOQIII230-9B	230	249	116									
15	VEL230/SBA230-4B-5B	230	279	120									

Observaciones:

- Las sobrecargas no son recurrentes y las que aparecen al final del horizonte tienen valor menor a 5%.
- Elementos en 115 kV presentan sobrecarga recurrente sin embargo su condición no está relacionada a las transferencias en el MER.
- No se presentan violaciones de voltajes a causa de las transferencias.

Conclusiones

1. No se observa que se requiera incorporar nuevas ampliaciones en el sistema de Panamá a fin de viabilizar transferencias de 300 MW y a partir del año 2025 el sistema de transmisión de Panamá contará con una capacidad de transferencia de al menos 300 MW.
2. La conclusión anterior es sobre la base de que se cumplirán las ampliaciones de transmisión que están previstas a ejecutarse en el plan de expansión de Panamá, que se encuentran aprobadas y que se fueron informadas al EOR por parte de ETESA.

Reuniones EOR-CTPET (Delegados de CND-ENEE y ENEE Transmisión):

- **13/septiembre/2023:** Revisar los resultados preliminares obtenidos para el sistema de Panamá relacionado a transferencias de 300 MW para importación, y exportación.
- **01/noviembre/2023:** Revisar los resultados de simulaciones con transferencias de 450 MW y la propuesta preliminar de ampliaciones de transmisión para hacer viables estas transferencias.

Resumen:

- La sobrecarga de los transformadores de 230/115 kV de SE Panamá y Panamá II, solamente sirven carga y por lo tanto esas sobrecargas no deben estar relacionadas a las transferencias.
- Las líneas de 230 kV Progreso-Burica, Progreso-Baitún y POR-Burica no es parte de la red troncal de ETESA, pertenecen a agentes privados y forman parte de conexiones de generadores a la red y debe ser una condición preexistente.

Lista de Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM y sus costos estimados (1/2)

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

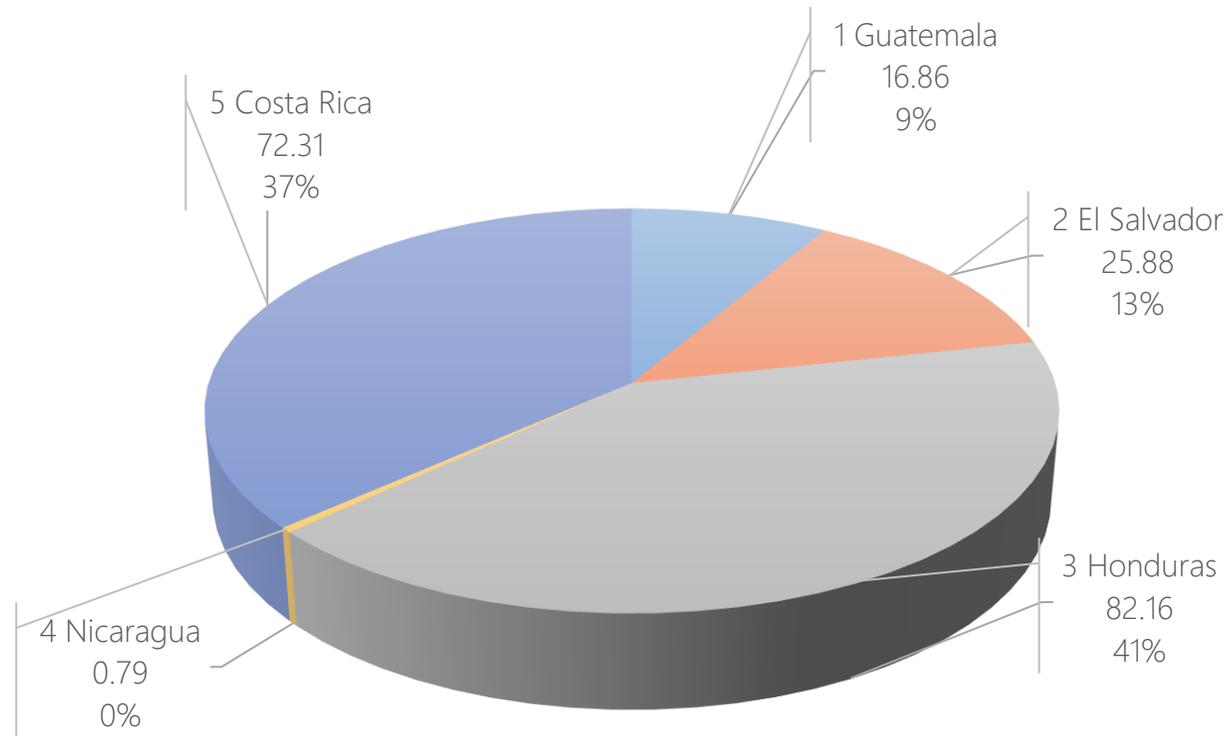
Lista de Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM y sus costos estimados (2/2)

No.	Sistema	Descripción	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]
19	Honduras	Nueva SE El Taladro 230/138 kV (Seccionamiento de línea 230 kV Amarateca-T43 + Seccionamiento de línea 138 kV Comayagua-Piedras Azules + 1 Trafo 150 MVA)	--	--	2028	20.780
20	Honduras	Construcción de nueva línea 230 kV Coyoles Central - San Isidro de 317 MVA + Trafo 230/138 150MVA SE San Isidro.	317	44.20	2028	30.830
21	Honduras	Repotenciación de la línea 230 kV San Buenaventura - Amarateca-Torre 43 de 374 MVA a 440 MVA.	440	12.49	2029	1.158
22	Honduras	Repotenciación de la línea 230 kV Taladro - Amarateca-Torre 43 de 374 MVA a 440 MVA.	440	82.74	2029	7.674
23	Honduras	Repotenciación de la línea 230 kV Taladro - Amarateca de 374 MVA a 440 MVA.	440	51.35	2029	4.763
24	Nicaragua	Repotenciar la línea 138 kV SE Catarina - Masaya de 100 MVA a 200 MVA.	200	10.34	2032	0.788
25	Costa Rica	Ajuste de capacidad de la línea 230 kV Moín - Cahuita de 259 MVA a 336 MVA	336	43.06	2025	0.000
26	Costa Rica	Construcción de nueva subestación 230 kV San Rafael (Secciona las dos líneas Lindora-Tarbaca y enlaza con SE Garabito) - Refuerzo Norte-Centro	---	---	2027	14.468
27	Costa Rica	Construcción de nueva línea Doble circuito 230 kV SE Garabito-San Rafael de 600 MVA - Refuerzo Norte-Centro	600 X 2	70.00	2027	28.141
28	Costa Rica	Construcción de nueva línea Doble circuito 230 kV SE Mogote - Cañas de 600 MVA - Refuerzo Zona Norte	600 X 2	47.00	2027	20.479
29	Costa Rica	Repotenciación de la línea 230 kV SE Cañas - Garabito de 465 MVA a 600 MVA. - Refuerzo Zona Norte	600	60.10	2027	9.222

Resumen de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM (300 MW)

Inversión total: MUS\$ 198.0

Inversión por país [MUS\$] y % respecto al total



Identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM

Identificación de las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM - Análisis realizados

Etapa 1: identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM

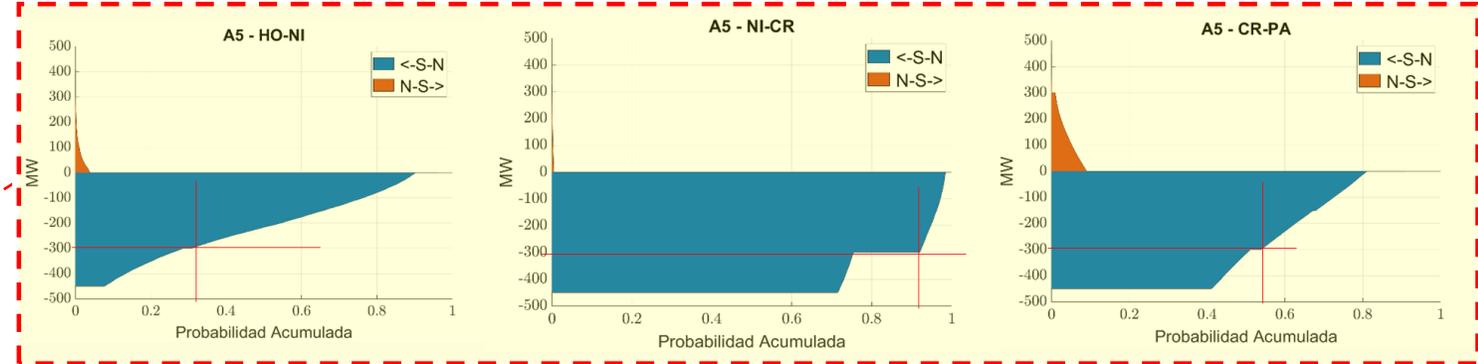
Se incluyen las ampliaciones para alcanzar y mantener la COIIM

Etapa 2: identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM,

Escenario A5

Alta Probabilidad
Flujo sur –norte ≥ 300
Interconexiones

- PA-CR
- CR-NI
- NI-HO



Preparación de casos con transferencias de 450 MW

Simulaciones de corridas de flujo en estado estable condición N y N-1

Identificación de sobrecargas y violaciones de voltaje

Identificación de soluciones:
Ampliaciones para eliminar sobrecargas y violaciones de voltaje

Revisión de resultados y propuestas de solución con OSOM y EPN

Años: 2024-2033
Escenarios estacionales:
• *Verano e invierno.*
Casos de demanda:
• *Máxima*
• *Media*
• *Mínima.*

Conforme al orden de mérito se ajustaron los despachos de generación para simular transferencias de 450 MW en sentido sur-norte en el bloque sur.

Condiciones de Transferencia

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

Identificación de las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM – Resultados de análisis - Panamá

Reporte de sobrecargas en 230 kV

No.	Elemento	kV	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	FRONTPRO/RCL230A-1	230	300	101	106	106	107	102	103	103	103
2	PRO230/BAI230-27	230	193	102	132	133	133	133	132	132	131
3	POR230/BCA230-8B	230	193		101	101	102	101	101	101	100
4	PRO230/BCA230-8A	230	193		133	133	133	133	132	133	132
5	PANII230/TRAFO1-T1-T2-T3	230	175			100	103	112	119	123	131
6	PAN230/TRAFO1-T1-T2-T3	230	350							102	105
7	PRO230/POR230-8A	230	193	102							

Observaciones:

- Las sobrecargas reportadas en 230 kV no son atribuibles a las transferencias. Estas sobrecargas se reportan de igual manera en los casos sin transferencias.
- Considerando el límite de emergencia declarado en el RATE C de la base de datos, no se reportaría ninguna de las sobrecargas mostradas.
- No se reportan nodos con bajos voltajes en el sistema de Panamá.

Conclusión:

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

Identificación de las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM – Resultados de análisis – Costa Rica

Reporte de sobrecargas

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

Ampliaciones de transmisión propuestas

Descripción	kV	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]
Construcción de nueva línea 230 kV Frontera - SE Fortuna de 371 MVA	230	371	91.30	2027	12.83
Repotenciación de línea 230 kV SE Rio Claro - Frontera Progreso de 300 MVA a 440 MVA	230	440	49.36	2027	4.58
Construcción de nueva línea 230 kV Rio Macho - Tejar de 345 MVA	230	345	15.10	2027	8.20
				MUS\$	25.60

Se requiere además el ajuste del RATE de capacidad de la línea 230 kV Rio Claro - Palmar Ckt 1 de 259 MVA a 300 MVA a partir del año 2027.

Reuniones EOR-CTPET (Delegados de DOCSE-ICE, División de Transmisión y Dirección Planificación y Sostenibilidad-ICE):

- 01/noviembre/2023: Revisar los resultados de simulaciones con transferencias de 450 MW y la propuesta preliminar de ampliaciones de transmisión para hacer viables estas transferencias.

Resumen: El ICE informó lo siguiente:

- La línea Río Claro-Palmar tiene margen para aumentar la capacidad porque está operando para 58°C. y probablemente se pueda llevar a 300 MVA como Río Macho-San Isidro.
- Las sobrecargas en Río Macho-Tejar se pueden solucionar con el tendido del doble circuito en se tramo que quedó previsto como Pacuare-Tejar y el módulo GIS en Tejar ya está construido, solo faltaría revisar la factibilidad del nodo en Río Macho.
- La sobrecarga en los trafos. De SE Moín serán solventadas con un Esquema de Control Suplementario.

Conclusión:

- Las ampliaciones de transmisión propuestas por el EOR permitirán viabilizar exportación y porteo en sentido sur-norte de 450 MW en el sistema de transmisión de Costa Rica.
- Estas ampliaciones de transmisión son requeridas adicionales a las que serán ejecutadas en el marco de los planes de expansión de la transmisión de Costa Rica, que fueron informadas por el ICE, y las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM identificadas por el EOR.

Identificación de las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM – Resultados de análisis – Nicaragua

Reporte de sobrecargas

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

Ampliaciones de transmisión propuestas

No.	Descripción	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]
1	Construcción de nueva línea 230 kV SE Sandino-Frontera de 317 MVA.	317	117.50	2027	15.663
2	Construcción de nueva línea 230 kV SE La Virgen - Frontera de 371 MVA.	371	32.00	2027	6.923
3	Repotenciar la línea 138 kV SE Ticuantepe - Santo Domingo de 150 MVA a 220 MVA.	220	8.75	2026	0.712
				MUS\$	23.3

Reuniones EOR-CTPET (Delegados del CNDC-ENATREL y ENATREL):

- **31/octubre/2023:** Revisar los resultados de simulaciones con transferencias de 450 MW y la propuesta preliminar de ampliaciones de transmisión para hacer viables estas transferencias.

Resumen: De parte de ENATREL se comentó que están de acuerdo con que se analice la adición de los enlaces de interconexión entre Nicaragua-Costa Rica y Nicaragua-Honduras, asimismo consideran factible la repotenciación de las líneas de 138 kV que se han indicado.

Identificación de las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM – Resultados de análisis – Honduras

Reporte de sobrecargas

Elemento	kV	RATE A/A	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
AGC-B624/FHS-230-1	230	374	139	138	139	138	139	138	139	137
PRD-B618/FNH-230-1	230	317.3	154	154	155	155	156	156	161	154
SIS-B548/SIS-B6XX-1	138	150			105	105	106	106	107	108
PAV-B620/SLU-B637-1	230	317.3	130							
SUY-B515/MFL-B523-1	138	151.8								100
SUY-B612/CDH-B629-1	230	317.3	118							

Ampliaciones de transmisión propuestas

Descripción	Kv	Cap. Nom. (MVA)	Long. [km]	Año	Costo estimado [MUS\$]
Construcción de nueva línea 230 kV Agua Caliente-Frontera SE Sandino - 374 MVA - Uso 2do Ckt SIEPAC.	230	374	61.00	2028	9.928
				MUS\$	9.928

Reuniones EOR-CTPET (Delegados de CND-ENEE y ENEE Transmisión):

- **31/octubre/2023:** Revisar los resultados de simulaciones con transferencias de 450 MW y la propuesta preliminar de ampliaciones de transmisión para hacer viables estas transferencias.

Resumen de la reunión:

1. El CND-ENEE consideró necesario enfatizar que en el plan de expansión de la transmisión de Honduras se tiene contemplado incorporar la línea Agua caliente- Prado utilizando las estructuras previstas para un segundo circuito en las torres de la línea SIEPAC, para lo cual indican que se encuentran negociando con la EPR el uso de esa infraestructura.
2. el EOR indicó que es crítico que el CND-ENEE concrete las obras de transmisión que tiene aprobadas en sus planes de expansión nacionales, siendo de especial importancia el enlace Agua Caliente-Prados para resolver sobrecargas muy restrictivas en la zona sur; y asimismo el EOR indicó los resultados que se han obtenido y las recomendaciones de ampliaciones de transmisión suponen que se han construido las obras de transmisión informadas por el CND-ENEE como parte de sus planes de expansión aprobados.

Recomendaciones de Ampliaciones Regionales

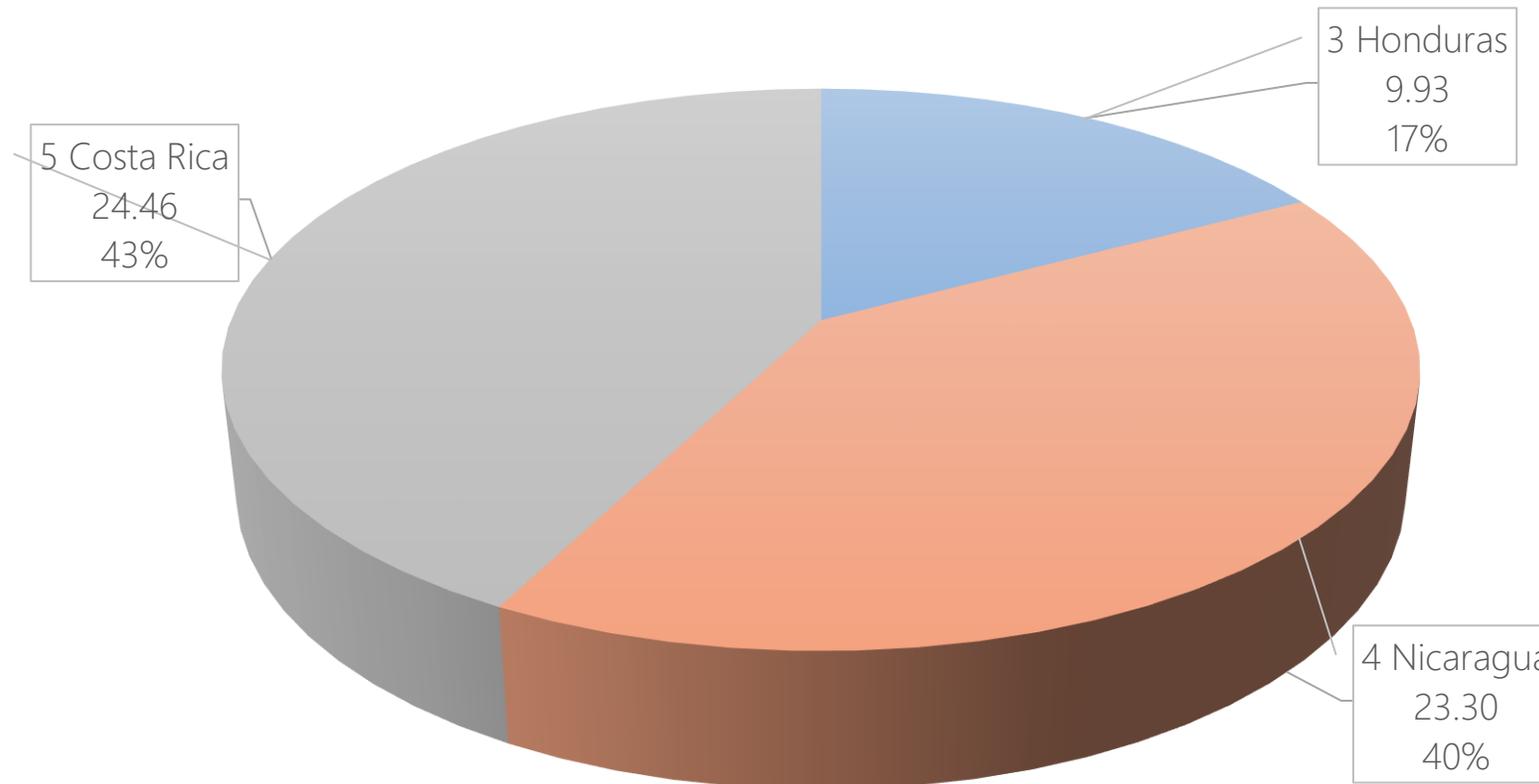
- Con base en las metodologías, procedimientos, y criterios establecidos en el Capítulo 10 del Libro III del RMER se ha determinado las ampliaciones de transmisión regional que permitirán alcanzar una capacidad operativa mayor a la COIIM.
- Con estas ampliaciones podrá alcanzarse una capacidad operativa en sentido sur-norte de al menos 450 MW entre los sistemas de Panamá-Costa Rica, Costa Rica-Nicaragua y Nicaragua-Honduras. Impactando también en el incremento sustancial de las capacidades norte-sur.
- Estas ampliaciones de transmisión regional cumplen el criterio establecido en el RMER para clasificarse como ampliaciones regionales planificadas.

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

Resumen de las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM

Inversión total: MUS\$57.68

Inversión por país [MUS\$] y % respecto al total



Este monto incluye todas las inversiones en ampliaciones de transmisión identificadas para todo el horizonte del estudio (2024-2033),

No obstante, el numeral 10.3.57 indica que las ampliaciones regionales a proponer serán las que entren en servicio a más tardar en los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de planificación.

Premisas de la evaluación económica

Lineamientos (RMER Libro III, 10.3.5.6):

a) Determinar el Valor Presente Neto de las Ampliaciones de Transmisión Regional como la diferencia del Valor Presente Neto (VPN) del Beneficio Social con ampliaciones, menos el VPN del Beneficio Social sin ampliaciones, este cálculo deberá realizarse por país y por cada Ampliación de Transmisión Regional, según corresponda;

$$VPN_{BS} > 0$$

b) Determinar el Beneficio Social Neto que se calculará como el Valor Presente Neto atribuible a la Ampliación de Transmisión Regional que se evalúa, menos el Valor Presente Neto de las inversiones y los costos de operación y mantenimiento de dicha ampliación;

$$VPN_{BSN} > 0$$

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

$$TIR > 12.99\%$$

(Tasa de descuento regional)

En caso de que la TIR resulte indeterminada, el criterio de decisión se basará en los indicadores a) y b).

Criterios de decisión
(RMER Libro III, 10.3.5.6):

Premisas

La Tasa de Descuento regional: 12.99% de conformidad con la Resolución CRIE-02-2023

Vida útil: 30 años.

Agrupamiento de las ampliaciones de transmisión: De conformidad a lo establecido en el numeral 10.3.3.2 del libro III del RMER, se han evaluado las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM como un solo grupo debido a que demuestran tener interdependencia funcional y operativa considerando que tanto las ampliaciones requeridas en el sistema de Costa Rica como en el sistema de Nicaragua son necesarias para hacer viable el porteo sur-norte desde Panamá hasta el sistema de Honduras, donde puede distribuirse el intercambio del MER en el triángulo norte.

Definición del año de entrada en servicio: Se ha definido en la evaluación el año 2028 como el año de puesta en operación de las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM, considerando un plazo que permita la gestión y ejecución de las ampliaciones importantes para mantener la COIIM en Costa Rica, Nicaragua y Honduras, y además un plazo adecuado para el proceso de aprobación, gestión y construcción de las ampliaciones de transmisión regional.

Resultados de la evaluación económica

Sistema	Excedente neto de los consumidores (i)	Excedente neto de los generadores (ii)	VPN del Beneficio Social de las Ampliaciones (A) = i + ii	VP de anualidades Inversión + CO&M de las ampliaciones x país (B) [MUS\$]	Beneficio Social Neto (BSN) por país (C = A - B) [MUS\$]	Concentración de BSN [%]
Guatemala	850.8	-830.5	20.27	0.00	20.27	6.20%
El Salvador	511.5	-477.9	33.64	0.00	33.64	10.29%
Honduras	585.1	-781.3	-196.23	4.76	-200.99	0.00%
Nicaragua	500.1	-485.1	14.93	10.99	3.94	1.20%
Costa Rica	211.5	-105.6	105.86	11.72	94.13	28.80%
Panamá	-1,050.5	1,225.4	174.91	0.00	174.91	53.51%
Suma VPN	1,608.5	-1,455.2	153.36	Suma VP BSN	125.89	
				Suma BSN+	326.88	

10.3.5.7 El EOR deberá elaborar la lista de las Ampliaciones de Transmisión Regional que cumplan los criterios de evaluación económica y que entren en servicio a más tardar en los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de planificación. Dentro de esta lista, se identificará lo siguiente:

- Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, Concentración de los beneficios sociales $\geq 80\%$ del valor presente neto total;
- Ampliaciones Regionales Planificadas, serán aquellas que no fueron seleccionadas en el romano i. de este literal.



Evaluación conforme a los criterios:

- $VPN_{BS} = 153,36 \text{ MUS\$} > 0$
- $\text{Beneficio Social Neto} = 125.89 \text{ MUS\$} > 0$
- $TIR: \text{indefinida.}$

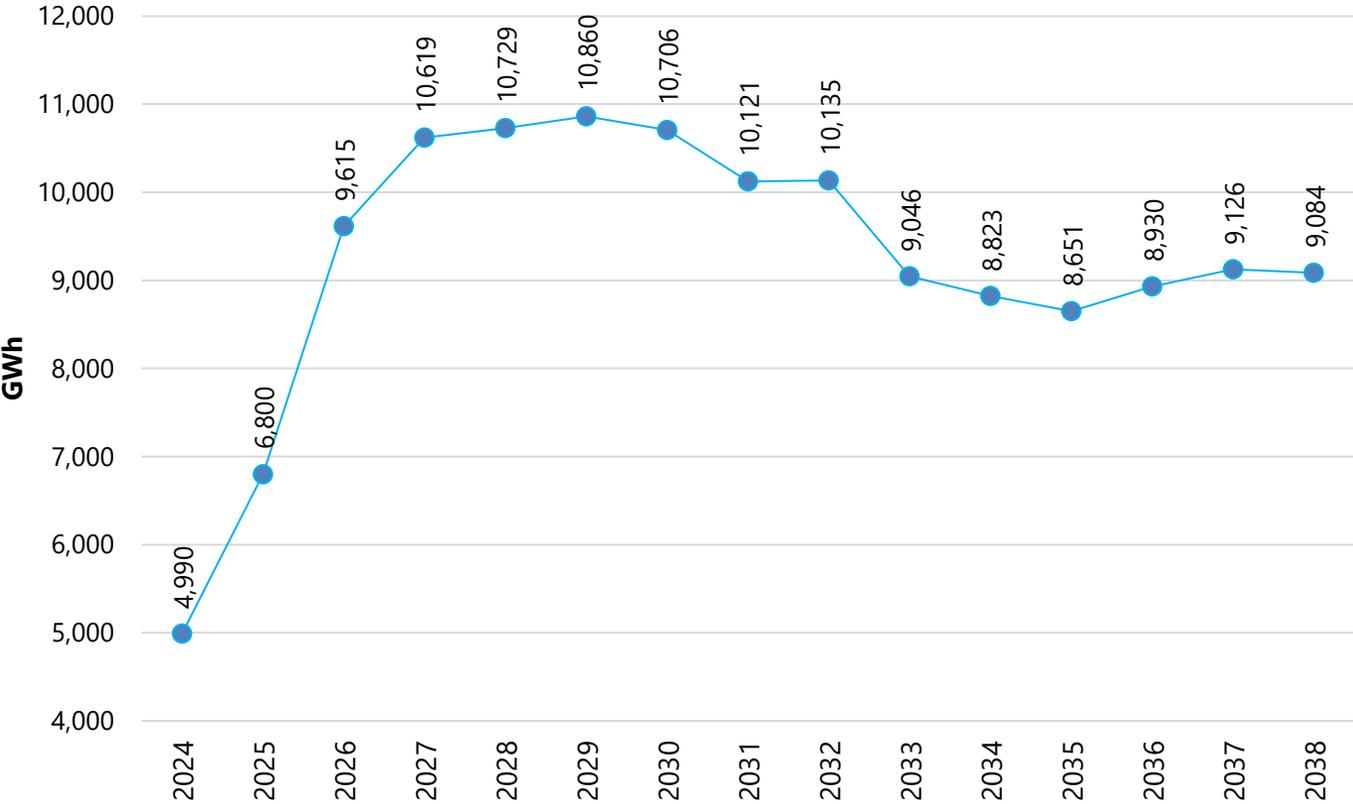
Se cumplen los criterios de evaluación económica.

Conclusiones:

- Las ampliaciones de transmisión cumplen con los criterios de evaluación económica.
- Ningún país concentra 80% o más de los beneficios sociales netos,
- Por lo tanto las ampliaciones de transmisión para superar la COIIM califican como "Ampliaciones regionales Planificadas"

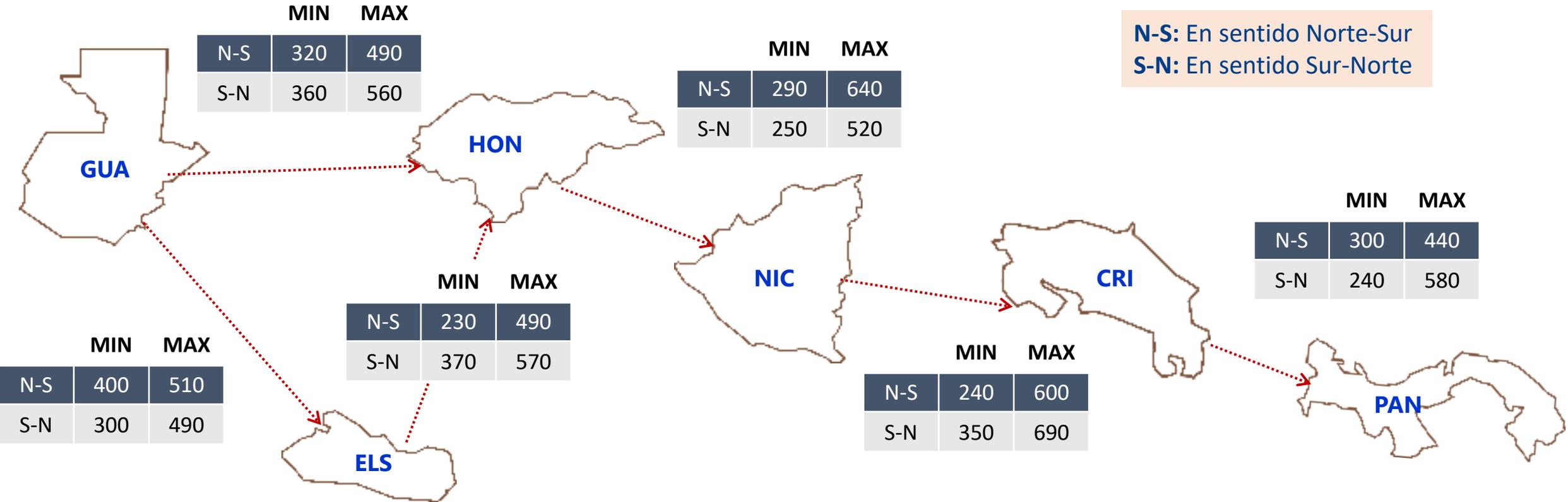
Impacto de las ampliaciones de transmisión identificadas

Proyección de inyecciones de energía en el MER



- Con las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM, podrá alcanzarse una capacidad operativa del orden de 550 MW en el bloque sur del SER: Panamá-Costa Rica, Costa Rica-Nicaragua y Nicaragua – Honduras.
- En el bloque norte del SER se ha determinado una capacidad operativa superior a 300 MW, gracias a la forma en que se encuentran interconectados los sistemas de Guatemala, El salvador y Honduras.
- La identificación las ampliaciones para superar la COIIM y los impactos previstos, supone que los países del MER cumplen con sus planes de expansión nacionales y que ejecutan las obras para la capacidad operativa mínima de 300 MW.

Capacidades Operativas estimadas (2026 – 2033) Valores mínimos y máximos [MW]



N-S: En sentido Norte-Sur
S-N: En sentido Sur-Norte

Nota: Los valores menores a 300 MW son determinados por restricciones del despacho de generación.

Reuniones técnicas de revisión con entidades planificadoras nacionales

Septiembre 2023

Se revisaron los resultados de los estudios de identificación de las ampliaciones de transmisión para alcanzar y mantener la Capacidad operativa de 300 MW.

Fecha	País	Entidades participantes
Costa Rica	12-sept-2023	DOCSE-ICE; ICE-DPS; ICE-División de Transmisión
Panamá	13-sept-2023	ETESA-Gerencia de planeamiento; CND-ETESA.
Honduras	13-sept-2023	ODS-ENEE
Guatemala	14-sept-2023	AMM; MEM
El Salvador	14-sept-2023	UT; ENTE, ETESAL-Planificación;
Nicaragua	19-sept-2023	ENATREL-División de planificación; CNDC.

Octubre - Noviembre 2023

Se validaron las propuestas finales de ampliaciones necesarias para alcanzar y mantener la Capacidad operativa de 300 MW y se revisaron los resultados de los análisis considerando transferencias de 450 MW.

Fecha	País	Entidades participantes
Honduras	31-oct-2023	ODS-ENEE – Gerencia de Planificación, ENEE-Transmisión.
Nicaragua	31-oct-2023	ENATREL-División de planificación; CNDC.
Costa Rica	01-nov-2023	DOCSE-ICE; ICE-DPS; ICE-División de Transmisión
Panamá	01-nov-2023	ETESA-Gerencia de planeamiento; CND-ETESA.
Guatemala	22-nov-2023	AMM; MEM
El Salvador	22-nov-2023	UT; ENTE, ETESAL-Planificación;

Conclusiones del estudio de planificación de la transmisión regional de largo plazo 2024-2033

1. Las ampliaciones de transmisión para alcanzar y mantener la capacidad de 300 MW (COIIM) fueron principalmente propuestas de las entidades planificadoras nacionales.

2. Con las ampliaciones de transmisión regional para superar la COIIM, podrá alcanzarse una capacidad operativa del orden de 550 MW desde Panamá hasta Honduras.

El bloque norte del SER mantendrá una capacidad operativa superior a 300 MW, debido a la forma en que se encuentran interconectados los sistemas de Guatemala, El Salvador y Honduras.

3. La RTR podrá dar un salto relevante en la capacidad Operativa hasta 550 MW, con una inversión adicional relativamente baja (58 MUS\$),

Lo anterior considerando que los países del MER cumplen con sus planes de expansión nacionales y ejecutan las obras para la capacidad operativa mínima de 300 MW.

4. El incremento de la capacidad operativa superando los 300 MW, permitirá transacciones anuales en el MER del orden de 10,000 GWh.

5. La planificación regional propone el aprovechamiento del segundo circuito SIEPAC para la construcción de los nuevos enlaces de interconexión

Nicaragua-Costa Rica (La Virgen-SE Fortuna) y **Honduras-Nicaragua** (Agua Caliente- Sandino), autorizadas por el CDMER en la Resolución No. 4-CDMER/114

6. El Proceso de la Planificación regional contó con la participación de los Operadores nacionales y las entidades planificadoras nacionales.

El informe de la planificación de la transmisión regional de largo plazo, correspondiente a los años 2024-2033, fue remitido formalmente a la CRIE, entidades planificadoras nacionales y a los OS/OM en diciembre de 2023. y se encuentra publicado en el sitio web del EOR para acceso público.



Avenida Las Magnolias, n° 128 colonia San Benito,
San Salvador, El Salvador, C.A.
PBX : (503) 2245-9900 FAX : (503) 2208-2368.
www.enteoperador.org

NOTA IMPORTANTE

El contenido del presente documento, junto con cualquier archivo adjunto, puede contener información propiedad del Ente Operador Regional -EOR.- titular de los derechos de autor de todo el contenido, diseño e imagen. Por lo anterior, está prohibido copiar, transmitir, retransmitir, transcribir, almacenar, alterar o reproducir parcial o total por cualquier medio electrónico o mecánico esta información, sin permiso por escrito por parte del EOR. Dicha información podría ser de carácter confidencial, propietaria o con derechos reservados y privilegios legales asociados. Su uso se debe circunscribir solamente al individuo o entidad para el cual la información fue originalmente destinada. Asimismo, el Ente Operador Regional-EOR, no se hace legalmente responsable por daños de cualquier tipo causados por el contenido del mensaje, por errores u omisiones, o por los archivos adjuntos. La integridad y seguridad de este mensaje no pueden ser garantizadas en el Internet.

Si usted no es el destinatario de este mensaje, por favor elimínelo. Asimismo, le agradecemos informarnos de cualquier uso indebido de nuestra infraestructura mediante el envío de un correo electrónico a : consultas-informacion@enteoperador.org



REVISIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN INDICATIVA DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL PRESENTADO POR EL EOR

Normativa

I. Tratado Marco

Artículo 2. Los fines del Tratado son:

“b) Establecer las **condiciones para el crecimiento** del Mercado Eléctrico regional, que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social. “

“d) **Impulsar la infraestructura de interconexión** necesaria para el desarrollo del Mercado Eléctrico regional.

e) Crear las condiciones necesarias para **propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad** en el suministro de energía eléctrica en la región.”

Artículo 28. Los principales objetivos y funciones del EOR son:

“e. Formular el plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado.”

II. RMER

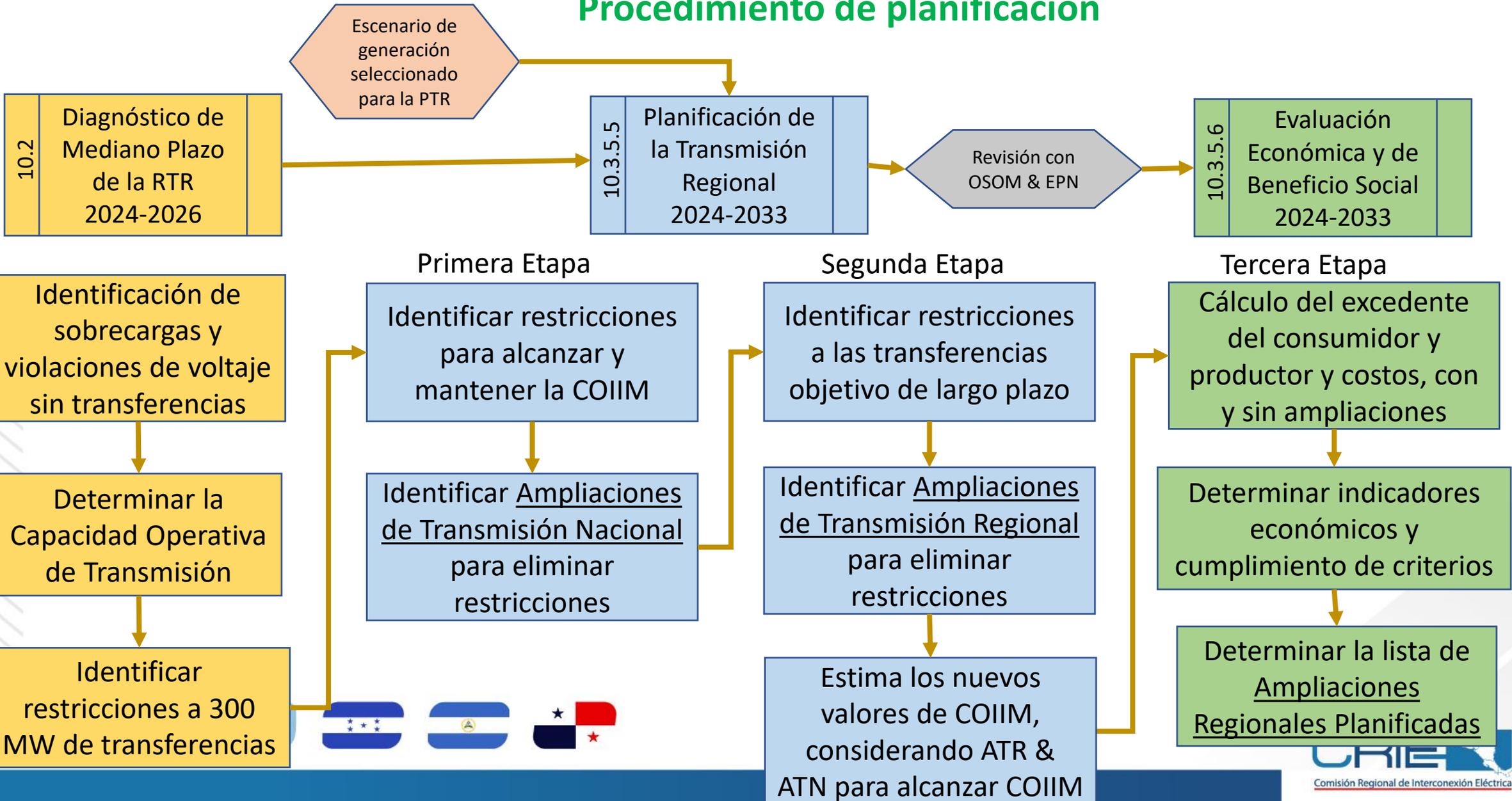
“10.1.3 Como parte del proceso de planificación regional, el EOR deberá elaborar lo siguiente:

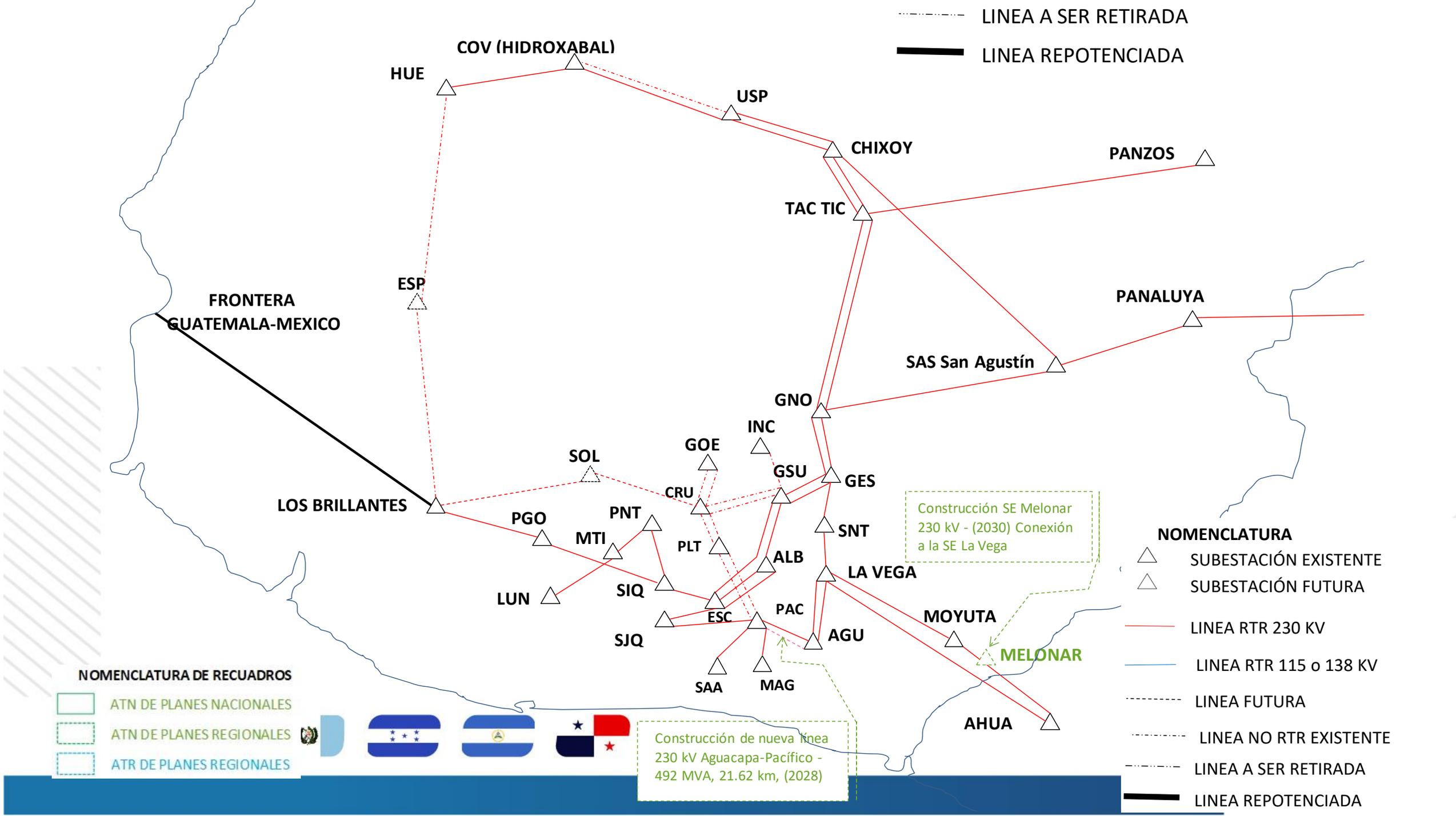
- a) Reporte de conformación de la Base de Datos Regional para el proceso de planificación regional, (...)
- b) Reporte del Diagnóstico de Mediano Plazo (...);
- c) Reporte de la Planificación de la generación regional (...)”

“10.1.4 El EOR elaborará, cada dos años, el **informe del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional**, el cual deberá contener el diagnóstico de mediano plazo, la planificación de la generación regional y la planificación de la transmisión regional; asimismo, deberá publicarlo en su sitio web a más tardar el último día hábil del mes de diciembre del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional.(...)”

Planificación de la Transmisión Regional

Procedimiento de planificación





- - - - - LINEA A SER RETIRADA
 ——— LINEA REPOTENCIADA

FRONTERA
GUATEMALA-MEXICO

NOMENCLATURA DE RECUADROS

- ATN DE PLANES NACIONALES
- ATN DE PLANES REGIONALES
- ATR DE PLANES REGIONALES

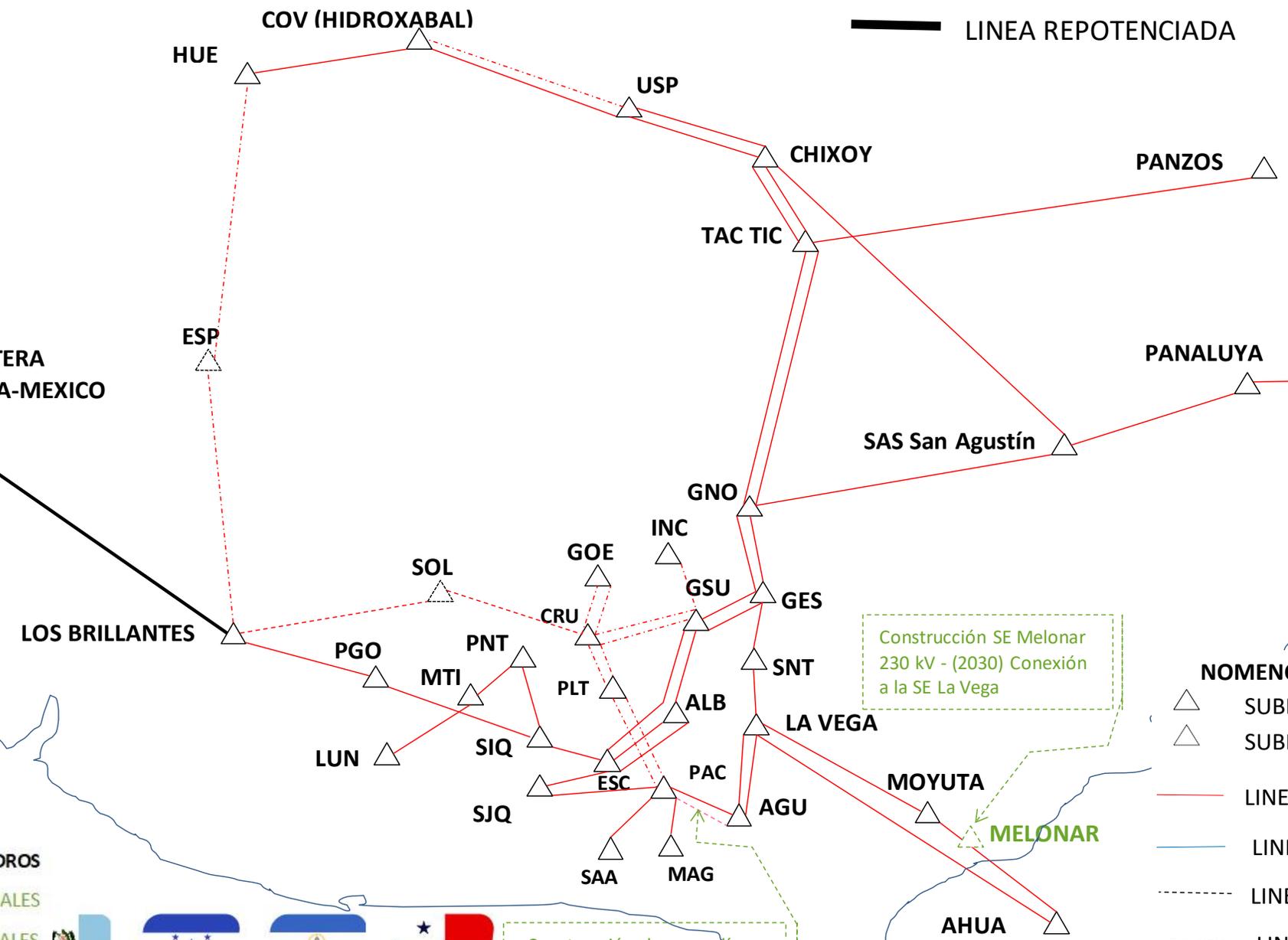


Construcción de nueva línea
 230 kV Aguacapa-Pacífico -
 492 MVA, 21.62 km, (2028)

Construcción SE Melonar
 230 kV - (2030) Conexión
 a la SE La Vega

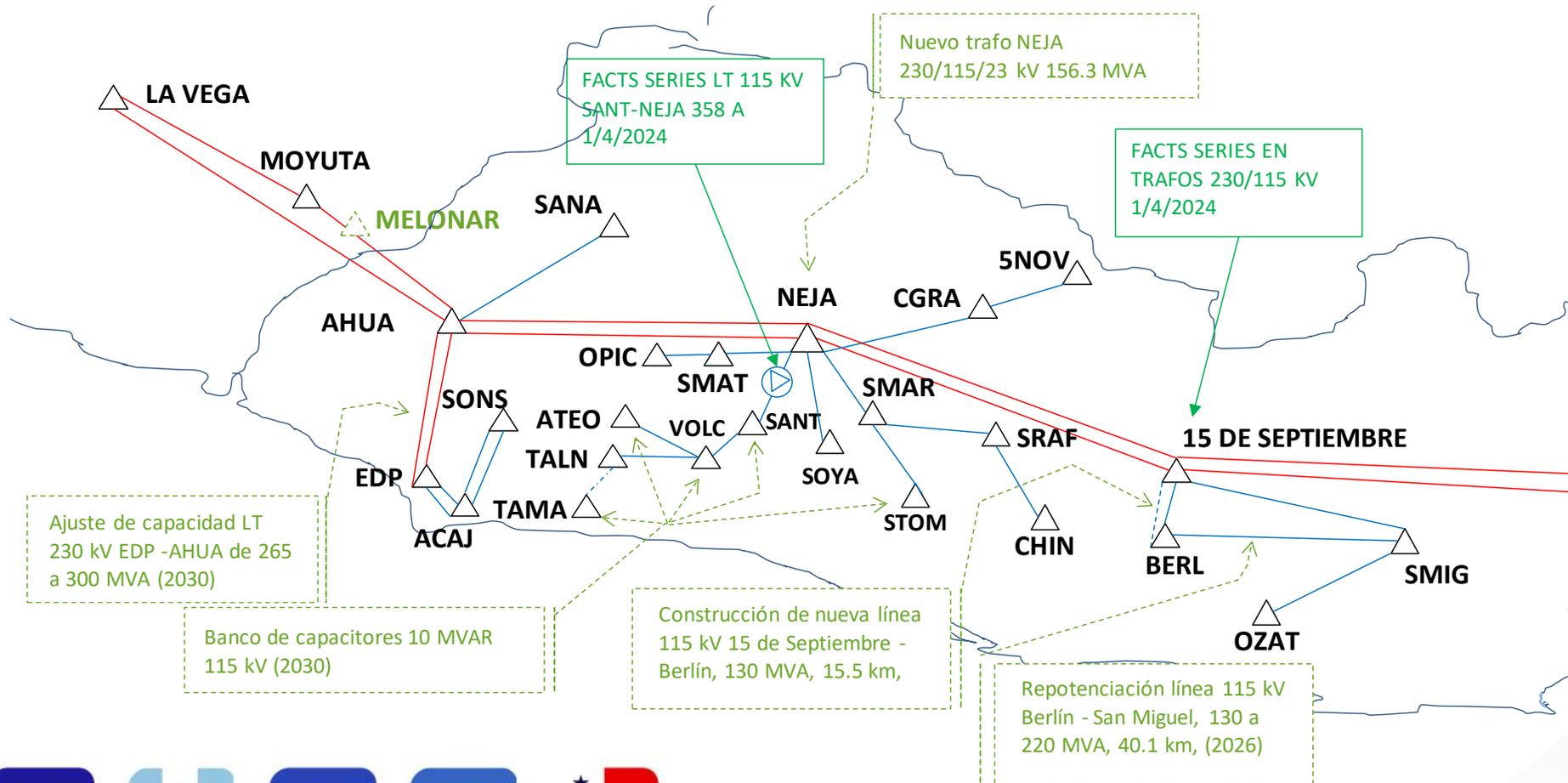
NOMENCLATURA

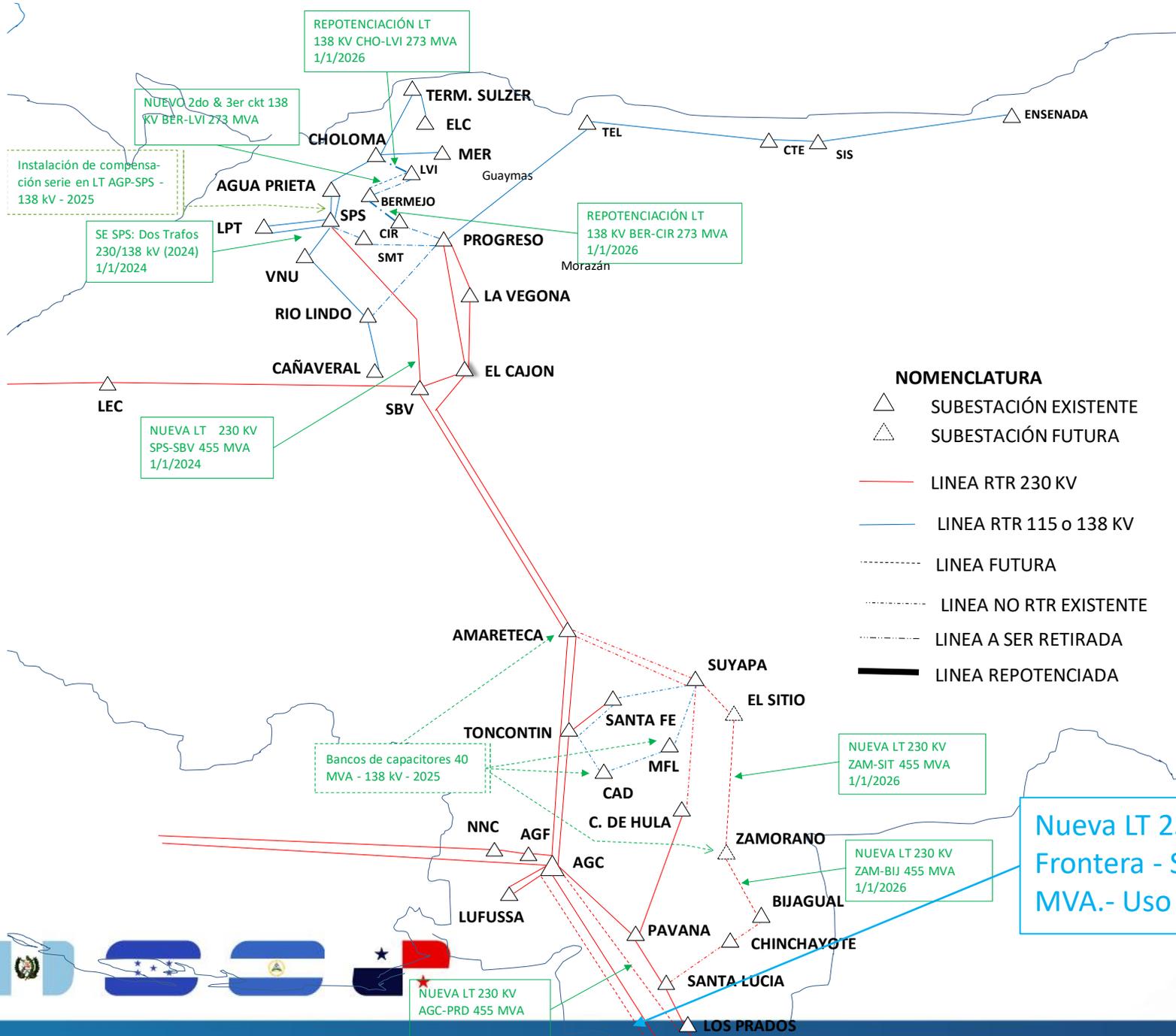
- SUBESTACIÓN EXISTENTE
- SUBESTACIÓN FUTURA
- LINEA RTR 230 KV
- LINEA RTR 115 o 138 KV
- LINEA FUTURA
- LINEA NO RTR EXISTENTE
- LINEA A SER RETIRADA
- LINEA REPOTENCIADA



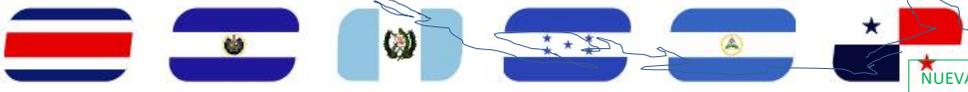
Planificación de la Transmisión Regional

Planes de expansión de los sistemas de transmisión nacional y regional





Nueva LT 230 kV AGC - Frontera - SE Sandino de 374 MVA.- Uso 2do Ckt SIEPAC.



Planificación de la Transmisión Regional

Planes de expansión de los sistemas de transmisión nacional y regional



Nueva LT 230 kV AGC - Frontera - SE Sandino de 374 MVA.- Uso 2do Ckt SIEPAC.

Repotenciar LT 138 kV Catarina - Masaya de 100 a 200 MVA (2032)

Construcción de nueva línea 230 kV SE La Virgen - Frontera y Frontera - SE Fortuna de

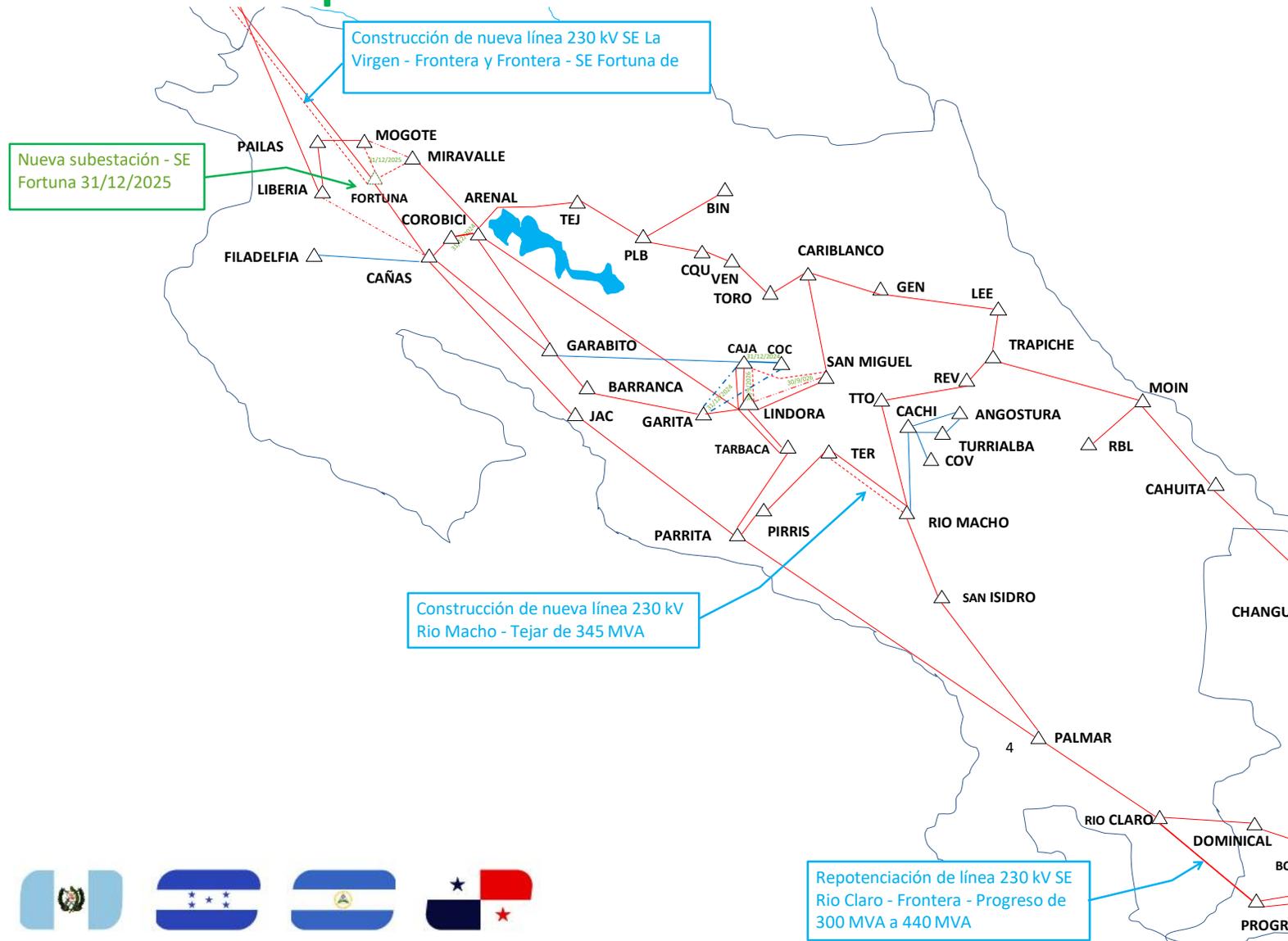
Nueva subestación - SE Fortuna 31/12/2025

- NOMENCLATURA**
- △ SUBESTACIÓN EXISTENTE
 - △ SUBESTACIÓN FUTURA
 - LINEA RTR 230 KV
 - LINEA RTR 115 o 138 KV
 - - - LINEA FUTURA
 - · - · - LINEA NO RTR EXISTENTE
 - · - · - LINEA A SER RETIRADA
 - LINEA REPOTENCIADA



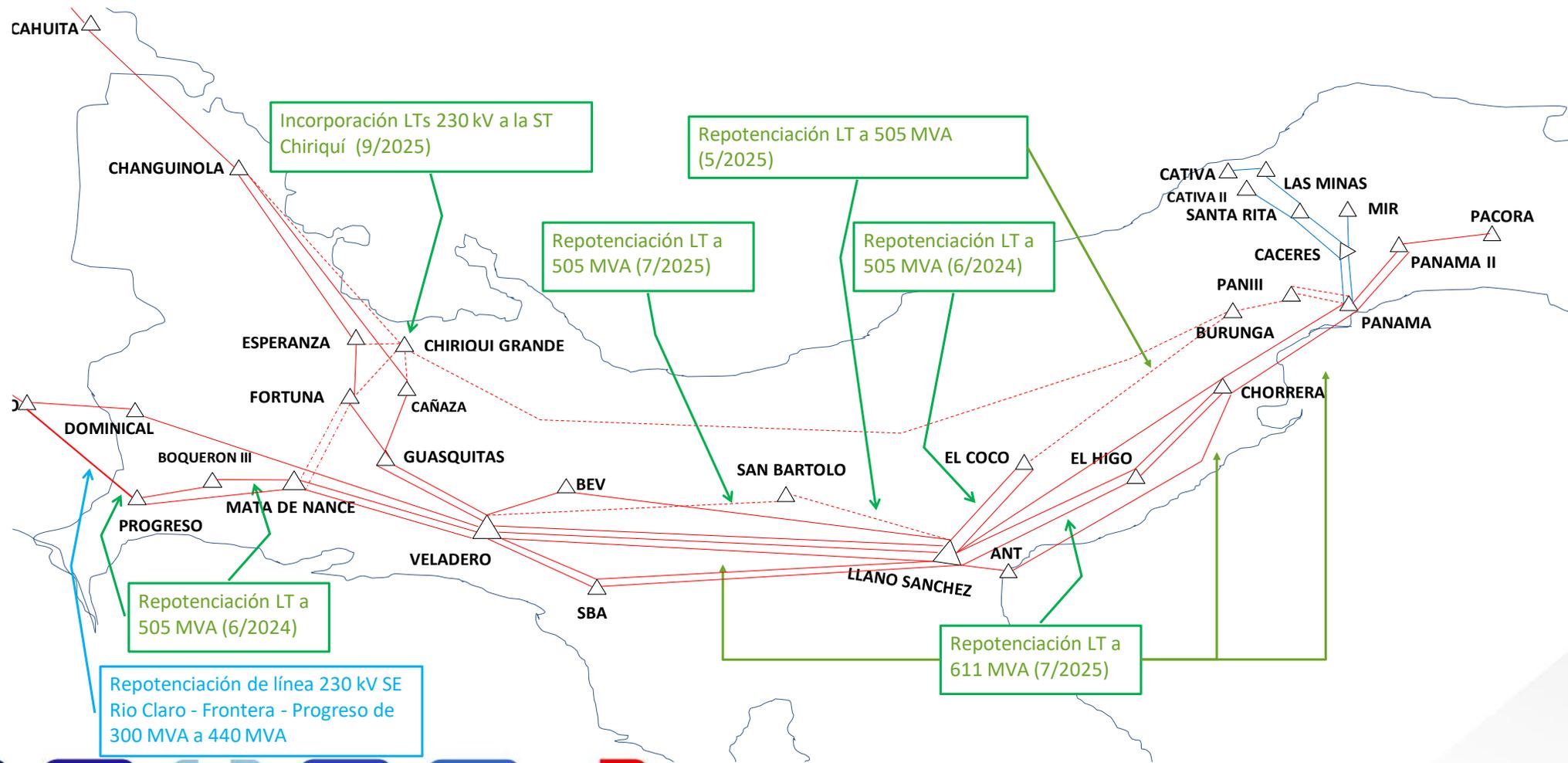
Planificación de la Transmisión Regional

Planes de expansión de los sistemas de transmisión nacional y regional



Planificación de la Transmisión Regional

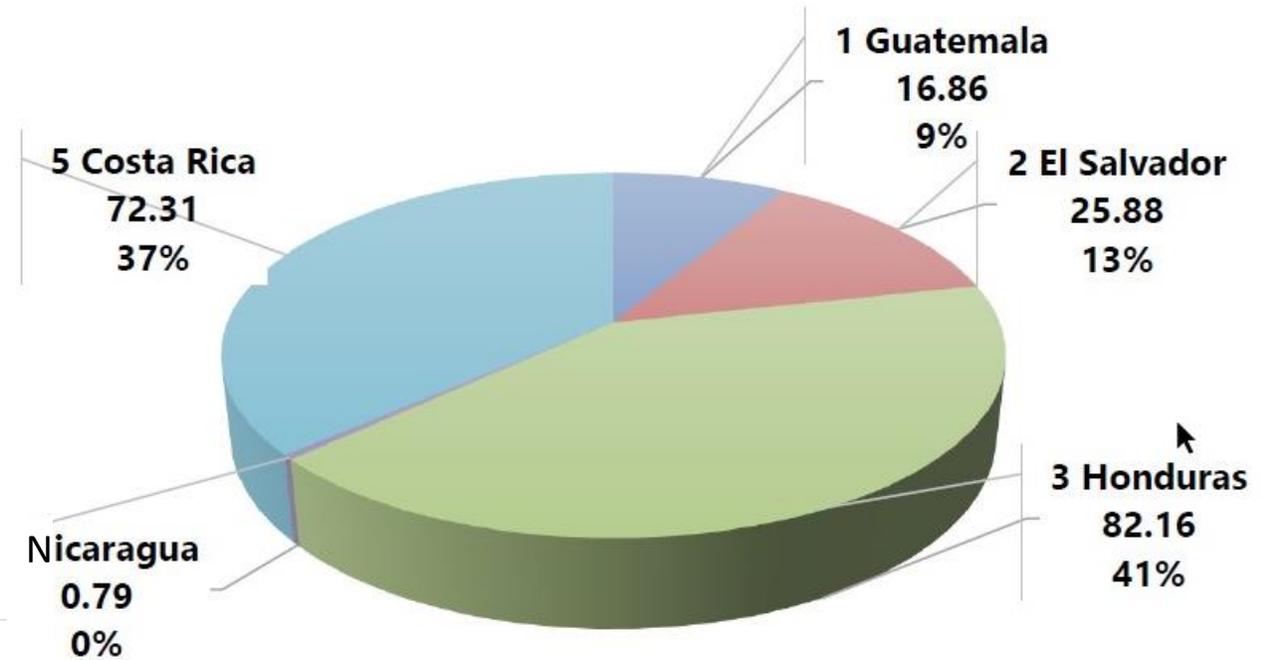
Planes de expansión de los sistemas de transmisión nacional y regional



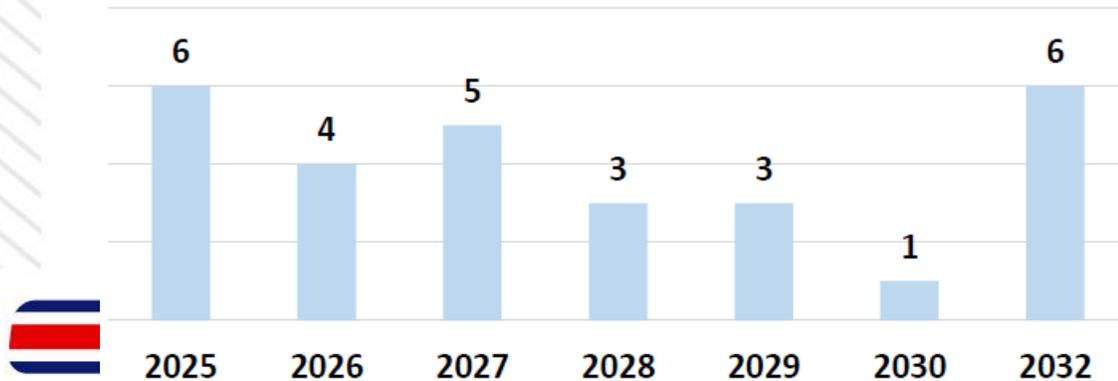
Planificación de la Transmisión Regional

Resumen de las ATN para Alcanzar y Mantener la COIIM

Sistema	Costo Estimado [Millones US\$]	Porcentaje respecto al total
Guatemala	16.86	8.5 %
El Salvador	25.82	13.0 %
Honduras	82.16	41.5 %
Nicaragua	0.79	0.4 %
Costa Rica	72.31	36.5 %
Panamá		
	197.94	100%



Gráfica 4. Cantidad de obras requeridas por año



Planificación de la Transmisión Regional

Resumen de las ATR para superar la COIIM

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

Sistema	Costo Estimado [Millones US\$]	Porcentaje respecto al total
Honduras	9.93	17.2%
Nicaragua	22.59	39.6%
Costa Rica	24.46	42.9
	57.68	100%



Planificación de la Transmisión Regional

Guía de verificación – Identificación de ATN para alcanzar y mantener COIIM

Aspecto		Criterio	Check
Expansiones nacionales		Se incluye el sistema de generación y la red de transmisión existente, así como las ampliaciones que estén prevista en los planes de expansión nacionales.	✓
Escenarios de transferencia sin intercambio:		Se conforma casos de estudios sin considerar intercambio de potencia entre países a partir de la condición similar al escenario base de autosuficiencia.	✓
Recreación de los Casos del flujo de potencia entre países.		Condición más exigente de carga para estación lluviosa y seca de demanda máx., med. y mín.	---
		Ajuste de generación, conforme al despacho de la serie con mayor inyección al MER.	---
		Ajuste de generación, conforme al orden de mérito.	✓
Análisis de estado estable	Ident. sobrecargas de circuitos	De las salidas de las simulaciones operativas, identificar los elementos de red con sobrecarga.	✓
	Ident. soluciones a sobrecargas	Identificar ATN que permitan superar las restricciones por sobrecargas, cumpliendo lo CCSD.	✓
	Identificación soluciones a violaciones de voltaje.	Con las ampliaciones identificadas en el paso anterior, realizar análisis de contingencias para determinar ampliaciones que permitan cumplir los CCSD para voltaje.	✓
Análisis de funcionamiento transitorio		Analizar cuando corresponda, el estado dinámico del SER en el largo plazo para evaluar sobrecargas o violaciones de voltaje ante contingencias N-1.	---
Escenarios de transferencia con COIIM:		Considerando las ampliaciones identificadas en el escenario sin transferencia, se repite el análisis de estado estable y dinámico para identificar ATN para alcanzar y mantener la COIIM.	✓
Proyectos candidatos:		Definir proyectos candidatos alternos que permitan eliminar las sobrecargas y violaciones de voltaje identificados en los pasos anteriores para cumplir con los CCSD.	✓
		Proyectar ATN basados en variables de decisión, tal que se decida repotenciar o instalar circuitos nuevos, junto con sus características técnicas y económicas de inversión.	✓
Selección de proyectos:		Se ejecuta el modelo de expansión, para seleccionar los proyectos de transmisión.	---
		Se consulta al planificador nacional para decidir la selección de los proyectos.	✓

Planificación de la Transmisión Regional

Guía de verificación – Identificación de ATR para superar la COIIM

Aspecto		Criterio	Check
Expansiones nacionales		Se incluye las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM seleccionadas en consulta con el planificador nacional.	✓
Escenarios de transferencia óptimos:		Se identificarán las interconexiones entre países en los cuales los flujos de potencia exceden la COIIM y los circuitos que exceden su capacidad nominal	✓
Recreación de los Casos del flujo de potencia entre países del escenario generación:		Condición más exigente de carga para estación lluviosa y seca de demanda máx., med. y mín.	---
		Ajuste de generación, conforme al despacho de la serie con mayor inyección al MER.	---
		Ajuste de generación, conforme al orden de mérito.	✓
Análisis de estado estable	Ident. sobrecargas de circuitos	Identificar los elementos de red de transmisión que resultan con sobrecarga.	✓
	Ident. Soluciones a sobrecargas	Identificar las ampliaciones de transmisión que permitan superar las restricciones por sobrecargas.	✓
	Ident. Soluciones a violaciones de voltaje	Con las ampliaciones identificadas en el paso anterior, realiza análisis de contingencias para determinar ampliaciones que permitan cumplir los CCSD.	✓
Análisis funcionamiento transitorio		Analizar cuando corresponda, el estado transitorio del SER en el largo plazo para evaluar sobrecargas o violaciones de voltaje ante contingencias N-1.	---
Proyectos candidatos		Definir proyectos candidatos alternos que permitan eliminar las sobrecargas y violaciones de voltaje identificados en los pasos anteriores para cumplir con los CCSD.	✓
		Proyectar ATN basados en variables de decisión, tal que se decida repotenciar o instalar circuitos nuevos, junto con sus características técnicas y económicas de inversión.	---
Selección de proyectos		Ejecuta el modelo de expansión óptima para seleccionar los proyectos de transmisión.	---
		Se consulta al planificador nacional para decidir la selección de los proyectos.	✓
Capacidad de intercambio		Una vez identificadas las ATN y ATR, se estima los nuevos valores de COIIM [103.5.5, b), iii.].	✓

Planificación de la Transmisión Regional

Verificación de cumplimiento de lineamientos para el cálculo de los costos

Aspecto	Criterio	Check
Información referencial	Documentar costos unitarios referenciales a partir de los planes de expansión de transmisión nacionales publicados, así como información referencial de otras fuentes obtenidas por el EOR.	✓
Equipos	Establecer categorías o tipo genérico de elemento de transmisión.	✓
Precios unitarios	Determinar los valores promedios unitarios de cada categoría o tipo genérico de elemento de transmisión y por país.	✓
El costo de capital	La anualidad de la inversión comprendida dentro del horizonte de planificación se calcula considerando un periodo de pago de 30 años o su vida útil, a la Tasa de Descuento vigente informada por CRIE. Mostrar memoria de cálculo.	✓



Planificación de la Transmisión Regional

VPN de las anualidades de Inversión + CO&M

Sistema	Descripción de la ampliación	Año de entrada	Costo (MUS\$)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	VNA	VNA x país
Honduras	Construcción de nueva línea 230 kV Agua Caliente-Frontera SE Sandino - 374 MVA - Uso 2do Ckt SIEPAC.	2028	9.93	0.00	0.00	0.00	0.00	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	4.76	4.76
Nicaragua	Construcción de nueva línea 230 kV SE Sandino-Frontera de 374 MVA. - Uso 2do Ckt SIEPAC.	2028	15.66	0.00	0.00	0.00	0.00	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	1.90	7.51	10.99
Nicaragua	Construcción de nueva línea 230 kV SE La Virgen - Frontera de 371 MVA. - Uso 2do Ckt SIEPAC.	2028	6.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	3.32	
Nicaragua	Repotenciar la línea 138 kV SE Ticuantepe - Santo Domingo de 150 MVA a 220 MVA.	2032	0.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.16	
Costa Rica	Construcción de nueva línea 230 kV Frontera - SE Fortuna de 371 MVA - Uso 2do Ckt SIEPAC.	2028	12.83	0.00	0.00	0.00	0.00	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	1.56	6.15	11.72
Costa Rica	Repotenciación de línea 230 kV SE Rio Claro - Frontera Progreso de 300 MVA a 440 MVA	2028	3.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	1.65	
Costa Rica	Construcción de nueva línea 230 kV Rio Macho - Tejar de 345 MVA	2028	8.20	0.000	0.000	0.000	0.000	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	3.93	
	Total	MUS\$	57.68	0.000	0.000	0.000	0.000	6.924	6.924	6.924	6.924	7.010	7.010	7.010	7.010	7.010	7.010	7.010	27.471	27.471

Evaluación económica de las ATR

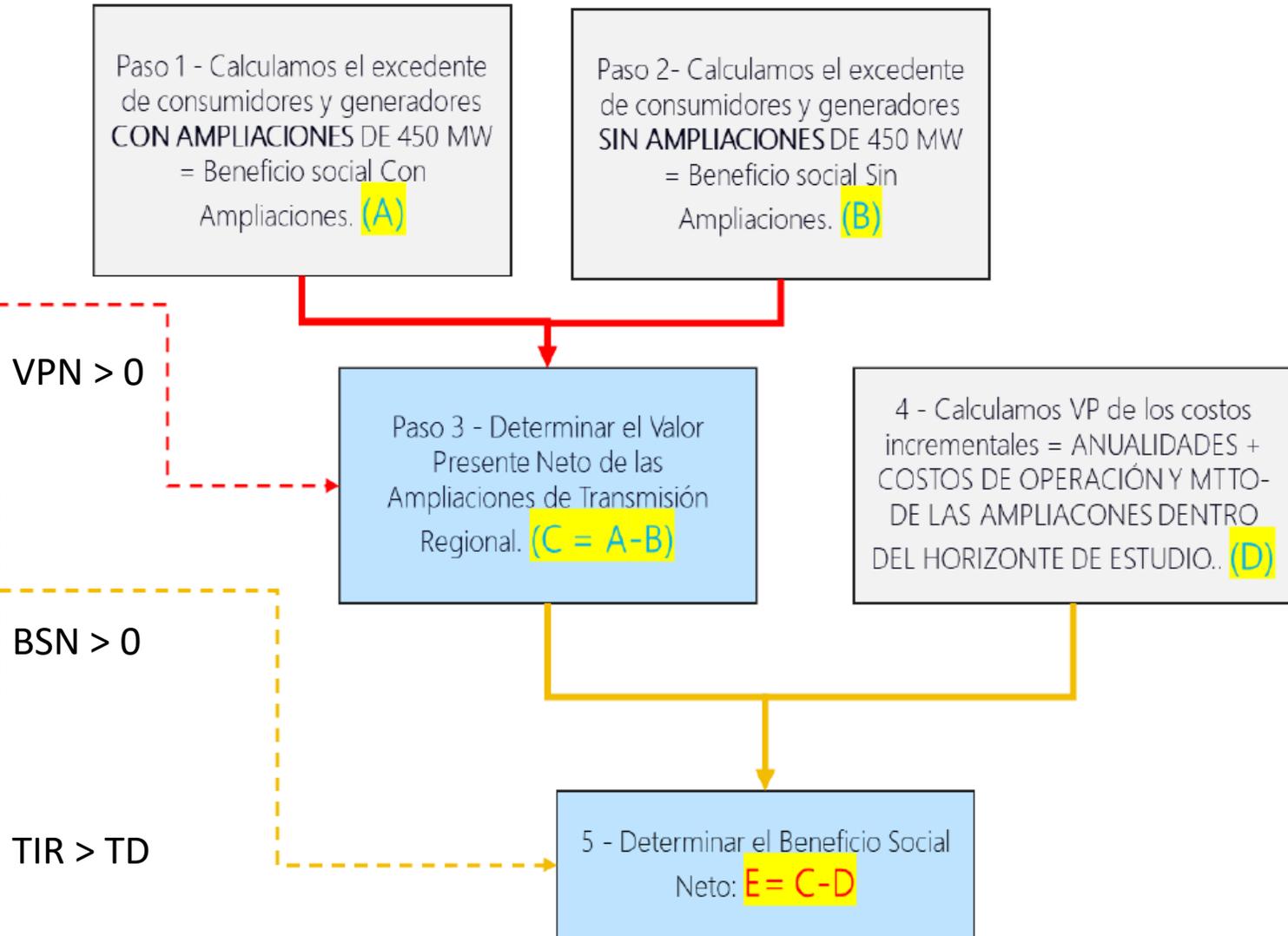
Proceso de cálculo de los indicadores económicos

Lineamientos (RMER Libro III, 10.3.5.6):

a) Determinar el Valor Presente Neto de las Ampliaciones de Transmisión Regional como la diferencia del Valor Presente Neto (VPN) del Beneficio Social con ampliaciones, menos el VPN del Beneficio Social sin ampliaciones, este cálculo deberá realizarse por país y por cada Ampliación de Transmisión Regional, según corresponda;

b) Determinar el Beneficio Social Neto que se calculará como el Valor Presente Neto atribuible a la Ampliación de Transmisión Regional que se evalúa, menos el Valor Presente Neto de las inversiones y los costos de operación y mantenimiento de dicha ampliación;

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



Evaluación económica de las ATR

Resultados de la evaluación económica

Sistema	Excedente neto de los consumidores (i)	Excedente neto de los generadores (ii)	VPN del Beneficio Social de las ATR VPN-BS = (i)+(ii) (A)	VP de anualidades Inversión + CO&M de las ATR x país (B)	Beneficio Social Neto por país (C = A - B)	Concentración de BSN [%]
Guatemala	850.80	-830.53	20.27	0.00	20.27	6.20%
El Salvador	511.53	-477.89	33.64	0.00	33.64	10.29%
Honduras	585.09	-781.32	-196.23	4.76	-200.99	0.00%
Nicaragua	500.07	-485.15	14.93	10.99	3.94	1.20%
Costa Rica	211.50	-105.64	105.86	11.72	94.13	28.80%
Panamá	-1,050.46	1225.37	174.91	0.00	174.91	53.51%
Total	1,608.53	-1,455.17	153.36 > 0	27.47	125.89 > 0	
Suma BSN+					326.88	

Tasa Interna de Retorno (TIR) = Indeterminada, por lo tanto, solamente se considera el cumplimiento de los criterios a) y b).

Evaluación económica de las ATR

Verificación de cumplimiento de lineamientos de la evaluación económica

Aspecto	Criterio	Check
Representación de la demanda	La representación de la demanda elástica e inelástica (Resolución CRIE-32-2018). Con la incorporación del modelamiento de la demanda elástica, el modelo de simulación podría utilizar como función objetivo la maximización del beneficio social.	✓
Modelar el excedente del consumidor:	Requerido en el Anexo M del Libro III del RMER: $E_c = \Sigma (P_m - P_{mg}) * B * p_m^\alpha$ Modelar la curva de la demanda por nodo en el SDDP, considerando una elasticidad promedio y un valor de demanda inelástica	✓
Modelar el excedente del productor:	Requerido en el Anexo M RMER: $E_g = \Sigma (P_{mg} - C_{vk}) * g_k$ Modelar la curva de la oferta por generador según el SDDP, basado en costos variables de producción.	✓
Optimización basada en la maximización del beneficio social	Requerido en el [10.3.2.2, b)] y para su valoración económica de la inversión y de los costos operativos del plan se usa el VPN: Max { VPN[Beneficio Social]}	✓
Salidas requeridas de la simulación operativa	Con los resultados de los escenarios de simulación operativa, se obtienen las condiciones referenciales para comparar los costos operativos y determinar el beneficio.	✓
Escenarios	Verificar que se crean escenarios operativos de simulación en el SDDP/OptGen con ampliaciones y sin ampliaciones, ejecutados en modo de operación coordinado.	✓
Modelaje de redes	Se debe incluir la red de transmisión igual o mayor 115 kV y las ampliaciones de transmisión cuando corresponda.	✓
El costo de capital	La anualidad de la inversión comprendida dentro del horizonte de evaluación, fue calculada considerando un periodo de pago de 30 años o la vida útil de la instalación, a la Tasa de Descuento vigente informada por CRIE.	✓

Evaluación económica de las ATR

Verificación de cumplimiento de lineamientos de la evaluación económica

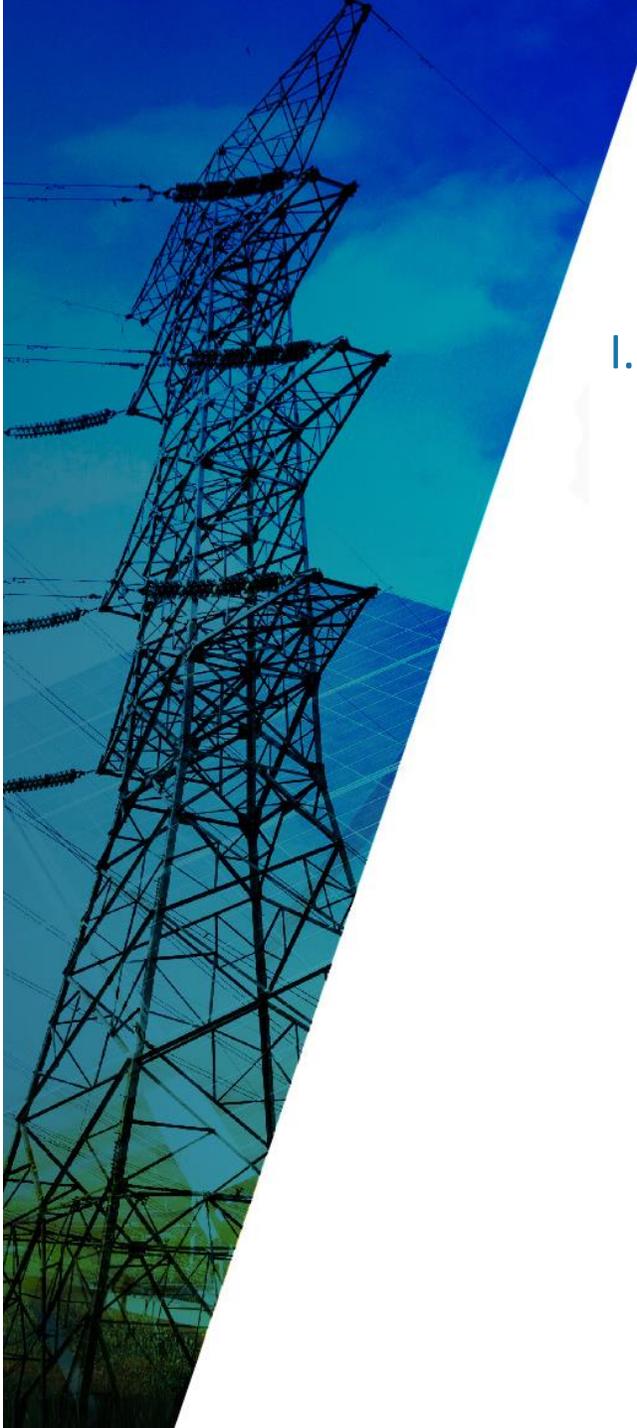
Aspecto	Criterio	Check
El costo de capital	La anualidad de la inversión comprendida dentro del horizonte de evaluación, fue calculada considerando un periodo de pago de 30 años o la vida útil de la instalación, a la Tasa de Descuento vigente informada por CRIE.	✓
Costos de operación y beneficios sociales	Obtenido directamente de las salidas de la simulación de la operación, lo cual considera etapas mensuales o anuales.	✓
Valor Presente Neto (VPN) por país	El VPN de las Ampliaciones de Transmisión Regional por país, conforme se indica en [10.3.5.6]: $VPN_{país} = \Sigma(BS_{CE, país} - BS_{SE})$	✓
Valor Presente Neto (VPN) por ATR	El VPN de las Ampliaciones de Transmisión Regional, conforme se indica en [10.3.5.6]: $VPN_{ATR} = \Sigma(BS_{CE, ATR} - BS_{SE})$	✓
Beneficio Social Neto (BSN)	BSN que se calculará como el Valor Presente Neto atribuible a la Ampliación de Transmisión Regional: $BSN = VPN_{ATR} - \{I + VPN \Sigma(CO_{CE})\}$	✓
Tasa Interna de Retorno (TIR):	La TIR, el cual se define como un valor de “Tasa de descuento”, que anulará el valor presente neto (VPN) de los flujos de caja en el período de evaluación. El valor nulo del VPN solo se alcanza cuando el valor presente de las series de costo iguala el valor presente de la serie de ingresos.	✓
ATR seleccionadas cumple con:	$VPN > 0$	✓
	$BSN > 0$	✓
	$TIR > TD$	---
	CCSD	✓
	Incrementa la COIIM	✓
Memorias de cálculo:	Se deben presentar hojas de cálculo con los cuales se obtienen los resultados.	✓

Evaluación económica de las ATR

Verificación de cumplimiento de criterios para la clasificación de las ampliaciones

Aspecto	Criterio	Check
Lista de ampliaciones seleccionadas	Elaborar una lista en la que se incluyan las Ampliaciones de Transmisión Regional seleccionadas en el literal d) del numeral 10.3.5.6 y que entren en servicio a más tardar en los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de planificación de la transmisión regional.	✓
BSN ⁺ por país	Determinar para cada ATR, los países que resultaron con BSN positivo.	✓
Calcular la concentración del BSN ⁺ país:	Para cada ATR, determinar la concentración con base al VPN por país, para los países que resultaron con BSN positivo: $\% \text{Concentración por país (p,l)} = \frac{100\% * \text{VPN}(p,l)}{\sum \text{VPN}(p,l)}$ Para cada país (p) y ampliación (l).	✓
Clasificar ATRs	a) Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial si el % Concentración por país es al menos 80%. b) Ampliación Regional Planificada, aquella que no fueron seleccionada en a).	✓





Conclusiones

- I. El equipo técnico de la CRIE ha verificado la **consistencia general de los informes** señalados en los numerales 10.1.3 y 10.1.4 del Libro III del RMER. Además, se ha **analizado el contenido de dichos informes se encuentre conforme con el procedimiento de planificación** que debe ser utilizado por el EOR para identificar las propuestas de ampliaciones regionales planificadas. Como resultado, se determinó que el EOR ha cumplido con la normativa regional para la identificación de Ampliaciones de Transmisión Nacional y Ampliaciones de Transmisión Regional para el período 2024-2033.



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

GRACIAS POR SU ATENCIÓN.



crie.org.gt



comunicacion@crie.org.gt

PREGUNTAS

?



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL





ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

GRACIAS POR SU ATENCIÓN.



crie.org.gt



comunicacion@crie.org.gt