



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

ACUERDO CREE-41-2021

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA. TEGUCIGALPA, MUNICIPIO DE DISTRITO CENTRAL A LOS TRECE DÍAS DE AGOSTO DE DOS MIL VEINTIUNO.

RESULTANDO:

- I. Que mediante el Acuerdo CREE-027 de fecha 27 de diciembre de 2019 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (“CREE” o “Comisión”) aprobó el Plan de Expansión de la Red de Transmisión (periodo 2020-2029).
- II. Que en julio del 2020 el ingeniero José Rene Barrientos en su condición de director ejecutivo de la asociación civil denominada Operador del Sistema (ODS) presentó unas propuestas de reforma por adición al Plan de Expansión de la Red de Transmisión (2020-2029), llevándose a cabo una serie de reuniones con el ODS con el fin de discutir dichas reformas.
- III. Que en fecha 09 de agosto de 2021 el director ejecutivo del ODS presentó ante la CREE escrito relativo a propuestas de reformas por adición y modificaciones al Plan de Expansión de la Red de Transmisión (2020-2029), junto con la documentación siguiente: a) documento contentivo de las reformas por adición y modificaciones realizadas al Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2020-2029; b) certificación de punto de acta emitida por el secretario de la junta directiva del ODS en fecha 05 de agosto del 2021, en donde certifica que en la sesión ordinaria de la junta directiva celebrada en fecha 05 de agosto de 2021 se adoptó el Acuerdo 11-12-VIII-2021 mediante el cual se aprueban las reformas por adición y modificación efectuadas al Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2020-2029; y, c) certificación de punto de acta emitida por el secretario de la junta directiva del ODS en fecha 05 de agosto del 2021, en donde certifica que en la sesión ordinaria de la junta directiva celebrada en fecha 05 de agosto de 2021 se adoptó el Acuerdo 12-12-VIII-2021 mediante el cual se instruye al director ejecutivo del ODS remitir a la CREE las reformas por adición y modificaciones realizadas al referido plan.
- IV. Que en fecha 09 de agosto de 2021 la CREE admitió el escrito junto con la documentación antes mencionada y en el mismo acto remitió en conjunto las actuaciones a la Dirección de Asuntos Jurídicos y Unidad de Tarifas a fin de que estas valoraran la información presentada y emitieran de manera individual o conjunta el pronunciamiento correspondiente.
- V. Que en fecha 12 de agosto de 2021 el director ejecutivo del ODS presentó ante la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica un escrito mediante el cual, entre otras cosas, aclaró que una de las peticiones realizadas en el escrito presentado el 09 de agosto de 2021 era solicitar la aprobación de las reformas por adición y modificaciones efectuadas al Plan de Expansión de la Red de Transmisión



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

(2020-2029) que se encuentran contenidas en el documento denominado “Revisión del Plan de Expansión de la Red de Transmisión (2020-2029)”. Adicionalmente mediante el referido escrito el ODS remitió el informe de la socialización sobre la Revisión del Plan de Expansión de la Red de Transmisión (2020-2029).

- VI. Que mediante auto de fecha 12 de agosto de 2021 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica admitió el escrito junto con la documentación presentada por el director ejecutivo del Operador del Sistema y en el mismo auto remitió las actuaciones de forma conjunta a la Dirección de Asuntos Jurídicos y Unidad de Tarifas a fin de que estas valoraran la misma y emitieran el pronunciamiento correspondiente.
- VII. Que mediante el auto antes relacionado la Secretaría General puso a disposición de dichas unidades una serie de documentos presentados por el ODS y que obran en los archivos de la CREE, con el fin de que dichas unidades los tuvieran en consideración.
- VIII. Que en fecha 12 de agosto del presente año la Dirección de Asuntos Jurídicos y la Unidad de Tarifas emitieron un dictamen técnico y legal en el que recomendaron aprobar las reformas por adición y modificaciones al Plan de Expansión de la Red de Transmisión (2020-2029) únicamente en lo relativo a las obras de transmisión, presentadas por el ODS y establecer las obras de transmisión que deberán de ser licitadas de forma obligatoria.
- IX. Que en los archivos de esta Comisión se encuentra una serie de informes presentados por el ODS en donde se detalla la situación del Litoral Atlántico y la zona de Olancho, informándose entre otras cosas los problemas de estabilidad de voltaje, así como las causas de este en el Litoral Atlántico y la zona de Olancho.
- X. Que las propuestas de reformas por adición y modificaciones al Plan de Expansión de la Red de Transmisión (2020-2029) presentadas por el ODS permiten: i) atender la demanda de energía eléctrica en las zonas de Olancho y Litoral Atlántico con un mayor nivel de calidad, confiabilidad y seguridad operativa, ii) aumentar los márgenes de reserva de reactivo en las zonas de mayor consumo del país, iii) incrementar la capacidad de transferencia de energía en ambas direcciones entre la zona norte y sur del país y iv) garantizar el continuo funcionamiento de la línea San Buenaventura-San Pedro Sula Sur.
- XI. Que el ODS sometió a comentarios y sugerencias el documento denominado “Revisión del Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2020-2029” contentivo de las reformas por adición y modificaciones propuestas al Plan de Expansión de la Red de Transmisión (2020-2029) como lo manda la Ley General de la Industria Eléctrica.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

CONSIDERANDO:

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica que tiene por objeto, entre otros, regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reforma mediante Decreto No. 61-2020, publicado en el diario oficial “La Gaceta” el 05 de junio de 2020, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica cuenta con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica adopta sus resoluciones por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

Que de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica tienen dentro de sus funciones revisar y aprobar los planes de expansión de la red de transmisión elaborados por el Operador del Sistema.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica establece que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, al momento de aprobar el plan de expansión de la red de transmisión debe de indicar las obras que se deberán de licitar de forma obligatoria.

Que la Ley General de la Industria Eléctrica y su Reglamento establecen que el Operador del Sistema debe someter a comentarios y sugerencias de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y las Empresas Transmisoras el Plan de Expansión de la Red de Transmisión y el plan definitivo deberá de ser presentado ante la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

Que el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica indica que el objetivo del Plan de Expansión de la Red de Transmisión es la minimización de los costos de suministrar la demanda nacional reduciendo el impacto de las restricciones técnicas impuestas por el sistema de transmisión al despacho económico, tomando en consideración la expansión o refuerzos de aquellos corredores o líneas que generen mayores ingresos variables de transmisión.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica reconoce que a la CREE le es atribuida toda función que esté orientada en el cumplimiento de sus objetivos, entendiéndose



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

incluido el objetivo relacionado con el desarrollo y construcción de obras incluidas en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica también reconoce la potestad del Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, presupuestarias y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-29-2021 del 13 de agosto de 2021, el Directorio de Comisionados acordó emitir el presente acuerdo.

POR TANTO

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los artículo 1, literal A, 3 primer párrafo, literal F romano XI, artículo 8, artículo 13 literal B y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica; artículo 27 y demás aplicables del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica; artículo 4, 19 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica; por unanimidad de votos de los Comisionados presentes,

ACUERDA:

PRIMERO: Aprobar las reformas por adición y modificaciones propuestas por el Operador del Sistema (ODS) al Plan de Expansión de la Red de Transmisión (2020-2029), únicamente en lo relativo a las obras de transmisión contenidas en el documento intitulado “Revisión del Plan de Expansión de la Red de Transmisión (2020-2029)”, que forma parte integral del presente acto administrativo.

SEGUNDO: Establecer que las obras de transmisión aprobadas mediante el presente acto administrativo deben licitarse en los términos que lo manda la Ley General de la Industria Eléctrica y su reglamentación.

TERCERO: Instruir a la Secretaría General para que comunique el presente acto administrativo al Operador del Sistema, a fin de que este proceda a publicar en su sitio web el Plan de Expansión de la Red de Transmisión con las reformas y modificaciones aprobadas.

CUARTO: Instruir a la Secretaría General para que de conformidad con el artículo 3 Literal F, romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica, proceda a publicar en la página web el presente acto administrativo.

QUINTO: El presente Acuerdo es de ejecución inmediata



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

SEXTO: Comuníquese y publíquese.

GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA



JOSÉ ANTONIO MORÁN MARADIAGA

LEONARDO ENRIQUE DERAS VÁSQUEZ

SE REMITEN CERTIFICACIONES DE PUNTO DE ACTA A TRAVÉS DE LOS CUALES, LA JUNTA DIRECTIVA DEL OPERADOR DEL SISTEMA (ODS), APRUEBA LAS REFORMAS POR ADICIÓN Y MODIFICACIÓN EFECTUADAS AL “*PLAN DE EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN 2020-2029*”, SE ADJUNTAN DOCUMENTOS. - PETICIÓN.-

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CREE)

Yo, **JOSÉ RENÉ BARRIENTOS SORTO**, mayor de edad, casado, Ingeniero Electricista Industrial, hondureño, con tarjeta de identidad No. 0801-1974-11061, con domicilio para efectos de citaciones y notificaciones en el Centro Nacional de Despacho (CND), Subestación Suyapa, frente al complejo deportivo “*José Simón Azcona*” (Villa Olímpica), correo electrónico rbarrientos@ods.org.hn, número telefónico 2257-3115; y 504 2257-3254, número de celular 9950-0136; actuando en mi condición de Director Ejecutivo de la **ASOCIACIÓN OPERADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (ODS)** con RTN 08019016893722; con facultades para acudir ante esta Institución otorgadas mediante instrumento Público número trescientos treinta y tres (333) de fecha veintiséis (26) de noviembre de 2019, instrumento que consta en los archivos de dicha comisión; comparezco respetuosamente, a fin de remitir certificaciones de punto de acta a través de los cuales, la Junta Directiva del ODS aprueba las reformas por adición y modificación efectuadas al “*Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2020-2029*”. Lo anterior basado en los hechos y consideraciones siguientes:

HECHOS

PRIMERO: Que, en el mes de agosto del año dos mil veinte (2020), el ODS efectuó reformas por adición y modificación al “*Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2020-2029*”, las reformas consisten en la integración de propuestas de obras de transmisión adicionales, que naturalmente, infieren en modificaciones al Plan de Expansión de la Red de Transmisión aprobado por el CREE mediante el ACUERDO CREE-027 adoptado en el año dos mil diecinueve (2019). Las reformas se determinaron con base en estudios eléctricos en estado estacionario y dinámico mediante un programa computacional de análisis de redes de potencia.

SEEGUNDO: Que, anteriormente no se habían remitido las certificaciones de punto de acta en las cuales constaren que, tales reformas hubieren sido aprobadas por parte de Junta Directiva del ODS, al respecto, en Sesión Ordinaria nro. 12-VIII-2021 de fecha cinco (05) de agosto de 2021, en tal sentido, se remiten las certificaciones que se adjuntan como Anexo “*Certificaciones-modificaciones-PERT-2020-2029*” que corresponden a los siguientes acuerdos:

- **11-12-VIII-2021:** Se aprueban las reformas por adición y modificación efectuadas al “*Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2020-2029*”, contenidas en el documento denominado **Revisión del Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2020-2029**, documento que se adjunta al presente escrito como Anexo nro. 06-12-VIII-2021.



- **12-12-VIII-2021:** Instrucción para remitir a la CREE, las modificaciones las reformas por adición y modificación efectuadas al “*Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2020-2029*”.

FUNDAMENTACIÓN

Fundamento el presente escrito de acuerdo con lo establecido en los siguientes artículo: 80 de la Constitución de la República de Honduras; 2 y 4 literal “P” de los Estatutos de la Asociación Operador del Sistema Eléctrico Nacional; 9 y 20 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE); 14 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE), 10 del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM); y, 4 de la Ley de Simplificación Administrativa.

PETICIÓN

A la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) solicito: **1)** Admitir el presente escrito junto con los anexos que le acompañan. **2)** Tener por presentadas las modificaciones correspondientes a la aprobación de las reformas realizadas al “*Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2020-2029*”. **3)** reformas por adición y modificación efectuadas al “*Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2020-2029*”, contenidas en el documento denominado Revisión del Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2020-2029. **4)** Proceder conforme a derecho y dar el trámite de Ley correspondiente.

En la ciudad de Tegucigalpa M.D.C., a los seis (06) días del mes de agosto de 2021.



Ing. José René Barrientos Sorto.

CERTIFICACIÓN DE PUNTO DE ACTA

El infrascrito secretario de la Junta Directiva de la **ASOCIACIÓN OPERADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (ODS)**, con domicilio en la ciudad de Tegucigalpa, Honduras; registrada ante la Dirección de Regulación, Registro y Seguimiento de Asociaciones Civiles (DIRRSAC) bajo el número **2016000573**. **CERTIFICA:** Que, en Sesión Ordinaria nro. 12-VIII-2021 celebrada a través de videoconferencia a los cinco (05) días del mes de agosto del año dos mil veintiuno (2021), de conformidad con lo establecido en los artículos 20, 24, 25 reformado y 30 literal “f”, de los Estatutos de la Asociación Operador del Sistema Eléctrico Nacional; la Junta Directiva, habiendo deliberado y considerando suficientemente discutido, por unanimidad de votos, adoptó el acuerdo que literalmente dice: “**ACUERDO 12-12-VIII-2021:** Instruir y autorizar al ingeniero José René Barrientos Sorto, remitir a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) las reformas por adición y modificación realizadas al *Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2020-2029*, aprobadas mediante ACUERDO 11-12-VIII-2021 y contenidas en el Anexo nro. 06-12-VIII-2021.”. Lo anterior, en atención a lo establecido en el Artículo 14 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica.

Para los fines que correspondan, se extiende y firma la presente certificación en la ciudad de Tegucigalpa, M.D.C., a los cinco (05) días del mes de agosto del año dos mil veintiuno (2021).



GILBERTO RAMOS DUBÓN
SECRETARIO
ASOCIACIÓN OPERADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL. (ODS)

CERTIFICACIÓN DE PUNTO DE ACTA

El infrascrito secretario de la Junta Directiva de la **ASOCIACIÓN OPERADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (ODS)**, con domicilio en la ciudad de Tegucigalpa, Honduras; registrada ante la Dirección de Regulación, Registro y Seguimiento de Asociaciones Civiles (DIRRSAC) bajo el número **2016000573**. **CERTIFICA:** Que, en Sesión Ordinaria nro. 12-VIII-2021 celebrada a través de videoconferencia a los cinco (05) días del mes de agosto del año dos mil veintiuno (2021), de conformidad con lo establecido en los artículos 20, 24, 25 reformado y 30 literal “f”, de los Estatutos de la Asociación Operador del Sistema Eléctrico Nacional; la Junta Directiva, habiendo deliberado y considerando suficientemente discutido, por unanimidad de votos, adoptó el acuerdo que literalmente dice: “**ACUERDO 11-12-VIII-2021:** Aprobar las reformas por adición y modificación efectuadas al *Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2020-2029*, contenidas en el documento denominado “Revisión del Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2020-2029” que consta en el Anexo nro. 06-12-VIII-2021 formando parte integral del presente acuerdo.”. Lo anterior, en atención a lo establecido en el Artículo 14 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica.

Para los fines que correspondan, se extiende y firma la presente certificación en la ciudad de Tegucigalpa, M.D.C., a los cinco (05) días del mes de agosto del año dos mil veintiuno (2021).


GILBERTO RAMOS DUBÓN
SECRETARIO
ASOCIACIÓN OPERADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (ODS)





Revisión del Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2020 – 2029

Gerencia de Planificación del Sistema

Diciembre de 2020
Tegucigalpa, Honduras

Contenido

1. Introducción	1
2. Objetivo	2
3. Nuevas propuestas de proyectos de transmisión	3
3.1 Instalación de compensación serie en líneas L441 y L442	3
3.1.1 Metodología	3
3.1.2 Resultados.....	4
3.1.3 Recomendaciones.....	6
3.2 Instalación de compensación serie y paralelo en el Litoral Atlántico	6
3.2.1 Metodología	7
3.2.2 Resultados.....	7
3.3 Diseño de compensación paralelo en zonas con márgenes reducidos de reserva de reactivo	9
3.3.1 Metodología	9
3.3.2 Resultados.....	9
3.4 Repotenciación PGR-SMT-SPS de 69 kV a 230 kV	10
3.5 Segundo transformador en SPS de 230/138 kV	12
3.6 Actualización de transformadores de transmisión en subestaciones con conexión a la red de distribución	12
3.6.1 Subestación Talanga.....	12
3.6.2 Subestación La Esperanza.....	12
3.6.3 Subestación El Mochito	13
3.6.4 Subestación Calpules.....	13
4. Resumen de proyectos	14
4.1 Descripción técnica	14
4.2 Costos de inversión	15
Anexo: Análisis de compensación reactiva en Litoral Atlántico	17



OPERADOR DEL SISTEMA

Gerencia de Planificación del Sistema

Acrónimos

BER	Bermejo	SPS	San Pedro Sula Sur
BOR	Bonito Oriental	SRS	Santa Rosa
CCE	Coyoles Central	TLG	Talanga
CHI	Chichicaste	VNU	Villanueva
CIR	Circunvalación	ZAM	Zamorano
CJN	Cajón		
CRL	Cañaverl		
CTE	Ceiba Térmica		
CYG	Comayagua		
DAN	Danlí		
END	Ensenada		
ERA	Erandique		
GMC	Guaimaca		
GUA	Guaimas		
ISL	Isletas		
LIM	Lima		
LPT	La Puerta		
MAS	Masca		
NIS	Níspero		
TEL	Tela		
PAT	Patuca		
PGR	Progreso		
PVR	Porvenir		
RET	Retorno		
RGU	Reguleto		
SHL	Shol		
SIS	San Isidro		
SMT	Santa Marta		
SBV	San Buenaventura		

1. Introducción

En consideración que la aprobación del Plan de Expansión de la Red de Transmisión (periodo 2020-2029) fue propuesto por el Operador del Sistema (ODS) y aprobado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) en diciembre de 2019, y en atención a las directrices dadas por la CREE al ODS mediante las cuales se solicita una revisión del Plan de Expansión de la Red de Transmisión con el propósito de identificar inversiones de transmisión adicionales que se puedan implementar en la red, se elabora el presente documento titulado “Revisión del Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2020-2029.”

La presente revisión consiste en la integración de propuestas de obras de transmisión adicionales o modificaciones al Plan de Expansión de la Red de Transmisión vigente. Las propuestas se determinan con base en estudios eléctricos en estado estacionario y dinámico mediante un programa computacional de análisis de redes de potencia. Esta revisión se plantea como un adendum del Plan de Expansión de la Red de Transmisión aprobado por la CREE, por lo que lo descrito dentro de esta revisión debe ser interpretado como obras adicionales o modificaciones al contenido del plan vigente que, por su menor tiempo de ejecución o mejora operativa, ayudarán a resolver problemas de transmisión en líneas y zonas específicas. Los proyectos no analizados dentro de esta revisión se mantienen planificados según fueron aprobados.

2. Objetivo

El objetivo de la presente revisión es determinar inversiones adicionales ejecutables en el corto plazo, especialmente compensación reactiva capacitiva en serie y paralelo en dos principales sistemas radiales del país, en donde la capacidad de trasiego de energía aumentaría a partir de estos refuerzos de pronta instalación. Al mismo tiempo, se plantean cambios en parte de las inversiones ya incluidas en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión vigente. Dichos cambios consisten en una modificación de las características de una línea de transmisión planificada y un transformador de potencia adicional.

Además, se hacen recomendaciones puntuales para el diseño de ingeniería de la infraestructura por instalar. Estas recomendaciones abarcan el dimensionamiento de la compensación reactiva serie y paralelo, así como también los respectivos pasos en dicha compensación paralela que evitan saltos significativos de voltaje.

3. Nuevas propuestas de proyectos de transmisión

3.1 Instalación de compensación serie en líneas L441 y L442

Considerando la próxima entrada en servicio de la central hidroeléctrica Patuca III, se analizan varias alternativas de obras de transmisión para la zona de Olancho en aras de mejorar la regulación de voltaje en esa zona. Al mismo tiempo, se identifican límites de despacho para la central Patuca III, considerando la transferencia máxima de potencia de las líneas de transmisión de dicha zona. Para tales propósitos, se realizaron estudios eléctricos en estado estacionario y dinámico con la herramienta PSS/E para un conjunto de refuerzos, incluyendo compensación reactiva capacitiva. La siguiente figura muestra los principales elementos de transmisión de la zona de Olancho.

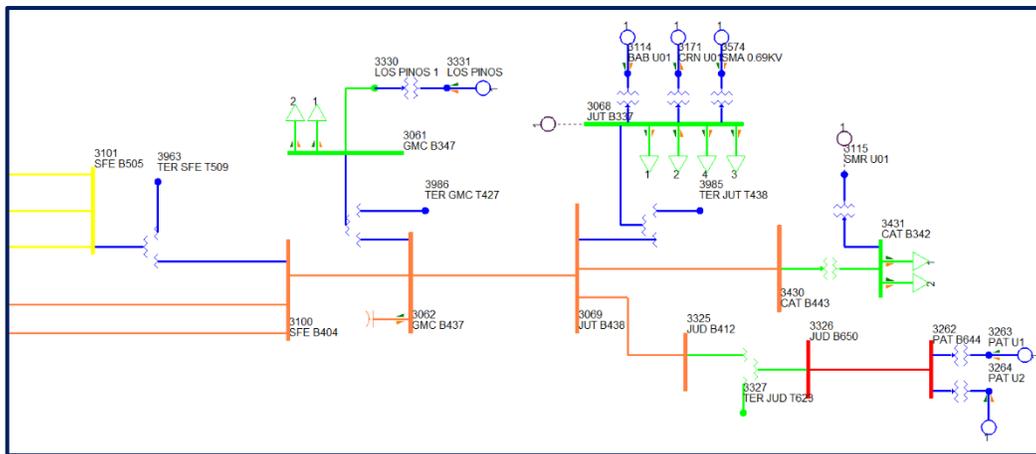


Figura 1: Configuración de la red con la entrada en operación de la central Patuca III

3.1.1 Metodología

Para el análisis de estado estacionario, se realizaron flujos de potencia considerando inicialmente un caso base, en el cual entra en operación la central Patuca III con la configuración actual de la red y se traslada la compensación capacitiva en paralelo de la subestación Juticalpa a Guaimaca, y otro caso con propuestas de compensación serie en las líneas de transmisión L441 y L442, en conjunto con la compensación ubicada en Guaimaca descrita para el caso base. Con ello, se identificó un despacho de Patuca III que permita mantener los niveles de tensión en las barras bajo operación normal, así como respetar los límites térmicos de las líneas de transmisión. De forma complementaria a estos resultados, se hicieron flujos de potencia adicionales para determinar un límite de operación de la central Patuca III en caso de darse una contingencia en la línea L443, la cual vincula las subestaciones de Juticalpa y Catacamas. Para el análisis dinámico, se realizaron simulaciones para evaluar el funcionamiento transitorio de la central Patuca III ante fallas de alta severidad.

Las propuestas de compensación serie analizadas consisten de una instalación que compensa el equivalente al 50% de la reactancia de las líneas L441 y L442.

Complementariamente, se analizaron mediante flujos de potencia adicionales, bajo un escenario en el que se desarrollan las obras de transmisión planificadas en el plan de expansión, la incorporación de la línea de transmisión en 230 kV entre la subestación Amarateca y la nueva subestación Talanga, la cual alojaría un transformador 230/69 kV para conectarse a las subestaciones Santa Fe y Guaimaca, seccionando la línea L441; y la integración de la línea de transmisión en 230 kV entre las subestaciones de Patuca y Chichicaste con un transformador 230/69 kV en Chichicaste. La siguiente figura muestra los proyectos de transmisión que conectan Amarateca y Talanga, y Patuca III y Chichicaste.

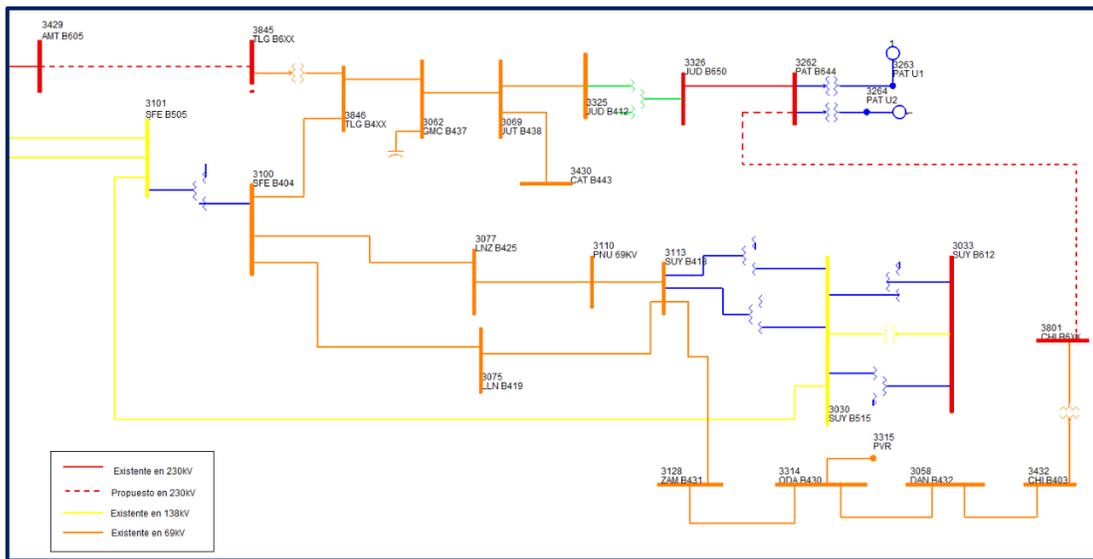


Figura 2: Refuerzos a la red de transmisión analizados en la zona oriental

3.1.2 Resultados

Según los resultados con flujos de potencia, los refuerzos en la red de transmisión analizados mejoran la capacidad de suministrar la demanda en la zona de Olancho y transportar energía, desde dicha zona, hacia el centro del país. Asimismo, se identifican beneficios importantes con la construcción de la línea de transmisión PAT-CHI en 230 kV que consisten de reducción de pérdidas y mejora de la calidad del suministro eléctrico en el departamento de El Paraíso. Sin embargo, en el corto plazo, antes de que entre en servicio la línea de transmisión PAT-CHI, la instalación de compensación en serie en las líneas L441 y L442, en un 50% de su reactancia, permite aumentar los límites de despacho de la central Patuca III tanto en demanda mínima como en demanda máxima. Adicionalmente, los análisis dinámicos efectuados indican que de no instalarse la compensación en serie, la central Patuca III podría sufrir de inestabilidad angular (ver Figura 3).

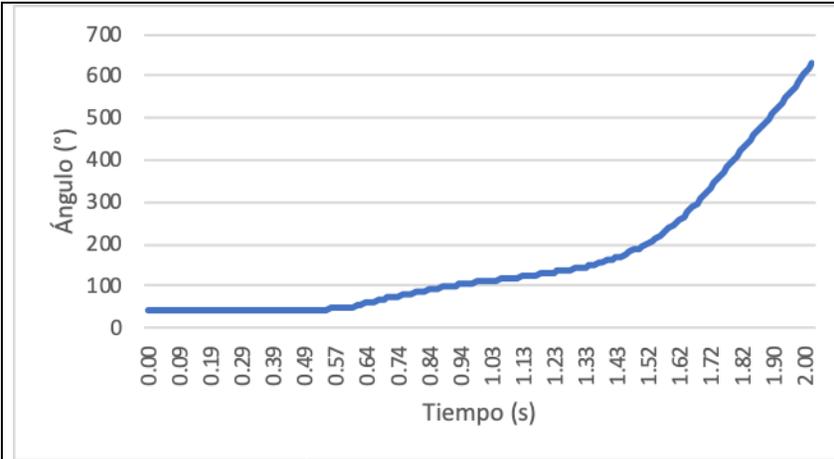


Figura 3.1: Ángulo de rotor ante perturbación

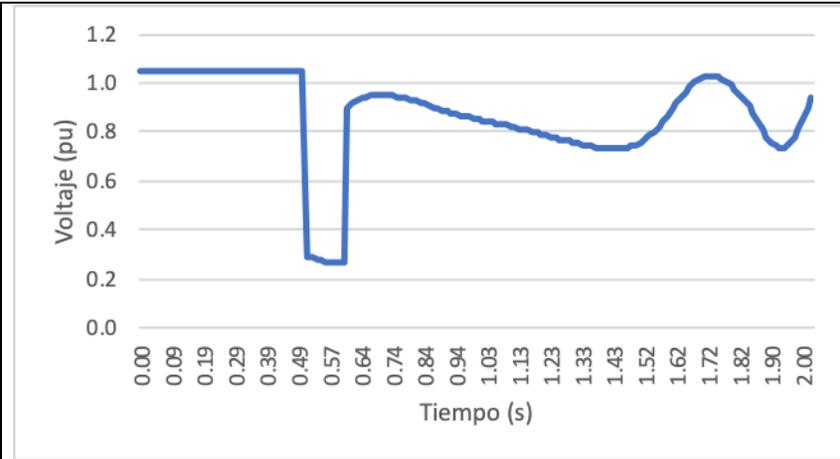


Figura 3.2: Voltaje en terminales ante perturbación

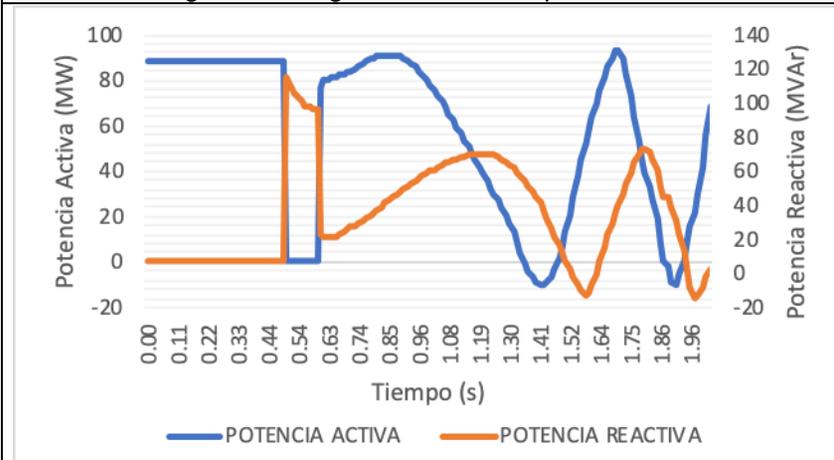


Figura 3.3: Potencia eléctrica ante perturbación

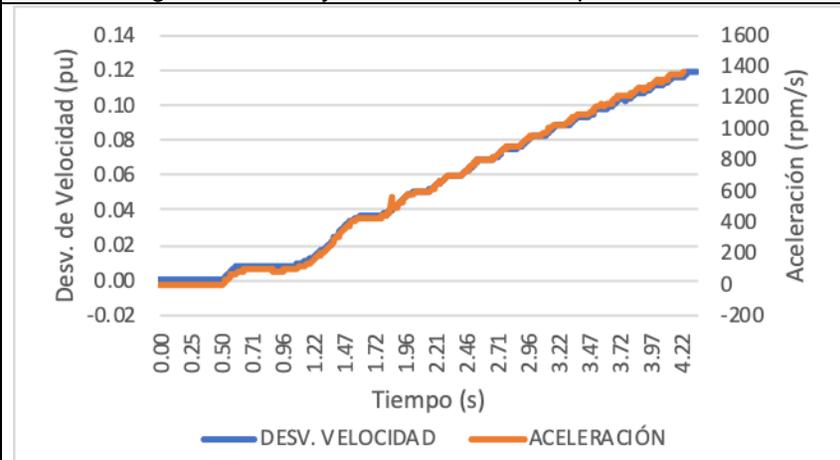


Figura 3.4: Desviación de velocidad y aceleración del rotor

Figura 3: Análisis dinámico de central Patuca III en configuración actual de la red, con capacitores de 15 MVAR instalados en la subestación Guaimaca, y falla trifásica en la barra de 230 kV de la subestación Patuca

3.1.3 Recomendaciones

Dados los resultados expuestos, se recomienda la instalación de compensación reactiva serie, equivalente al 50% de la reactancia, de las líneas L441 y L442. De esta forma, en el corto plazo, el despacho máximo seguro de la central hidroeléctrica Patuca III aumenta y, además, se reduce el riesgo de inestabilidad transitoria por fallas en la zona.

Finalmente, es relevante mencionar que los refuerzos mediante compensación reactiva capacitiva en serie pueden implementarse mediante tecnología escalable y agnóstica al nivel de tensión que permita (i) aumentar o disminuir la compensación instalada según la carga esperada de las líneas, y (ii) ser trasladada de una línea de transmisión a otra según se requiera. Esto se recomienda especialmente para la línea L441, en la cual se tiene planificado que sea seccionada con la construcción de la subestación eléctrica Talanga, dado que permitiría trasladar la compensación serie de un tramo de la línea seccionada a otro, o incluso a cualquier otra parte de la red que se requiera.

3.2 Instalación de compensación serie y paralelo en el Litoral Atlántico

Considerando las restricciones de transmisión hacia la zona del Litoral Atlántico se propone la utilización de compensación reactiva para incrementar la capacidad de transporte hacia esta zona. Para tal fin, se analiza el efecto en los perfiles de voltaje a partir de transferencia de potencia adicional desde la subestación El Progreso hacia el Litoral Atlántico. Esto por el hecho que la energía consumida dentro de la zona es suministrada por el transporte en la línea radial desde la subestación El Progreso más la generación local. Consecuentemente, el análisis consistió en determinar el límite de transferencia máximo sobre la línea L515 PGR-GUA-TEL cumpliendo los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimos (CCSDM) ante escenarios de baja generación local.

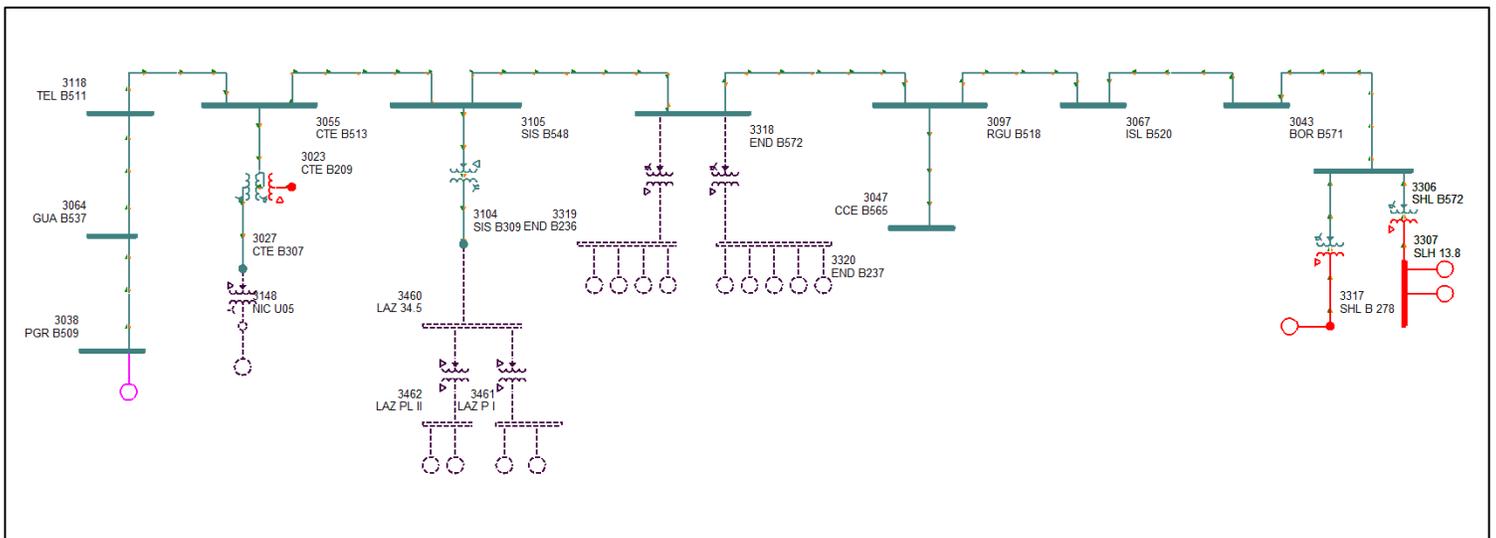


Figura 4: Diagrama unifilar del sistema eléctrico del Litoral Atlántico

3.2.1 Metodología

Mediante curvas PV se analiza la potencia que puede ser transferida en la línea L515 PGR-GUA-TEL al Litoral Atlántico desde la subestación El Progreso. Las curvas PV delimitan la cantidad de potencia incremental entre dos subsistemas antes de llegar a un punto de inestabilidad de voltaje. Estas curvas a su vez permiten verificar límites de transferencia por bajo voltaje; es decir, identificar la cantidad de potencia que se puede llevar de un subsistema eléctrico a otro dentro de límites de voltaje aceptables.

En la elaboración de las curvas PV se utilizó la herramienta PSS/E analizando el sistema eléctrico del Litoral Atlántico. Se representó un horizonte de mediano plazo, en específico los años 2021 y 2024. El año 2024 fue tomado en cuenta debido a la entrada en operación de la central Yaguala con 60 MW de capacidad instalada en la zona bajo análisis. Se definieron, además, varias combinaciones posibles de proyectos de compensación paralelo y serie a ser instalados en la zona. Con todo ello, se obtuvieron distintos escenarios de operación, cada uno incluyendo como resultado once (11) curvas PV individuales para cada una de las barras de transmisión monitoreadas en la zona.

3.2.2 Resultados

En el escenario de operación sin considerar inyección de generación termoeléctrica en la zona, se obtienen mejoras, con base en las curvas PV resultantes, en la capacidad de transferencia de potencia desde la subestación Progreso hacia el Litoral Atlántico con la puesta en servicio de compensación reactiva. Por lo tanto, se propone, en específico, la instalación de compensación reactiva serie en las líneas L516 (TEL-CTE) y L539 (END-RGU), equivalente al 50% de la reactancia de las líneas. Es decir, se requiere una compensación reactiva serie de 22.23 Ω y 11.21 Ω , respectivamente, la cual pueda operar en las líneas a un voltaje de 138 kV con una capacidad de 635 A. Adicionalmente, es necesaria la instalación de compensación reactiva paralelo en 138 kV en la subestación Isletas (ISL) con una capacidad de 9 MVar en tres (3) pasos de tres (3) MVar cada uno.¹ La capacidad de cada paso se determina utilizando la mínima potencia de cortocircuito resultante para una falla trifásica en la barra de 138 kV de dicha subestación. Esta potencia de cortocircuito se calculó bajo condiciones de demanda mínima y con baja generación local. Cabe mencionar que de manera opcional puede considerarse la instalación de compensadores serie estáticos, equivalente a la compensación en serie propuesta, del tipo escalable y agnósticos al nivel de tensión que adicionalmente evitan el riesgo de efectos negativos en la operación por resonancia subsíncrona o armónica.

El límite de transferencia incremental de potencia al Litoral Atlántico con condiciones de operación sin refuerzos de compensación reactiva alcanza los 35 MW según las curvas PV; sin embargo, con la implementación de los refuerzos sugeridos, el límite de transferencia

¹ En caso de determinarse que existen riesgos de resonancia o ferroresonancia ante compensación reactiva paralela en alta tensión en la subestación ISL, la instalación de compensación, en cambio, en media tensión (34.5 kV) en dicha subestación presenta los mismos beneficios a la zona.

incremental puede elevarse a 50 MW. Esto supone un aumento de 15 MW comparando ambos límites. En la Figura 5 a continuación, correspondiente al caso sin refuerzos, se observa la caída del nivel de voltaje en la barra de 138 kV de la subestación SIS, la cual es la primera en alcanzar el nivel de 0.95 pu ante un incremento en la transferencia de potencia de 35 MW. Según los resultados de la Figura 6 para el caso con refuerzos, la primera barra en alcanzar los 0.95 pu es nuevamente la subestación SIS, observándose en este caso una transferencia incremental de 50 MW.

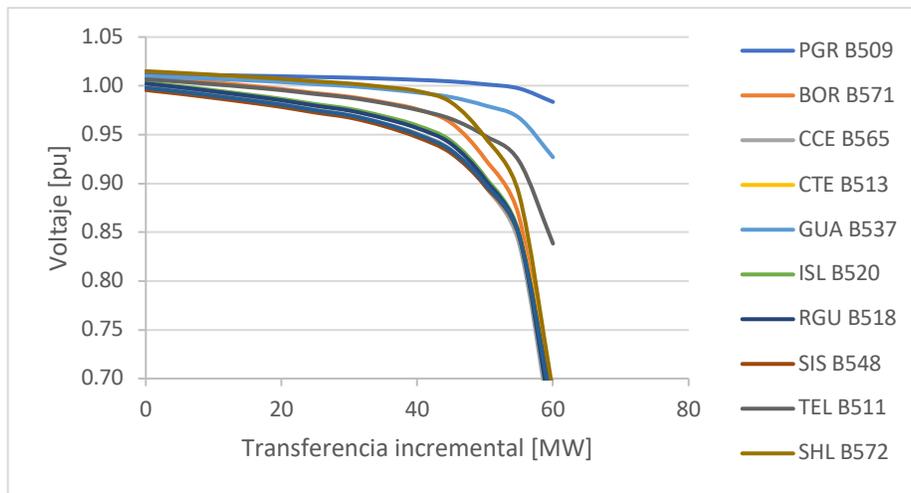


Figura 5: Curvas PV para barras en 138 kV del Litoral Atlántico, escenario de máxima demanda nocturna, 2021, caso sin refuerzos.

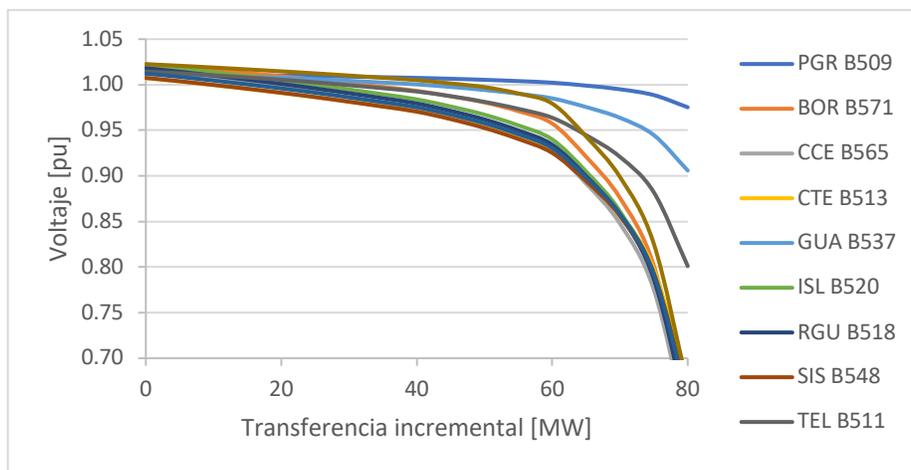


Figura 6: Curvas PV para barras en 138 kV del Litoral Atlántico, escenario de máxima demanda nocturna, 2021, caso con compensación serie en líneas L516 y L539, y compensación paralela de 9 MVAR en ISL.

3.3 Diseño de compensación paralelo en zonas con márgenes reducidos de reserva de reactivo

Considerando el déficit actual de compensación reactiva de la red de transmisión, se analiza el dimensionamiento y diseño de capacitores en paralelo a ser instalados principalmente en las zonas de mayor consumo del país, entre otras. El análisis consistió en examinar los perfiles de voltaje en los nodos de interés mediante curvas QV e identificar los márgenes de reserva de reactivo de forma que se evite una posible inestabilidad de voltaje ante contingencias simples, garantizando así la seguridad del suministro.

3.3.1 Metodología

Inicialmente, se acotó el alcance del análisis a una serie de barras consideradas críticas o relevantes según juicio de experto. Posteriormente, utilizando curvas QV, mediante el programa computacional de análisis de sistemas de potencia PSS/E, se examinan las mejoras en los perfiles de voltaje de las barras monitoreadas producto de la incorporación de compensación capacitiva paralelo. Esto supone, el análisis del aumento en el margen de reserva de reactivo en cada barra monitoreada, con el cual se determina el dimensionamiento de los capacitores. El diseño de los pasos de los capacitores se determina con un criterio de salto de paso que evite provocar una desviación mayor a ± 0.02 p.u. en el voltaje.

3.3.2 Resultados

Con la adición de los capacitores sugeridos en la siguiente tabla, los perfiles de voltaje de las barras analizadas mejoran, creándose asimismo márgenes de reserva de reactivo adecuados para la operación del sistema de forma segura. Cabe mencionar que estas modificaciones de dimensionamiento solamente aplican a las subestaciones listadas de la siguiente tabla sin afectar el resto de compensación previamente planificada a la presente revisión.

Tabla 1: Dimensionamiento de capacitores paralelos a ser instalados en la red de transmisión a un nivel de voltaje de 138 kV

Barra	Acrónimo	Subestación	Capacidad (MVar)	Pasos	Tamaño de pasos
3037	BER	Bermejo	30	3	10
3052	CIR	Circunvalación	30	3	10
3058	DAN	Danlí	12	4	3
3060	CYG	Comayagua	24	3	8
3128	ZAM	Zamorano	9	3	3
3425	ERA	Erandique	6	3	2
3078	LPT	La Puerta	30	3	10
3108	SMT	Santa Marta	15	3	5
3123	VNU	Villanueva	30	3	10
3038	PGR	El Progreso	30	3	10

3.4 Repotenciación PGR-SMT-SPS de 69 kV a 230 kV

El Plan de Expansión de la Red de Transmisión vigente propone la repotenciación de la línea PGR-SMT-LIM, actualmente operada en 69 kV, a una línea en 138 kV que conecte las subestaciones PGR-SMT-SPS utilizando el derecho de paso existente. Esta obra de transmisión permitirá incrementar la capacidad de trasiego entre la zona centro y norte del país. El incremento se obtiene en gran medida al aumentar la capacidad de transporte de energía ante contingencia simple de las líneas L529 PGR-SMT o L524 PGR-RET-CIR.

En la medida que se adicionen otros refuerzos en la red de transmisión, como la línea SBV-SPS en 230 kV, los proyectos asociados a la entrada en operación de la central El Tornillito y la instalación de nueva capacidad de generación de gran envergadura en Puerto Cortés, el proyecto línea PGR-SMT-SPS en 138 kV puede otorgar mayores beneficios de construirse en 230 kV. Entre los beneficios se encuentran (i) la creación de un anillo de transmisión en 230 kV entre las subestaciones de SBV-CJN-PGR-SPS, aumentándose así la confiabilidad de la red, y (ii) el incremento de la capacidad de transferencia de energía en ambas direcciones entre la zona norte y sur del país. Por lo tanto, se propone una modificación al proyecto propuesto en el plan de expansión vigente consistente en realizar la construcción de la línea de transmisión con aislamiento para 230 kV, pero operada inicialmente en 138 kV hasta la entrada en servicio de la barra de 230 kV de la subestación San Pedro Sula Sur. Las siguientes figuras muestran la operación inicial de la línea de transmisión en 138 kV en 2021 y su operación definitiva en 230 kV en 2023. Se estima que el costo de inversión de dicha obra de transmisión propuesta sería aproximadamente 10.6 millones de dólares. Esta nueva estimación del costo de inversión sustituye el valor determinado en el plan de expansión vigente. En la sección 4.2 se encuentra el resumen de costos del conjunto de obras de transmisión propuestas en la presente revisión.

Figura 7: Diagrama unifilar de proyecto línea de transmisión PGR-SMT-SPS en 2021

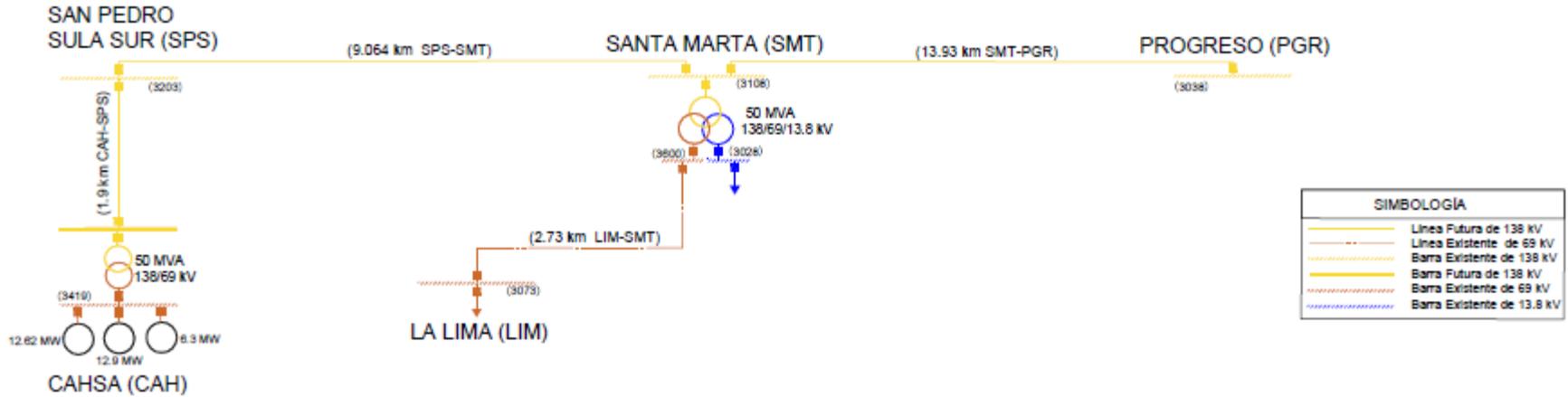
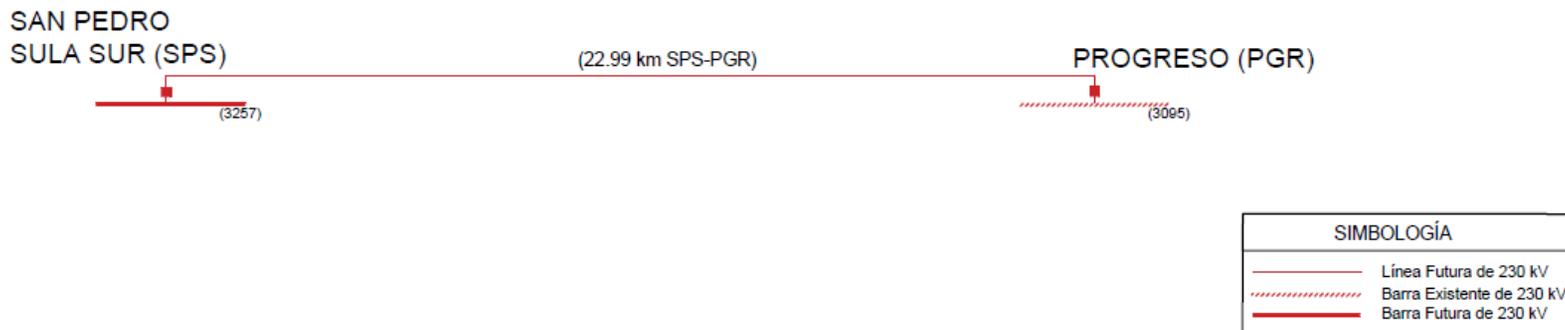


Figura 8: Diagrama unifilar de proyecto línea de transmisión PGR-SMT-SPS en 2023



3.5 Segundo transformador en SPS de 230/138 kV

Tomando en cuenta el enlace planificado entre las subestaciones eléctricas San Buenaventura y San Pedro Sula Sur en 230 kV, se propone agregar un segundo transformador en paralelo adicional al transformador planificado en la subestación San Pedro Sula Sur. Esta obra de transmisión permite la operación segura de la red de transmisión bajo el criterio N-1 ante pérdida de cualquiera de los transformadores en la subestación San Pedro Sula Sur asegurando de esta forma, además, el continuo funcionamiento de la línea SBV-SPS. Este transformador adicional debe ser de 230/138 kV con una capacidad de flujo continuo de 150 MVA, de forma que posea las mismas características técnicas que el transformador previamente planificado.

Con la construcción de la línea SBV-SPS de 230 kV, la cual tiene financiamiento asegurado con fondos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), y en vista del rezago de las licitaciones de capacidad que permitan abastecer la demanda de la zona norte del país, se hace necesario adelantar la inversión del segundo transformador en SPS, la cual ha sido identificada en el plan de expansión de transmisión regional, con el objeto de mantener una capacidad de transporte que conserve la línea SBV-SPS sin restricciones originadas por la restricción que causaría el único transformador inicialmente planeado. La duplicación de la capacidad de transporte es necesaria para evitar sobrecarga ante contingencia simple, incrementar el aprovechamiento de la capacidad de la línea SBV-SPS y reducir el riesgo de déficit de energía por falta de inversión de generación ubicada en la zona norte.

3.6 Actualización de transformadores de transmisión en subestaciones con conexión a la red de distribución

3.6.1 Subestación Talanga

De acuerdo a la ubicación sugerida de la subestación Talanga, esta se encontraría en la convergencia de las líneas de distribución GMC 378 y PVR 342 por lo que se recomienda la instalación de un transformador de distribución 230/34.5 kV independiente al futuro transformador de transmisión de 230/69 kV. Se espera que la capacidad de este transformador de distribución 230/34.5 kV sea como mínimo de 25 MVA. Se estima el costo de este transformador de distribución igual a 944,294.51 USD. Dado que este elemento es un bien de la empresa distribuidora, no es considerado como parte de los costos del Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

No se recomiendan modificaciones adicionales a la infraestructura de transmisión.

3.6.2 Subestación La Esperanza

De igual forma a la subestación Talanga, se espera que la futura subestación La Esperanza sea capaz de tomar carga de la red de distribución. A tal efecto, esta subestación estaría ubicada geográficamente en un punto central de la línea de distribución CYG 317. Este es uno de los circuitos de distribución más largos de Honduras, y uno de los cuatro (4) circuitos



de distribución que alimentan todo el departamento de Intibucá, siendo el mencionado circuito el que alimenta a la mayoría del espacio geográfico del departamento.

Con esto en consideración, se recomienda la instalación de un transformador de distribución independiente del futuro transformador de transmisión propuesto por el Plan de Expansión de la Red de Transmisión. Se espera el transformador de distribución con la característica de poseer un nivel de tensión de 230/34.5 kV y una capacidad mínima de 50 MVA. El costo estimado de este transformador de distribución es 1,939,088.15 USD. Dado que este elemento es un bien de la empresa distribuidora, no es considerado como parte de los costos del Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

No se recomiendan modificaciones adicionales a la infraestructura de transmisión.

3.6.3 Subestación El Mochito

En el mismo sentido de las dos subestaciones anteriormente mencionadas, se espera que en la futura subestación de transmisión de El Mochito sea posible el enlace de carga de la red de distribución. La subestación El Mochito se encuentra en la convergencia de los circuitos de distribución CRL 302 y NIS 332. Por tanto, esta subestación reduciría la carga de los transformadores de distribución de las respectivas subestaciones Cañaverál y Nispero. Para tal efecto, se espera la instalación de un transformador de distribución de 138/34.5 kV con una capacidad mínima de 25 MVA, y un costo estimado de 944,294.51 USD. Al igual que el resto de los transformadores de distribución mencionados, dado que este sería un bien de la empresa distribuidora, su costo no se incluye dentro de los costos de la presente revisión.

No se recomiendan modificaciones adicionales a la infraestructura de transmisión.

3.6.4 Subestación Calpules

El Plan de Expansión de la Red de Transmisión identificó como parte de los proyectos planificados con financiamiento asociados al sistema de transmisión la normalización de la subestación Retorno. Actualmente, esta subestación consiste de la conexión de dos (2) unidades móviles de 25 MVA cada una conectadas directamente en la línea L524 PGR-CIR. Por ello, el proyecto Subestación Calpules consiste en la normalización de la conexión a la red de transmisión y la instalación de transformadores permanentes sustituyendo las unidades móviles. Sin embargo, se identifica en esta revisión que la capacidad de transformación de los transformadores de distribución debe ser dos (2) transformadores 138/13.8 kV de 50 MVA, lo cual es un proyecto clasificado como previamente planificado en el plan de expansión vigente. Al igual que el resto de los transformadores de distribución mencionados dentro de esta sección su inversión es responsabilidad de la empresa distribuidora, por lo que su costo no se considera dentro de esta revisión. Además, se estima que el costo identificado en el plan de expansión vigente ya tomaba en cuenta el costo de los dos (2) transformadores de distribución a ser instalados en la nueva subestación Calpules normalizada.

4. Resumen de proyectos

4.1 Descripción técnica

Tomando en cuenta los proyectos recomendados anteriormente, se presenta a continuación una organización de estos y los proyectos asociados dentro del Plan de Expansión de la Red de Transmisión aprobado por la CREE. Con ello, se muestran los proyectos del plan de expansión vigente que se modifican. Los proyectos no analizados dentro de esta revisión se mantienen planificados según fueron planteados originalmente.

Los proyectos de la presente revisión se organizan en tres (3) grupos como sigue:

- i. Proyectos de corto plazo: son nuevas inversiones propuestas en la Revisión del Plan de Expansión de la Red de Transmisión que se pueden llevar a cabo en el corto plazo.
- ii. Modificación de proyectos de corto plazo: son aquellas inversiones que están incluidos en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión aprobado, pero que se modifican en alguna medida.
- iii. Proyectos de medio y largo plazo: son nuevas inversiones propuestas en la Revisión del Plan de Expansión de la Red de Transmisión que se pueden llevar a cabo en el medio o largo plazo.

El resumen a continuación presenta la descripción técnica de los proyectos propuestos a partir de la presente revisión del plan de expansión vigente.

Tabla 2: Resumen técnico de proyectos propuestos en Revisión del Plan de Expansión de la Red de Transmisión

#	Proyecto	Especificaciones	Capacidad
I. Proyectos de corto plazo			
1.	Compensación reactiva serie en líneas L441 y L442 <ul style="list-style-type: none"> ▪ Compensación reactiva serie L441 ▪ Compensación reactiva serie L442 	Reactancia = 18.45 Ω Reactancia = 16.40 Ω	
2.	Compensación reactiva serie en línea L516 y L539 <ul style="list-style-type: none"> ▪ Compensación reactiva serie L516 ▪ Compensación reactiva serie L539 	Reactancia = 22.23 Ω Reactancia = 11.21 Ω	
II. Modificación de proyectos de corto plazo			
3.	Compensación paralelo <ul style="list-style-type: none"> ▪ Compensación paralelo en BER ▪ Compensación paralelo en CIR ▪ Compensación paralelo en DAN ▪ Compensación paralelo en CYG 	Tres (3) escalones Tres (3) escalones Cuatro (4) escalones Tres (3) escalones	Total = 251 MVar 30 MVar 30 MVar 12 MVar 24 MVar

#	Proyecto	Especificaciones	Capacidad
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Compensación paralelo en ZAM ▪ Compensación paralelo en ERA ▪ Compensación paralelo en ISL ▪ Compensación paralelo en LPT ▪ Compensación paralelo en SMT ▪ Compensación paralelo en VNU ▪ Compensación paralelo en PGR ▪ Compensación paralelo en MAS ▪ Compensación paralelo en SRS 	<p>Tres (3) escalones</p> <p>Un (1) escalón</p> <p>Un (1) escalón</p>	<p>9 MVAR</p> <p>6 MVAR</p> <p>9 MVAR</p> <p>30 MVAR</p> <p>15 MVAR</p> <p>30 MVAR</p> <p>30 MVAR</p> <p>10 MVAR</p> <p>5 MVAR</p>
4.	<p>Repotenciación PGR-SMT-SPS a 230 kV</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Operación en 138 kV ▪ Operación en 230 kV 	24.73 km	<p>270.3 MVA</p> <p>455.3 MVA</p>
III. Proyectos de medio y largo plazo			
5.	Segundo transformador en SPS	230/138 kV	150 MVA

4.2 Costos de inversión

Complementariamente a la descripción técnica de los proyectos propuestos, a continuación se presenta el resumen de costos estimados de dichos proyectos. Este costo estimado totaliza aproximadamente 31 millones de dólares. Cabe mencionar que los costos de los proyectos asociados al segundo grupo reemplazan los costos establecidos anteriormente en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión aprobado. Por ende, los costos asociados a la compensación paralelo previamente establecidos y el costo asociado al proyecto repotenciación PGR-SMT-SPS son reemplazados por los costos de la siguiente tabla.

Tabla 3: Resumen de costos de proyectos propuestos en Revisión del Plan de Expansión de la Red de Transmisión

#	Proyecto	Costo [kUS\$]	Año de entrada en operación
I. Proyectos de corto plazo		7,668.46	
1.	Compensación reactiva serie en L441 y L442	3,000.00	2022
2.	Compensación reactiva serie en L516 y L539	4,668.46	2022
II. Modificación de proyectos de corto plazo		20,770.83	
3.	Compensación paralelo		2021
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Compensación paralelo en BER ▪ Compensación paralelo en CIR ▪ Compensación paralelo en DAN ▪ Compensación paralelo en CYG 	<p>1,275.18</p> <p>1,275.18</p> <p>510.07</p> <p>1,020.14</p>	



#	Proyecto	Costo [kUS\$]	Año de entrada en operación
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Compensación paralelo en ZAM ▪ Compensación paralelo en ERA ▪ Compensación paralelo en ISL ▪ Compensación paralelo en LPT ▪ Compensación paralelo en SMT ▪ Compensación paralelo en VNU ▪ Compensación paralelo en PGR ▪ Compensación paralelo en MAS ▪ Compensación paralelo en SRS 	382.55 255.04 382.55 1,275.18 637.59 1,275.18 1,275.18 425.06 212.53	
4.	Repotenciación PGR-SMT-SPS a 230kV	10,569.40	2021
III. Proyectos de medio y largo plazo		2,601.68	
5.	Segundo transformador en SPS 230/138kV	2,601.68	2023
Costo total		31,040.97	

Anexo: Análisis de compensación reactiva en Litoral Atlántico

En esta sección se presentan resultados de simulaciones realizadas para analizar alternativas de compensación reactiva que permitan incrementar la transferencia de potencia hacia la zona del Litoral Atlántico mediante la línea L515 entre las subestaciones Progreso (PGR), Guaimas (GUA) y Tela (TEL). Para esto se consideraron varios escenarios de operación con distintas opciones de compensación reactiva a fin de obtener una comparativa de los beneficios.

A.1 Descripción y metodología

A.1.1 Escenarios de compensación

Los escenarios comprenden casos con la red de transmisión sin refuerzos de compensación reactiva y con refuerzos de compensación reactiva serie y paralelo en alta tensión. Los detalles de cada escenario bajo análisis son los siguientes:

- A. Configuración actual de la red sin compensación reactiva
- B. Compensación serie del 50% en las líneas L516 y L539 en combinación con compensación paralela de 9 MVAR en la subestación ISL en la barra de 138 kV

A.1.2 Procedimiento 1: Curvas PV

Se realizaron curvas PV tomando como punto de partida una baja demanda en los años 2021 y 2024, sin inyección de generación térmica en la zona, identificando el punto de transferencia de potencia de forma segura que permita cumplir los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo (CCSDM) de la red. Se consideró un factor de potencia de referencia según información histórica disponible que representa requerimientos típicos de potencia reactiva por la demanda en la zona.

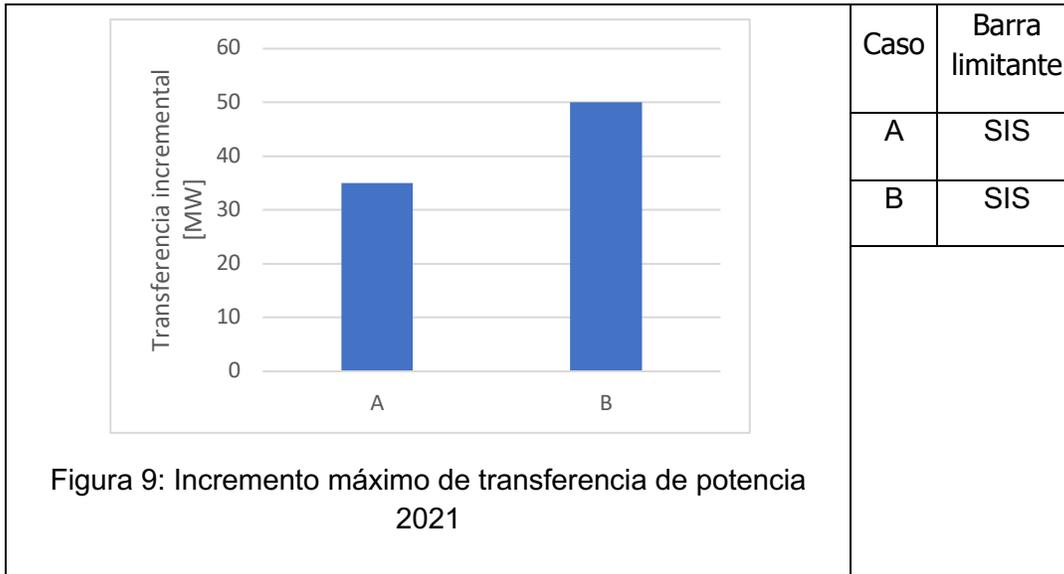
A.1.3 Procedimiento 2: Análisis dinámico

Para complementar los resultados obtenidos en estado estacionario, se realizaron simulaciones dinámicas para el año 2024 considerando la incorporación de la central Yaguala con un despacho de 54 MW. Esto para verificar la estabilidad transitoria de la central ante una falla trifásica. Para este análisis se considera una falla trifásica en la subestación Coyoles Central, en la barra de 138 kV, con una duración de 100 ms (6 ciclos).

A.2 Resultados 2021

A.2.1 Procedimiento 1

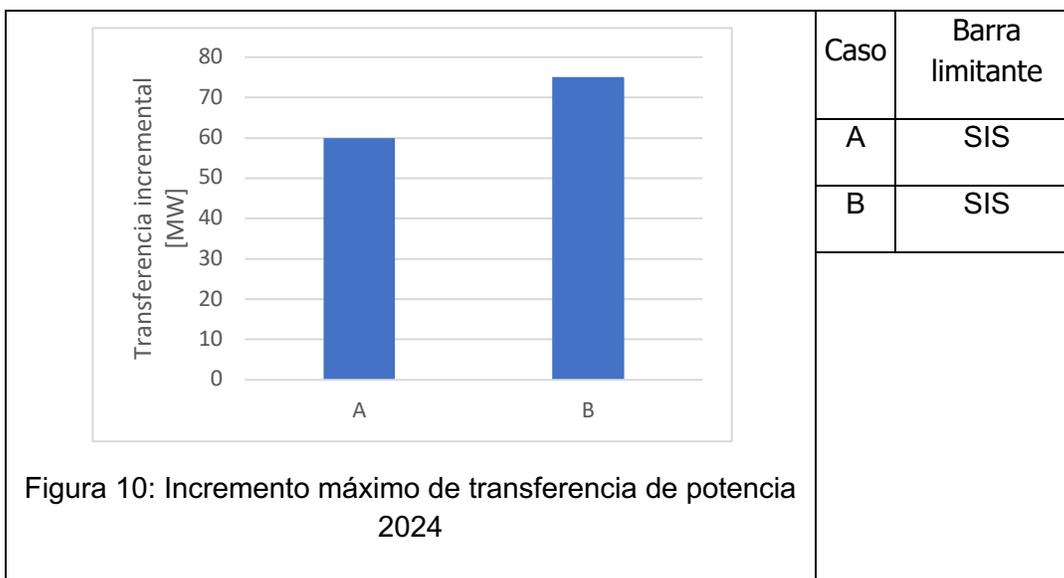
Los resultados de la Figura 9, obtenidos de las curvas PV, muestran el beneficio de incluir la compensación serie y paralelo en el Litoral Atlántico. Se observa que la transferencia incremental aumenta con los refuerzos considerados. En la sección A.5 se encuentran las curvas PV de las cuales se obtienen las transferencias incrementales.



A.3 Resultados 2024

A.3.1 Procedimiento 1

Para el año 2024 se consideró una inyección de 37.5 MW de la central Yaguala (YAG), la cual se conectará a la subestación Coyoles Central (CCE) mediante una línea de transmisión. Similar al comportamiento observado en 2021, en el año 2024 se da un incremento en la transferencia incremental al considerar la compensación serie y paralelo en la zona. En la sección A.5 se encuentran las curvas PV de las cuales se obtienen las transferencias incrementales.



A.3.2 Procedimiento 2

En el caso sin refuerzos, la central Yaguala presenta inestabilidad ante falla trifásica en la subestación CCE, según se describe a detalle en la metodología. En cambio, la estabilidad de la central mejora con la compensación considerada en el caso con refuerzos. El efecto se debe en gran medida a la inclusión de la compensación serie en la línea L539 END-RGU. Con ello, se observa el beneficio que dicha compensación presenta en la red y, específicamente, en el Litoral Atlántico.

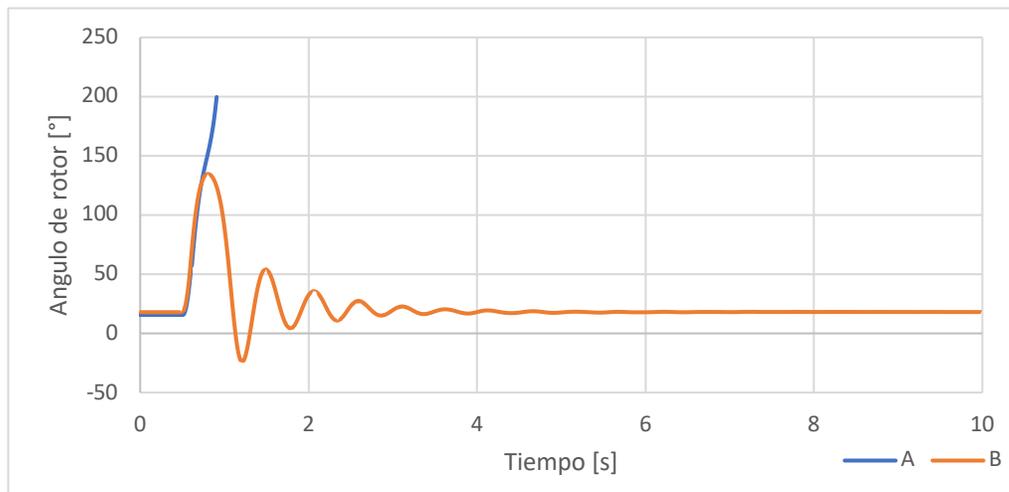


Figura 11: Ángulo de rotor de central Yaguala con compensación serie al 50% en las líneas

A.4 Análisis de costo-beneficio de los refuerzos de compensación reactiva

El presente análisis tiene como propósito evaluar el costo – beneficio para el sistema dada la instalación de compensación serie en las líneas L539 y L516 y compensación paralelo de 9 MVar en la subestación ISL. Para tal propósito, se evaluaron cuatro escenarios de la operación económica del sistema con y sin refuerzos de compensación reactiva, y con precios de combustible para la central térmica La Ensenada (70 MW) basados en contrato o en costos operativos, así como también una evaluación costo-beneficio de las inversiones.

A.4.1 Condiciones de los escenarios

Para los escenarios evaluados se efectuó la simulación de la operación económica del sistema en SDDP con representación horaria, bajo un horizonte de estudio de enero de 2021 a diciembre de 2022. En la simulación se toma en cuenta la proyección de demanda, proyecciones de precios de combustibles, condiciones iniciales de los embalses de las hidroeléctricas de regulación, hidrología histórica, restricciones de embalse, entrada de proyectos en desarrollo, restricciones de generación, reserva primaria y secundaria, red de transmisión completa, pérdidas y representación de restricciones de límite de flujo operativo en líneas, entre otra información de entrada. Además, no se representan retiros de centrales

térmicas por finalización de contrato de suministro. A continuación, se detallan estos escenarios:

Escenario 1: Este escenario consiste en tomar un límite de flujo operativo en la línea L515 de 60 MW y precios de combustible para la central La Ensenada basados en contrato.

Escenario 2: Este escenario consiste en tomar un límite de flujo operativo en la línea L515 de 75 MW y precios de combustible para la central La Ensenada basados en contrato.

Escenario 3: Este escenario consiste en tomar un límite de flujo operativo en la línea L515 de 60 MW y precios de combustible para la central La Ensenada basados en costos operativos.

Escenario 4: Este escenario consiste en tomar un límite de flujo operativo en la línea L515 de 75 MW y precios de combustible para la central La Ensenada basados en costos operativos.

Respecto del límite de flujo operativo en la L515, el valor de 60 MW representa no contar con compensación reactiva en Litoral Atlántico (i.e., sin refuerzos) y el valor de 75 MW es obtenido de compensar al 50% las líneas L539 y L516 en conjunto con la compensación paralelo de 9 MVAR en la subestación ISL (i.e., con refuerzos).

En relación a los precios de combustible de la central La Ensenada basados en costos operativos, se establecen estos precios de combustible de la central tal que se encontrase generando con combustible búnker con base en el precio de combustible de la central Enersa descontando el costo del flete de combustible de Puerto Cortés a Choloma, punto donde se encuentra ubicada esta central, y sumando el costo del flete de combustible de Puerto Cortés a La Ceiba. Los datos del flete de combustible fueron obtenidos de la Dirección General de Hidrocarburos y Biocombustibles de la Secretaría de Estado en Despacho de Energía.

A.4.2 Resultados del costo operativo térmico de la simulación

La siguiente tabla muestra el costo operativo térmico del sistema para los escenarios considerados:

Tabla 4: Costo operativo térmico del sistema (miles de US\$)

Escenario	2021	2022	Total
Escenario 1 (sin refuerzo)	404,003.72	531,089.93	935,093.65
Escenario 2 (con refuerzo)	399,419.40	524,258.80	923,678.20

Escenario	2021	2022	Total
Escenario 3 (sin refuerzo)	381,199.49	504,644.84	885,844.33
Escenario 4 (con refuerzo)	378,170.83	503,590.43	881,761.26

En la tabla anterior se puede apreciar que el costo operativo térmico del sistema es mayor cuando es más restrictivo el límite de flujo en la línea L515, lo cual representa las condiciones del Litoral Atlántico sin refuerzos de compensación reactiva.

A.4.3 Evaluación costo-beneficio

En caso que se realicen las inversiones de compensación serie en las líneas L516 y L539 y compensación paralelo en la subestación ISL, según el costo operativo térmico anual mostrado en la Tabla 4, el beneficio del primer año 2021 es 4,584.32 miles de dólares comparando los escenarios 1 y 2. Para evaluar el costo-beneficio de la inversión, es necesario tener en cuenta que el incremento del límite de transferencia de potencia representado en las simulaciones requiere compensación serie en las líneas L539 y L516 en conjunto con la compensación paralelo en la subestación ISL, lo cual tienen un costo de inversión total de 5,051.01 miles de dólares. Por lo tanto, el tiempo de recuperación simple de la inversión (*payback*) es 1.1 años considerando solamente el valor del beneficio del primer año.

En caso de compararse los escenarios 3 y 4, el beneficio es 3,028.66 miles de dólares en el año 2021 tomando en cuenta de la misma manera el costo operativo térmico anual. Con ello, el tiempo de recuperación simple de la inversión es 1.67 años.

A.5 Curvas PV

A.5.1 Año 2021

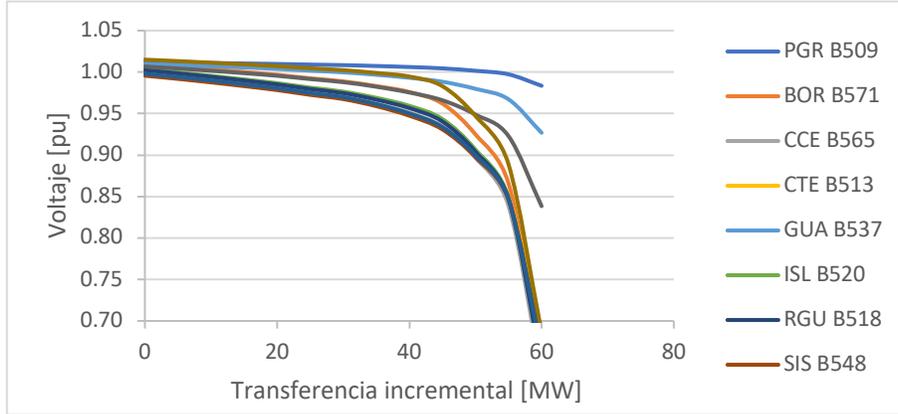


Figura 12: Curvas PV, año 2021, caso A

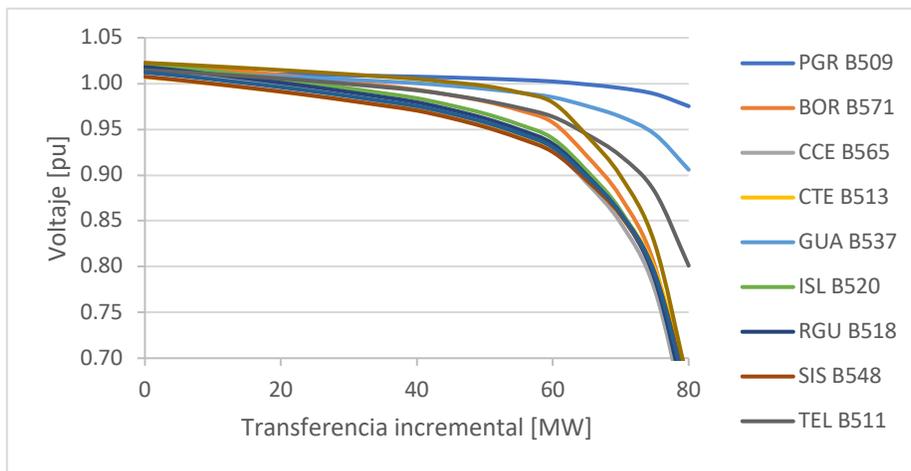


Figura 13: Curvas PV, año 2021, caso B



A.5.2 Año 2024

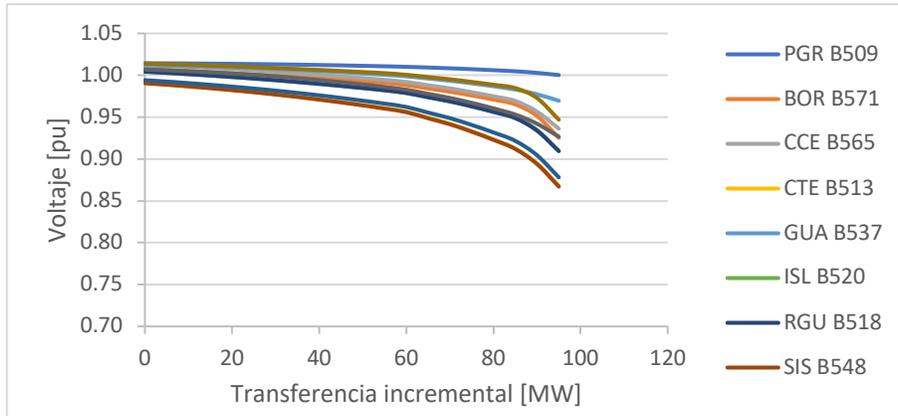


Figura 14: Curvas PV, año 2024, caso A

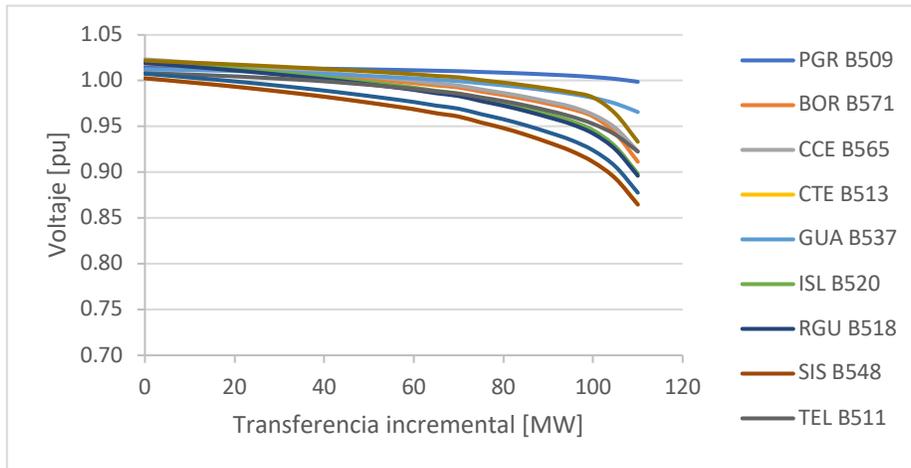


Figura 15: Curvas PV, año 2024, caso B