



Plan de Expansión de la Red de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional

Versión	Aprobada
Fecha	20 de diciembre de 2019

Contenido

Acrónimos de Subestaciones Eléctricas.....	3
Resumen Ejecutivo.....	4
1 Introducción.....	13
2 Contexto actual	14
2.1 Marco regulatorio.....	14
2.1.1 Ley General de la Industria Eléctrica - LGIE	14
2.1.2 Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica - RLGIE	15
2.2 Mercado Eléctrico Regional.....	15
2.3 Sistema Eléctrico Nacional.....	16
2.4 Descripción de la red de transmisión	19
2.5 Entorno del proceso de planificación actual.....	21
3 Metodología.....	22
3.1 Costos referenciales de obras de transmisión	22
4 Plan de expansión de la transmisión	24
4.1 Proyectos de emergencia de corto plazo	24
4.1.1 Línea de transmisión PGR-SMT-SPS.....	24
4.1.2 Instalación de compensación reactiva capacitiva.....	26
4.1.3 Estudios eléctricos.....	27
4.2 Proyectos de medio y largo plazo	30
4.2.1 Línea de transmisión PAT-CHI	30
4.2.2 Repotenciación PTD-LVI-BER.....	31
4.2.3 Línea de transmisión AMT-TLG.....	35
4.2.4 Línea de transmisión NEG-YOR-ARE	36
4.2.5 Línea de transmisión CRL-RLN	38
4.2.6 Líneas de transmisión ZAM-SIT.....	39
4.2.7 Línea de transmisión CHI-ZAM.....	41
4.2.8 Línea de transmisión LEC-SRS	42
4.3 Proyectos de mejora a la calidad de servicio.....	44
4.3.1 Proyecto transformador en El Bijagual	44
4.3.2 Proyecto transformador en San Pedro Sula Sur	44



OPERADOR DEL SISTEMA

4.3.3	Proyecto subestación eléctrica Goascorán	45
4.3.4	Proyecto subestación eléctrica Estadio Olímpico.....	46
4.3.5	Proyecto subestación eléctrica Tocoa	47
4.3.6	Línea de transmisión LPZ-EPZ.....	48
4.3.7	Línea de transmisión ERA-EPZ.....	49
4.3.8	Proyecto subestación eléctrica Mogote	51
4.3.9	Repotenciación CRL-MCH.....	52
4.3.10	Ampliación subestación Masca y Línea Masca – Cuyamel	54
4.4	Proyectos previamente planificados.....	55
4.4.1	Proyectos previamente planificados con financiamiento.....	55
4.4.2	Proyectos previamente planificados sin financiamiento	59
5	Resumen de proyectos	61
	Anexos	63



OPERADOR DEL SISTEMA

Acrónimos de Subestaciones Eléctricas

AMT	Amarateca
ARE	Arenales
BER	Bermejo
CAL	Calpules
CCE	Coyoles Central
CHI	Chichicaste
CRD	Cerro Grande
CRL	Cañaveral
CYL	Cuyamel
EBI	El Bijagual
EOL	Estadio Olímpico
EPZ	La Esperanza
ERA	Erandique
ETX	Elcatex
FLE	La Flecha
GOA	Goascorán
LEC	La Entrada Copán
LIM	Limones
LLB	La Labor
LPZ	La Paz
LVI	La Victoria
MAS	Masca
MCH	El Mochito
MGT	El Mogote
NCO	Naco
NEG	Negrito
NIS	El Níspero
PAT	Patuca
PGR	Progreso
SIT	El Sitio
SMT	Santa Marta
SPC	San Pedro Sula Centro
SPS	San Pedro Sula Sur
SRS	Santa Rosa
SUY	Suyapa
TLG	Talanga
TOC	Tocoa
TSZ	Térmica Sulzer
VEG	Vegona
YOR	Yoro
ZAM	Zamorano



Resumen Ejecutivo

El plan de expansión de la red de transmisión elaborado por el Operador del Sistema es realizado en cumplimiento de lo establecido en el artículo 13 de la Ley General de la Industria Eléctrica. El plan consiste en priorizar y recomendar obras de expansión de transmisión definidas como imperativas y que deben desarrollarse en el corto plazo, obras para aumentar el transporte de energía con fechas de entrada en operación esperada en el medio o largo plazo y obras para mejora de la calidad del servicio. Adicionalmente, se le da seguimiento a las obras expansión del Sistema Interconectado Nacional que en planes anteriores estaban decididos y continúan siendo necesarios.

Esta actualización se realiza a tres meses de haber iniciado el funcionamiento técnico del ODS, y bajo una situación de déficit de generación y sobrecarga de líneas de transmisión y transformadores de potencia en varias subestaciones, situación que ha venido incrementándose y que ha llevado a no poder suministrar capacidad para nuevos clientes o para ampliaciones de demanda de clientes existentes, principalmente en la zona del Valle de Sula. Los déficits que se han registrado los últimos años, principalmente en las horas punta del verano en el Sistema Interconectado Nacional, son: 4,109,358 kWh y 30 MW en el año 2017, 9,237,414 kWh y 48 MW en 2018, y 19,555,081 kWh y 92.52 MW de enero a agosto de 2019. Una porción de estos racionamientos ha sido debido a sobrecarga de elementos de la red de transmisión.

Ante la urgencia de identificar las necesidades de aumentar la capacidad de varios elementos de la red de transmisión del país, este trabajo se ha enfocado en la revisión a mayor detalle los requerimientos de corto plazo para solucionar situaciones de sobrecarga, y que se actualice el próximo año, ya teniendo en cuenta los avances en los proyectos de transmisión que se desarrollen con los financiamientos que ha contratado la ENEE o el Estado de Honduras para asignarlo a la ENEE.

El presente plan de expansión incluye la realización de los cálculos del costo de inversión de las obras de transmisión propuestas, tomando en consideración referencias aplicables a la región, así como fechas esperadas de entrada en operación tomando en cuenta el período necesario para llevar a cabo las licitaciones de las obras y la construcción de las mismas, aunque en algunos de los casos la necesidad de la obra sea inmediata.

Las adiciones recomendadas de corto plazo, para los próximos dos años, responden a la necesidad de transporte de energía desde el sur y centro del país hacia la zona norte. En este sentido, se aprovecharía mejor la generación ubicada en el sur del país y la posibilidad de acceder a menores precios de electricidad del Mercado Eléctrico Regional (MER). Varias de estas obras de transmisión pueden realizarse en períodos relativamente cortos. El monto de inversión esperado en las obras de corto plazo propuestas es US\$14.5 millones. La Tabla A describe este conjunto de obras de transmisión y su costo asociado.

Tabla A. Obras de transmisión de corto plazo

#	Proyecto	Costo [k\$US]	Año de entrada en operación	Propósito / Justificación
I. Proyectos de emergencia de corto plazo		14,476.71		
1.	Línea de transmisión PGR-SMT-SPS <ul style="list-style-type: none"> ▪ Extensión de línea: 24.73 km ▪ Capacidad de transformación: 50 MVA 138/69/13.8 kV (50/20/30 MVA) 	9,673.40	2021	Aumento de las transferencias máximas de sur a norte, desde los intercambios regionales hacia la zona de mayor consumo del país.
2.	Instalación de compensación reactiva capacitiva <ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacidad reactiva capacitiva: 113 MVAR 	4,803.31	2021	Aumento de las transferencias máximas de sur a norte, desde los intercambios regionales hacia la zona de mayor consumo del país, mejora de la calidad del servicio y mejora de la regulación del voltaje.

Por otra parte, en el medio y largo plazo, que comprende el período de 2022 a 2024 y de 2025 a 2029, respectivamente, se recomiendan distintas obras de transmisión. En este sentido, se debe ejecutar las obras de repotenciación del corredor Puerto Cortés – Choloma (subestación La Victoria) – San Pedro Sula (subestación Bermejo) por la alta prioridad de dar competitividad a la licitación de capacidad firme planificada para el año 2024.

Adicionalmente, se plantean líneas de transmisión en 230 kV con las cuales el sistema se provisiona de capacidad y redundancia en el abastecimiento de energía a los departamentos de Atlántida y Colón. Además de esta redundancia, se tendría una mejora en la calidad del servicio y seguridad de suministro. También se incluyen mejoras a la red de 69 kV de los departamentos de Copán, Ocotepeque, Olancho y El Paraíso, con lo que se reduce también el riesgo de posibles vertimientos de centrales hidroeléctricas.

El monto de inversión esperado en las obras de medio y largo plazo propuestos asciende a los US\$175 millones. La Tabla B resume este conjunto de obras de transmisión que deben realizarse en el medio y largo plazo.

Tabla B. Obras de transmisión de medio y largo plazo

#	Proyecto	Costo [k\$US]	Año de entrada en operación	Propósito / Justificación
II. Proyectos de medio y largo plazo		175,075.36		
3.	Repotenciación Puerto Cortés (PTD) – La Victoria (LVI) – Bermejo (BER) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Extensión de línea: 44.29 km ▪ Capacidad de transformación: 3x150 MVA 230/138 kV 	32,800.45	2023	Integración de generación de energía de gran capacidad en Puerto Cortés con costos de producción más bajos.
4.	Línea de transmisión Patuca (PAT) - Chichicaste (CHI) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Extensión de línea: 59.2 km ▪ Capacidad de transformación: 100 MVA 230/69 kV 	18,590.70	2023	Mejora de la confiabilidad del sistema en los departamentos de Olancho y El Paraíso, y aseguramiento de evacuación de la energía generada por Patuca III. Además, se reducen pérdidas de transmisión y distribución.
5.	Línea de transmisión Amaratéca (AMT) - Talanga (TLG) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Extensión de línea: 42 km ▪ Capacidad de transformación: 85 MVA 230/69/34.5 kV 	18,469.88	2023	Mejora de la calidad del servicio en el norte del departamento de Francisco Morazán y el sur del departamento de Olancho.
6.	Línea de transmisión Cañaveral (CRL) - Río Lindo (RLN) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Extensión de línea: 8.4 km 	2,621.91	2023	Mejora de la confiabilidad del sistema y reducción de cargamento de elementos de transmisión. Además, reducción de pérdidas de transmisión.
7.	Líneas de transmisión Zamorano (ZAM) – El Sitio (SIT) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Extensión de línea: 24.9 km ▪ Capacidad de transformación: 85 MVA 230/69 kV 	12,923.85	2023	Mejora de la confiabilidad del sistema, reducción de cargamento de elementos de transmisión e integración de generación de energía. Además, reducción de pérdidas de transmisión y distribución.
8.	Línea de transmisión Negrito (NEG) – Yoro (YOR) – Arenales (ARE) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Extensión de línea: 125.5 km ▪ Capacidad de transformación: 1x150 MVA 230/138 kV + 1x85 MVA 230/69 kV 	53,000.21	2024	Mejora de confiabilidad del sistema en la zona del Litoral Atlántico y Bajo Aguán, así como la mejora de la calidad del servicio. Reducción de la generación térmica localizada en el litoral atlántico.

#	Proyecto	Costo [k\$US]	Año de entrada en operación	Propósito / Justificación
				Permite la incorporación de una central de mayor escala y mejor eficiencia en Puerto Castilla para cubrir el futuro crecimiento de la demanda. Además, reducción de pérdidas de transmisión.
9.	Línea de transmisión Chichicaste (CHI) – Zamorano (ZAM) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Extensión de línea: 88.1 km 	18,714.62	2026	Descargamiento de líneas y transformadores de transmisión. Mejora de redundancia en abastecimiento de los departamentos de Olancho y El Paraíso.
10.	Línea La Entrada (LEC) – Santa Rosa (SRS) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Extensión de línea: 29.9 km ▪ Capacidad de transformación: 1x100 MVA 230/69 kV 	17,953.74	2026	Aumento de confiabilidad en la zona occidental del país. Mejora de redundancia en abastecimiento de los departamentos de Copán, Lempira y Ocotepeque.

Adicionalmente, los vínculos entre la red de transmisión con la red de distribución se fortalecerían con la incorporación de nuevas subestaciones eléctricas y se aumentaría la capacidad de transformación con el propósito de mejorar la calidad y seguridad de abastecimiento, y reducir las pérdidas de distribución en los departamentos de Cortés, Colón, Valle, Choluteca, La Paz e Intibucá. Algunas de las obras de transmisión de la zona occidental también refuerzan la red de 69 kV, brindando mejora en el perfil de voltaje y un soporte redundante de suministro.

El monto de inversión esperado en las obras propuestas para mejora de la calidad de servicio es US\$51 millones, considerando solamente las inversiones asociadas a la red de transmisión. La empresa de distribución estará a cargo de realizar las inversiones de los transformadores de distribución, por lo que no se incluyen esos costos. La Tabla C muestra las características de este conjunto de obras y su costo asociado.

Tabla C. Obras de mejora de la calidad de servicio y seguridad de suministro

#	Proyecto	Costo [k\$US]	Año de entrada en operación	Propósito / Justificación
III. Proyectos de mejora de la calidad de servicio y seguridad de suministro		50,975.49		
11.	Proyecto transformador en El Bijagual (EBI) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacidad de transformación: 50 MVA 230/34.5 kV (transformador de distribución) 	1,446.15	2022	Reducción en pérdidas de distribución al reducir longitud de circuitos de distribución y mejora de sus perfiles de voltaje. Además, reducción de pérdidas de transmisión y distribución, y mejora en la seguridad de suministro.
12.	Proyecto transformador en San Pedro Sula Sur (SPS) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacidad de transformación: 50 MVA 230/34.5 kV (transformador de distribución) 	1,446.15	2023	Aliviar la carga de las subestaciones de Villanueva (VNU). Además, reducción de pérdidas de distribución y mejora en la seguridad de suministro.
13.	Proyecto subestación eléctrica Goascorán <ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacidad de transformación: 50 MVA 230/34.5 kV (transformador de distribución) 	3,348.87	2023	Reducción en pérdidas de distribución al reducir longitudes de circuitos de distribución (L368 y L367) y mejora de sus perfiles de voltaje. Además, reducción de pérdidas de distribución y mejora en la seguridad de suministro.
14.	Proyecto subestación eléctrica Estadio Olímpico <ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacidad de transformación: 50 MVA 138/13.8 kV (transformador de distribución) 	2,342.22	2023	Alivio de la carga en las subestaciones de La Puerta (LPT) y Circunvalación (CIR). Además, reducción de pérdidas de distribución y mejora en la seguridad de suministro.
15.	Proyecto subestación Tocoa <ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacidad de transformación: 50 MVA 138/34.5 kV (transformador de distribución) 	2,342.22	2024	Reducción en pérdidas de distribución al reducir longitudes de circuitos de distribución (L345 y L351) y mejora de sus perfiles de voltaje.
16.	Proyecto La Paz (LPZ) – La Esperanza (EPZ) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Extensión de línea 230kV: 54.6 km ▪ Capacidad de transformación: 1x50 MVA 230/34.5 kV 	17,679.58	2024	Reducción en pérdidas de distribución al reducir longitudes en circuitos de distribución. También se prevé un mejoramiento en los perfiles de voltaje

#	Proyecto	Costo [k\$US]	Año de entrada en operación	Propósito / Justificación
	(transformador de distribución) + 1x85 MVA 230/69/34.5 kV			y aumento de la confiabilidad.
17.	Proyecto La Esperanza (EPZ) – Erandique (ERA) <ul style="list-style-type: none"> Extensión de línea 69kV: 32.2 km 	4,983.51	2024	Mejora de la calidad del servicio por aumento de confiabilidad en la zona occidental y mejora de los perfiles de voltaje.
18.	Proyecto subestación eléctrica Mogote <ul style="list-style-type: none"> Capacidad de transformación: 50 MVA 138/13.8 kV (transformador de distribución) 	2,342.22	2025	Alivio de la carga en la subestación de Santa Fe (SFE) y Toncontin (TON).
19.	Repotenciación Cañaveral (CRL) – El Mochito (MCH) <ul style="list-style-type: none"> Extensión de línea 138kV: 15.9 km Capacidad de transformación en subestación: 1x85 MVA 138/69/34.5 kV 	6,742.51	2025	Mejoramiento en la calidad del servicio al mejorar los perfiles de voltaje. Además, se prevé aliviar la carga de las subestaciones de Cañaveral (CRL) y El Níspero (NIS), en los circuitos L302 y L332.
20.	Ampliación subestación Masca (MAS) y Línea Masca (MAS) – Cuyamel (CYL) <ul style="list-style-type: none"> Extensión de línea 138kV: 37.9 km Capacidad de transformación en subestación: 1x50 MVA 138/34.5 kV (transformador de distribución) 	8,302.06	2025	Reducción en pérdidas de distribución al disminuir longitudes en circuitos de distribución. También se prevé un mejoramiento en los perfiles de voltaje.

En adición a las nuevas obras de transmisión propuestas, se toman en cuenta las obras que han sido previamente identificadas y aprobadas en procesos de planificación anteriores. Este grupo de obras incluye transformadores de transmisión adicionales, nuevas líneas de transmisión, nuevas subestaciones eléctricas, ampliaciones de subestaciones eléctricas existentes y normalización de subestaciones eléctricas. La normalización de subestaciones incluye la adición de barras, bahías y protecciones adecuadas, entre otras mejoras para estandarizarlas de acuerdo a las mejores prácticas de construcción nacionales e internacionales. El monto estimado de este grupo de obras es US\$126.4 millones, que excluye los costos de transformadores de distribución y las bahías en media tensión. La Tabla D resume este conjunto de obras de transmisión rezagadas y previamente planificadas, las cuales se mantienen como decididas.

Tabla D. Obras de transmisión previamente planificadas

#	Proyecto	Costo [k\$US]	Año de entrada en operación	Propósito / Justificación
IV. Proyectos previamente planificados		126,358.29		
21.	Transformador y ampliación en subestación Toncontín (TON) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacidad de transformación: 150 MVA 230/138 kV 	2,288.41	2021	Aumento de la capacidad de transformación de 230/138kV en la zona central del país, para alimentación de demanda en zona centro, y oriente de país.
22.	Transformador y ampliación en Progreso (PGR) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacidad de transformación: 150 MVA 230/138 kV 	4,646.18	2021	Aumento en la capacidad de transporte de sur a norte en 138 kV, para alimentar las zonas de mayor consumo del país.
23.	Ampliación Toncontín (TON) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacidad de transformación: 50 MVA 230/13.8 kV 	11,845.00	2022	Aumento en la capacidad de transformación para circuitos de distribución.
24.	Ampliación y normalización Siguatepeque (SGT)	5,000.00	2022	Ampliación del lado de 138 kV de la subestación Siguatepeque (SGT). Asimismo, se normalizará la configuración actual de la subestación.
25.	Normalización Choloma (CHM)	3,000.00	2022	Apertura de la línea L514 entre las subestaciones Bermejo (BER) y Merendón (MER) para su conexión a la subestación Choloma (CHM), y completar la bahía en 138 kV para normalizar la configuración en el punto de apertura de la línea L514 en esa subestación.
26.	Subestación Calpules (CAL) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacidad de transformación: 50 MVA 138/13.8 kV 	9,535.22	2023	Construcción de nueva subestación Calpules para reemplazar subestación Retorno y Retorno Dos. Normalizar la configuración de la subestación y eliminar unidades móviles a ser reemplazadas por un transformador permanente. Se liberarán unidades móviles de transformación, las



OPERADOR DEL SISTEMA

#	Proyecto	Costo [k\$US]	Año de entrada en operación	Propósito / Justificación
				cuales se tendrán para atender emergencias.
27.	Subestación San Pedro Sula Centro (SPC) <ul style="list-style-type: none"> Extensión de línea 138 kV: 2 km Capacidad de transformación: 50 MVA 138/13.8 kV 	9,296.34	2023	Traslado de circuitos de las subestaciones La Puerta (LPT), Bermejo (BER), Circunvalación (CIR) y Bellavista (BVI) para alivio de carga en sus transformadores de distribución.
28.	Subestación Cerro Grande (CRD) <ul style="list-style-type: none"> Capacidad de transformación: 50 MVA 230/13.8 kV 	10,600.00	2023	Traslado de parte de los circuitos de distribución para el alivio de carga de los transformadores de distribución y transmisión de las subestaciones Santa Fe (SFE) y La Leona (LLN).
29.	Subestación El Sitio (SIT) <ul style="list-style-type: none"> Capacidad de transformación: 50 MVA 230/13.8 kV 	7,900.00	2023	Habilitar nuevos circuitos de distribución para el alivio de carga de la subestación Suyapa (SUY), y su respectivos transformadores de transmisión y distribución. Mejora de la calidad del servicio los circuitos L256 y L258.
30.	Línea de transmisión San Pedro Sula Sur (SPS) – San Buenaventura (SBV) <ul style="list-style-type: none"> Extensión de línea 230kV: 46 km Capacidad de transformación: 150 MVA 230/138 kV 	35,590.94	2023	Aumento en la confiabilidad del sistema de la zona norte del país. Aumento de la capacidad de transporte de energía de sur a norte para la alimentación de las zonas de mayor consumo del país. Aumento de la capacidad de importación del MER.
31.	Ampliación en Laínez (LNZ) y Miraflores (MFL) y línea Laínez (LNZ) – Miraflores (MFL) <ul style="list-style-type: none"> Extensión de línea 138kV: 5 km Capacidad de transformación: 50 MVA 138/13.8 kV 	12,500.00	2023	Mejora en la confiabilidad del sistema de transmisión en la zona del Distrito Central.
32.	Línea Santa Rosa – La Labor <ul style="list-style-type: none"> Extensión de línea 69kV: 44.1 km Capacidad de transformación: 30 MVA 69/34.5 kV 	14,156.20	2026	Mejora en la calidad de voltaje y mejora en la confiabilidad y continuidad del servicio en la zona sur de Copán



OPERADOR DEL SISTEMA

#	Proyecto	Costo [k\$US]	Año de entrada en operación	Propósito / Justificación
				y en el departamento de Ocotepeque.

En resumen, se espera una inversión de US\$240.5 millones de nuevas obras de transmisión identificadas en el presente plan de expansión, asociadas al sistema de transmisión. Además, se espera una inversión de US\$126.4 millones en obras previamente identificadas y aprobadas en procesos de planificación anteriores, las cuales se han mantenido como necesarias en el presente plan de expansión. Ambos grupos de obras conforman un total de US\$366.9 millones de nuevas inversiones para el abastecimiento adecuado de la demanda del país.



1 Introducción

El Gobierno de Honduras inició un proyecto de reforma del subsector eléctrico con la aprobación de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) por el Congreso Nacional en el año 2014. Esta Ley persigue una mayor liberalización de las actividades de generación y comercialización por medio del establecimiento de un mercado mayorista de electricidad, similar a las reformas establecidas por varios países de América Central. La Ley se basa en principios de competencia, eficiencia y modernización con la finalidad de contar con tarifas de electricidad competitivas. Adicionalmente, la Ley crea el Operador del Sistema (ODS) como un organismo independiente de los actores del mercado, delegándole las funciones de operación del sistema eléctrico nacional, garantizando la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, y la administración del mercado eléctrico. Esto contempla la correcta coordinación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) bajo el principio de satisfacer la demanda al mínimo costo.

Según la Ley, el Operador del Sistema está a cargo, además, de la planificación centralizada de expansión de la red de transmisión que asegure un servicio continuo y de calidad de electricidad al mínimo costo. En este sentido, el Operador del Sistema es responsable de realizar la planificación indicativa de expansión de la generación y elaborar el plan de expansión de la red de transmisión. El Operador del Sistema deberá seguir los principios, criterios y metodologías descritos en las normas técnicas de expansión del sistema que en este sentido emita la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

Tomando en consideración que el Operador del Sistema es una organización de reciente creación, y que a la vez es necesario elaborar el plan de expansión del sistema bajo los más recientes lineamientos del marco regulatorio, este documento describe un análisis de expansiones de obras de transmisión que responden a las necesidades identificadas de transporte de energía eléctrica para cubrir la demanda al mínimo costo y con calidad del servicio. Estas obras inciden directamente en la capacidad de trasiego de energía de sur a norte en el país, al igual que la necesidad de robustecer en general el sistema de transmisión. Las inversiones en la red de transmisión planificadas en el Plan de Expansión de la Transmisión previo, aprobado por la CREE mediante Resolución CREE 052 de noviembre de 2017, se consideran como decididas en el presente plan de expansión. Además, se incluye una descripción del entorno actual del marco regulatorio asociado a la planificación de la generación y la transmisión, y una introducción al mercado eléctrico nacional y regional, así como a la red de transmisión nacional.



2 Contexto actual

2.1 Marco regulatorio

En la primera reforma hondureña del subsector eléctrico en 1994, el modelo del mercado eléctrico nacional evolucionó hacia un modelo de comprador único. Así, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), una empresa estatal verticalmente integrada, inició contrataciones de suministro de electricidad a generadores privados independientes. Más adelante, en la segunda reforma de mayo en 2014, que da raíz al actual modelo del mercado, se aprueba la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), Decreto Legislativo No. 404-2013, sumándose posteriormente el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE). La Ley tiene como objetivo implantar un nuevo modelo de mercado para el adecuado funcionamiento de la industria eléctrica en el ámbito nacional. La LGIE y su reglamento establecen nuevas reglas de funcionamiento de la industria eléctrica del país, incluyendo una reestructuración del subsector eléctrico. Como parte de esta reestructuración, se puede recalcar lo siguiente:

- i. La escisión de la ENEE en una empresa de generación, una empresa de transmisión y al menos una empresa de distribución;
- ii. La formación de un ente regulador independiente y técnicamente calificado; y
- iii. La creación de un operador del sistema eléctrico nacional independiente.

2.1.1 Ley General de la Industria Eléctrica - LGIE

La LGIE en su artículo 9 crea el Operador del Sistema Eléctrico Nacional como una nueva entidad independiente del mercado eléctrico. Como tal, el Operador del Sistema tiene la función principal de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y coordinar correctamente el sistema de generación y transmisión al mínimo costo. En este sentido, la LGIE dispone, en su artículo 13, inciso B, que es responsabilidad del Operador del Sistema la preparación cada dos años de un plan de expansión de la red de transmisión para un horizonte de estudio de diez años. Para tal fin, el Operador del Sistema elaborará un plan indicativo de expansión de la generación, el cual deberá ser distribuido entre los interesados. La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) aprobará el plan de expansión presentado por el ODS a más tardar tres (3) meses después de haberlo recibido. La empresa de transmisión deberá licitar las obras de expansión definidas en el plan de expansión de la red de transmisión elaborado según lo indique la CREE.

Las empresas distribuidoras, según el artículo 15 de la LGIE, tienen la obligación de contratar por medio de licitaciones públicas internacionales competitivas capacidad firme y energía para cubrir su demanda máxima de potencia y los requerimientos de energía. Según el mismo artículo, la autoridad superior del subsector eléctrico (actualmente, la Secretaría de Energía) podrá establecer porcentajes mínimos de contratación de generación con fuentes de energía renovable que las empresas distribuidoras deberán realizar en cada licitación basándose en el plan indicativo de expansión de la generación.



La CREE es la responsable de supervisar los procesos de licitación llevados a cabo por las empresas distribuidoras.

2.1.2 Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica - RLGIE

El Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) fue aprobado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) mediante resolución y publicado oficialmente el 18 de noviembre de 2015. En cuanto al proceso de planificación del sistema, los artículos 22 y 29 del RLGIE establecen directrices a seguir por el Operador del Sistema para la elaboración del plan indicativo de la expansión de la generación y el plan de expansión de la red de transmisión, respectivamente.

El artículo 22 del RLGIE determina la obligación del ODS de realizar el plan indicativo de la expansión de la generación con el objetivo de minimizar el costo de suministro de la demanda eléctrica nacional a largo plazo, sujeta a las restricciones propias de las diferentes tecnologías de generación, asegurando un margen de reserva apropiado para la cobertura de la demanda. El Operador del Sistema debe coordinar con la Secretaría de Energía la elaboración de este plan con el fin de que refleje los objetivos de la política energética.

El artículo 29 del RLGIE establece 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. Para ello, el plan de expansión deberá tomar como insumo el plan de expansión de la generación y considerar las características del sistema de transmisión existente, las interconexiones y sus limitaciones, al igual que los criterios de impacto ambiental fijados por la normativa vigente.

Adicionalmente, el RLGIE define, en su artículo 3, la Norma Técnica para la Expansión de la Transmisión (NT-ET) y la Norma Técnica para el Plan Indicativo de Expansión de la Generación (NT-EG). Ambas normas establecen el contenido, criterios, procedimientos y metodologías para la elaboración de los planes de expansión. Actualmente, la CREE se encuentra en la etapa final de emisión de estas normas técnicas.

2.2 Mercado Eléctrico Regional

El mercado eléctrico nacional es parte de un mercado regional superpuesto, denominado Mercado Eléctrico Regional (MER), el cual posee su respectiva regulación regional. Este marco legal regional consta principalmente del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito en 1996 y debidamente ratificado por Honduras, y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), aprobado en 2005. En el Tratado Marco, los gobiernos de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá se comprometen a la integración de sus sistemas eléctricos nacionales. Esto se concretó mediante el desarrollo de las interconexiones del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), cuyo mantenimiento está a cargo de la Empresa Propietaria de la Red (EPR). La coordinación de la operación del sistema eléctrico regional,



al igual que de su mercado, es realizado por el Ente Operador Regional (EOR) y la regulación es realizada por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). La siguiente tabla muestra la capacidad instalada y energía generada por cada país del MER en 2018.

Tabla 1. Capacidad instalada y energía generada por país del MER, 2018¹

Sistema Interconectado	Capacidad Instalada (MW)	Demanda Máxima (MW)	Energía Generada (GWh)
Costa Rica	3,616.9	1,716.0	11,355.6
El Salvador	2,048.6	1,072.0	5,023.5
Guatemala	4,151.7	1,762.5	12,522.4
Honduras	2,637.2	1,602.0	8,809.6
Nicaragua	1,467.4	691.9	4,185.4
Panamá	4,117.7	1,665.0	11,104.9

En relación con la planificación regional, dentro del Tratado Marco en su artículo 28-E, se le da al EOR la función de formular el plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional. Subsecuentemente, el RMER, en su Libro III, capítulo 10 Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional, describe los lineamientos que el EOR y los operadores nacionales deben acatar en el desarrollo de la planificación de la expansión regional.

2.3 Sistema Eléctrico Nacional

En 2019, el SIN cuenta con 2,638.6 MW de capacidad de generación instalada, que inyecta electricidad al sistema o provee electricidad a terceros. De incluirse las centrales Elcosa, Alstom y Sulzer, y Envasa, las cuales no se encuentran actualmente en operación, la capacidad instalada alcanzaría 2,813 MW. La Tabla 2 muestra la capacidad instalada según tipo de central.

Tabla 2. Potencia instalada según tipo de central, 2019

Tipo de central	Capacidad Instalada (MW)	Porcentaje	Potencia Firme (MW)	Porcentaje
Hidráulica	725.9	27.5%	456.8	33.9%
Térmica	818.6	31%	679.7	50.5%
Biomasa	221.3	8.4%	75.1	5.6%
Eólica	235.0	8.9%	-	-
Solar Fotovoltaica	492.8	18.7%	-	-
Geotérmica	40.0	1.5%	35.0	2.6%
Carbón	105.0	4%	99.1	7.4%
Total del Sistema	2,638.6	100%	1,345.75	100%

¹ CEPAL (2019)



Por otra parte, la generación de electricidad más importaciones en el año 2018 fue aproximadamente 9,849 GWh según se muestra en la Tabla 3. Se observa que la mayor participación en la matriz eléctrica nacional corresponde a la hidráulica y la térmica. Entre las centrales hidráulicas se encuentra generación estatal que consiste de un grupo de centrales de generación que incluye la planta de mayor tamaño del país, la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán (300 MW), más conocida como El Cajón. La tecnología de las centrales térmicas corresponde en gran parte a motores de combustión interna basados en combustible pesado residual (i.e., búnker).

Tabla 3. Producción de electricidad e importación, 2018

Tipo de central	Generación Bruta (MWh) ²	Consumo Propio (MWh)	Porcentaje
Hidráulica	3,154,681.6	12,559.3	32%
Térmica	2,585,200.8	79,570.1	26.2%
Biomasa	774,034.8	263,056.7	7.9%
Eólica	928,704.8	-	9.4%
Solar Fotovoltaica	992,784.8	-	10.1%
Geotérmica	248,263.2	-	2.5%
Carbón	798,316.6	94,637.2	8.1%
Importación	367,050.3	-	3.7%
Total del Sistema	9,849,036.7	449,823.2	100%

La demanda máxima nacional de Honduras se ha incrementado a lo largo de los últimos años hasta alcanzar 1,639 MW en 2019, según se muestra en la Tabla 4. En las siguientes figuras se muestran las curvas de demanda por año del día de demanda máxima y la evolución de las curvas de duración de carga.

Tabla 4. Demanda máxima, 2013 - 2019

Fecha	Hora	Demanda máxima (MW)
02-abr-13	19:08	1,336
08-may-14	18:56	1,383
27-abr-15	19:19	1,446
23-may-16	11:47	1,515
03-abr-17	19:05	1,561
24-abr-18	19:08	1,602
15-may-19	11:44	1,639

² La generación bruta incluye la venta a terceros y el consumo propio.

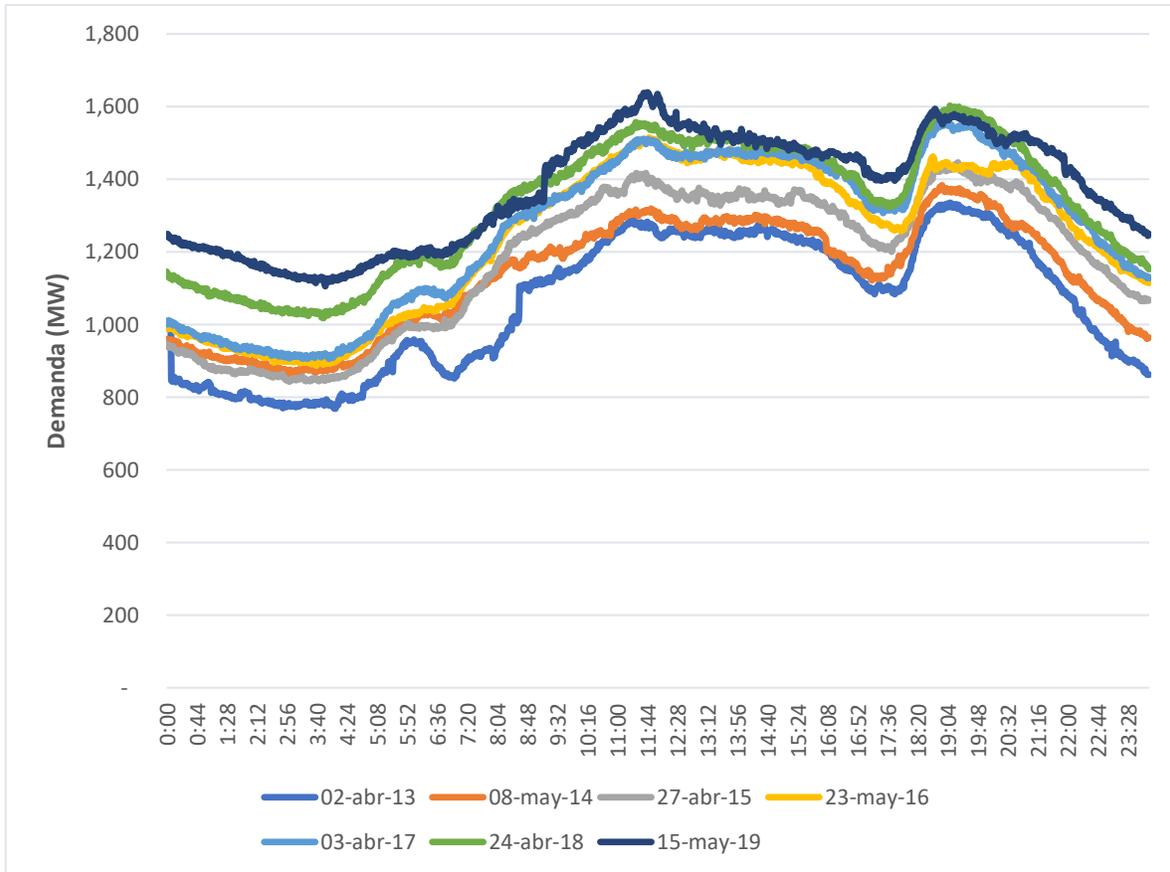


Figura 1. Curvas de demanda del día de demanda máxima – 2013 a 2019

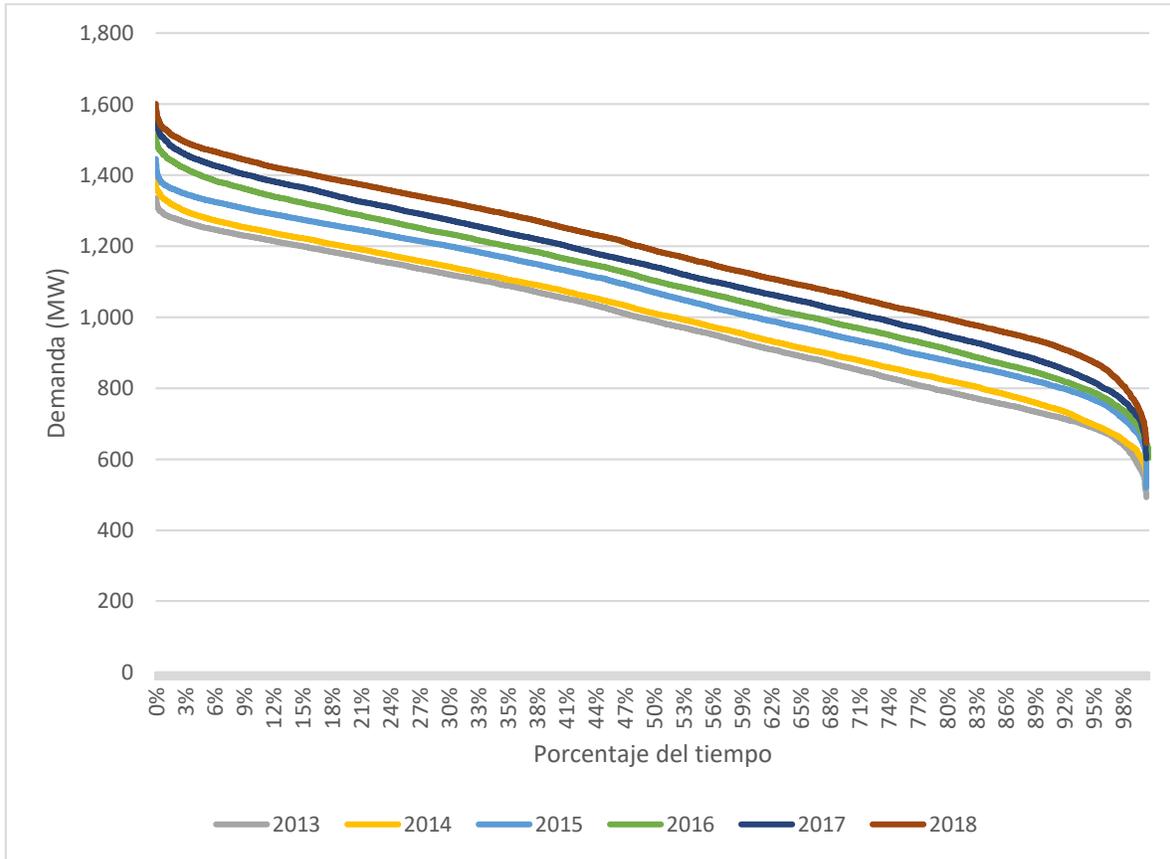


Figura 2. Curvas de demanda del día de demanda máxima – 2013 a 2019

2.4 Descripción de la red de transmisión

La LGIE establece que la red transmisión constituye toda la infraestructura con una tensión igual o superior a sesenta mil voltios. Esto corresponde con los niveles de tensión de 69, 138 y 230 kV. A inicios de 2019, las longitudes de las líneas de transmisión alcanzaban alrededor de 700, 1,025 y 1,015 km, respectivamente.

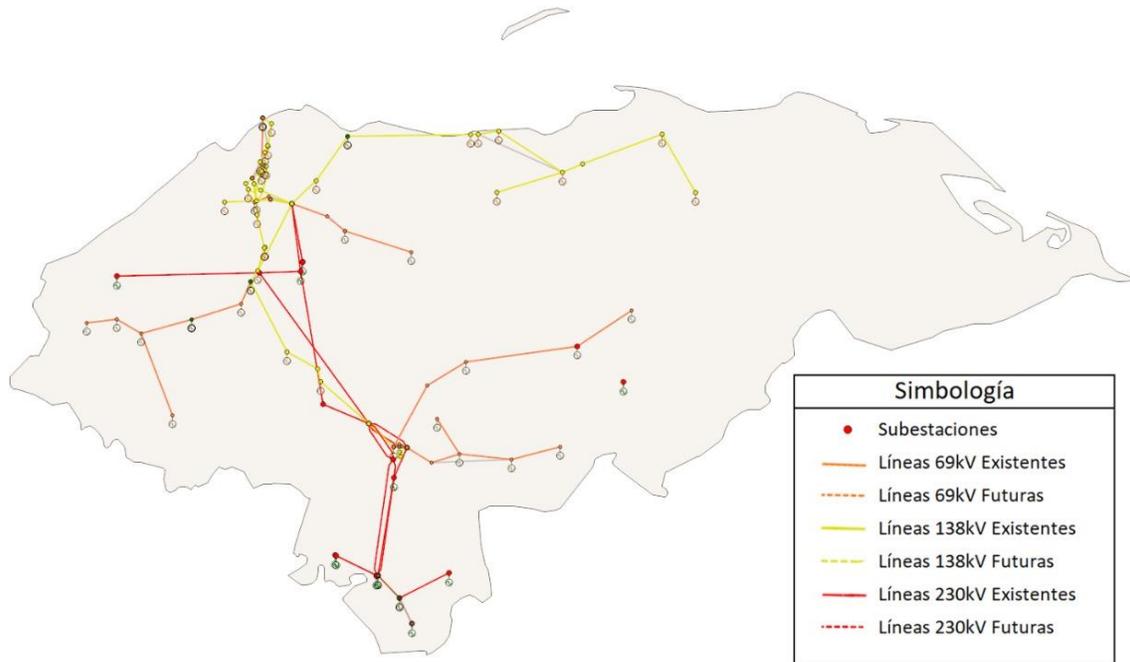


Figura 3. Sistema Interconectado Nacional de Honduras, 2019

En Honduras, el mantenimiento del sistema principal de transmisión existente y sistema de interconexión regional está a cargo de la ENEE y la EPR, respectivamente. La ENEE como empresa estatal verticalmente integrada, continúa a cargo de la red de transmisión por el momento hasta que se escinda de forma que se conforme la Empresa de Transmisión-ENEE según lo establecido en el artículo 29 de la LGIE. La segunda, la EPR es el agente transmisor regional encargado de la línea SIEPAC.

La red de interconexión centroamericana abarca líneas de transmisión de 230 kV entre todos los países signantes del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, de las cuales Honduras tiene cinco líneas de interconexión con tres países vecinos; dos que lo conectan con El Salvador, dos con Nicaragua y una con Guatemala.

A partir de la definición de Sistema Principal de Transmisión en el RLGIE, este sistema engloba las instalaciones que serán cedidas a la Empresa de Transmisión-ENEE, las ampliaciones futuras de acuerdo a los planes de expansión de la red de transmisión, las necesarias para conectar la red de transmisión a las instalaciones de distribución y la red SIEPAC ubicada en Honduras. Por otro lado, el RLGIE define el Sistema Secundario de Transmisión como aquellas instalaciones de conexión pertenecientes a los agentes Generadores y a los Consumidores Calificados, las cuales continúan siendo responsabilidad de tales agentes la operación y el mantenimiento, y recibirán remuneración en los casos que sean usadas por terceros.



El Sistema Principal de Transmisión espera fuertes mejoras e inversiones luego de la elaboración del plan de expansión de la generación y transmisión. Esto es evidenciado por auditorías a los bienes de transmisión, en las cuales a pesar que se observa que las subestaciones eléctricas recientes presentan ejecución de nivel internacional, el resto muestran síntomas de deterioro debido a su envejecimiento, tomando en consideración que gran parte de las instalaciones tienen más de treinta años de operación.

2.5 Entorno del proceso de planificación actual

Este plan de expansión se presenta en una coyuntura de déficits, que han venido incrementándose, principalmente en la zona del Valle de Sula. Los déficits son consecuencia de la falta de contratación de capacidad firme, junto a los altos requerimientos de reserva producidos por la energía renovable intermitente en operación restricciones de transporte de energía desde los centros de producción a los centros de consumo y en parte, porque no fue posible contratar toda la capacidad firme que fue licitada en el año 2017.

Los déficits que se han registrado los últimos tres años en las horas punta del verano en el Sistema Interconectado Nacional, fueron:

- 2017: en energía 4,109,358 kWh y potencias alrededor de 30 MW
- 2018: en energía 9,237,414 kWh y potencias alrededor de 48 MW
- 2019: en energía 19,555,081 kWh y potencias alrededor de 92.52 MW

El déficit en horas punta se ha triplicado desde 2017 a pesar de haberse propuesto ampliaciones de capacidad en el plan indicativo de expansión anterior, vigente desde ese año.

Ante la urgencia de identificar las necesidades de aumentar la capacidad de varios elementos de la red de transmisión del país, este trabajo se ha enfocado en la revisión a mayor detalle los requerimientos de corto plazo para solucionar situaciones de sobrecarga, y que se actualice el próximo año, ya teniendo en cuenta los avances en los proyectos de transmisión que se desarrollen con los financiamientos que se han contratado para la ENEE.



3 Metodología

La metodología seguida en este Plan de Expansión de la Red de Transmisión consiste de elaborar propuestas de expansión clasificadas en tres grupos. La clasificación trata de un primer grupo de expansión de emergencia a corto plazo, luego un segundo grupo de expansión a medio y largo plazo. Además, un tercer grupo con obras de expansión del sistema de transmisión para mejorar la calidad del servicio prestado por la empresa distribuidora. Adicionalmente, se presenta el conjunto de proyectos que corresponden a los procesos de planificación de expansión anteriores que se mantienen como decididos y continúan siendo necesarios.

El primer grupo de proyectos consiste en proyectos que responden a la necesidad imperativa de inversiones de transmisión para responder principalmente a la necesidad de trasiego de energía hacia la zona norte del país. Actualmente existen restricciones de transporte de energía para mantener la operación segura del sistema, por lo que estos proyectos inciden de manera directa en las capacidades de transferencia de sur a norte. Este grupo de proyectos se caracteriza por tener la capacidad de llevarse a la práctica en el muy corto plazo.

El segundo grupo de proyectos de expansión consiste de un grupo que mejoran la calidad del servicio y aumentan la capacidad del transporte de energía, pero no pueden desarrollarse en el corto plazo. Este grupo de proyectos, dada su naturaleza de implementación, se desarrollarían a mediano y largo plazo.

El tercer grupo es un grupo de proyectos que tienen impacto en la mejora de la calidad del servicio provisto por la Empresa de Distribución ENEE. Se plantea ampliar la cantidad de subestaciones de distribución que se conectan a la red de transmisión e instalar capacidad de transformación adicional. En algunos casos, estos proyectos se sirven de la red de transmisión existente situándose físicamente contiguo a la red de forma que interrumpen líneas de transmisión para servir carga en los alrededores. Debido a la importancia de este grupo de proyectos, se espera que su implementación se lleve a cabo tan pronto como se estipula en el presente trabajo.

Adicionalmente, se presenta el conjunto de proyectos que se mantienen como decididos a raíz de los anteriores planes de expansión de la red de transmisión. Estos son proyectos de expansión de la transmisión que fueron propuestos y posteriormente aprobados como necesarios para el sistema. Por ello, solamente se incorporan en este plan de expansión.

3.1 Costos referenciales de obras de transmisión

En cuanto a los costos de inversión para el desarrollo de las obras de transmisión propuestas, se utilizan costos referenciales de fuentes de origen regional. Como principal fuente de información se utiliza una auditoría realizada para Guatemala en 2016, en la cual se construyeron modelos de unidades de precios equivalentes de forma desagregada para



un conjunto de elementos de transmisión eléctrica. En base a este estudio se adaptaron los costos de referencia utilizados para hacerlos consistentes a la realidad nacional.

En los casos donde no se disponía de referencias para elementos utilizados en Honduras, los valores se complementaron con el estudio “Estimación de Costos Representativos de Inversión para Proyectos de Transmisión en América Central”, de octubre de 2018. Este último es un trabajo de consultoría para el Ente Operador Regional, en el cual para su desarrollo se incorporó costos referenciales de proyectos reales, construidos en América Central, América del Sur y México, considerando factores de ajuste en términos de actualización al valor del dólar americano de 2018, así como aranceles de importación, de acuerdo a su aplicación.

El conjunto de costos de referencia fue utilizado para el cálculo de costos de líneas de transmisión nuevas, repotenciación de líneas, equipos de transformación y de compensación reactiva, así como en la construcción de bahías de subestaciones.



4 Plan de expansión de la transmisión

4.1 Proyectos de emergencia de corto plazo

Dada la necesidad de suministrar la demanda a nivel nacional, y, especialmente en el área norte del país y en particular al departamento de Cortés, se identificaron una serie de proyectos en base a criterio de experto del Operador del Sistema, con sustento en estudios eléctricos. Los dos proyectos prioritarios identificados son:

- i. Línea de transmisión 138 kV de Progreso – Santa Marta – San Pedro Sula Sur
- ii. Instalación de compensación reactiva capacitiva

En primer lugar, el proyecto de la línea de transmisión en 138 kV de Progreso (PGR) hasta San Pedro Sula Sur (SPS) encara los problemas de trasiego de energía de sur a norte del país. Dado que la mayor parte de la demanda del país se encuentra en la zona norte y que existe una alta producción energética renovable en la zona centro y sur del país, es evidente la necesidad de mejorar el transporte de energía desde la producción a los centros de consumo. Actualmente, el transporte se ve reducido por restricciones de las máximas transferencias de potencia debido a la necesidad de mantener el cumplimiento del criterio N-1. A fin de incrementar la capacidad de transmisión respetando el criterio N-1 en la zona norte, a corto plazo es necesaria una nueva línea de interconexión entre PGR – SMT – SPS. La longitud de esta línea es aproximadamente 24.73 km. Se propone que se efectúe su construcción sobre una línea existente en 69 kV, por lo que ya se cuenta con los derechos de paso. El resultado de esta expansión del Sistema Interconectado Nacional resultará en un aumento considerable de las máximas transferencias de potencia de sur a norte.

En segundo lugar, el proyecto de instalación de compensación reactiva capacitiva, principalmente en las subestaciones de la zona norte, se debe a que las líneas de transmisión actualmente transportan una gran cantidad de energía reactiva proveniente de los generadores que no están precisamente instalados cerca de la demanda. La energía reactiva que se consume en los centros de carga restringe la capacidad de energía activa a transmitir por las líneas de transmisión. Considerando que la necesidad de reactivo tiene un carácter predominante local, se propone la instalación de bancos de capacitores en las subestaciones eléctricas de demanda con necesidades de reactivo. Adicionalmente, el proyecto incluye la adición de compensación reactiva capacitiva en otras zonas del país que permita mejorar sus perfiles de voltaje, reduciendo así los cortes de carga por tal razón.

4.1.1 Línea de transmisión PGR-SMT-SPS

Actualmente, la subestación El Progreso (PGR) se conecta con la subestación San Pedro Sula Sur (SPS) mediante dos vínculos, a través de la subestación Circunvalación (CIR) y la subestación Santa Marta (SMT). Esta nueva línea aumentará los vínculos entre este par de importantes subestaciones. Este proyecto consiste, específicamente, en repotenciar la línea existente PGR-SMT-LIM-CAH convirtiéndola de 69 kV a 138 kV y conectándola en la



subestación de SPS. La línea se construiría en postes de concreto, un circuito por estructura, doble conductor por fase, de 477MCM. La empresa generadora Central Azucarera Hondureña S.A. se podrá mantener conectada directamente a SPS a través de un pequeño tramo añadido por su parte y con fondos propios. Se necesitará un transformador 138/69/13.8 kV a ser ubicado en SMT porque es necesario para suministrar la carga ubicada localmente y continuar atendiendo la carga de La Lima servida en 69 kV por medio de la línea L410, cuyo tramo permanecería alimentado en 69 kV. Por ende, tomando en consideración las características descritas, los elementos necesarios para este proyecto son los descritos en la Tabla 5.

Tabla 5. Desglose de elementos para proyecto Línea PGR-SMT-SPS

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
1.	Repotenciación L410 PGR-SMT-SPS a 138 kV	\$152,319.77	22.65km	3,450.04
2.	Segmento de línea SMT-SPS en nuevas estructuras	\$158,929	2.08km	330.57
3.	Bahía de línea en PGR	\$780,740	1	780.74
4.	Bahía de línea en SMT	\$780,740	2	1,561.48
5.	Bahía de línea en SPS	\$780,740	1	780.74
6.	Bahía para banco de transformación en SMT	\$780,740	1	780.74
7.	Transformador 138/69/13.8 kV 50 MVA en SMT	\$1,989,088.15	1	1,989.09
Total				9,673.4

La siguiente figura muestra la cercanía de las subestaciones eléctricas y la ruta de los posibles tramos de la línea de transmisión, cuya conversión se propone.



Figura 4. Georreferenciación de proyecto línea PGR-SMT-SPS

4.1.2 Instalación de compensación reactiva capacitiva

El proyecto de instalación de compensación reactiva capacitiva consiste en adicionar 113 MVar de condensadores en 69 kV y 138 kV del Sistema Principal de Transmisión. Esto se detalla en la siguiente tabla.

Tabla 6. Compensación reactiva capacitiva por añadir a la red de transmisión

Barra	Subestación	Voltaje [kV]	Capacidad [MVar]	Costo [kUS\$]
3037	Bermejo	138	10	425.07
3038	Progreso	138	10	425.07
3052	Circunvalación	138	10	425.07
3058	Danlí	69	10	425.07
3060	Comayagua	138	10	425.07
3067	Isletas	138	5	212.54
3078	La Puerta	138	10	425.07
3082	Masca	138	10	425.07
3108	Santa Marta	138	5	212.54

Barra	Subestación	Voltaje [kV]	Capacidad [MVar]	Costo [kUS\$]
3123	Villanueva	138	10	425.07
3128	Zamorano	69	3	127.52
3111	Santa Rosa	69	5	212.54
3425	Erandique	69	15	637.61
Total			113	4,803.31

4.1.3 Estudios eléctricos

Utilizando herramientas de análisis de sistemas de potencia, en particular la herramienta computacional PSS®E, el Departamento de Estudios Eléctricos y Seguridad Operativa efectuó estudios de cortocircuito sobre las barras bajo la zona de influencia de las obras de corto plazo propuestas y realizó un análisis de máximas transferencias de potencia utilizando una base de datos regional. Este estudio de máximas transferencias se efectuó considerando escenarios de demanda máxima, media y mínima regional en los casos de transferencia Sur a Norte, Importación desde El Salvador e Importación desde Guatemala.³ Según los resultados obtenidos, la incorporación de la línea PGR-SMT-SPS mejora la capacidad de transporte de energía del sur al norte del país. El aumento de las máximas transferencias se puede observar entre los valores de la Tabla 7, previo a la implementación del refuerzo, respecto a los valores de la Tabla 8, posterior a la implementación del refuerzo. Se advierte que la Tabla 7 es producto del estudio vigente de máximas capacidades de transferencia de potencia entre las áreas de control del SER publicado por el Ente Operador Regional (EOR) en julio de 2019 y muestra que los valores máximos para las diferentes demandas, especialmente en los casos de importación desde el Sur, importación desde El Salvador e Importación desde Guatemala son considerablemente bajos para los casos de Demanda Media Regional y la Demanda Máxima Regional. Estos casos de demanda suceden a la hora de presencia de generación solar fotovoltaica y a la hora de demanda máxima nocturna en Honduras, respectivamente.

La expansión de la nueva línea de transmisión en 138 kV ubicada entre las subestaciones de Progreso y San Pedro Sula Sur y la incorporación de compensación reactiva capacitiva para las subestaciones actualmente con violaciones de voltaje se sustentan en el aumento del transporte de energía hacia la zona norte y la mejora de la calidad del servicio en general. El aumento de los niveles de máxima transferencia a nivel regional conlleva una

³ Los estudios eléctricos se encuentra de forma más detallada en la sección de Anexos, en particular en el apartado Estudios eléctricos para proyecto PGR-SMT-SPS y compensación reactiva capacitiva.

mejora del costo de la generación debido a la posibilidad de importación de energía de menor precio y más asequible para las horas punta. Además, se aumenta la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional ante contingencias.

Tabla 7. Máximas transferencias previo a implementación de los refuerzos

15 - Honduras – Importación Sur-Norte			
	Máxima	Media	Mínima
Límite [MW]	160	40	220
Contingencia Limitante	H12	H12	I08
Elemento	3108 SMT B534 - 3038 PGR B509	3108 SMT B534 - 3038 PGR B509	4407 FNH-230 - 3310 PRD B618
Violación	1.48%	1.38%	0.97%

19 – Honduras – Importación desde El Salvador			
	Máxima	Media	Mínima
Límite [MW]	160	40	300
Contingencia Limitante	H12	H12	
Elemento	3108 SMT B534 - 3038 PGR B509	3108 SMT B534 - 3038 PGR B509	
Violación	1.95%	1.50%	Sin Contingencia Limitante

21 – Honduras – Importación desde Guatemala			
	Máxima	Media	Mínima
Límite [MW]	160	40	300
Contingencia Limitante	H12	H12	
Elemento	3108 SMT B534 - 3038 PGR B509	3108 SMT B534 - 3038 PGR B509	
Violación	2.30%	1.62%	Sin Contingencia Limitante

Tabla 8. Máximas transferencias con la implementación de los refuerzos

15 - Honduras – Importación Sur-Norte			
	Máxima	Media	Mínima
Límite [MW]	300	160	220
Contingencia Limitante			108
Elemento			4407 FNH-230 - 3310 PRD B618
Violación	Sin Contingencia Limitante	Sin Contingencia Limitante	0.97%

19 – Honduras – Importación desde El Salvador			
	Máxima	Media	Mínima
Límite [MW]	240	210	300
Contingencia Limitante		H12	
Elemento		Línea PGR 3038 – SPS 3203	
Violación	Déficit de potencia reactiva	0.97%	Sin contingencia limitante

21 – Honduras – Importación desde Guatemala			
	Máxima	Media	Mínima
Límite [MW]	240	210	300
Contingencia Limitante		H12	
Elemento		Línea PGR 3038 – SPS 3203	
Violación	Déficit de potencia reactiva	0.97%	Sin contingencia limitante

4.2 Proyectos de medio y largo plazo

4.2.1 Línea de transmisión PAT-CHI

El proyecto consiste en construir una red eléctrica que permita a la nueva central generadora Patuca III operar de manera segura y aprovechar toda la capacidad de la misma. El proyecto descongestionará las líneas de transmisión radiales que inician en la subestación Santa Fe (SFE) en Tegucigalpa. Asimismo, esta ampliación asegurará que estos tramos sean capaces de soportar contingencias simples, al crear una redundancia. El proyecto consiste en una nueva línea de transmisión en 230 kV entre la nueva subestación Patuca (PAT) y la subestación existente Chichicaste (CHI). La configuración de la línea propuesta es un único circuito por estructura, torres de acero y conductor de 477MCM en configuración doble conductor por fase.



Figura 5. Georreferenciación proyecto PAT-CHI

El proyecto conlleva la adquisición de los siguientes elementos eléctricos de interconexión y transformación:

Tabla 9. Desglose de proyecto PAT-CHI

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
1.	Nueva línea L6XX PAT-CHI	179,595	59.2 km	10,632.02
2.	Bahía de línea en PAT	1,446,145.00	1	1,446.15

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
3.	Bahía de línea en CHI	1,446,145.00	2	2,892.29
4.	Bahía de transformador en CHI	1,446,145.00	1	1,446.15
5.	Transformador en CHI 230/69 kV 100MVA	2,174,088.15	1	2,174.09
Total				18,590.7

4.2.2 Repotenciación PTD-LVI-BER

Con el propósito de integrar al sistema una mayor cantidad de generación a instalarse en la zona del municipio de Puerto Cortés, se propone la repotenciación de la línea L404 de 69 kV existente desde la subestación de Térmica Sulzer (TSZ) hasta la subestación de Bermejo (BER). Se propone una línea de transmisión de 230 kV para el tramo desde Puerto Cortés hasta la subestación eléctrica La Victoria (LVI) y una línea de transmisión de 138 kV desde LVI hasta BER, dado que no es posible expandir la subestación de BER a 230 kV.

Para tal fin, es necesario definir distintos tramos de líneas de transmisión con postes de concreto y otros con torres de acero tanto en 230 kV como en 138 kV, dependiendo de las condiciones de cada sitio. Se proponen diferentes tipos de estructuras para distintos tramos del proyecto. Para el primer tramo, desde TSZ hasta las cercanías de la subestación Masca (MAS), en postes de concreto, doble circuito, y conductor 477MCM en configuración doble conductor por fase. Luego, para el tramo siguiente hasta la subestación LVI se proponen torres de acero, doble circuito, y de nuevo conductor 477MCM en doble conductor por fase. Finalmente, para el tramo LVI-BER, se proponen postes de concreto, en 138 kV, con doble circuito, doble conductor por fase y conductor de 477MCM. Adicionalmente, se propone un transformador 230/138 kV que vincule las nuevas instalaciones en 230 kV en una nueva subestación Puerto Cortés 2 (PTD) a las existentes en 138 kV de la subestación TSZ. De acuerdo a lo descrito, serían necesarios al menos los siguientes elementos:

Tabla 10. Desglose de elementos eléctricos proyecto repotenciación PTD-LVI-BER

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
1.	Nueva línea en PTD-TSZ 230kV postes de concreto	325,976.64	1 km	325.98
2.	Repotenciación TSZ-MAS 230 kV postes de concreto	325,976.64	7.9 km	2,575.22
3.	Repotenciación MAS-LVI torres de acero	252,965.04	29.39 km	7,434.64



OPERADOR DEL SISTEMA

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
4.	Repotenciación LVI-BER 138 kV postes de concreto	201,943.00	7 km	1,413.60
5.	Bahía de transformador en TSZ 230 kV	1,446,145.00	1	1,446.15
6.	Transformador 230/138 kV 150MVA TSZ	2,601,677.20	1	2,601.68
7.	Transformador 230/138 kV 150MVA en LVI	2,601,677.20	2	5,203.35
8.	Bahía de línea en TSZ en 230 kV	1,446,145.00	2	2,892.29
9.	Bahía de línea en LVI en 230 kV	1,446,145.00	2	2,892.29
10.	Bahía de línea en LVI en 138 kV	780,740.00	2	1,561.48
11.	Bahía de transformador en LVI	1,446,145.00	2	2,892.29
12.	Bahía de línea en BER en 138 kV	780,740.00	2	1,561.48
Total				32,800.45



Figura 6. Repotenciación L404 Tramo TSZ-MAS



Figura 7. Repotenciación L404 Tramo MAS-LVI

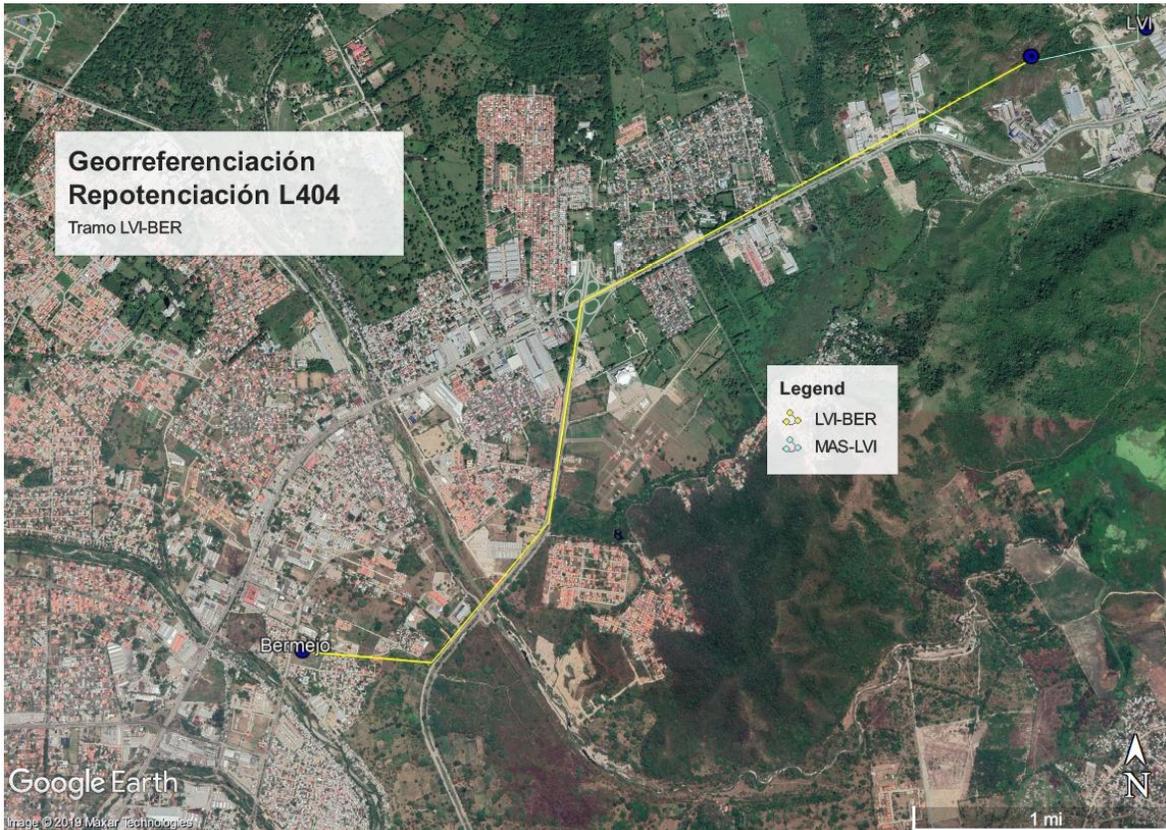


Figura 8. Repotenciación L404 Tramo LVI-BER

4.2.3 Línea de transmisión AMT-TLG

El proyecto consiste en el corte de la línea existente L441 entre las subestaciones de Guaimaca (GMC) y Santa Fe (SFE) e instalar una nueva subestación dentro del municipio de Talanga que uniría ambos tramos de línea de transmisión. Como parte de este arreglo se construiría una nueva línea de transmisión entre la nueva subestación de Talanga con la subestación de AMT para conectar los circuitos en dirección a Olancho. Para el tramo de línea propuesto entre TLG y AMT, se planifica una línea en doble circuito, en torres de acero y conductor de 477MCM con doble conductor por fase.

Tabla 11. Desglose de elementos para proyecto línea AMT-TLG

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
1.	Nueva Línea L6XX AMT-TLG	260,896.00	42 km	10,957.63
2.	Bahía de línea TLG en 230 kV	1,446,145.00	1	1,446.15
3.	Bahía de línea en TLG en 69 kV	542,354.00	2	1,084.71

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
4.	Bahía de transformador en TLG	1,446,145.00	1	1,446.15
5.	Transformador 230/69/34.5 kV 85MVA	2,089,088.15	1	2,089.09
6.	Bahía de línea en AMT	1,446,145.00	1	1,446.15
Total				18,469.88

En la siguiente figura se presenta una ruta sugerida por donde se construiría la línea L6XX entre la futura subestación de TLG con la existente subestación de AMT.



Figura 9. Georreferenciación proyecto AMT-TLG

4.2.4 Línea de transmisión NEG-YOR-ARE

Con el propósito de mejorar la confiabilidad del sistema y la calidad del servicio en la zona del litoral atlántico, así como reducir la producción de la generación térmica localizada en

la zona permitiendo, además, la incorporación de una central de mayor escala y mejor eficiencia en Puerto Castilla para cubrir el crecimiento futuro de la demanda, se propone una obra de transmisión que consistirá principalmente de dos líneas de transmisión en 230 kV que conecten la subestación futura de El Negrito (NEG) con la subestación de Yoro (YOR) y la subestación de YOR con la subestación futura de Arenales (ARE). La futura subestación NEG seccionará la existente línea L602 PGR-VEG, aproximadamente a 18 kms de la subestación de PGR. Esta nueva subestación de maniobras entonces tendrá conexión con YOR, PGR y VEG. Además, será necesaria la instalación de un transformador de 230/69 kV en YOR y un transformador de 230/138 kV en Coyoles Central (CCE). El transformador en CCE es necesario para conectar la línea de transmisión futura ARE-CCE con aislamiento en 230 kV, que será construida por la empresa generadora Yaguala. Las líneas de transmisión en 230 kV de este proyecto de expansión deberán ser de una configuración en torres de acero, del tipo doble circuito por estructura, con un único circuito montado como primera etapa y conductor 477MCM en configuración de doble conductor por fase.



Figura 10. Georreferenciación de proyecto NEG-YOR-ARE

Tomando en consideración las rutas y los elementos necesarios, se presenta la siguiente tabla con el costo desagregado del proyecto.

Tabla 12. Desglose de elementos para proyecto NEG-YOR-ARE

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [kUS\$]
1.	Nueva Línea L6XX NEG-YOR	260,896.00	71.8 km	18,732.33



OPERADOR DEL SISTEMA

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [kUS\$]
2.	Bahía de línea en YOR en 230 kV	1,446,145.00	2	2,892.29
3.	Bahía de transformador en YOR	1,446,145.00	1	1,446.15
4.	Transformador de 230/69kV 50MVA	2,039,088.15	1	2,039.09
5.	Nueva línea L6XX YOR-YAG	260,896.00	53.7 km	14,010.12
6.	Bahía de línea en ARE	1,446,145.00	2	2,892.29
7.	Bahía de transformador en CCE	1,446,145.00	1	1,446.15
8.	Transformador de 230/138 kV 150MVA en CCE	2,601,677.2	2	5,203.35
9.	Bahía de línea en NEG	1,446,145.00	3	4,338.44
Total				53,000.21

4.2.5 Línea de transmisión CRL-RLN

La línea de transmisión L501 entre las subestaciones eléctricas de las centrales de generación Cañaveral (CRL) y Río Lindo (RLN) presenta sobrecargas durante escenarios futuros en condiciones de importación de energía para suministrar la demanda en el norte del país. Debido a esto, se plantea la construcción de una nueva línea de transmisión paralela a la L501 que permita reducir la sobrecarga esperada de la línea existente. Esta obra de transmisión consiste de una línea en 138 kV, en estructuras metálicas, un circuito por estructura, un conductor por fase y conductor del tipo 477MCM.

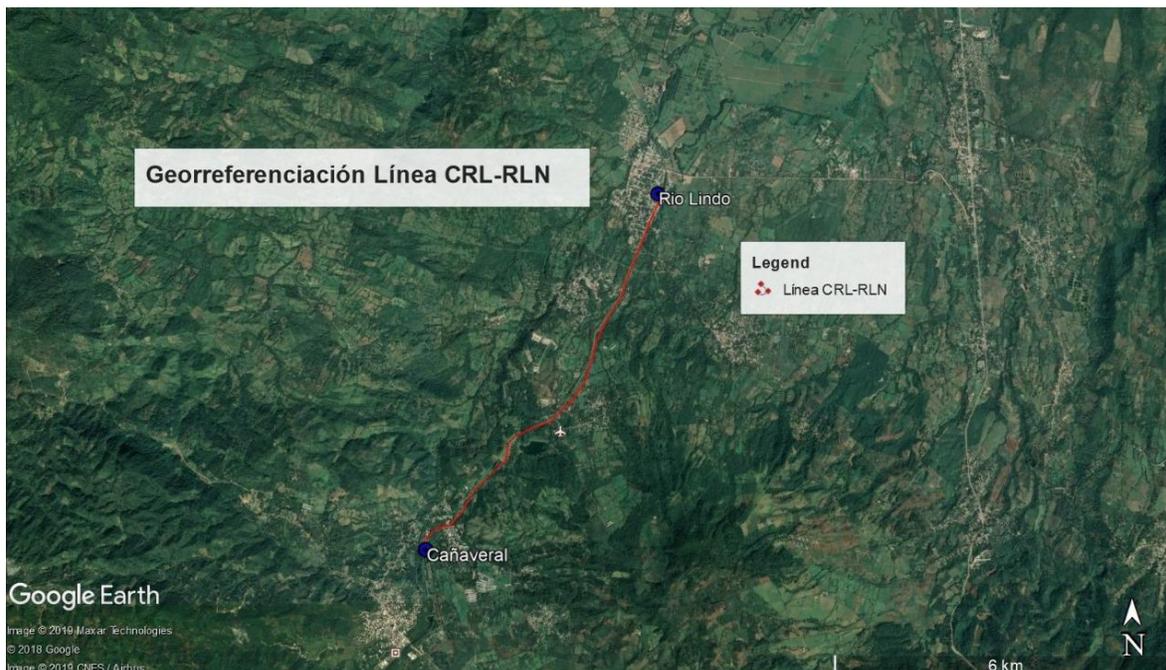


Figura 11. Georreferenciación de proyecto CRL-RLN

La siguiente tabla muestra los costos asociados considerando una longitud de línea de iguales características a la línea existente y la posibilidad de que se amplíen las subestaciones existentes.

Tabla 13. Desglose de elementos en proyecto CRL-RLN

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
1.	Nueva línea L5XX CRL-RLN	126,241.56	8.4 km	1,060.43
2.	Bahía de línea en CRL en 138 kV	780,740.00	1	780.74
3.	Bahía de línea en RLN en 138 kV	780,740.00	1	780.74
Total				2,621.91

4.2.6 Líneas de transmisión ZAM-SIT

Con la intención de prevenir la sobrecarga de la línea radial L422 en 69kV entre las subestaciones eléctricas Suyapa (SUY) y Zamorano (ZAM), se plantea crear una nueva línea de transmisión en 230 kV que conecte la zona central con la subestación ZAM. Para ello, se propone una línea de transmisión en 230kV desde ZAM a conectarse directamente con la futura subestación de El Sitio (SIT). Como parte de procesos de planificación

anteriores, se identificó la necesidad de la subestación SIT, la cual ya tiene financiamiento. Esta subestación SIT se vinculará con la línea L613 SUY-AMT. El proyecto consiste de una línea de transmisión en torres de acero, doble circuito por estructura, conductor 477MCM en configuración doble conductor por fase, y en una primera etapa únicamente montando un circuito. Para tal propósito se propone la siguiente ruta.



Figura 12. Georreferenciación de proyecto Línea ZAM-SIT

Tomando en consideración las rutas y los elementos necesarios, se presenta la siguiente tabla con el costo desagregado del proyecto.

Tabla 14. Desglose de elementos en proyecto ZAM-SIT

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
1.	Línea de transmisión 230 kV de ZAM a L612	260,896.00	24.9 km	6,496.31
2.	Bahía de línea en ZAM	1,446,145.00	1	1,446.15

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
3.	Bahía de línea en SIT	1,446,145.00	1	1,446.15
4.	Bahía de transformador en ZAM	1,446,145.00	1	1,446.15
5.	Transformador en ZAM 230/69 kV 85MVA	2,089,088.15	1	2,089.09
Total				12,923.85

4.2.7 Línea de transmisión CHI-ZAM

De forma relacionada al proyecto PAT-CHI, se prevé la necesidad de instalar una línea que permita reforzar el circuito radial en 69 kV en dirección al oriente del país que inicia en la subestación SUY de Tegucigalpa. En este sentido, es necesario una línea de transmisión entre la subestación CHI hasta la subestación ZAM en 230 kV. Se recomienda una línea de transmisión en torres de acero, un solo circuito por estructura, y conductor de 477MCM en configuración doble conductor por fase. Para esta línea de transmisión se aprovecharía la servidumbre existente de la línea en 69kV.

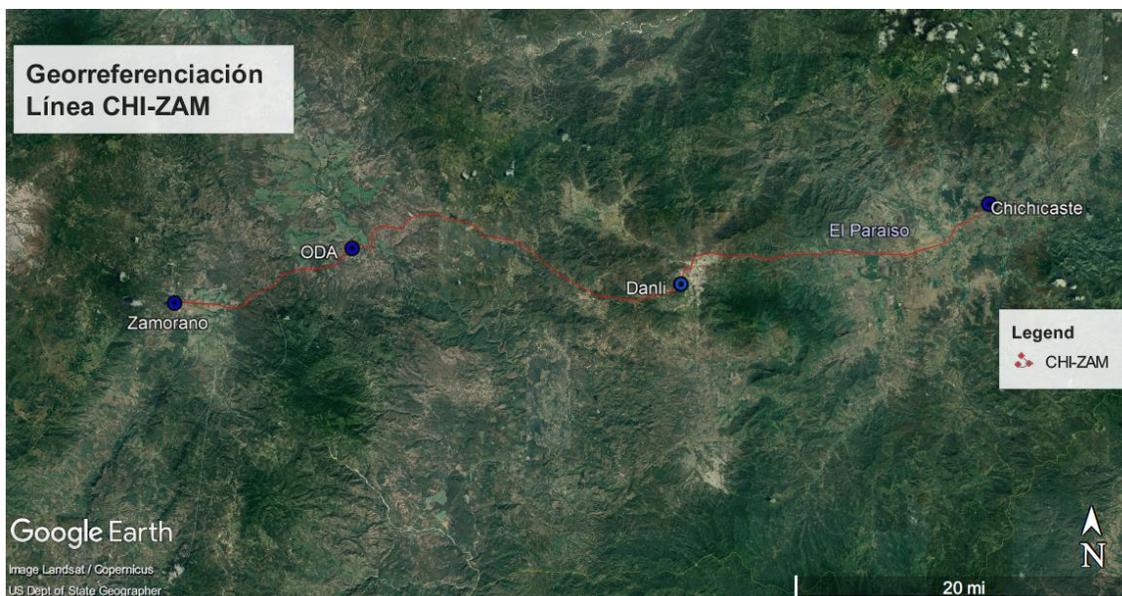


Figura 13. Georreferenciación Línea CHI-ZAM

De acuerdo a lo descrito serían necesarios al menos los siguientes elementos:



Tabla 15. Desglose de proyecto CHI-ZAM

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
1.	Bahía de línea en ZAM	1,446,145.00	1	1,446.15
2.	Bahía de línea en CHI	1,446,145.00	1	1,446.15
3.	Nueva línea L6XX de CHI-ZAM	179,595.00	88.1 km	15,822.32
Total				18,714.62

4.2.8 Línea de transmisión LEC-SRS

El proyecto consiste en vincular eléctricamente las subestaciones de La Entrada Copán (LEC) con la subestación de Santa Rosa (SRS). Ambas se encuentran geográficamente dentro del mismo departamento, aunque eléctricamente se encuentran distanciadas. Por tanto, para su vinculación es necesario la incorporación de una nueva línea de transmisión en 230 kV, desde la subestación LEC hasta la subestación SRS. Se recomienda una línea con un único circuito por estructura, y un conductor 477MCM en configuración doble conductor por fase.

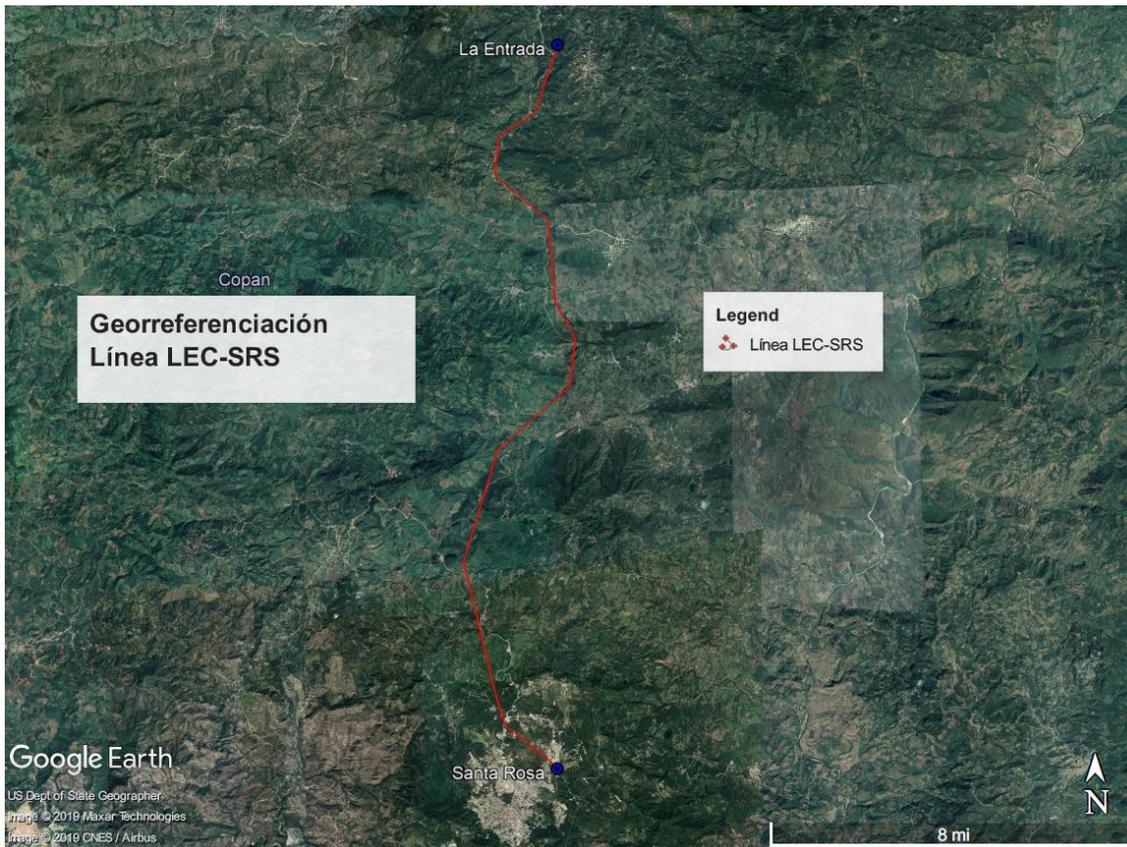


Figura 14. Georreferenciación línea LEC-SRS

Para tales fines serán necesarios los siguientes elementos eléctricos.

Tabla 16. Desglose de elementos de proyecto LEC-SRS

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
1.	Nueva línea L6XX de LEC a SRS	179,595	29.9 km	5,369.89
2.	Bahía de línea en LEC	1,446,145.00	1	1,446.15
3.	Bahía de línea en SRS	N/A	1	11,137.70
4.	Bahía de transformador en SRS		1	
5.	Transformador 230/69 kV 100MVA		1	
Total				17,953.74

4.3 Proyectos de mejora a la calidad de servicio

Este grupo es un conjunto de proyectos que tienen incidencia en la mejora de la calidad del servicio provisto por la empresa de distribución. Para tal fin, es necesario ampliar la cantidad de subestaciones de distribución que se conectan a la red de transmisión. Se plantea ampliar la cantidad de subestaciones de distribución que se conectan a la red de transmisión e instalar capacidad de transformación adicional en voltajes de transmisión. En algunos casos, estos proyectos se sirven de la red de transmisión existente situándose físicamente contiguo a la red, de forma que seccionan líneas de transmisión para servir carga en los alrededores.

4.3.1 Proyecto transformador en El Bijagual

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador de 230/34.5kV con una capacidad de 50MVA en la subestación de El Bijagual (EBI). El transformador tiene un costo estimado en USD 1,939,088.15 y formará parte de las inversiones a realizar por la empresa distribuidora. El proyecto permitirá mitigar los efectos de las grandes longitudes de circuitos de distribución que inician en la subestación de Santa Lucía (SLU). Este proyecto consiste únicamente en la instalación de un transformador y sus elementos asociados. Se muestran los costos responsabilidad de la empresa transmisora pertinente en la siguiente tabla.

Tabla 17. Desglose de elemento necesarios para transformador en EBI

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
1.	Bahía de transformador en EBI	1,446,145.00	1	1,446.15
Total				1,446.15

4.3.2 Proyecto transformador en San Pedro Sula Sur

Al igual que el proyecto anterior, éste consiste únicamente en la instalación de un transformador de 50MVA de capacidad en 230/34.5 kV para servir carga en la vecindad de la subestación existente San Pedro Sula Sur (SPS). El costo del transformador se estima en USD1,939,088.15, el cual es una inversión bajo responsabilidad de la empresa distribuidora. A continuación se muestran los costos bajo responsabilidad de la empresa transmisora.

Tabla 18. Desglose de elementos necesarios para transformador en SPS

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
1.	Bahía de transformador en SPS	1,446,145.00	1	1,446.15
Total				1,446.15

4.3.3 Proyecto subestación eléctrica Goascorán

El proyecto consiste en una nueva subestación de distribución ubicada en el departamento de Valle, con un transformador de 230/34.5kV de 50MVA de capacidad bajo responsabilidad de la empresa de distribución. El costo del transformador se estima en USD 1,939,088.15. Esta subestación serviría a mitigar las longitudes de los circuitos de distribución servidos desde la subestación Pavana, como ser el PAV368. La subestación se conectaría a la línea existente L640, que se encuentra entre las subestaciones Nueva Nacaome NNC y 15 de Septiembre. Se espera que en el futuro la subestación GOA se interconecte en un punto medio de la línea L610 Agua Caliente – Toncontín, con lo que se creará una nueva redundancia a las estructuras existentes. Por el momento no se considera este refuerzo dado que no hay una necesidad inmediata ni responde a una congestión existente.



Figura 15. Georreferenciación proyecto GOA

En base a esto, los elementos eléctricos necesarios para desarrollar el proyecto, bajo responsabilidad de la empresa de transmisión pertinente, serían los siguientes.

Tabla 19. Desglose de elementos eléctricos necesarios para proyecto Goascorán

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
1.	Bahía de línea en GOA	1,446,145.00	1	1,446.15
2.	Bahía de transformador en GOA	1,446,145.00	1	1,446.15
3.	Línea en 230 kV L6XX L640-GOA	260,896.00	1.75	456.57
Total				3,348.87



4.3.4 Proyecto subestación eléctrica Estadio Olímpico

El proyecto de Subestación Estadio Olímpico (EOL), al igual que otros proyectos mencionados, consiste en interrumpir una línea existente y construir una subestación de distribución. En este caso en específico, la línea a ser interrumpida es la L507 de LPT a SPS, para instalar la subestación Estadio Olímpico EOL. El transformador a instalar sería de 138/13.8kV, con capacidad de 50MVA. La empresa distribuidora es responsable de la adquisición de del transformador con un costo estimado de USD 2,090,730.50. A partir de esto, se presenta en la siguiente tabla los costos bajo responsabilidad de la empresa transmisora. Se espera que la empresa distribuidora incluya espacio adicional para futuras ampliaciones de esta subestación eléctrica.

Tabla 20. Desglose de elemento eléctricos necesarios para proyecto Estadio Olímpico

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
1.	Bahía de transformador en EOL	780,740.00	1	780.74
2.	Bahía de línea en EOL	780,740.00	2	1,561.48
Total				2,342.22

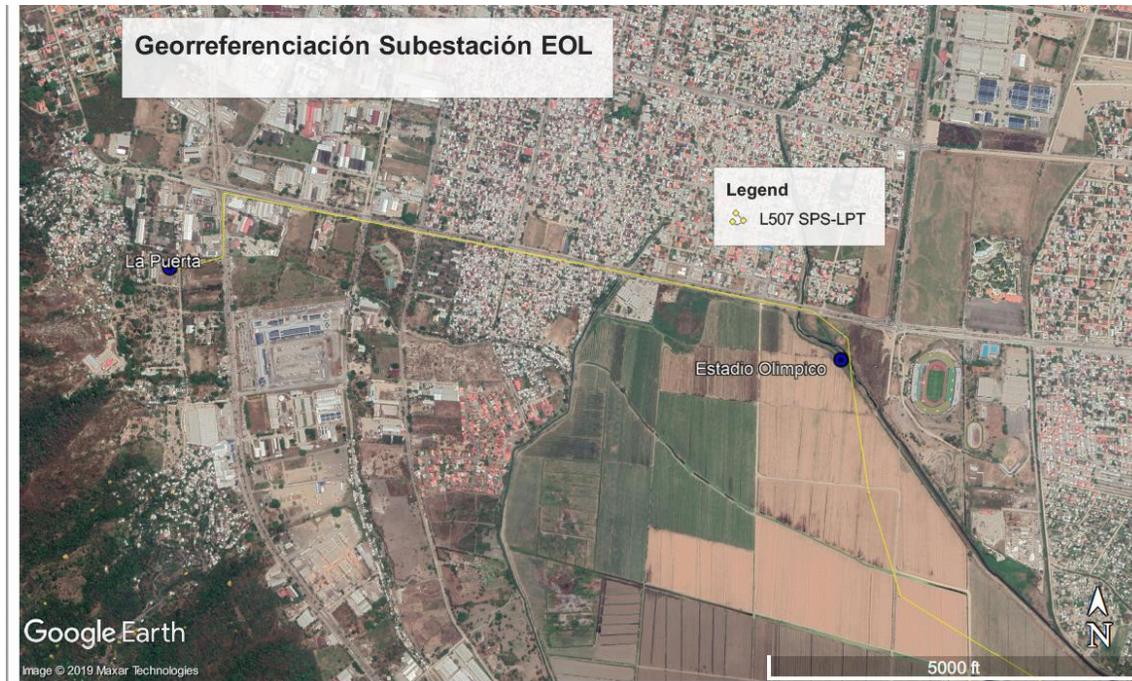


Figura 16. Georreferenciación Subestación EOL

4.3.5 Proyecto subestación eléctrica Tocoa

Este proyecto consiste en la interrupción de una línea existente para la instalación de una nueva subestación de distribución, con un transformador de 50 MVA de 138/34.5 kV y costo aproximado de USD 1,885,637 bajo responsabilidad de la empresa de distribución. Este caso consiste en interrumpir la línea L521 de Bonito Oriental (BOR) en dirección a Isletas (ISL), a la altura de la ciudad de Tocoa. En esa ubicación se instalará una nueva subestación TOC. Esto permitirá tomar parte de la carga de los circuitos de distribución ISL345 y BOR351, que se encuentran alejados de sus respectivas subestaciones, estando la ciudad de Tocoa al final de ambos circuitos, y agrega cargas considerables para las subestaciones existentes.



Figura 17. Georreferenciación Subestación TOC

Se consideran necesarios los siguientes elementos eléctricos para esta subestación de distribución, bajo responsabilidad de la empresa transmisora.

Tabla 21. Desglose de elementos eléctricos para subestación TOC

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
1.	Bahía de transformador en TOC	780,740.00	1	780.74
2.	Bahía de línea en TOC	780,740.00	2	1,561.48
Total				2,342.22

4.3.6 Línea de transmisión LPZ-EPZ

Este proyecto consiste en la conexión de dos subestaciones futuras dentro de los departamentos de La Paz e Intibucá. La subestación La Paz (LPZ) estará conectada a la línea L608, a una distancia aproximada de 36.8 km de la subestación AMT, mediante un vínculo en 230 kV. Subsecuentemente, la subestación La Paz estará conectada mediante una línea de 230 kV hasta la futura subestación La Esperanza (EPZ). En la figura se puede ver una estimación de la ruta. Se propone que esta línea se construya en torres de acero, un circuito por estructura, y conductor ACSR 477MCM en configuración doble conductor por fase. La empresa de distribución deberá instalar un transformador en la subestación de LPZ de 230/34.5kV con una capacidad de 50MVA. Se estima el costo del transformador en USD 1,939,088.15, siendo esta inversión de total responsabilidad de la empresa distribuidora.



Figura 18. Georreferenciación de proyecto LPZ-EPZ

Se presenta a continuación el costo desagregado de los elementos necesarios para la construcción del proyecto, bajo responsabilidad de la empresa de transmisión pertinente.

Tabla 22. Desglose de elementos para proyecto LPZ-EPZ

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
1.	Nueva Línea L6XX LPZ-EPZ	179,595	54.6 km	9,805.89
2.	Bahía de línea LPZ	1,446,145.00	1	1,446.15
3.	Bahía de transformador en LPZ	1,446,145.00	1	1,446.15
4.	Bahía de línea EPZ	1,446,145.00	1	1,446.15
5.	Bahía de transformador en EPZ	1,446,145.00	1	1,446.15
6.	Transformador en EPZ 230/69/34.5 kV 85 MVA	2,089,088.15	1	2,089.09
Total				17,679.58

4.3.7 Línea de transmisión ERA-EPZ

De forma asociada al proyecto anterior, se propone anillar el occidente del país de forma que permita una mejor regulación del voltaje en la zona. Esto mediante una nueva línea de transmisión de 69 kV entre la subestación Erandique (ERA) y la subestación futura EPZ.

Tomando en consideración que la subestación ERA es existente con un nivel de voltaje de 69 kV, se presenta la siguiente tabla en la cual se desagregan los elementos necesarios para llevar a cabo este proyecto.

Tabla 23. Desglose de elementos para proyecto ERA-EPZ

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
1.	Nueva Línea L4XX ERA-EPZ	121,081	32.2 km	3,898.81
2.	Bahía de línea ERA	542,354.00	1	542.35
3.	Bahía de línea EPZ	542,354.00	1	542.35
Total				4,983.51

En la siguiente imagen se puede observar la estimación del trazo por donde se situaría el proyecto de interconexión entre las dos subestaciones en cuestión.

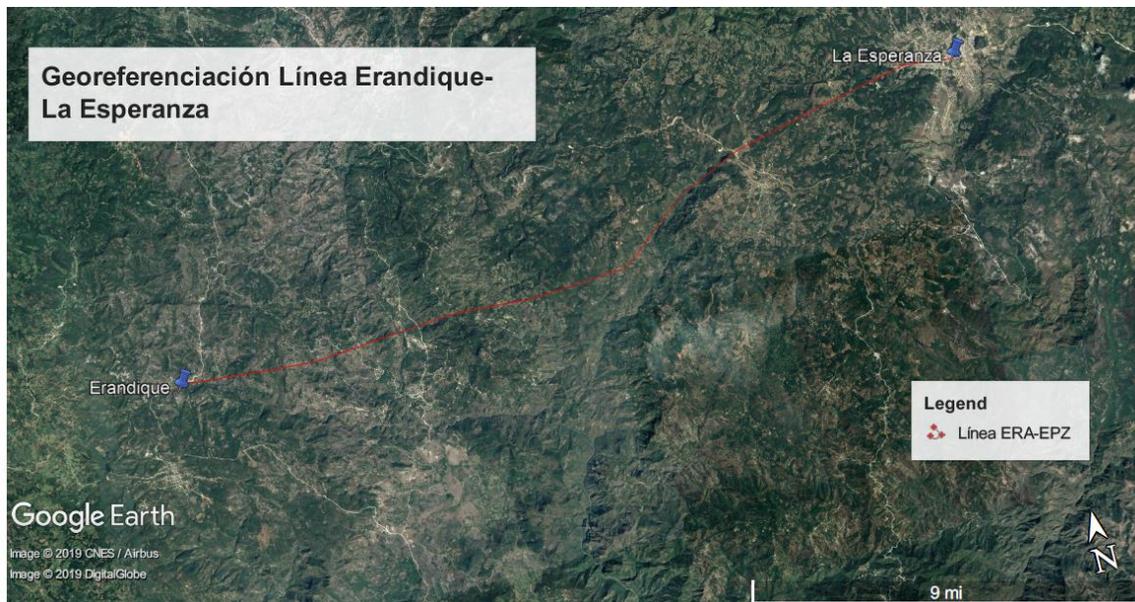


Figura 19. Georreferenciación de proyecto ERA-EPZ

Dado que la creación de una nueva malla por la adición de los proyectos L4XX ERA-EPZ y L6XX EPZ-LPZ al sistema puede ocasionar sobrecargas no previamente identificadas, se realizó un análisis de estudios eléctricos en estado estable y en contingencia para medir su impacto sobre el resto de la red en cuatro distintos casos. Primero, un caso base donde existe el refuerzo pero sin contingencia; segundo, un caso de contingencia simple de la línea L6XX EPZ-LPZ en 230 kV; tercero, un caso de contingencia de la línea L429 CRL-NIS en 69 kV; y, finalmente, un cuarto caso de contingencia de la planta generadora Geoplatañares.

Del análisis se concluye que sería necesario la adición de compensación reactiva capacitiva en SRS y en ERA, con una capacidad de 5 y 15 MVar, respectivamente, de forma que se satisfagan los criterios de calidad y seguridad. Lo descrito se sustenta en un dictamen técnico preparado por el Departamento de Estudios Eléctricos y Seguridad Operativa, el cual analiza la incorporación de este par de líneas a la red existente. El informe puede ser encontrado en la sección de Anexos. En particular se encuentra en el apartado Estudios eléctricos anillo ERA-EPZ-LPZ.

4.3.8 Proyecto subestación eléctrica Mogote

El proyecto subestación Mogote (MGT) consiste en seccionar la línea existente L554 de SFE a Toncontín (TON). En este punto se instalará una subestación de distribución, con un transformador de 50MVA de 138/13.8kV, el cual es una inversión a cargo de la empresa de distribución con un costo estimado en USD2,090,730, que ayudará en aliviar a carga en las subestaciones SFE, TON, Miraflores (MFL) y La Cañada (CDA).



Figura 20. Georreferenciación Subestación MGT

Para tal propósito se estiman como necesarios los siguientes elementos, a ser parte de los activos de la empresa transmisora.

Tabla 24. Desglose de elementos para subestación MGT

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
1.	Bahía de transformador en MGT	780,740.00	1	780.74
2.	Bahía de línea en MGT	780,740.00	2	1,561.48
Total				2,342.22

4.3.9 Repotenciación CRL-MCH

Actualmente la subestación Cañaveral (CRL) se encuentra conectada con El Mochito (MCH) mediante un vínculo en 34.5 kV, y con El Níspero (NIS) mediante una línea de transmisión en 69 kV. El trazo de 34.5kV desde CRL hasta MCH pasa por debajo de la línea de 69kV, por lo que eléctricamente la subestación MCH se encuentra lejos de tanto NIS como de CRL. El proyecto de repotenciación CRL-MCH consiste en reconvertir la línea L429 de CRL a NIS de 69 kV a 138 kV desde CRL hasta la altura de la subestación de distribución MCH, aprovechando la existencia de la línea de 69kV. Se propone que las características técnicas de la nueva línea sean de un circuito por estructura, en torres de acero, un conductor por fase y conductor de 477MCM. Se muestra en la siguiente figura los tramos de dichos circuitos. Actualmente, la línea de 69kV ya tiene el cable de esas características, con el problema que la antigüedad del cable supera los 30 años, por lo que por práctica internacional se recomienda retirar el cable por su antigüedad y utilizar nuevo material. Los costos desglosados presentados a continuación ya tienen en consideración estas presunciones.

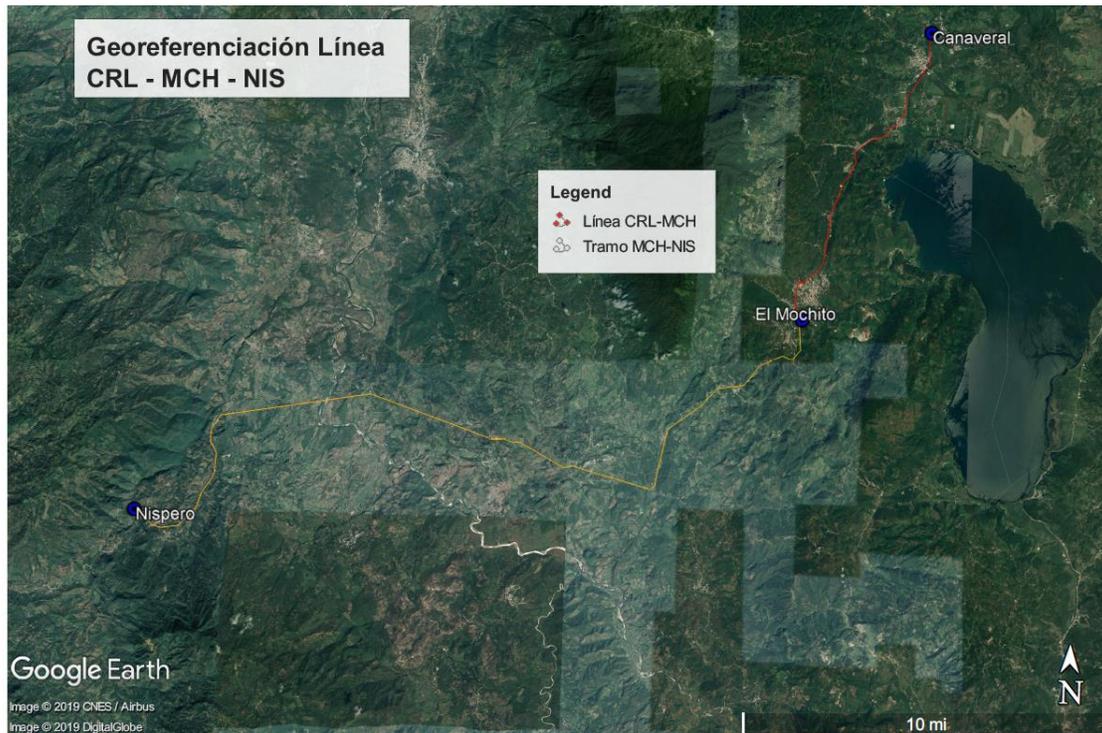


Figura 21. Georreferenciación proyecto CRL-MCH

El proyecto ayudará a mejorar los perfiles de tensión en la subestación MCH y en el resto de la malla asociada a las líneas de transmisión ERA-EPZ y LPZ-EPZ propuestas. De acuerdo a las estructuras existentes, serán necesarias las siguientes inversiones.

Tabla 25. Desglose de elementos proyecto CRL-MCH

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
4.	Repotenciación línea L429 a 138 kV	126,241.56	15.9 km	2,007.24
5.	Bahía de línea en MCH en 138 kV	780,740.00	1	780.74
6.	Bahía de línea en MCH en 69 kV	542,354.00	1	542.35
7.	Bahía de transformador en MCH 138	780,740.00	1	780.74
8.	Bahía de transformador en MCH 69kV	542,354.00	1	542.35
9.	Transformador en MCH 138/69/34.5kV 85 MVA	2,089,088.15	1	2,089.09
Total				6,742.51

4.3.10 Ampliación subestación Masca y Línea Masca – Cuyamel

Actualmente el municipio de Omoa, Cortés, es servido por el circuito de distribución L353 que inicia en la subestación Masca en Puerto Cortés. El circuito tiene una longitud excesiva al punto que alimenta parte de carga que se encuentra físicamente en el departamento de Santa Bárbara, y colinda con circuitos servidos por la subestación de La Entrada, Copán.

En este sentido, se propone la inversión en una línea de transmisión desde la subestación MAS a una nueva subestación Cuyamel (CYL), en Omoa, Cortés. Se propone una línea de 138 kV con las características de un circuito por estructura, conductor 477 MCM en configuración único conductor por fase, en estructuras de poste de concreto hasta la subestación CYL. Además, la obra incluye la instalación de un transformador de 50 MVA de 138/34.5 kV y un costo estimado de USD 1,885,637 bajo responsabilidad de la empresa distribuidora.



Figura 22. Georreferenciación Línea MAS-CYL

A continuación se presentan los costos desagregados del proyecto en cuestión, bajo responsabilidad de la empresa de transmisión pertinente.

No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
1.	Nueva línea L5XX en 138 kV MAS-CYL	158,929	37.5 kms	5,959.84
2.	Bahía de línea en MAS	780,740.00	1	780.74
3.	Bahía de línea en CYL	780,740.00	1	780.74



No.	Elemento	Costo Unitario	Unidades	Costo [k\$US]
4.	Bahía de transformador en CYL	780,740.00	1	780.74
Total				8,302.06

4.4 Proyectos previamente planificados

En adición a los proyectos identificados en el presente plan de expansión, se incluye el conjunto de proyectos que se decidieron a partir de procesos de planificación anteriores, desagregados en proyectos con financiamiento asegurado y proyectos sin financiamiento, a fin de dar seguimiento a su desarrollo. Estos son proyectos de expansión que fueron propuestos y posteriormente aprobados como necesarios para el sistema en el Plan de Expansión de la Transmisión de 2017.

4.4.1 Proyectos previamente planificados con financiamiento

En la Tabla 26 presentada a continuación se hace un desglose de todos los proyectos asociados a la red de transmisión de forma planificada ya decidida. Además, se añade su costo estimado, según lo establecido en los procesos de planificación anteriores y su año esperado de entrada en operación. Estas obras incluyen nuevas subestaciones eléctricas, ampliaciones a subestaciones existentes, nuevas líneas de transmisión y capacidad de transformación adicional.

Se advierte la siguiente debe interpretarse con cautela, dado que los procesos de planificación anteriores fueron hechos mayoritariamente por la empresa de distribución en su condición de verticalmente integrado, por lo que el costo estimado de los proyectos incluye componentes de transmisión y de distribución. Por claridad, dentro de la descripción se presenta el costo estimado asociado a distribución, de acuerdo a costos referenciales utilizados en este proceso de planificación, sin que efectivamente sean estos aquellos calculados en los procedimientos anteriores.

Tabla 26. Proyectos planificados con financiamiento asociados al sistema de transmisión

No.	Obra de expansión	Descripción	Costo estimado [kUS\$]	Año de entrada en operación
1.	Transformador TON 610	El proyecto consiste en instalar un nuevo transformador de 230/138kV con capacidad de 150MVA. Este reemplazará al existente que tiene una capacidad de 84MVA.	2,288.41	2021
2.	Transformador PGR T6XX	El proyecto consiste en la instalación de un nuevo	4,646.18	2021

No.	Obra de expansión	Descripción	Costo estimado [kUS\$]	Año de entrada en operación
		transformador de 150MVA de capacidad en 230/138kV, entre las ya existentes barras de 230kV y 138kV.		
3.	Ampliación subestación TON	El principal elemento es la instalación de un nuevo transformador de 50 MVA, en 230/13.8kV, que facilitará la descarga de subestaciones aledañas al traspasar carga de estas a la subestación de TON. Se ampliará la subestación y se instalarán los equipos auxiliares necesarios. Se estima la componente de distribución es de alrededor de 1,889,088.15 USD.	11,845.00	2022
4.	Ampliación subestación Siguatepeque	Involucra la ampliación del lado de 138kV de la subestación SGT. Al mismo tiempo se normalizará la configuración actual del sistema, de acuerdo con los esquemas de la región.	5,000.00	2022
5.	Normalización subestación Choloma	Apertura de la línea L514 BER-MER y normalización de la configuración de la red en el punto de apertura de la línea L514.	3,000.00	2022
6.	Subestación Calpules	Construcción de nueva subestación Calpules para reemplazar subestación Retorno y Retorno Dos. Se instalará un transformador de 138/13.8kV con capacidad de 50MVA. Se estima la componente de distribución es de alrededor de 2,090,730 USD.	9,535.22	2023

No.	Obra de expansión	Descripción	Costo estimado [kUS\$]	Año de entrada en operación
7.	Subestación San Pedro Sula Centro	Construcción de nueva subestación en la zona central de San Pedro Sula. Esta será conectada a la red existente mediante vínculo de 2 km con la subestación Bellavista. Se instalará localmente un transformador de 50MVA de 138/13.8kV. Se estima la componente de distribución es de alrededor de 2,090,730 USD.	9,296.34	2023
8.	Subestación Cerro Grande, y sus respectivas líneas de interconexión	El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación y su equipo de transformación asociado. La nueva subestación estará interconectada con la subestación Suyapa y Amarateca. El transformador tendrá una capacidad de transformación de 50MVA, 230/13.8kV. Se estima la componente de distribución es de alrededor de 1,889,088.15 USD.	10,600.00	2023
9.	Subestación El Sitio (SIT), y sus respectivas líneas de interconexión	Consiste en la construcción de una nueva subestación El Sitio. Esto implica el seccionamiento de la línea que interconecta Santa Fe con Suyapa, quedando en su lugar las líneas SFE-SIT y SIT-SUY en 230kV. Se estima la componente de distribución es de alrededor de 1,889,088.15 USD.	7,900.00	2023
10.	Línea SPS-SBV y transformador en SPS 230/138kV	El proyecto consiste en la instalación de una línea entre las subestaciones San Buenaventura y San Pedro Sula Sur. En el caso de la subestación de SPS, implica una	35,590.94	2023

No.	Obra de expansión	Descripción	Costo estimado [kUS\$]	Año de entrada en operación
		ampliación de la subestación y la adición de un transformador de 230/138kV con capacidad de transformación de 150MVA.		
11.	Ampliación subestación LNZ, y línea de interconexión con subestación MFL	Este proyecto consiste de la ampliación de la subestación Laínez, la adición de un transformador de 138/69kV, y una línea de interconexión con la subestación Miraflores en 138kV. Se estima la componente de distribución es de alrededor de 2,090,730 USD.	12,500.00	2023

Por otra parte, se muestran en la siguiente tabla los proyectos futuros de conexión de generadores a la red de transmisión que se encuentran en proceso de construcción. Estas centrales incluyen Patuca III de propiedad estatal y Tornillito de propiedad privada. Estas inversiones serán realizadas por los desarrolladores según la propiedad de los mismos. Es decir, estas inversiones son de total responsabilidad de cada empresa de generación correspondiente.

Tabla 27. Proyectos planificados del sistema de transmisión asociados a generadores

No.	Estructura	Descripción	Costo estimado [kUS\$]	Año de entrada en operación
1.	Subestación PAT y su respectiva estructura de interconexión	El proyecto consiste en la topología necesaria para interconectar el proyecto de generación hidroeléctrica Patuca III. Es decir, la subestación PAT, una línea de interconexión con la subestación JUT, y un transformador de 230/69kV.	N/A	2020
2.	Subestación TRN y sus respectivas líneas de interconexión	Consiste en la topología necesaria para interconectar el proyecto de generación hidroeléctrica el Tornillito. Esto se desagrega en dos líneas de	N/A	2023



No.	Estructura	Descripción	Costo estimado [kUS\$]	Año de entrada en operación
		transmisión en 138kV que interconectarán TRN con VNU, y una línea de transmisión entre TRN y SBV en 230 kV.		

4.4.2 Proyectos previamente planificados sin financiamiento

De los proyectos de transmisión propuestos en los procesos de planificación anteriores, se sigue considerando únicamente un proyecto que no tiene aún financiamiento. Este proyecto consiste en la ampliación de la red de transmisión en la zona occidental del país. En particular, el proyecto consiste en expandir la existente red de transmisión y adentrarse más hacia el oeste dentro del departamento de Ocotepeque. Esto se materializa en la subestación La Labor (LLB) que se alimentará de forma radial de la subestación Santa Rosa SRS (SRS) mediante un vínculo en 69kV. A continuación se presenta el desglose de costos estimados del proyecto LLB-SRS involucrando, en primera instancia, la jurisdicción de la empresa transmisora.

Tabla 28. Proyectos planificados sin financiamiento asociados al sistema de transmisión

No.	Obra de expansión	Descripción	Costo estimado [kUS\$]	Año de entrada en operación
1.	Línea Santa Rosa – La Labor	El proyecto consiste en la extensión de una línea de transmisión a partir de la subestación existente de Santa Rosa (SRS), en dirección a Ocotepeque para instalar una nueva subestación La Labor (LLB). Se estima la componente de distribución es de alrededor de 1,789,088.15 USD.	12,256.00	2026

Al mismo tiempo este proyecto en transmisión tiene su contraparte en el sistema de distribución, el cual consiste en establecer capacidad de transformación en la subestación La Labor, departamento de Ocotepeque. Tales inversiones aliviarían los



OPERADOR DEL SISTEMA

circuitos de distribución SRS339, ERA372 y SRS338. El transformador de potencia debe ser de 69/34.5kV y de al menos 30MVA.

5 Resumen de proyectos

Tabla 29. Resumen de proyectos propuestos y previamente planificados

#	Proyecto	Costo [k\$US]	Año de entrada en operación
I. Proyectos de emergencia de corto plazo		14,476.71	
1.	Línea de transmisión PGR-SMT-SPS	9,673.40	2021
2.	Instalación de compensación reactiva capacitiva	4,803.31	2021
II. Proyectos de medio y largo plazo		175,075.36	
3.	Línea de transmisión PAT-CHI	18,590.70	2023
4.	Repotenciación PTD-LVI-BER	32,800.45	2023
5.	Línea de transmisión AMT-TLG	18,469.88	2023
6.	Línea de transmisión CRL-RLN	2,621.91	2023
7.	Línea de transmisión NEG-YOR-ARE	53,000.21	2024
8.	Líneas de transmisión ZAM-SIT	12,923.85	2023
9.	Línea de transmisión CHI-ZAM	18,714.62	2026
10.	Línea LEC-SRS	17,953.74	2026
III. Proyectos de mejora de la calidad de servicio		50,975.49	
11.	Proyecto transformador en EBI	1,446.15	2022
12.	Proyecto transformador en SPS	1,446.15	2023
13.	Proyecto subestación eléctrica Goascorán	3,348.87	2023
14.	Proyecto subestación eléctrica Estadio Olímpico	2,342.22	2023
15.	Proyecto subestación Tocoa	2,342.22	2024
16.	Proyecto LPZ-EPZ	17,679.58	2024
17.	Proyecto EPZ-ERA	4,983.51	2024
18.	Proyecto subestación eléctrica Mogote	2,342.22	2025
19.	Repotenciación CRL-MCH	6,742.51	2025
20.	Ampliación subestación MAS y Línea MAS-CYL	8,302.06	2025
Costo total de nuevos proyectos		240,527.56	
IV. Proyectos previamente planificados		126,358.29	
21.	Transformador y ampliación en TON	2,288.41	2021
22.	Transformador y ampliación en PGR	4,646.18	2021
23.	Ampliación TON	11,845.00	2022
24.	Ampliación y normalización SGT	5,000.00	2022
25.	Normalización CHM	3,000.00	2022



OPERADOR DEL SISTEMA

#	Proyecto	Costo [k\$US]	Año de entrada en operación
26.	Subestación Calpules (CAL)	9,535.22	2023
27.	Subestación San Pedro Sula Centro (SPC)	9,296.34	2023
28.	Subestación Cerro Grande (CRD)	10,600.00	2023
29.	Subestación El Sitio (SIT)	7,900.00	2023
30.	Línea de transmisión SPS-SBV	35,590.94	2023
31.	Ampliación en LNZ y MFL y Línea LNZ-MFL	12,500.00	2023
32.	Línea Santa Rosa – La Labor	14,156.20	2026
Total		366,885.85	



OPERADOR DEL SISTEMA

Anexos

Anexos	63
1 Mapa representativo de la red de transmisión con circuitos planificados	64
2 Estudios eléctricos para proyecto PGR-SMT-LIM-SPS y compensación reactiva capacitiva	65
3 Estudios eléctricos anillo ERA-EPZ-LPZ.....	98

1 Mapa representativo de la red de transmisión con circuitos planificados

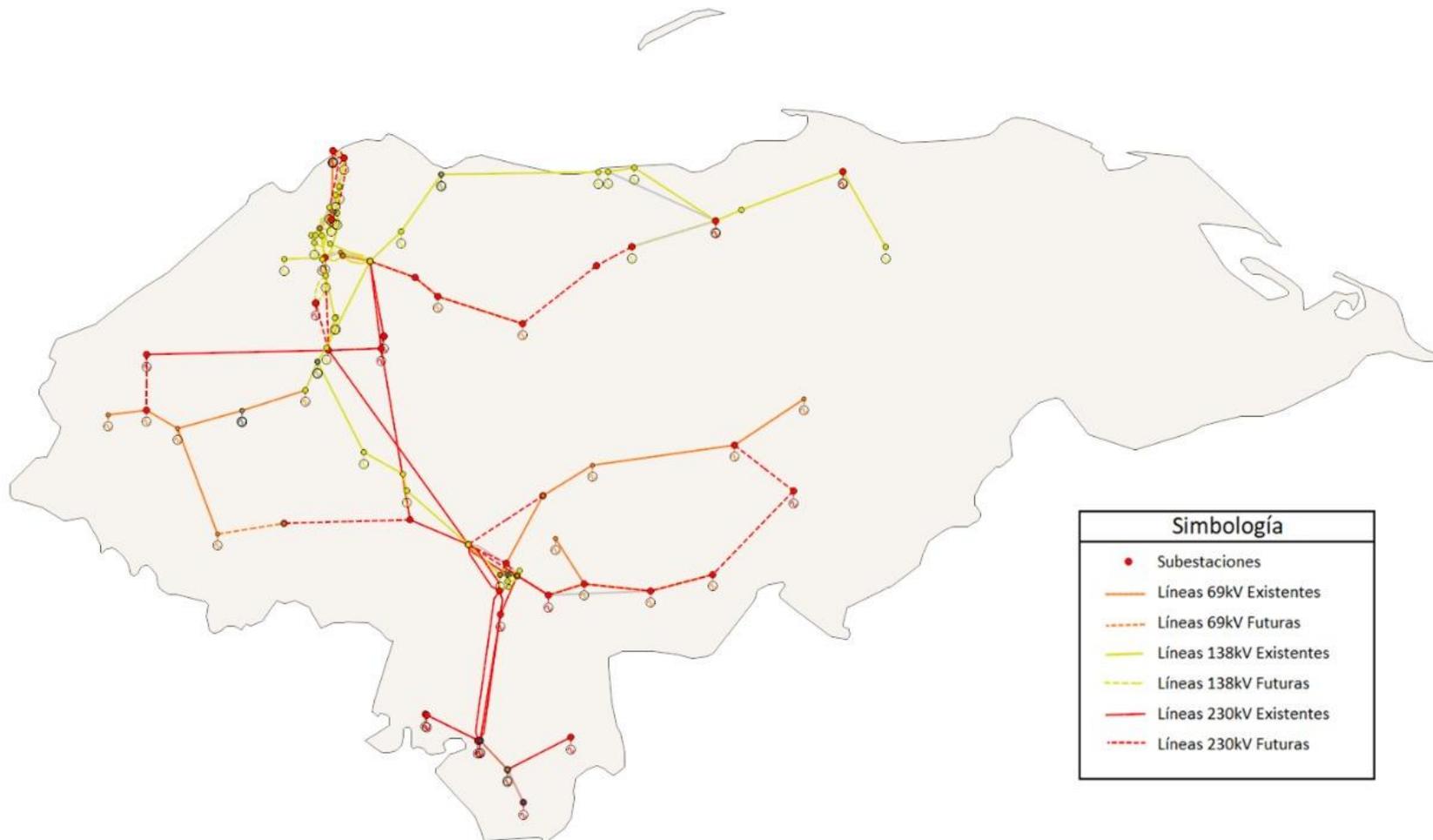


Figura 23. Mapa de red de transmisión con nuevos circuitos planificados

2 Estudios eléctricos para proyecto PGR-SMT-LIM-SPS y compensación reactiva capacitiva



ASOCIACIÓN OPERADOR DEL SISTEMA

**ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA
VALIDACIÓN POR LA IMPLEMENTACIÓN DE
REFUERZOS A CORTO PLAZO EN LA
TRANSMISIÓN**

(Plan de Emergencia: Proyecto PGR-SMT-LIM-
SPS y Compensación Reactiva Capacitiva)



Introducción

El ODS como operador del sistema solicita a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) la aprobación de un plan de expansión de la transmisión, con un horizonte de tres años, el cual hemos denominado **Plan de Emergencia**, y tiene como propósito mitigar las violaciones de Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño a los cuales debe de apegarse el Operador del Sistema durante la operación en tiempo real; para este fin se ha elaborado la incorporación de dos refuerzos, que al criterio del ODS ayudarán a la operación y mantenimiento del servicio del sistema eléctrico de Honduras.

Para la implementación de estos refuerzos se han realizado los estudios correspondientes, los cuales exponen de manera clara los beneficios y mejoras que traerán a la calidad y seguridad de servicio del sistema.

Objetivos

- 1- Demostrar con base en los estudios mostrados que las incorporaciones de estos refuerzos benefician a la operación del sistema.
- 2- Aumentar la capacidad de máximas transferencias del sistema eléctrico de Honduras.
- 3- Acrecentar la confiabilidad ante la contingencia H12, dado que es la contingencia limitante en los valores actuales para las máximas transferencias.
- 4- Mejorar la reserva de potencia reactiva en el sistema con el propósito de reducir pérdidas eléctricas y ayudar a la estabilidad de voltaje ante contingencias.

Plan de Emergencia

Con el propósito de aumentar la confiabilidad, seguridad, aumentar las transferencias y la continuidad del servicio, se han encontrado algunos refuerzos en la transmisión que deben estar incluidos en un plan de emergencia de la transmisión, para que estén en servicio en el corto plazo.

Para ello, se realizarán los estudios correspondientes para demostrar que estos refuerzos satisfacen las necesidades existentes en la red de transmisión, haciendo que la operación en tiempo real sea considerablemente mejorada y, además, aumenten la capacidad de transferencia del sistema de Honduras y poder así participar en compra de energía en la región, para obtener suministro y agregar competencia a las generaciones existentes en el país.

Los refuerzos identificados son los siguientes:

A- Construcción y repotenciación de una línea en 138 kV entre las subestaciones de San Pedro Sula Sur y Progreso, utilizando la servidumbre de la actual línea L410 y L401, esto implica que la nueva línea se deberá de construir en estructuras de tipo poste, con un conductor Flicker 477 ACSR para obtener 151 MVA de capacidad de transporte.

Este refuerzo es posible dado que la ENEE tiene proyectado que en el corto plazo instalará un tercer transformador en la subestación de Progreso, aumentando la capacidad de transformación de 300 MVA a 450 MVA, lo que permitirá despachar unidades de menor costo, eliminando la restricción de sobrecarga existente en los actuales transformadores T603 y T604, y poder evacuar más potencia para la zona norte. Así mismo, este refuerzo eliminará la contingencia H12 (disparo de línea El Progreso-Retorno "L524"), esta contingencia según los estudios regionales mensuales realizados por el EOR y el Departamento de Estudios Eléctricos del ODS (OS/OM de Honduras) hace que se reduzca significativamente el valor de las máximas transferencias para operar de manera segura el Sistema Eléctrico Regional "SER".

Bajo estas premisas de análisis, el refuerzo de la construcción y repotenciación de una línea entre las subestaciones de Progreso y San Pedro Sula Sur, se verificará que es un refuerzo estratégico, utilizando las herramientas informáticas de simulación para analizar bajo el criterio de contingencia con transferencia, cual sería el nuevo valor máximo de transferencia, específicamente la importación, ya sea desde el Norte o del Sur, para las demandas Máxima, Media y Mínima.

Se realizará estudio de Cortocircuito en la zona de influencia del refuerzo con el propósito de evaluar si los interruptores de las subestaciones cuentan con la suficiente capacidad.

B- Incorporación de compensación reactiva capacitiva en la red de transmisión en los siguientes barras:

NODO	SUBESTACIÓN	ZONA	MVAR
3037	Bermejo	138	10
3038	Progreso	138	10
3052	Circunvalación	138	10
3058	Danlí	69	5
3060	Comayagua	138	10
3067	Isletas	138	5
3078	La Puerta	138	10
3082	Masca	138	10
3108	Santa Marta	138	5
3123	Villanueva	138	10
3128	Zamorano	69	3
		Total:	88

Esta compensación tiene el objetivo de aumentar la reserva de potencia reactiva en los diferentes nodos del sistema, además de reducción de pérdidas y el cumplimiento en el criterio de calidad en el voltaje.

Según estudios regionales el sistema de Honduras carece de reserva reactiva ante contingencias y para demostrar que esta incorporación de potencia reactiva aumenta los niveles de reserva en la red se realizó una simulación de estabilidad de voltaje comparando el caso sin refuerzos al caso con la instalación de los refuerzos.



**DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS
Y SEGURIDAD OPERATIVA**

*Tegucigalpa, Honduras
Tel: 2257-3852/53 Fax: 2257-3498*

Estudios Realizados

Estudio de Cortocircuito

Este estudio consiste en comparar los niveles de corrientes de cortocircuito existentes en las barras en las cuales tendrán incidencia los refuerzos expuestos anteriormente, realizando una comparación en los niveles de corriente de cortocircuito para estas barras tanto en las condiciones actuales, como una vez instalados los refuerzos. El análisis consistió en la aplicación de fallas monofásicas y trifásicas en las barras analizadas, todo bajo la norma IEC-60909.

Análisis de Cortocircuito D_MÁXIMA SIN REFUERZOS						Análisis de Cortocircuito D_MÁXIMA CON REFUERZOS					
Bus	Subestación	Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Trifásica		Falla Monofásica			
		Corriente (AMP)	Fase (DEG)	Corriente (AMP)	Fase (DEG)	Corriente (AMP)	Fase (DEG)	Corriente (AMP)	Fase (DEG)		
3037	Bermejo	12271.80	-74.03	12273.10	-77.07	12563.10	-74.23	12619.70	-77.15		
3038	Progreso	11748.20	-77.32	13030.90	-79.53	12715.50	-76.82	14036.50	-79.13		
3045	Bella Vista	10429.30	-73.94	8602.80	-76.50	10702.30	-74.14	8880.20	-76.56		
3049	Choloma	12509.60	-77.44	12837.10	-80.04	12830.50	-77.65	13099.50	-80.15		
3052	Circunvalación	11584.90	-74.07	10137.50	-76.57	11767.10	-74.24	10344.90	-76.64		
3058	Danli	1380.20	-56.19	1543.00	-63.86	1380.30	-56.19	1543.10	-63.86		
3060	Comayagua	4013.30	-74.02	3017.70	-76.24	4014.80	-74.01	3018.30	-76.24		
3067	Isletas	1509.10	-70.30	1422.50	-74.03	1511.00	-70.30	1423.60	-74.03		
3078	La Puerta	10642.50	-74.16	8359.00	-76.44	10984.40	-74.38	8719.50	-76.50		
3082	Masca	5389.40	-76.50	5244.10	-78.93	5432.20	-76.57	5270.40	-78.97		
3108	Santa Marta	10154.80	-75.70	8196.30	-77.00	10156.90	-75.73	8256.60	-77.05		
3123	Villanueva	8952.80	-74.13	6754.20	-75.99	9135.30	-74.31	6967.00	-76.05		
3128	Zamorano	2571.40	-62.98	2528.70	-70.10	2571.80	-62.98	2529.00	-70.10		
3185	Naco	5058.40	-74.99	3451.90	-76.07	5148.20	-75.11	3544.60	-76.11		
3203	San Pedro Sula	12929.10	-74.71	11466.80	-76.71	13603.00	-74.99	12595.50	-76.92		
3204	Agua Prieta	12659.50	-77.67	13564.60	-80.54	12992.20	-77.88	13857.10	-80.67		
Análisis de Cortocircuito D_MEDIA SIN REFUERZOS						Análisis de Cortocircuito D_MEDIA CON REFUERZOS					
Bus	Subestación	Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Trifásica		Falla Monofásica			
		Corriente (AMP)	Fase (DEG)	Corriente (AMP)	Fase (DEG)	Corriente (AMP)	Fase (DEG)	Corriente (AMP)	Fase (DEG)		
3037	Bermejo	11849.20	-72.86	11962.80	-76.15	12138.20	-73.09	12304.70	-76.25		
3038	Progreso	11462.90	-76.63	12760.60	-78.95	12365.80	-76.01	13708.90	-78.46		
3045	Bella Vista	10035.80	-72.71	8401.00	-75.70	10305.80	-72.95	8674.10	-75.78		
3049	Choloma	12074.20	-76.43	12508.80	-79.24	12392.20	-76.68	12772.80	-79.39		
3052	Circunvalación	11229.00	-72.98	9935.10	-75.84	11412.00	-73.19	10140.60	-75.93		
3058	Danli	1373.80	-56.13	1537.80	-63.79	1373.90	-56.13	1537.90	-63.79		
3060	Comayagua	4000.50	-73.79	3012.20	-76.13	4002.00	-73.78	3012.80	-76.13		
3067	Isletas	1505.60	-70.36	1420.30	-74.06	1507.50	-70.35	1421.40	-74.06		
3078	La Puerta	10151.70	-72.73	8127.20	-75.54	10484.70	-72.99	8478.00	-75.63		
3082	Masca	5336.50	-76.13	5211.80	-78.68	5380.90	-76.22	5239.50	-78.74		
3108	Santa Marta	9901.50	-74.90	8070.90	-76.52	9904.10	-74.95	8129.20	-76.57		
3123	Villanueva	8770.30	-73.34	6676.10	-75.54	8953.70	-73.55	6887.40	-75.61		
3128	Zamorano	2546.70	-62.86	2512.30	-69.99	2547.10	-62.86	2512.50	-69.99		
3185	Naco	5040.10	-74.81	3443.30	-75.97	5131.80	-74.95	3536.40	-76.02		
3203	San Pedro Sula	12452.00	-73.51	11184.40	-75.89	13104.60	-73.82	12273.30	-76.09		
3204	Agua Prieta	12204.70	-76.65	13192.50	-79.68	12533.80	-76.90	13486.00	-79.85		
Análisis de Cortocircuito D_MÍNIMA SIN REFUERZOS						Análisis de Cortocircuito D_MÍNIMA CON REFUERZOS					
Bus	Subestación	Falla Trifásica		Falla Monofásica		Falla Trifásica		Falla Monofásica			
		Corriente (AMP)	Fase (DEG)	Corriente (AMP)	Fase (DEG)	Corriente (AMP)	Fase (DEG)	Corriente (AMP)	Fase (DEG)		
3037	Bermejo	9226.20	-75.59	9978.80	-77.51	9490.40	-75.81	10292.40	-77.64		
3038	Progreso	9590.70	-78.06	11184.70	-79.72	10122.50	-77.74	11808.50	-79.39		
3045	Bella Vista	8064.40	-75.25	7362.30	-76.83	8315.90	-75.47	7619.20	-76.93		
3049	Choloma	9190.40	-77.72	10229.20	-79.62	9476.20	-77.96	10493.80	-79.79		
3052	Circunvalación	8876.40	-75.59	8555.40	-77.06	9058.00	-75.79	8754.00	-77.17		
3058	Danli	1211.10	-61.97	1385.90	-67.57	1211.20	-61.98	1386.00	-67.57		
3060	Comayagua	3840.00	-75.91	2972.70	-77.06	3841.30	-75.90	2973.10	-77.06		
3067	Isletas	1245.80	-73.26	1259.20	-75.62	1247.80	-73.25	1260.50	-75.62		
3078	La Puerta	8136.00	-75.30	7152.30	-76.66	8435.10	-75.54	7472.70	-76.78		
3082	Masca	4702.60	-77.00	4734.20	-78.82	4758.70	-77.10	4772.90	-78.90		
3108	Santa Marta	8222.10	-76.65	7256.90	-77.34	8236.80	-76.71	7312.70	-77.41		
3123	Villanueva	7247.30	-75.51	6020.10	-76.49	7425.50	-75.70	6219.00	-76.58		
3128	Zamorano	2348.00	-67.05	2370.90	72.39	2348.60	-67.06	2371.30	-72.40		
3185	Naco	4428.10	-75.96	3236.20	-76.44	4526.70	-76.09	3329.40	-76.50		
3203	San Pedro Sula	9637.70	-76.03	9482.80	-77.12	10157.30	-76.34	10357.30	-77.39		
3204	Agua Prieta	9284.30	-77.91	10699.90	-80.01	9578.40	-78.15	10989.30	-80.19		

Como se puede observar en la tabla anterior, los niveles de corriente de cortocircuito para las barras con incidencia de los refuerzos no se ven modificados en gran manera en ninguna de las demandas (máxima, media y mínima), por lo que podemos concluir que los refuerzos no traerían consecuencias negativas en la operación segura y confiable de la red de transmisión nacional.

Estudio de Transferencia

Según el estudio vigente de máximas capacidades de transferencia de potencia entre las áreas de control del SER, para julio 2019, muestran que los valores máximos para las diferentes demandas, especialmente en los casos de importación desde el sur, importación desde El Salvador e importación desde Guatemala son considerablemente bajos para los casos de Demanda Media Regional, la cual se presenta en Honduras a la hora de la presencia de Generación Fotovoltaica, y la Demanda Máxima Regional, la cual es la demanda Máxima Nocturna de Honduras, como se muestran a continuación:

	15-Honduras-IMPORTACIÓN Sur-Norte.		
	Máxima	Media	Mínima
Limite [MW]	160	40	220
Contingencia Limitante	H12	H12	I08
Elemento	3108 SMT B534 - 3038 PGR B509	3108 SMT B534 - 3038 PGR B509	4407 FNH-230 - 3310 PRD B618
Violación	1.48%	1.38%	0.97%

	19-Honduras-IMPORTACIÓN DESDE-El Salvador.		
	Máxima	Media	Mínima
Limite [MW]	160	40	300
Contingencia Limitante	H12	H12	
Elemento	3108 SMT B534 - 3038 PGR B509	3108 SMT B534 - 3038 PGR B509	
Violación	1.95%	1.50%	Sin Contingencia Limitante

	21-Honduras-IMPORTACIÓN DESDE-Guatemala.		
	Máxima	Media	Mínima
Limite [MW]	160	40	300
Contingencia Limitante	H12	H12	
Elemento	3108 SMT B534 - 3038 PGR B509	3108 SMT B534 - 3038 PGR B509	
Violación	2.30%	1.62%	Sin Contingencia Limitante

El Departamento de Estudios Eléctricos ha procedido a realizar el análisis de transferencia con contingencia aplicando los dos refuerzos expuestos anteriormente, donde se utilizó la base de datos regional, modelada para el 2020, para los tres escenarios de demanda. Aplicando la contingencia H12 (disparo de línea L524 PGR-RET) que, según el estudio vigente de máximas transferencias, es la que produce la violación de criterio de seguridad haciendo que se sobrecargue la línea L529 (Progreso-Santa Marta), tal como lo muestra las tablas anteriores.

El estudio consiste en realizar transferencias entre países, disminuyendo la generación según orden de mérito en Honduras y aumentando la generación en el país exportador. En

este sentido, hemos realizado el estudio para la base de datos con los refuerzos y aplicando la contingencia H12, cabe mencionar, que para esta base de datos se ha modelado el despacho de potencia reactiva de ENERSA a 83 MVAR, esto para conseguir una simulación más apegada a la realidad. Finalmente, hemos obtenido los siguientes resultados:

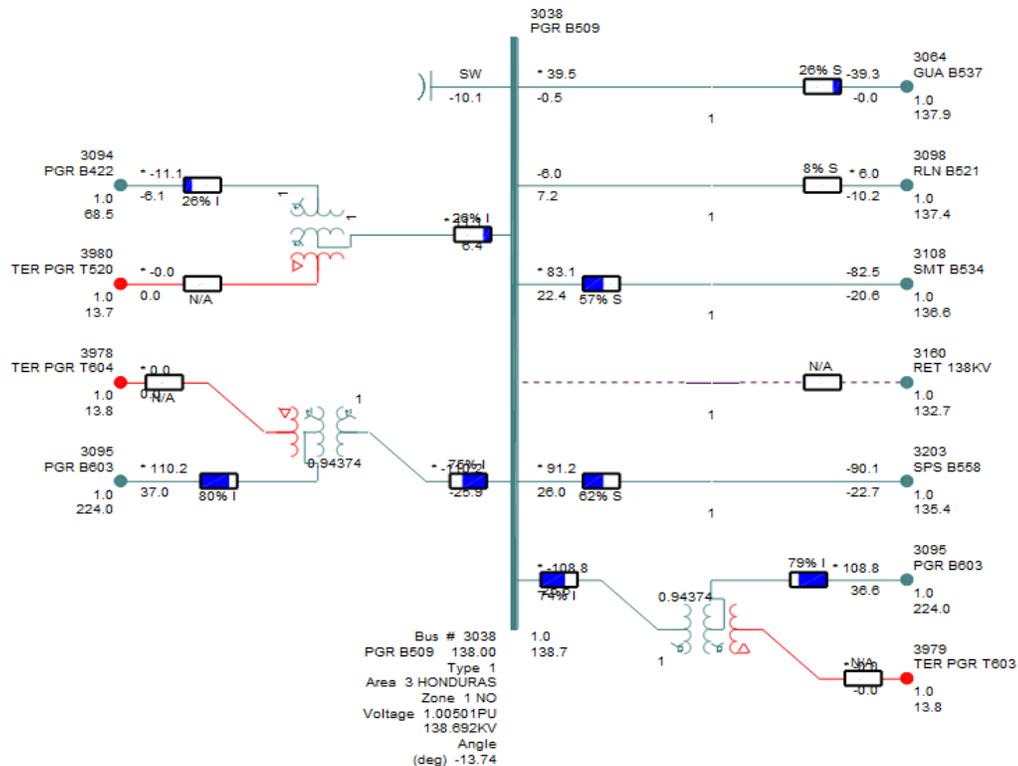
Casos Analizados:

CASO I: Importación desde el SUR

A continuación, se muestran capturas de la simulación aplicando solamente la contingencia H12 entre el bus 3038 y el 3160 (Progreso-Retorno) y una transferencia de 300 MVA de SUR a NORTE para demanda máxima, 160 MVA para demanda media y 300 MVA para demanda mínima, tal como se puede apreciar en los reportes de salida del programa PSS/E, en este sentido se puede apreciar que bajo estos escenarios de transferencia con los refuerzos incluidos, no se presentó ninguna violación de ninguno de los Criterios de Seguridad, Calidad y Desempeño.

Cabe mencionar que, para este caso, la limitación no nace en Honduras si no que es proveniente del sistema de Nicaragua.

DEMANDA MAXIMA REGIONAL





**DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS
Y SEGURIDAD OPERATIVA**

Tegucigalpa, Honduras
Tel: 2257-3852/53 Fax: 2257-3498

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      THU, JUL 04 2019 15:52
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR                AREA TIE LINE
DEMANDA MAXIMA                                         INTERCHANGE

FROM AREA      3      HONDURAS

TO AREA      1      GUATEMALA
X----- FROM AREA BUS -----X   X----- TO AREA BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV   CKT      MW      MVAR
3190  F-LEC-PAN  230.00          1710  PAN-230  230.00*  1      -42.1   9.1
TOTAL FROM AREA      3 TO AREA      1                                -42.1   9.1

TO AREA      2      EL SALVADOR
X----- FROM AREA BUS -----X   X----- TO AREA BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV   CKT      MW      MVAR
3211  NNC B639  230.00*          29181  F-15SE-NNC 230.00   1      6.0    -18.3
3301  AGC B624  230.00*          29182  F-15SE-AGC 230.00   1      4.1    -17.8
TOTAL FROM AREA      3 TO AREA      2                                10.1   -36.2

TO AREA      4      NICARAGU
X----- FROM AREA BUS -----X   X----- TO AREA BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV   CKT      MW      MVAR
3301  AGC B624  230.00*          4411  FHS-230  230.00   1     -123.2  17.3
3310  PRD B618  230.00*          4407  FNH-230  230.00   1     -151.5  27.1
TOTAL FROM AREA      3 TO AREA      4                                -274.7  44.3
-----
TOTAL FROM AREA      3      HONDURAS                                -306.7  17.3

```

En la tabla siguiente se pueden observar las violaciones que se presentan actualmente. Violaciones que se presentan de manera constante en el sistema de Honduras, sin relación al valor de transferencia.

```

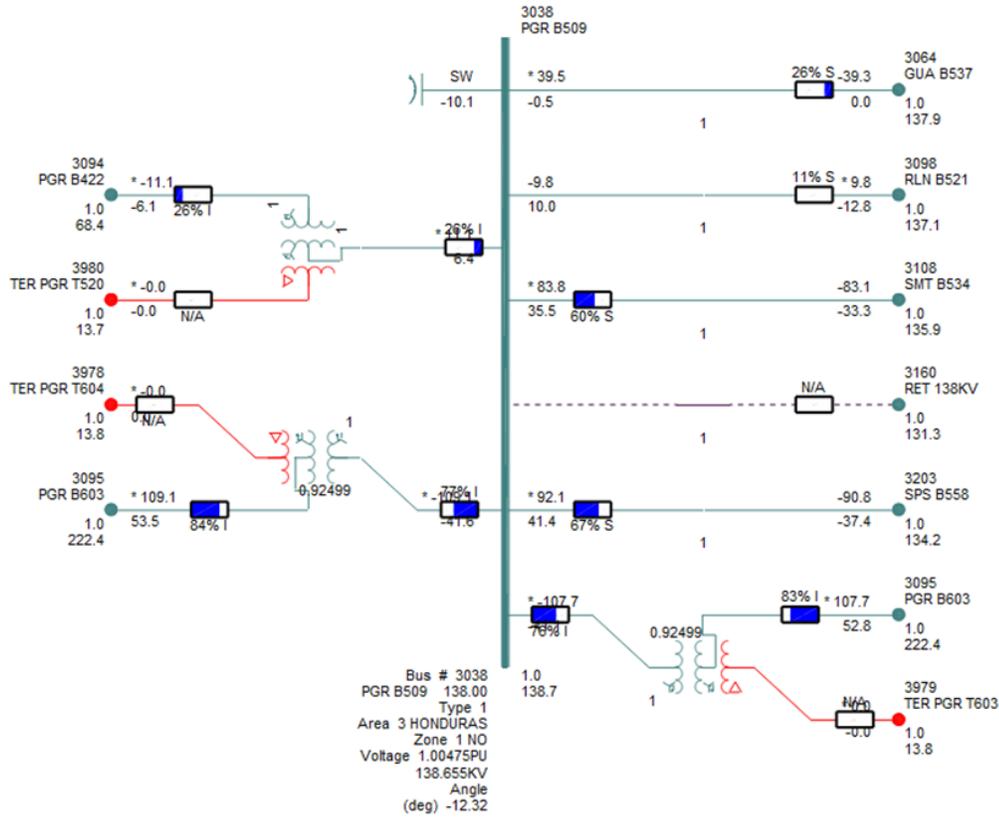
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, JUL 05 2019 10:00
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MAXIMA

OUTPUT FOR AREA 3 [HONDURAS ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  CKT  LOADING  RATING SET 1  RATING SET 2  RATING SET 3
3030  SUY B515  138.00*  3 3WNDTR SUY T510  WND 1  3  1  53.3  50.0  106.7  50.0  106.7  55.0  97.0
3030  SUY B515  138.00*  3 3WNDTR SUY T542  WND 1  3  1  53.7  50.0  107.4  50.0  107.4  55.0  97.6
3074  LLN B213  13.800*  3 3075  LLN B419  69.000*  3  1  25.6  25.0  102.3  25.0  102.3  27.5  93.0
3113  SUY B418  69.000*  3 3WNDTR SUY T510  WND 2  3  1  52.5  50.0  105.1  50.0  105.1  55.0  95.5
3113  SUY B418  69.000*  3 3WNDTR SUY T542  WND 2  3  1  52.3  50.0  104.5  50.0  104.5  55.0  95.0
3160  RET 138KV  138.00*  3 3161  RET B256  13.800  3  1  29.5  25.0  118.0  25.0  118.0  27.5  107.3

```

DEMANDA MEDIA REGIONAL



```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    FRI, JUL 05 2019 14:42
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR                AREA TIE LINE
DEMANDA MEDIA                                          INTERCHANGE
```

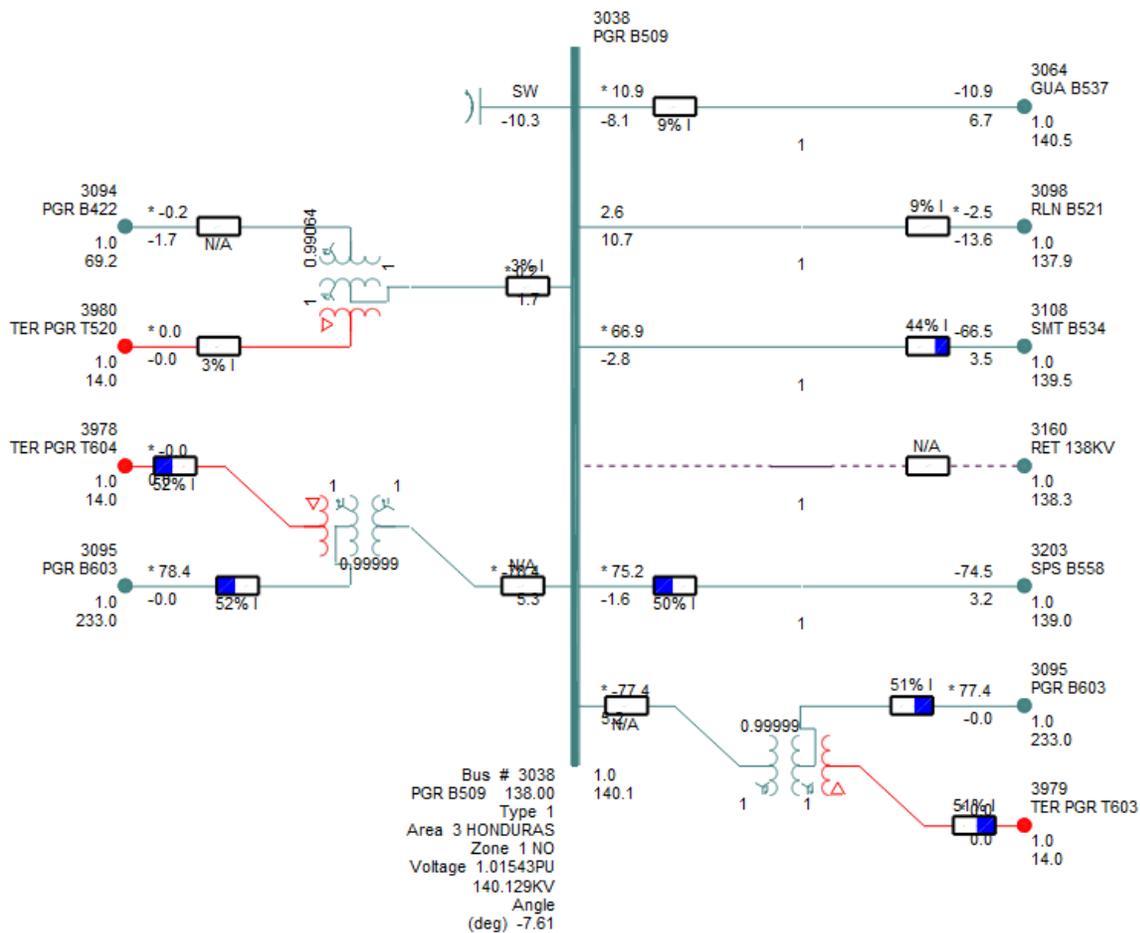
FROM AREA		3 HONDURAS		TO AREA		1 GUATEMALA		TO AREA BUS			
BUS#	SCT	X--	NAME	--X	BASKV	BUS#	SCT	X--	NAME	--X	BASKV
3190	F-LEC-PAN	230.00*		1710	PAN-230	230.00*	1	-50.1		11.9	
TOTAL FROM AREA		3 TO AREA		1						-50.1 11.9	
TO AREA		2 EL SALVADOR		TO AREA BUS							
BUS#	SCT	X--	NAME	--X	BASKV	BUS#	SCT	X--	NAME	--X	BASKV
3211	NNC	B639	230.00*	29181	F-15SE-NNC	230.00	1	34.6		1.4	
3301	AGC	B624	230.00*	29182	F-15SE-AGC	230.00	1	1.6		-8.1	
TOTAL FROM AREA		3 TO AREA		2						36.2 -6.7	
TO AREA		4 NICARAGU		TO AREA BUS							
BUS#	SCT	X--	NAME	--X	BASKV	BUS#	SCT	X--	NAME	--X	BASKV
3301	AGC	B624	230.00	4411	FHS-230	230.00*	1	-78.2		3.7	
3310	PRD	B618	230.00*	4407	FNH-230	230.00	1	-76.4		7.0	
TOTAL FROM AREA		3 TO AREA		4						-154.6 10.8	
TOTAL FROM AREA		3 HONDURAS								-168.4 15.9	

Estas violaciones se presentan para el caso de demanda media en el sistema de Honduras de igual manera que en el caso de demanda máxima, las cuales se pretenden que sean resueltas con el plan indicativo de la expansión de largo plazo.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    FRI, JUL 05 2019  14:43
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MEDIA
                OUTPUT FOR AREA 3 [HONDURAS      ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):
```

X-----	FROM BUS	-----X	X-----	TO BUS	-----X				RATING SET 1	RATING SET 2	RATING SET 3	
BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATE1 PERCENT	RATE2 PERCENT	RATE3 PERCENT
3030	SUY B515	138.00*	3	3WNDTR	SUY T510	WND 1	3	1	54.5	50.0	108.9	55.0
3030	SUY B515	138.00*	3	3WNDTR	SUY T542	WND 1	3	1	56.3	50.0	112.5	55.0
3074	LLN B213	13.800	3	3075	LLN B419	69.000*	3	1	25.6	25.0	102.4	27.5
3113	SUY B418	69.000*	3	3WNDTR	SUY T510	WND 2	3	1	54.3	50.0	108.6	55.0
3113	SUY B418	69.000*	3	3WNDTR	SUY T542	WND 2	3	1	54.0	50.0	108.0	55.0
3160	RET 138KV	138.00*	3	3161	RET B256	13.800	3	1	29.6	25.0	118.3	27.5

DEMANDA MINIMA REGIONAL





**DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS
Y SEGURIDAD OPERATIVA**

Tegucigalpa, Honduras
Tel: 2257-3852/53 Fax: 2257-3498

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, JUL 05 2019  14:47
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR                AREA TIE LINE
DEMANDA MINIMA                                         INTERCHANGE

FROM AREA      3      HONDURAS

TO AREA      1      GUATEMALA
X----- FROM AREA BUS -----X   X----- TO AREA BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      CKT      MW      MVAR
3190   F-LEC-PAN  230.00          1710   PAN-230    230.00*  1      -36.2   29.6
TOTAL FROM AREA      3 TO AREA      1                                -36.2    29.6

TO AREA      2      EL SALVADOR
X----- FROM AREA BUS -----X   X----- TO AREA BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      CKT      MW      MVAR
3211   NNC B639  230.00*        29181   F-15SE-NNC  230.00    1        2.4   -3.5
3301   AGC B624  230.00*        29182   F-15SE-AGC  230.00    1        1.1   -8.5
TOTAL FROM AREA      3 TO AREA      2                                3.4    -12.0

TO AREA      4      NICARAGUA
X----- FROM AREA BUS -----X   X----- TO AREA BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      CKT      MW      MVAR
3301   AGC B624  230.00          4411   FHS-230    230.00*  1      -123.5  24.4
3310   PRD B618  230.00*        4407   FNH-230    230.00    1      -150.7  33.1
TOTAL FROM AREA      3 TO AREA      4                                -274.2  57.5

TOTAL FROM AREA      3      HONDURAS                                -306.9  75.1

```

Para el caso de demanda mínima se observa que no se presentan violaciones en el sistema nacional.

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, JUL 05 2019  14:47
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MINIMA

                OUTPUT FOR AREA 3 [HONDURAS ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X          RATING SET 1  RATING SET 2  RATING SET 3
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV  AREA  BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV  AREA  CKT  LOADING  RATE1 PERCENT  RATE2 PERCENT  RATE3 PERCENT

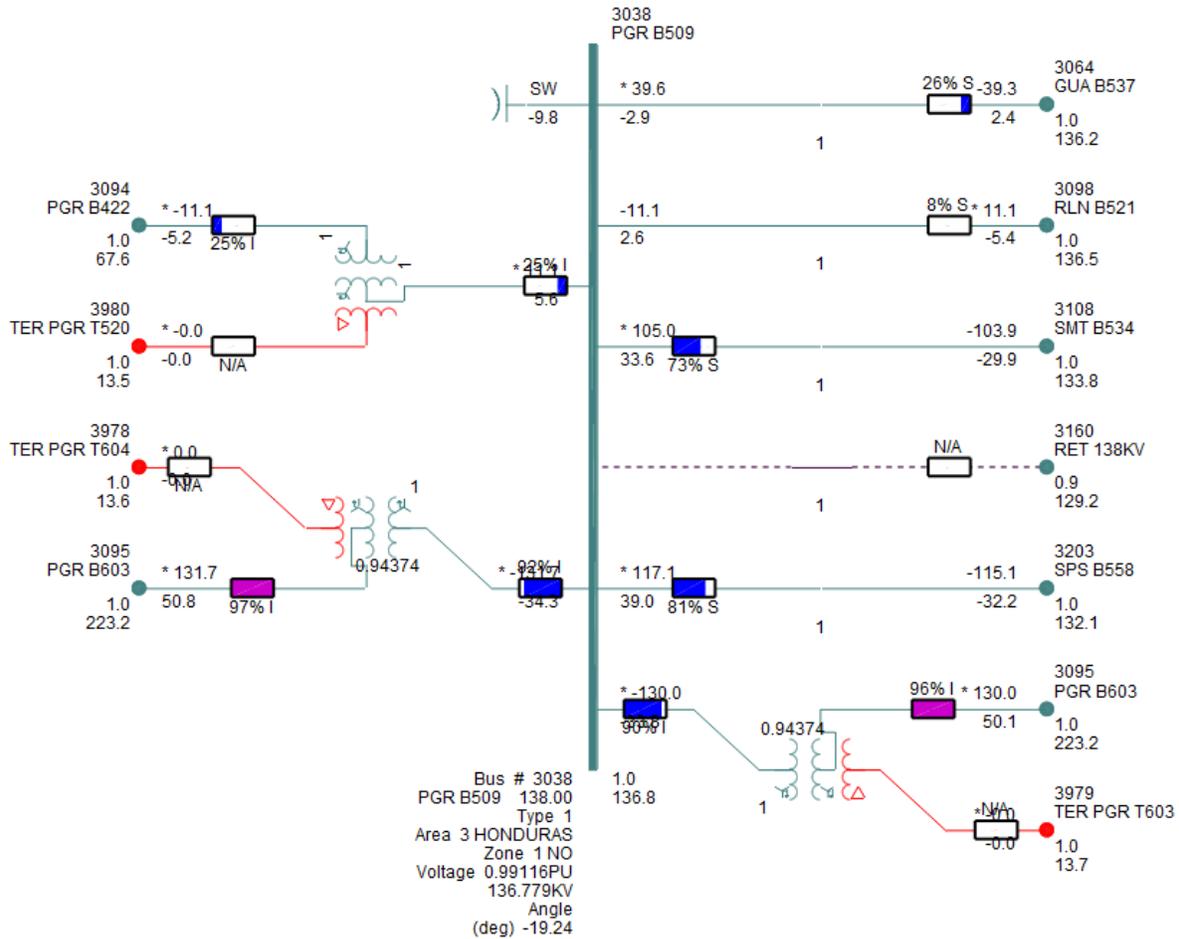
                * NONE *

```

CASO II: Importación desde El Salvador

A continuación, se muestra una captura de la simulación aplicando solamente la contingencia H12 entre el bus 3038 y el 3160 (Progreso-Retorno) y **una transferencia de 240 MVA proveniente desde El Salvador para demanda máxima, de 210 MVA para la demanda media y de 300 MVA para la demanda mínima**, tal como se pueden apreciar en los reportes de salida del programa PSS/E, en este sentido se pudo apreciar que bajo este escenario de transferencia con los refuerzos incluidos no se presentó ninguna violación de ninguno de los Criterios de Seguridad, Calidad y Desempeño.

DEMANDA MAXIMA REGIONAL



```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    FRI, JUL 05 2019 14:56
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR              AREA TIE LINE
DEMANDA MAXIMA                                       INTERCHANGE

FROM AREA      3  HONDURAS

TO AREA      1  GUATEMALA
X----- FROM AREA BUS -----X X----- TO AREA BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV    BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV    CKT    MW    MVAR
3190  F-LEC-PAN  230.00*        1710  PAN-230    230.00*  1    -70.5  13.4
TOTAL FROM AREA      3 TO AREA      1
                                           -70.5    13.4

TO AREA      2  EL SALVADOR
X----- FROM AREA BUS -----X X----- TO AREA BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV    BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV    CKT    MW    MVAR
3211  NNC B639   230.00*        29181  F-15SE-NNC  230.00  1   -104.6  14.2
3301  AGC B624   230.00*        29182  F-15SE-AGC  230.00  1    -70.8   0.3
TOTAL FROM AREA      3 TO AREA      2
                                           -175.4   14.5

TO AREA      4  NICARAGUA
X----- FROM AREA BUS -----X X----- TO AREA BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV    BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV    CKT    MW    MVAR
3301  AGC B624   230.00*        4411  FHS-230    230.00  1     4.4  -20.1
3310  PRD B618   230.00*        4407  FNH-230    230.00  1    -7.7   -8.6
TOTAL FROM AREA      3 TO AREA      4
                                           -3.3    -28.7
TOTAL FROM AREA      3  HONDURAS
                                           -249.2   -0.7
    
```



DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS Y SEGURIDAD OPERATIVA

Tegucigalpa, Honduras
Tel: 2257-3852/53 Fax: 2257-3498

Reporte de Sobrecarga

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUL 05 2019 15:00											
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR											
DEMANDA MAXIMA											
OUTPUT FOR AREA 3 [HONDURAS]											
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)											
LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):											
X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X				RATING SET 1		RATING SET 2		RATING SET 3			
BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT LOADING	RATE1 PERCENT	RATE2 PERCENT	RATE3 PERCENT
3030	SUY B515	138.00*	3	3WNDTR SUY T510	WND 1	3	1	54.5	50.0	109.0	55.0 99.1
3030	SUY B515	138.00*	3	3WNDTR SUY T542	WND 1	3	1	54.9	50.0	109.8	55.0 99.8
3074	LLN B213	13.800	3	3075 LLN B419	69.000*	3	1	25.6	25.0	102.4	27.5 93.1
3113	SUY B418	69.000*	3	3WNDTR SUY T510	WND 2	3	1	53.5	50.0	107.0	55.0 97.3
3113	SUY B418	69.000*	3	3WNDTR SUY T542	WND 2	3	1	53.2	50.0	106.5	55.0 96.8
3160	RET 138KV	138.00*	3	3161 RET B256	13.800	3	1	29.9	25.0	119.5	27.5 108.6

Reporte de Voltaje

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUL 05 2019 15:01											
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR											
DEMANDA MAXIMA											
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:											
BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3062	GMC B437	69.000	3	1.0699	73.822	3069	JUT B438	69.000	3	1.1531	79.567
3430	CAT B443	69.000	3	1.1323	78.128	3985	TER JUT T43813.800	3	1.1571	15.968	
3986	TER GMC T42713.800	3	1.0877	15.010							
BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:											
BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
3018	LPT B201	13.800	3	0.9492	13.099	3019	ECH B274	13.800	3	0.9371	12.933
3037	BER B507	138.00	3	0.9495	131.03	3045	BVI B528	138.00	3	0.9479	130.81
3048	CHM B239	13.800	3	0.9371	12.933	3052	CIR B537	138.00	3	0.9454	130.46
3058	DAN B432	69.000	3	0.8802	60.732	3078	LPT B503	138.00	3	0.9493	131.01
3160	RET 138KV	138.00	3	0.9359	129.16	3161	RET B256	13.800	3	0.9451	13.042
3185	NCO B564	138.00	3	0.9383	129.48	3209	ENR B250	13.800	3	0.9430	13.013
3224	MEZAPA	4.2000	3	0.9359	3.931	3276	ALTIA	138.00	3	0.9487	130.92
3314	ODA B430	69.000	3	0.9069	62.579	3315	PVR	69.000	3	0.8887	61.323
3432	CHI B403	69.000	3	0.8688	59.950	3961	TER TON T61013.800	3	0.9221	12.725	
3968	TER CRL T53613.800	3	0.9364	12.923	3971	TER ZAM T43013.800	3	0.9463	13.059		
3983	TER MAS T54513.800	3	0.9315	12.854	3984	TER LPT T52513.800	3	0.9305	12.841		
3988	TER DAN T43313.800	3	0.8636	11.918	3989	TER DAN T43213.800	3	0.8637	11.919		
3992	TER CIR T51813.800	3	0.9138	12.611	3993	TER CHI T46213.800	3	0.8637	11.920		
3994	TER BOR T53213.800	3	0.9331	12.877	3999	TER BER T50513.800	3	0.9435	13.021		

Para el caso de demanda máxima, la contingencia limitante es la H12 lo que produce la sobrecarga de la nueva línea PGR-SPS del refuerzo y también, se reporta baja reserva de potencia reactiva en el sistema.



DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS Y SEGURIDAD OPERATIVA

Tegucigalpa, Honduras
Tel: 2257-3852/53 Fax: 2257-3498

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, JUL 05 2019 15:13
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR                AREA TIE LINE
DEMANDA MEDIA                                          INTERCHANGE

FROM AREA      3      HONDURAS

TO AREA      1      GUATEMALA
X----- FROM AREA BUS -----X      X----- TO AREA BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      CKT      MW      MVAR
3190      F-LEC-PAN      230.00      1710      PAN-230      230.00*      1      -87.0      12.4
TOTAL FROM AREA      3 TO AREA      1      -87.0      12.4

TO AREA      2      EL SALVADOR
X----- FROM AREA BUS -----X      X----- TO AREA BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      CKT      MW      MVAR
3211      NNC B639      230.00*      29181      F-15SE-NNC      230.00      1      -63.9      16.7
3301      AGC B624      230.00*      29182      F-15SE-AGC      230.00      1      -64.0      0.3
TOTAL FROM AREA      3 TO AREA      2      -127.9      17.0

TO AREA      4      NICARAGU
X----- FROM AREA BUS -----X      X----- TO AREA BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      CKT      MW      MVAR
3301      AGC B624      230.00      4411      FHS-230      230.00*      1      -6.3      -12.5
3310      PRD B618      230.00*      4407      FNH-230      230.00      1      5.2      -11.6
TOTAL FROM AREA      3 TO AREA      4      -1.1      -24.1
-----
TOTAL FROM AREA      3      HONDURAS      -216.0      5.3
  
```

Reporte de Sobrecarga

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, JUL 05 2019 15:00
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MAXIMA
                OUTPUT FOR AREA 3 [HONDURAS ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X      RATING SET 1      RATING SET 2      RATING SET 3
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      AREA      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      AREA      CKT      LOADING      RATE1 PERCENT      RATE2 PERCENT      RATE3 PERCENT
3030      SUY B515      138.00*      3      3WNDER SUY T510      WND 1      3      1      54.5      50.0      109.0      50.0      109.0      55.0      99.1
3030      SUY B515      138.00*      3      3WNDER SUY T542      WND 1      3      1      54.9      50.0      109.8      50.0      109.8      55.0      99.8
3074      LLN B213      13.8000      3      3075      LLN B419      69.000*      3      1      25.6      25.0      102.4      25.0      102.4      27.5      93.1
3113      SUY B418      69.000*      3      3WNDER SUY T510      WND 2      3      1      53.5      50.0      107.0      50.0      107.0      55.0      97.3
3113      SUY B418      69.000*      3      3WNDER SUY T542      WND 2      3      1      53.2      50.0      106.5      50.0      106.5      55.0      96.8
3160      RET 138KV      138.00*      3      3161      RET B256      13.800      3      1      29.9      25.0      119.5      25.0      119.5      27.5      108.6
  
```

Reporte de Voltaje

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, JUL 05 2019 15:14
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MEDIA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN THEIR NORMAL HIGH LIMIT:

BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      V(PU)      VLIMIT      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      V(PU)      VLIMIT

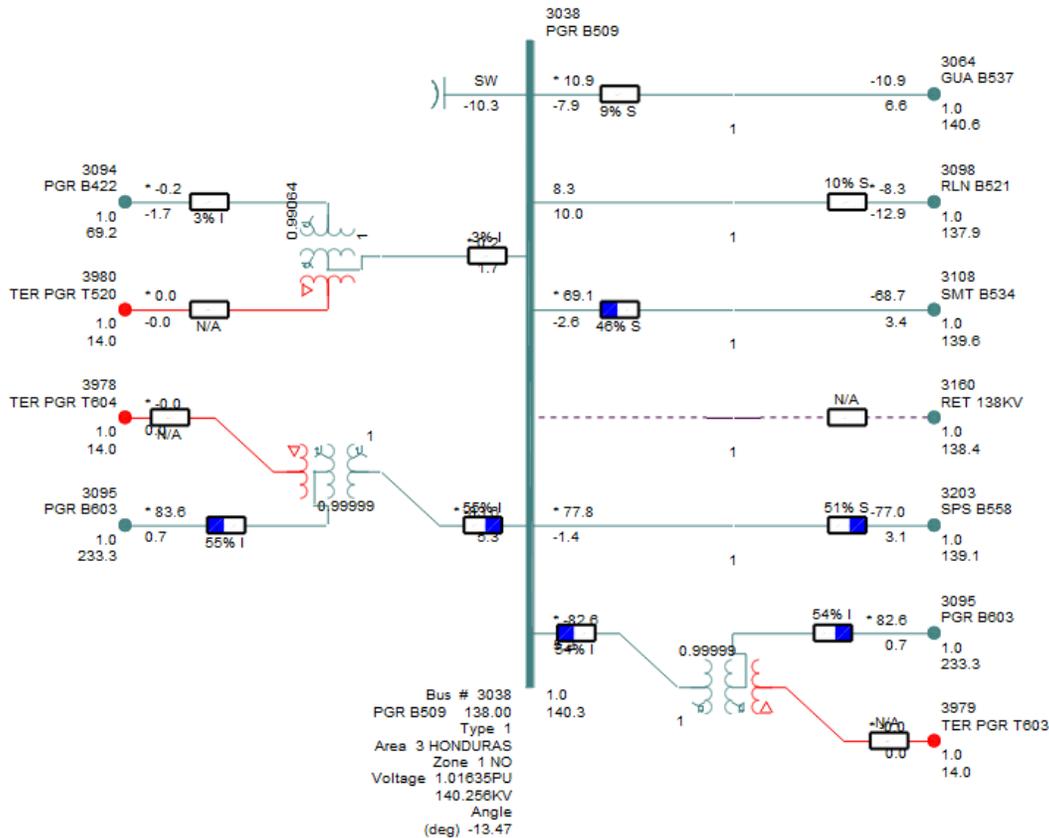
* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN THEIR NORMAL LOW LIMIT:

BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      V(PU)      VLIMIT      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      V(PU)      VLIMIT
3058      DAN B432      69.000      0.8817      0.9000      3315      PVR      69.000      0.8902      0.9000
3432      CHI B403      69.000      0.8704      0.9000      3988      TER DAN T43313.800      0.8652      0.9000
3989      TER DAN T43213.800      0.8653      0.9000      3993      TER CHI T46213.800      0.8653      0.9000
  
```

Para el caso de demanda media, la contingencia limitante es la H12 lo que produce la sobrecarga de la nueva línea PGR-SPS del refuerzo y también, se reporta baja reserva de potencia reactiva en el sistema.

DEMANDA MINIMA REGIONAL



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R) E										FRI, JUL 05 2019 16:04		
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR										AREA TIE LINE		
DEMANDA MINIMA										INTERCHANGE		
FROM AREA 3 HONDURAS												
TO AREA 1 GUATEMALA												
X----- FROM AREA BUS -----X										X----- TO AREA BUS -----X		
BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	CKT	MW	MVAR
3190		F-LEC-PAN		230.00	1710		PAN-230		230.00*	1	-73.9	33.8
TOTAL FROM AREA 3 TO AREA 1											-73.9	33.8
TO AREA 2 EL SALVADOR												
X----- FROM AREA BUS -----X										X----- TO AREA BUS -----X		
BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	CKT	MW	MVAR
3211		NNC B639		230.00*	29181		F-15SE-NNC		230.00	1	-136.5	37.3
3301		AGC B624		230.00*	29182		F-15SE-AGC		230.00	1	-93.1	15.2
TOTAL FROM AREA 3 TO AREA 2											-229.5	52.6
TO AREA 4 NICARAGU												
X----- FROM AREA BUS -----X										X----- TO AREA BUS -----X		
BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	BUS#-SCT	X--	NAME	--X	BASKV	CKT	MW	MVAR
3301		AGC B624		230.00	4411		FHS-230		230.00*	1	4.8	-7.4
3310		PRD B618		230.00*	4407		FNH-230		230.00	1	-6.5	-5.6
TOTAL FROM AREA 3 TO AREA 4											-1.7	-13.0
TOTAL FROM AREA 3 HONDURAS											-305.1	73.4



**DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS
Y SEGURIDAD OPERATIVA**

Tegucigalpa, Honduras
Tel: 2257-3852/53 Fax: 2257-3498

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, JUL 05 2019  16:05
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MINIMA
                OUTPUT FOR AREA 3 [HONDURAS      ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):
X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X          RATING SET 1   RATING SET 2   RATING SET 3
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING  RATE1 PERCENT  RATE2 PERCENT  RATE3 PERCENT
* NONE *

```

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, JUL 05 2019  16:06
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MINIMA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN THEIR NORMAL HIGH LIMIT:

  BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV  V(PU) VLIMIT          BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV  V(PU) VLIMIT
* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN THEIR NORMAL LOW LIMIT:

  BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV  V(PU) VLIMIT          BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV  V(PU) VLIMIT
* NONE *

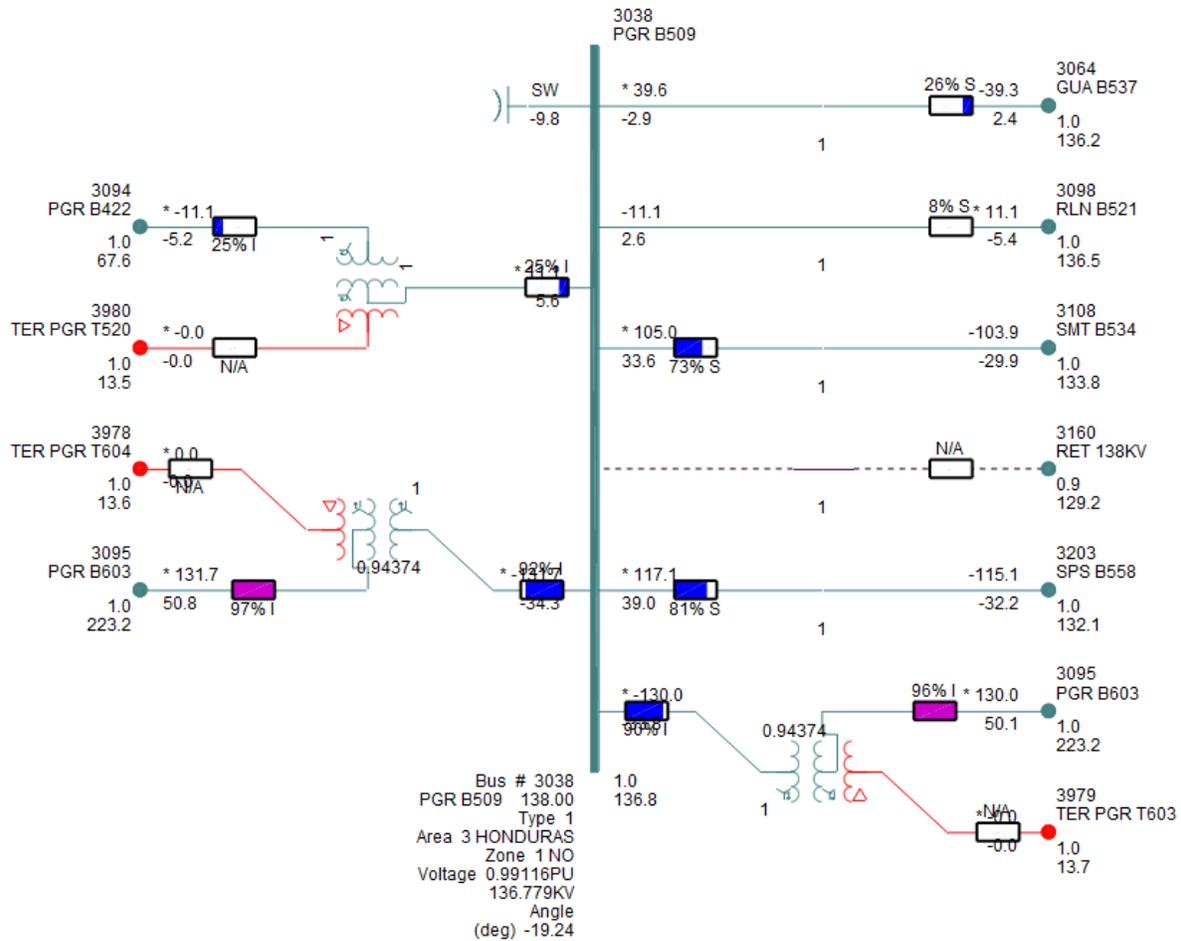
```

Como se puede observar, para el caso de la Demanda Mínima no se presentan violaciones de voltaje ni sobrecargas en el sistema.

CASO III: Importación desde Guatemala

A continuación, se muestra una captura de la simulación aplicando solamente la contingencia H12 entre el bus 3038 y el 3160 (Progreso-Retorno) y **una transferencia de 240 MVA proveniente desde Guatemala para demanda máxima, de 210 MVA para la demanda media y de 300 MVA para demanda mínima**, tal como se pueden apreciar en los reportes de salida del programa PSS/E, en este sentido se pudo apreciar que bajo este escenario de transferencia con los refuerzos incluidos no se presentó ninguna violación de ninguno de los Criterios de Seguridad, Calidad y Desempeño.

DEMANDA MAXIMA REGIONAL



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUL 05 2019 14:56
 BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR AREA TIE LINE
 DEMANDA MAXIMA INTERCHANGE

FROM AREA	3	HONDURAS	TO AREA	1	GUATEMALA	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	CKT	MW	MVAR		
X----- FROM AREA BUS -----X X----- TO AREA BUS -----X																
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV CKT MW MVAR																
3190 F-LEC-PAN 230.00 1710 PAN-230 230.00* 1 -70.5 13.4																
TOTAL FROM AREA 3 TO AREA 1 -70.5 13.4																
TO AREA 2 EL SALVADOR																
X----- FROM AREA BUS -----X X----- TO AREA BUS -----X																
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV CKT MW MVAR																
3211 NNC B639 230.00* 29181 F-15SE-NNC 230.00 1 -104.6 14.2																
3301 AGC B624 230.00* 29182 F-15SE-AGC 230.00 1 -70.8 0.3																
TOTAL FROM AREA 3 TO AREA 2 -175.4 14.5																
TO AREA 4 NICARAGU																
X----- FROM AREA BUS -----X X----- TO AREA BUS -----X																
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV CKT MW MVAR																
3301 AGC B624 230.00* 4411 FHS-230 230.00 1 4.4 -20.1																
3310 PRD B618 230.00* 4407 FNH-230 230.00 1 -7.7 -8.6																
TOTAL FROM AREA 3 TO AREA 4 -3.3 -28.7																
TOTAL FROM AREA 3 HONDURAS -249.2 -0.7																



DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS Y SEGURIDAD OPERATIVA

Tegucigalpa, Honduras
Tel: 2257-3852/53 Fax: 2257-3498

Reporte de Sobrecarga

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, JUL 05 2019  15:00
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MAXIMA
      OUTPUT FOR AREA 3 [HONDURAS  ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):
X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING  RATING SET 1  RATING SET 2  RATING SET 3
3030  SUY B515  138.00*  3 3WNDTR SUY T510  WND 1  3  1  54.5  50.0  109.0  50.0  109.0  55.0  99.1
3030  SUY B515  138.00*  3 3WNDTR SUY T542  WND 1  3  1  54.9  50.0  109.8  50.0  109.8  55.0  99.8
3074  LLN B213  13.800  3  3075  LLN B419  69.000*  3  1  25.6  25.0  102.4  25.0  102.4  27.5  93.1
3113  SUY B418  69.000*  3 3WNDTR SUY T510  WND 2  3  1  53.5  50.0  107.0  50.0  107.0  55.0  97.3
3113  SUY B418  69.000*  3 3WNDTR SUY T542  WND 2  3  1  53.2  50.0  106.5  50.0  106.5  55.0  96.8
3160  RET 138KV 138.00*  3  3161  RET B256  13.800  3  1  29.9  25.0  119.5  25.0  119.5  27.5  108.6
  
```

Reporte de Voltaje

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, JUL 05 2019  15:01
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MAXIMA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

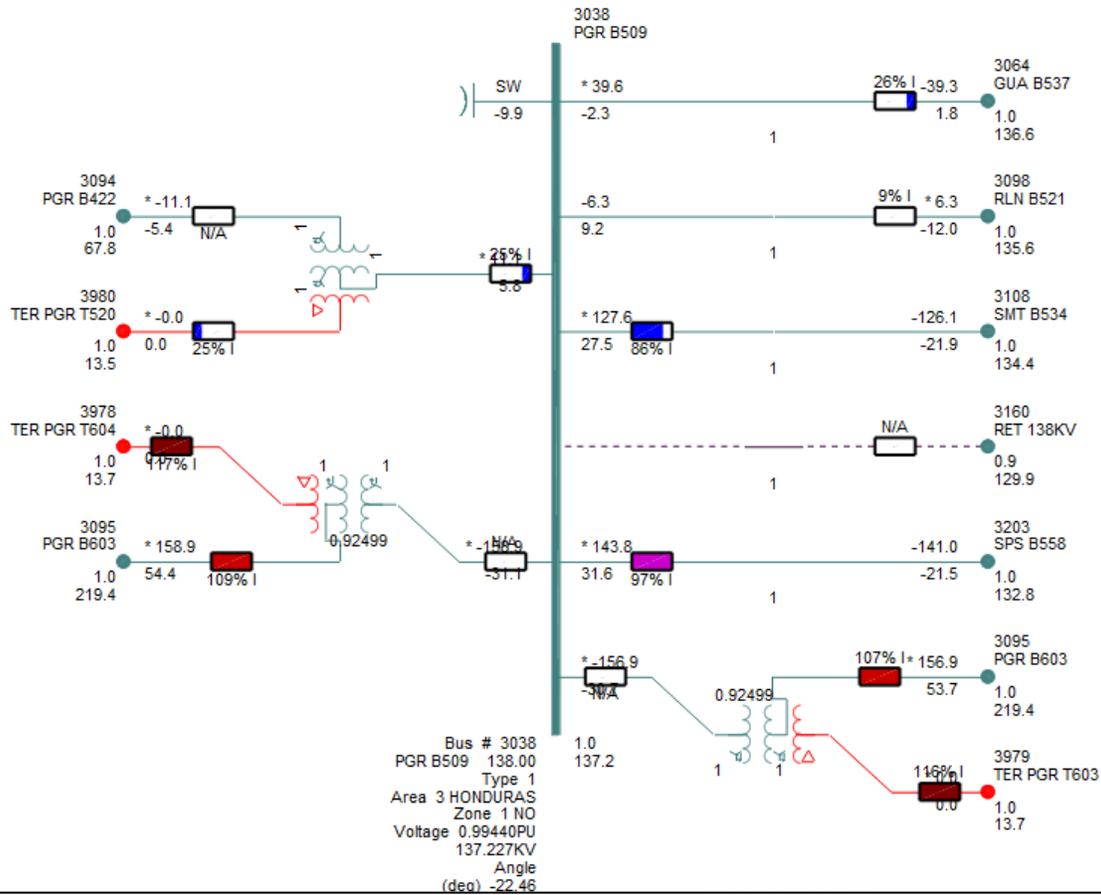
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V (PU)  V (KV)  BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V (PU)  V (KV)
3062  GMC B437  69.000  3  1.0699  73.822  3069  JUT B438  69.000  3  1.1531  79.567
3430  CAT B443  69.000  3  1.1323  78.128  3985  TER JUT T43813.800  3  1.1571  15.968
3986  TER GMC T42713.800  3  1.0877  15.010

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V (PU)  V (KV)  BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V (PU)  V (KV)
3018  LPT B201  13.800  3  0.9492  13.099  3019  ECH B274  13.800  3  0.9371  12.933
3037  BER B507  138.00  3  0.9495  131.03  3045  BVI B528  138.00  3  0.9479  130.81
3048  CHM B239  13.800  3  0.9371  12.933  3052  CIR B537  138.00  3  0.9454  130.46
3058  DAN B432  69.000  3  0.8802  60.732  3078  LPT B503  138.00  3  0.9493  131.01
3160  RET 138KV 138.00  3  0.9359  129.16  3161  RET B256  13.800  3  0.9451  13.042
3185  NCO B564  138.00  3  0.9383  129.48  3209  ENR B250  13.800  3  0.9430  13.013
3224  MEZAPA  4.2000  3  0.9359  3.931  3276  ALTIA  138.00  3  0.9487  130.92
3314  ODA B430  69.000  3  0.9069  62.579  3315  PVR  69.000  3  0.8887  61.323
3432  CHI B403  69.000  3  0.8688  59.950  3961  TER TON T61013.800  3  0.9221  12.725
3968  TER CRL T53613.800  3  0.9364  12.923  3971  TER ZAM T43013.800  3  0.9463  13.059
3983  TER MAS T54513.800  3  0.9315  12.854  3984  TER LPT T52513.800  3  0.9305  12.841
3988  TER DAN T43313.800  3  0.8636  11.918  3989  TER DAN T43213.800  3  0.8637  11.919
3992  TER CIR T51813.800  3  0.9138  12.611  3993  TER CHI T46213.800  3  0.8637  11.920
3994  TER BOR T53213.800  3  0.9331  12.877  3999  TER BER T50513.800  3  0.9435  13.021
  
```

Para el caso de demanda máxima, la contingencia limitante es la H12 lo que produce la sobrecarga de la nueva línea PGR-SPS del refuerzo y también, se reporta baja reserva de potencia reactiva en el sistema.

DEMANDA MEDIA REGIONAL



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, JUL 05 2019 15:13
 BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR AREA TIE LINE
 DEMANDA MEDIA INTERCHANGE

FROM AREA	3	HONDURAS	TO AREA	1	GUATEMALA	CT	MW	MVAR
X-----	FROM AREA BUS	-----X	X-----	TO AREA BUS	-----X			
BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	CKT	MW	MVAR
3190	F-LEC-PAN	230.00	1710	PAN-230	230.00*	1	-87.0	12.4
TOTAL FROM AREA	3	TO AREA	1					-87.0 12.4
TO AREA	2	EL SALVADOR	X-----	FROM AREA BUS	-----X			
X-----	FROM AREA BUS	-----X	X-----	TO AREA BUS	-----X			
BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	CKT	MW	MVAR
3211	NNC B639	230.00*	29181	F-15SE-NNC	230.00	1	-63.9	16.7
3301	AGC B624	230.00*	29182	F-15SE-AGC	230.00	1	-64.0	0.3
TOTAL FROM AREA	3	TO AREA	2					-127.9 17.0
TO AREA	4	NICARAGUA	X-----	FROM AREA BUS	-----X			
X-----	FROM AREA BUS	-----X	X-----	TO AREA BUS	-----X			
BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	BUS#-SCT	X-- NAME	--X BASKV	CKT	MW	MVAR
3301	AGC B624	230.00	4411	FHS-230	230.00*	1	-6.3	-12.5
3310	PRD B618	230.00*	4407	FNH-230	230.00	1	5.2	-11.6
TOTAL FROM AREA	3	TO AREA	4					-1.1 -24.1
TOTAL FROM AREA	3	HONDURAS						-216.0 5.3



**DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS
Y SEGURIDAD OPERATIVA**

Tegucigalpa, Honduras
Tel: 2257-3852/53 Fax: 2257-3498

Reporte de Sobrecarga

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, JUL 05 2019  15:00
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MAXIMA

                OUTPUT FOR AREA 3 [HONDURAS      ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

```

X-----	FROM BUS	-----X X-----	TO BUS	-----X				RATING SET 1	RATING SET 2	RATING SET 3
BUS#-SCT X--	NAME	--X BASKV AREA	BUS#-SCT X--	NAME	--X BASKV AREA	CKT	LOADING	RATE1 PERCENT	RATE2 PERCENT	RATE3 PERCENT
3030	SUY B515	138.00*	3 3WNTDR SUY T510	WND 1	3 1		54.5	50.0 109.0	50.0 109.0	55.0 99.1
3030	SUY B515	138.00*	3 3WNTDR SUY T542	WND 1	3 1		54.9	50.0 109.8	50.0 109.8	55.0 99.8
3074	LLN B213	13.800	3 3075 LLN B419	69.000*	3 1		25.6	25.0 102.4	25.0 102.4	27.5 93.1
3113	SUY B418	69.000*	3 3WNTDR SUY T510	WND 2	3 1		53.5	50.0 107.0	50.0 107.0	55.0 97.3
3113	SUY B418	69.000*	3 3WNTDR SUY T542	WND 2	3 1		53.2	50.0 106.5	50.0 106.5	55.0 96.8
3160	RET 138KV	138.00*	3 3161 RET B256	13.800	3 1		29.9	25.0 119.5	25.0 119.5	27.5 108.6

Reporte de Voltaje

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, JUL 05 2019  15:14
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MEDIA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN THEIR NORMAL HIGH LIMIT:

    BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV  V(PU) VLIMIT      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV  V(PU) VLIMIT

```

* NONE *

```

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN THEIR NORMAL LOW LIMIT:

    BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV  V(PU) VLIMIT      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV  V(PU) VLIMIT
3058      DAN B432      69.000 0.8817 0.9000      3315      PVR                69.000 0.8902 0.9000
3432      CHI B403      69.000 0.8704 0.9000      3988      TER DAN T43313.800 0.8652 0.9000
3989      TER DAN T43213.800 0.8653 0.9000      3993      TER CHI T46213.800 0.8653 0.9000

```

Para el caso de demanda media, la contingencia limitante es la H12 lo que produce la sobrecarga de la nueva línea PGR-SPS del refuerzo y también, se reporta baja reserva de potencia reactiva en el sistema.



**DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS
Y SEGURIDAD OPERATIVA**

Tegucigalpa, Honduras
Tel: 2257-3852/53 Fax: 2257-3498

DEMANDA MINIMA REGIONAL

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    FRI, JUL 05 2019 16:04
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR            AREA TIE LINE
DEMANDA MINIMA                                     INTERCHANGE

FROM AREA      3    HONDURAS

TO AREA        1    GUATEMALA
X----- FROM AREA BUS -----X   X----- TO AREA BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV  CKT    MW    MVAR
3190  F-LEC-PAN    230.00        1710  PAN-230    230.00*  1    -73.9  33.8
TOTAL FROM AREA      3 TO AREA    1                                -73.9   33.8

TO AREA        2    EL SALVADOR
X----- FROM AREA BUS -----X   X----- TO AREA BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV  CKT    MW    MVAR
3211  NNC B639    230.00*        29181 F-15SE-NNC  230.00  1    -136.5  37.3
3301  AGC B624    230.00*        29182 F-15SE-AGC  230.00  1    -93.1   15.2
TOTAL FROM AREA      3 TO AREA    2                                -229.5  52.6

TO AREA        4    NICARAGU
X----- FROM AREA BUS -----X   X----- TO AREA BUS -----X
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV  CKT    MW    MVAR
3301  AGC B624    230.00        4411  FHS-230    230.00*  1     4.8   -7.4
3310  PRD B618    230.00*        4407  FNH-230    230.00  1    -6.5   -5.6
TOTAL FROM AREA      3 TO AREA    4                                -1.7   -13.0
-----
TOTAL FROM AREA      3    HONDURAS                                -305.1  73.4
  
```

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    FRI, JUL 05 2019 16:05
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MINIMA
                OUTPUT FOR AREA 3 [HONDURAS ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):
X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X          RATING SET 1  RATING SET 2  RATING SET 3
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING  RATE1 PERCENT  RATE2 PERCENT  RATE3 PERCENT
* NONE *
  
```

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    FRI, JUL 05 2019 16:06
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MINIMA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN THEIR NORMAL HIGH LIMIT:

BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV  V(PU) VLIMIT      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV  V(PU) VLIMIT
* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN THEIR NORMAL LOW LIMIT:

BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV  V(PU) VLIMIT      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV  V(PU) VLIMIT
* NONE *
  
```

Como se puede observar, para el caso de la Demanda Mínima no se presentan violaciones de voltaje ni sobrecargas en el sistema.

Curvas Q-V de Análisis de Estabilidad

DEMANDA MÁXIMA

CURVAS Q-V 3037 Bermejo 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	184.83	0.0244663	0.73398897	126.89	0.02434949	0.7304846
0.02	1	101.45	0.02640264	0.79207921	43.11	0.02578316	0.77349491
0.02	0.98	25.7	0.03247722	0.97431649	-34.46	0.03035936	0.91078067
0.02	0.96	-34.65	0.03181442	0.95443248	-99.02	0.02973978	0.89219331

CURVAS Q-V 3058 Danlí 69kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	17.84	0.82591093	4.12955466	10.02	0.92727273	4.63636364
0.02	1	15.37	0.85106383	4.25531915	7.82	0.9569378	4.784689
0.02	0.98	13.02	0.87892377	4.39461883	5.73	0.98989899	4.94949495
0.02	0.96	10.79	0.86098655	4.30493274	3.75	0.96969697	4.84848485

CURVAS Q-V 3078 La Puerta 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	159.9	0.03031204	0.90936107	109.46	0.02978972	0.89369159
0.02	1	92.6	0.03148119	0.9444357	40.98	0.03073141	0.92194222
0.02	0.98	29.07	0.03766334	1.12990008	-24.1	0.03487544	1.04626335
0.02	0.96	-22.97	0.0368947	1.10684089	-80.3	0.0341637	1.02491103

CURVAS Q-V 3123 Villanueva 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	131.95	0.03651987	1.09559613	91.98	0.03626667	1.088
0.02	1	76.09	0.04055972	1.21679173	35.73	0.03937008	1.18110236
0.02	0.98	26.78	0.04613936	1.38418079	-15.07	0.04318132	1.29543952
0.02	0.96	-15.7	0.04519774	1.3559322	-60.46	0.04230007	1.26900198

CURVAS Q-V 3123 Villanueva 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	52.25	0.03262956	0.97888676	32.62	0.02772116	0.83163473
0.02	1	-10.27	0.03863988	1.15919629	-40.97	0.03108003	0.93240093
0.02	0.98	-62.03	0.04197002	1.25910064	-105.32	0.03777221	1.13316631
0.02	0.96	-108.73	0.04111349	1.23340471	-157.21	0.03700135	1.11004047

CURVAS Q-V 3060 Comayagua 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	48.45	0.22491731	2.2491731	33.08	0.11460674	1.14606742
0.02	1	39.38	0.07680492	0.76804916	15.28	0.1175779	1.17577895
0.02	0.98	13.34	0.1247613	1.24761299	-1.73	0.1276873	1.27687296
0.02	0.96	-2.37	0.12221515	1.2221515	-17.08	0.12508143	1.25081433

CURVAS Q-V 3082 Masca 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	40.9	0.06463878	1.9391635	17.68	0.06470029	1.94100856
0.02	1	9.34	0.07722008	2.31660232	-13.85	0.07212405	2.1637216
0.02	0.98	-16.56	0.08668731	2.6006192	-41.58	0.08277027	2.48310811
0.02	0.96	-39.17	0.08491818	2.54754533	-65.26	0.08108108	2.43243243

CURVAS Q-V 3128 Zamorano 69kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	16.59	0.47775176	2.38875878	7.03	0.5177665	2.58883249
0.02	1	12.32	0.50251256	2.51256281	3.09	0.54495913	2.72479564
0.02	0.98	8.34	0.52546917	2.62734584	-0.58	0.57478006	2.87390029
0.02	0.96	4.61	0.51474531	2.57372654	-3.99	0.56304985	2.81524927

CURVAS Q-V 3052 Circunvalación 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	169.13	0.02760114	0.8280341	116.17	0.02761982	0.82859464
0.02	1	95.22	0.0297752	0.89325592	42.31	0.02920561	0.87616822
0.02	0.98	28.05	0.03502502	1.05075054	-26.17	0.0325852	0.97755611
0.02	0.96	-27.91	0.03431022	1.02930665	-86.32	0.0319202	0.95760599

CURVAS Q-V 3067 Isletas 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	29.7	0.22030238	2.20302376	23.83	0.22566372	2.25663717
0.02	1	20.44	0.18957346	1.8957346	14.79	0.19323671	1.93236715
0.02	0.98	9.89	0.19159335	1.91593353	4.44	0.19541376	1.95413759
0.02	0.96	-0.34	-0.18768328	-1.87683284	-5.59	0.19142572	1.91425723

CURVAS Q-V 3108 Santa Marta 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	96.16	0.0354536	1.06360792	58.06	0.03475298	1.04258944
0.02	1	38.62	0.03879728	1.16391853	-0.64	0.03760812	1.1282437
0.02	0.98	-12.93	0.04595545	1.37866354	-53.82	0.04087591	1.22627737
0.02	0.96	-55.58	-0.04501758	-1.35052755	-101.77	0.04004171	1.2012513

DEMANDA MEDIA

CURVAS Q-V 3037 Bermejo 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	186.46	0.02668062	0.80041852	125.67	0.02628189	0.78845658
0.02	1	110	0.02914602	0.87438065	48.05	0.02866151	0.85984523
0.02	0.98	41.38	0.03281433	0.98442993	-21.73	0.0316129	0.9483871
0.02	0.96	-18.35	-0.03214465	-0.96433953	-83.73	0.03096774	0.92903226

CURVAS Q-V 3037 Bermejo 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	16.93	0.83265306	4.16326531	9.06	0.93577982	4.67889908
0.02	1	14.48	0.8583691	4.29184549	6.88	0.97087379	4.85436893
0.02	0.98	12.15	0.88687783	4.43438914	4.82	1.00512821	5.02564103
0.02	0.96	9.94	-0.86877828	-4.3438914	2.87	0.98461538	4.92307692

CURVAS Q-V 3078 La Puerta 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	159.14	0.03434343	1.03030303	107.11	0.03323017	0.99690503
0.02	1	99.74	0.03669052	1.10071547	45.72	0.03570154	1.07104605
0.02	0.98	45.23	0.03937324	1.18119727	-10.3	0.03807304	1.14219114
0.02	0.96	-4.55	-0.03856971	-1.1570912	-61.78	0.03729604	1.11888112

CURVAS Q-V 3123 Villanueva 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	135.83	0.03823805	1.14714152	91.77	0.03802423	1.14072693
0.02	1	82.48	0.04231909	1.26957258	38.12	0.04132231	1.23966942
0.02	0.98	35.22	0.0471948	1.41584397	-10.28	0.04529697	1.35890917
0.02	0.96	-6.31	-0.04623164	-1.38694919	-53.55	0.04437254	1.33117633

CURVAS Q-V 3038 Progreso 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	47.55	0.03462322	1.03869654	25.29	0.02988573	0.89657193
0.02	1	-11.37	0.04042037	1.21261116	-42.97	0.03348962	1.00468855
0.02	0.98	-60.85	0.04352654	1.30579614	-102.69	0.03904382	1.17131474
0.02	0.96	-105.88	-0.04263824	-1.27914724	-152.89	0.03824701	1.14741036

CURVAS Q-V 3060 Comayagua 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	51.16	0.11327041	1.13270405	35.45	0.11441391	3.43241727
0.02	1	33.15	0.11614402	1.16144019	17.62	0.1170275	3.51082504
0.02	0.98	15.93	0.12818836	1.28188358	0.53	0.12702528	3.81075826
0.02	0.96	0.64	-0.12557227	-1.25572269	-14.9	0.12443292	3.73298769

CURVAS Q-V 3082 Masca 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	47.61	0.06576402	1.9729207	22	0.06597671	1.97930142
0.02	1	16.59	0.07440476	2.23214286	-8.92	0.06975933	2.09277991
0.02	0.98	-10.29	0.08626761	2.58802817	-37.59	0.08484848	2.54545455
0.02	0.96	-33.01	-0.08450704	-2.53521127	-60.69	0.08311688	2.49350649

CURVAS Q-V 3128 Zamorano 69kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	15.04	0.48341232	2.41706161	5.41	0.5257732	2.62886598
0.02	1	10.82	0.50761421	2.53807107	1.53	0.55248619	2.76243094
0.02	0.98	6.88	0.5369863	2.68493151	-2.09	0.58333333	2.91666667
0.02	0.96	3.23	-0.5260274	-2.63013699	-5.45	0.57142857	2.85714286

CURVAS Q-V 3052 Circunvalación 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	169.81	0.03002208	0.90066225	114.18	0.02957379	0.88721369
0.02	1	101.86	0.03240441	0.97213221	45.2	0.03207184	0.96215523
0.02	0.98	40.14	0.03568178	1.0704533	-17.16	0.03450704	1.03521127
0.02	0.96	-14.79	-0.03495358	-1.04860732	-73.96	-0.02595998	-0.77879935

CURVAS Q-V 3067 Isletas 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	29.69	0.22077922	2.20779221	23.76	0.22591362	1.12956811
0.02	1	20.45	0.18957346	1.8957346	14.73	0.1934236	0.96711799
0.02	0.98	9.9	0.19178082	1.91780822	4.39	0.19541376	0.97706879
0.02	0.96	-0.32	-0.18786693	-1.87866928	-5.64	0.19142572	0.95712861

CURVAS Q-V 3108 Santa Marta 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	98.02	0.0377568	1.13270405	56.36	0.03701016	1.11030479
0.02	1	43.99	0.04047764	1.21432908	1.24	0.04012036	1.20361083
0.02	0.98	-5.42	0.0464235	1.39270488	-48.61	0.04277608	1.28328241
0.02	0.96	-47.64	-0.04547608	-1.36428233	-94.43	0.0419031	1.25709297

DEMANDA MÍNIMA

CURVAS Q-V 3037 Bermejo 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	82.22	0.02960813	0.88824383	26.18	0.02727273	0.81818182
0.02	1	13.32	0.03068897	0.92066902	-48.62	0.03319502	0.99585062
0.02	0.98	-51.85	0.03360192	1.0080576	-108.87	0.03327109	0.99813274
0.02	0.96	-110.18	-0.03291617	-0.987485	-167.78	0.03259209	0.97776269

CURVAS Q-V 3058 Danlí 69kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	7.34	0.77862595	3.89312977	4.92	0.8	4
0.02	1	4.72	0.8	4	2.37	0.82304527	4.11522634
0.02	0.98	2.22	0.82008368	4.10041841	-0.06	0.84482759	4.22413793
0.02	0.96	-0.17	-0.80334728	-4.0167364	-2.38	0.82758621	4.13793103

CURVAS Q-V 3078 La Puerta 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	70.18	0.03662478	1.09874327	22.08	0.03632479	1.08974359
0.02	1	14.48	0.03744617	1.12338513	-34.08	0.03695492	1.10864745
0.02	0.98	-38.93	0.04089297	1.22678907	-88.2	0.03957997	1.18739903
0.02	0.96	-86.86	-0.04005842	-1.20175256	-137.72	0.03877221	1.1631664

CURVAS Q-V 3123 Villanueva 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	66.19	0.04035608	1.21068249	26.16	0.04031621	1.20948617
0.02	1	15.64	0.04151962	1.24558854	-24.44	0.0413736	1.24120811
0.02	0.98	-32.53	0.0447693	1.34307903	-72.78	0.04294479	1.28834356
0.02	0.96	-76.31	-0.04385564	-1.31566926	-118.42	0.04206836	1.26205083

CURVAS Q-V 3038 Progreso 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	42.52	0.03187998	0.95639944	4.18	0.02950108	0.88503254
0.02	1	-21.47	0.03338898	1.00166945	-64.97	0.03026176	0.90785293
0.02	0.98	-81.37	0.03958796	1.18763886	-131.06	0.03513804	1.05414127
0.02	0.96	-130.88	-0.03878004	-1.16340133	-186.84	0.03442094	1.03262818

CURVAS Q-V 3060 Comayagua 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	49	0.10608424	1.06084243	35.47	0.10822281	1.08222812
0.02	1	29.77	0.10834236	1.08342362	16.62	0.11104942	1.11049417
0.02	0.98	11.31	0.11168091	1.11680912	-1.39	0.11362319	1.13623188
0.02	0.96	-6.24	-0.10940171	-1.09401709	-18.64	0.11130435	1.11304348

CURVAS Q-V 3082 Masca 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	23.17	0.07249467	1.44989339	-0.41	0.07372606	1.47452114
0.02	1	-4.97	0.07590133	1.51802657	-28.08	0.07757952	1.55159038
0.02	0.98	-31.32	0.07925596	1.58511929	-53.86	0.07925596	1.58511929
0.02	0.96	-56.05	-0.0776385	-1.55276992	-78.59	0.0776385	1.55276992

CURVAS Q-V 3128 Zamorano 69kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	6.74	0.41129032	4.11290323	2.24	0.42323651	4.23236515
0.02	1	1.78	0.42105263	4.21052632	-2.58	0.43478261	4.34782609
0.02	0.98	-2.97	0.43362832	4.33628319	-7.18	0.44748858	4.47488584
0.02	0.96	-7.49	-0.42477876	-4.24778761	-11.56	0.43835616	4.38356164

CURVAS Q-V 3052 Circunvalación 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	75.94	0.03231427	0.96942816	23.35	0.03264522	0.9793567
0.02	1	12.81	0.03332778	0.99983336	-39.14	0.033173	0.99518992
0.02	0.98	-47.2	0.03633667	1.09010011	-99.43	0.03605592	1.0816777
0.02	0.96	-101.14	-0.03559511	-1.06785317	-153.79	0.03532009	1.05960265

CURVAS Q-V 3067 Isletas 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	5.32	0.2738255	2.73825503	-1.07	0.28021978	2.8021978
0.02	1	-2.13	0.22396417	2.23964166	-8.35	0.22573363	2.25733634
0.02	0.98	-11.06	0.22632794	2.26327945	-17.21	0.23222749	2.32227488
0.02	0.96	-19.72	-0.22170901	-2.21709007	-25.65	0.22748815	2.27488152

CURVAS Q-V 3108 Santa Marta 138kV							
		SIN REFUERZO			CON REFUERZO		
PASO	VOLTAJE (PU)	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30	REACTIVO	DELTA	BLOQUE30
0.02	1.02	51.82	0.03778477	1.13354325	10	0.03864368	1.15931048
0.02	1	-2.17	0.0390625	1.171875	-42.79	0.03594536	1.07836089
0.02	0.98	-53.37	0.04207815	1.26234435	-98.43	0.04637956	1.39138665
0.02	0.96	-99.95	-0.04121941	-1.23658222	-140.69	0.04543303	1.36299101

CUADRO RESUMEN DE MÁXIMAS TRANSFERENCIAS CON LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS REFUERZOS

Honduras-Importación SUR-NORTE			
	Máxima	Media	Mínima
Limite (MW)	300	160	220
Contingencia Limitante			108
Elemento			4407 FNH-230 - 3310 PRD-B618
Violación	Sin contingencia limitante	Deficit de potencia reactiva	0.97%
Honduras Importación desde El Salvador			
	Máxima	Media	Mínima
Limite (MW)	240	210	300
Contingencia Limitante		H12	
Elemento		Linea PGR 3038 - SPS 3203	
Violación	Deficit de potencia reactiva	0.97%	Sin contingencia limitante
Honduras Importación desde Guatemala			
	Máxima	Media	Mínima
Limite (MW)	240	210	300
Contingencia Limitante		H12	
Elemento		Linea PGR 3038 - SPS 3203	
Violación	Deficit de potencia reactiva	0.97%	Sin contingencia limitante

Recomendación

Después de los análisis realizados para este estudio, se observa la presencia de violaciones de voltaje en las subestaciones de Danlí, El Porvenir y Chichicaste, Por lo que recomendamos aumentar el banco de capacitores a ser instalado en la subestación de Danlí, de 5 MVAR a 10 MVAR para mitigar estas violaciones.



DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS Y SEGURIDAD OPERATIVA

*Tegucigalpa, Honduras
Tel: 2257-3852/53 Fax: 2257-3498*

Conclusión

Dado los resultados obtenidos del estudio, podemos concluir que los refuerzos de la incorporación de una nueva línea de transmisión en 138 kV ubicada entre las subestaciones de Progreso y San Pedro Sula Sur y la incorporación de compensación reactiva para las subestaciones con violaciones de voltaje, aumentan a un margen muy amplio los niveles de máxima transferencia a nivel regional, de tal forma que conllevarían mejoras no solo a los Criterios de Seguridad, Calidad y Desempeño, sino que también a mejorar las condiciones de costos económicos para la compra y venta de energía. Así mismo, aumentar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional ante contingencias.

3 Estudios eléctricos anillo ERA-EPZ-LPZ



ASOCIACIÓN OPERADOR DEL SISTEMA

ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA LA VALIDACIÓN POR LA IMPLEMENTACIÓN DE REFUERZOS A CORTO PLAZO EN LA TRANSMISIÓN

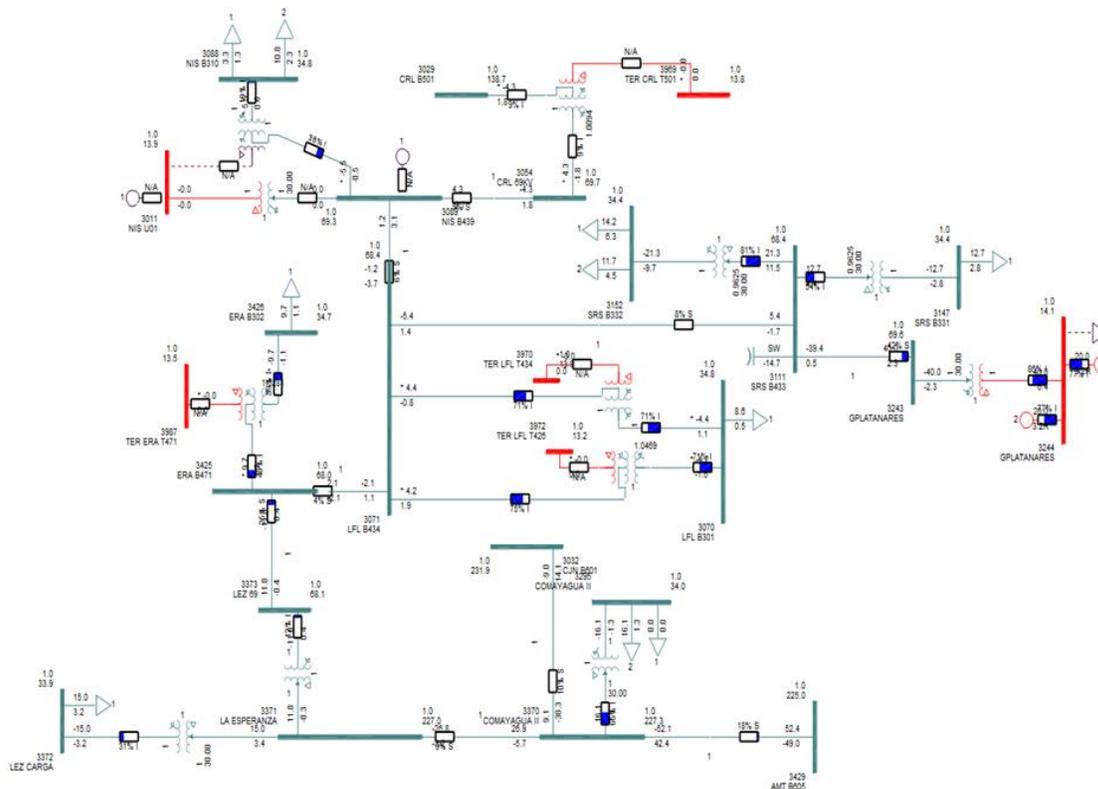
(Anillo ERA-EPZ-LPZ)

Análisis Eléctrico por la Implementación de Refuerzos

El Departamento de Estudios Eléctricos ha realizado un análisis en estado estable y contingencia del refuerzo que consiste en la partición de la actual línea L608 (Cajón-Amarateca) y la construcción de una subestación de maniobra y carga denominada Comayagua II a 36 km de la subestación de Amarateca, con el propósito de incorporar una línea de transmisión en 230 kV de 52 km, instalada en circuito sencillo con doble conductor FLICKER 477 con una capacidad de transporte de 228 MVA, para conectar a la nueva subestación denominada La Esperanza, la cual deberá de contar con un transformador de tres devanados multipropósito de 230/69/34.5 kV y una capacidad de 100/100/33.3 MVA y una conexión angular de D1yn0yn0, con el objetivo de poder servir energía tanto a la demanda de la zona, como poder transmitir potencia a la actual subestación de Erandique con la construcción de una línea de 32 km en 69 kV, en circuito sencillo y un conductor PARTRIDGE 266.8MCM, con una capacidad de 47.9 MVA.

Para este estudio se consideró la demanda proyectada para el año 2024, en el escenario de demanda máxima diurna y se han analizado los siguientes casos:

CASO I: Refuerzo sin contingencia (Caso Base)



Reporte de voltaje en zona de influencia de los refuerzos

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    FRI, JUL 12 2019    8:50

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

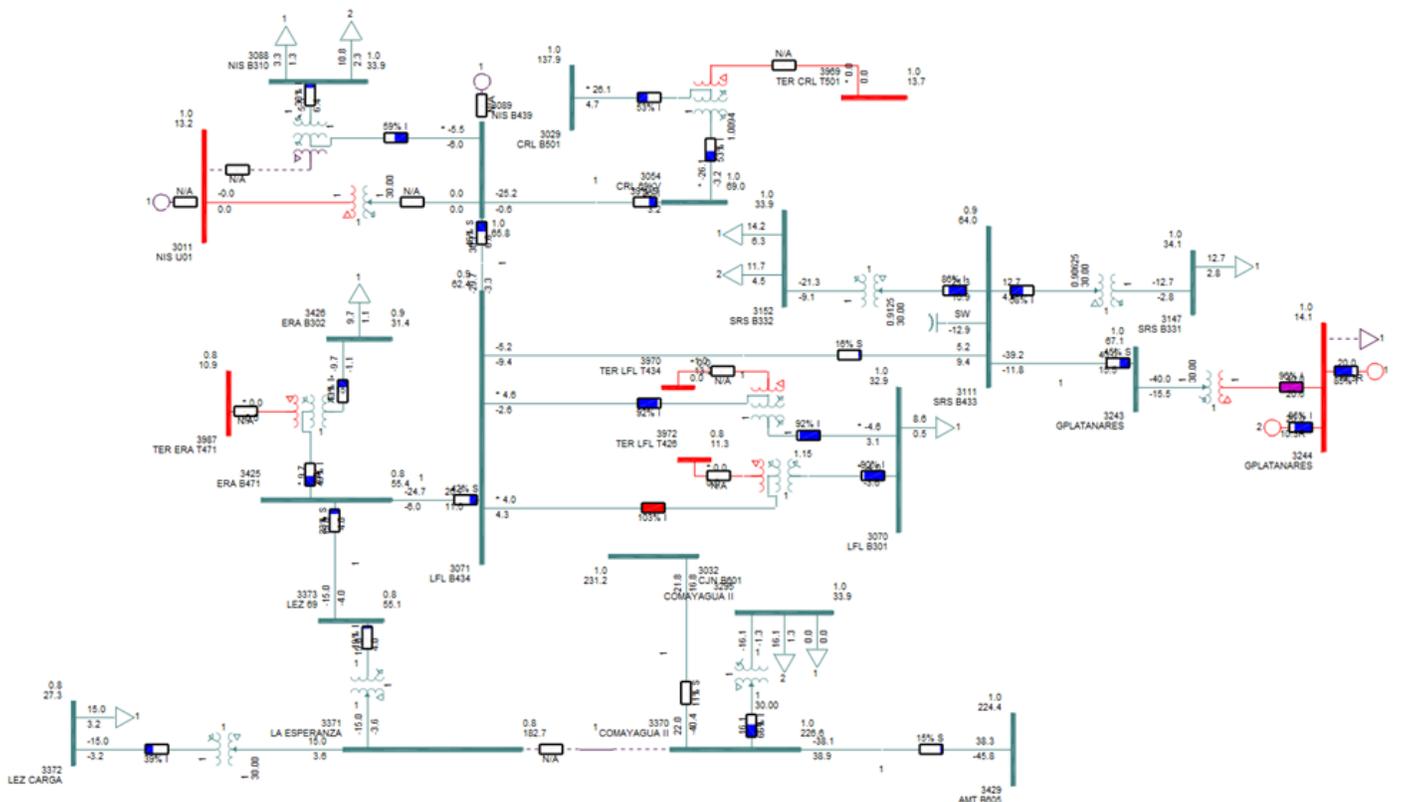
BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)    BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)    BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
* NONE *
    
```

Tal como se puede apreciar, en el escenario de estado estable, no se presenta ninguna violación de sobrecarga o niveles de voltaje en la zona.

CASO II: Contingencia Línea Comayagua II – La Esperanza



Reporte de voltaje bajo contingencia en zona de influencia de los refuerzos

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E   FRI, JUL 12 2019   8:52

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

  BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
                                     * NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

  BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
  3071   LFL B434   69.000   3 0.9043  62.399    3111   SRS B433   69.000   3 0.9269  63.954
  3371   LA ESPERANZA230.00   3 0.7945  182.73    3373   LEZ 69     69.000   3 0.7992  55.145
  3425   ERA B471   69.000   3 0.8032  55.419
  
```

Como se puede observar en el reporte de voltaje se presentan violaciones a los Criterios de calidad de voltaje después de la aplicación de la contingencia de la línea de 230 kV Comayagua II- La Esperanza, lo que implica que toda la carga del occidente y la nueva carga de la subestación de la esperanza quedarían alimentadas desde la subestación de Cañaverl.

No se observan sobrecargas en ningún elemento de transmisión en la zona.

Para mitigar esta violación de voltaje se recomienda la implementación de un control suplementario de desligue de carga en las subestaciones de La Esperanza, Erandique, Las Flores, Santa Rosa y Níspero con el propósito de aumentar el nivel de voltaje a valores permitidos bajo emergencia o contingencia en la zona (0.9 pu).

Otra solución sería la implementación de compensación Reactiva-Capacitiva en la subestación de Erandique equivalente a 15 MVAR.

Reporte de voltaje considerando la compensación reactiva en
Erandique

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E   FRI, JUL 12 2019   8:50

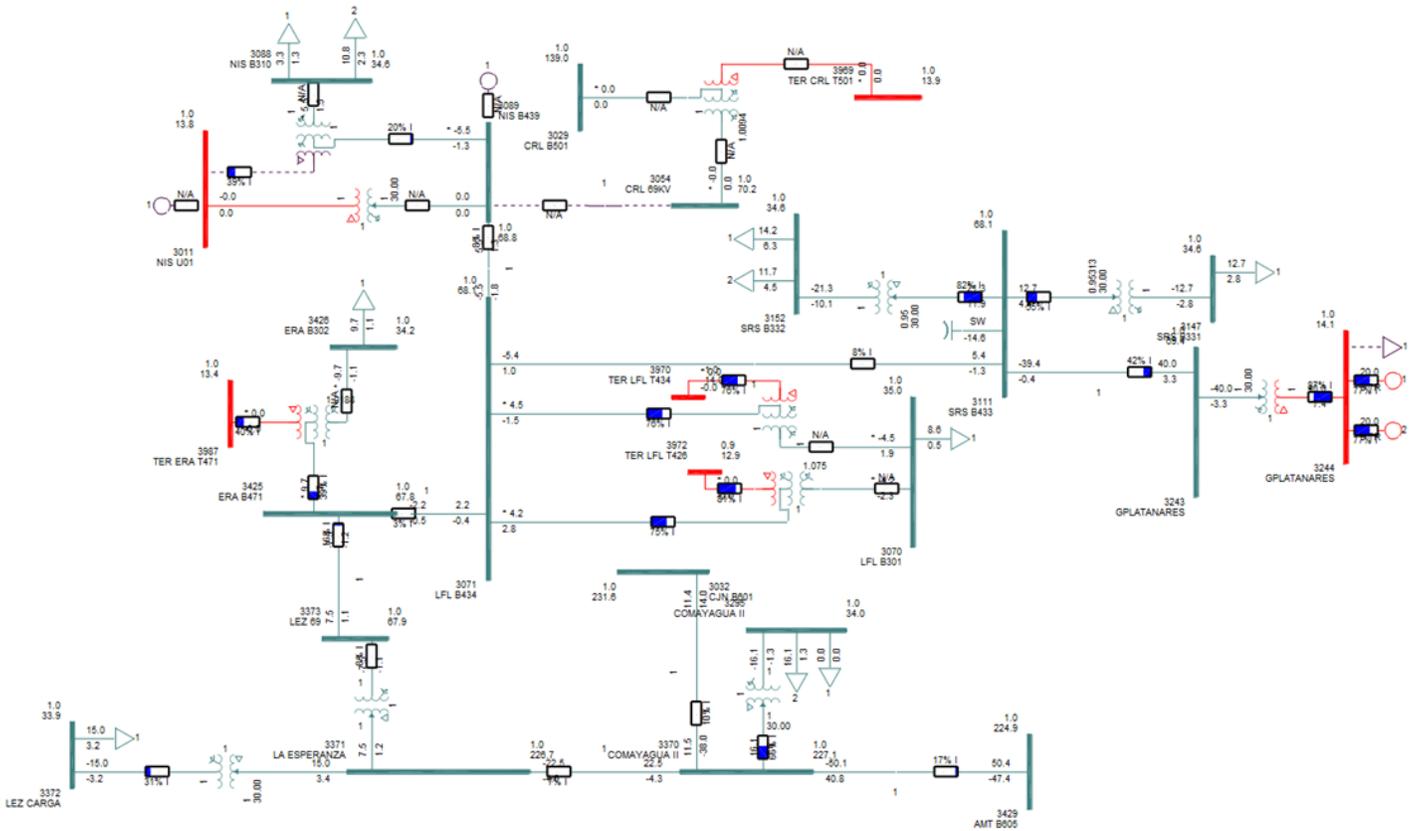
BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

  BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
                                     * NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

  BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
                                     * NONE *
  
```

CASO III: Contingencia Línea Cañaveral – Nispero (L429)



Reporte de voltaje bajo contingencia en zona de influencia de los refuerzos

```

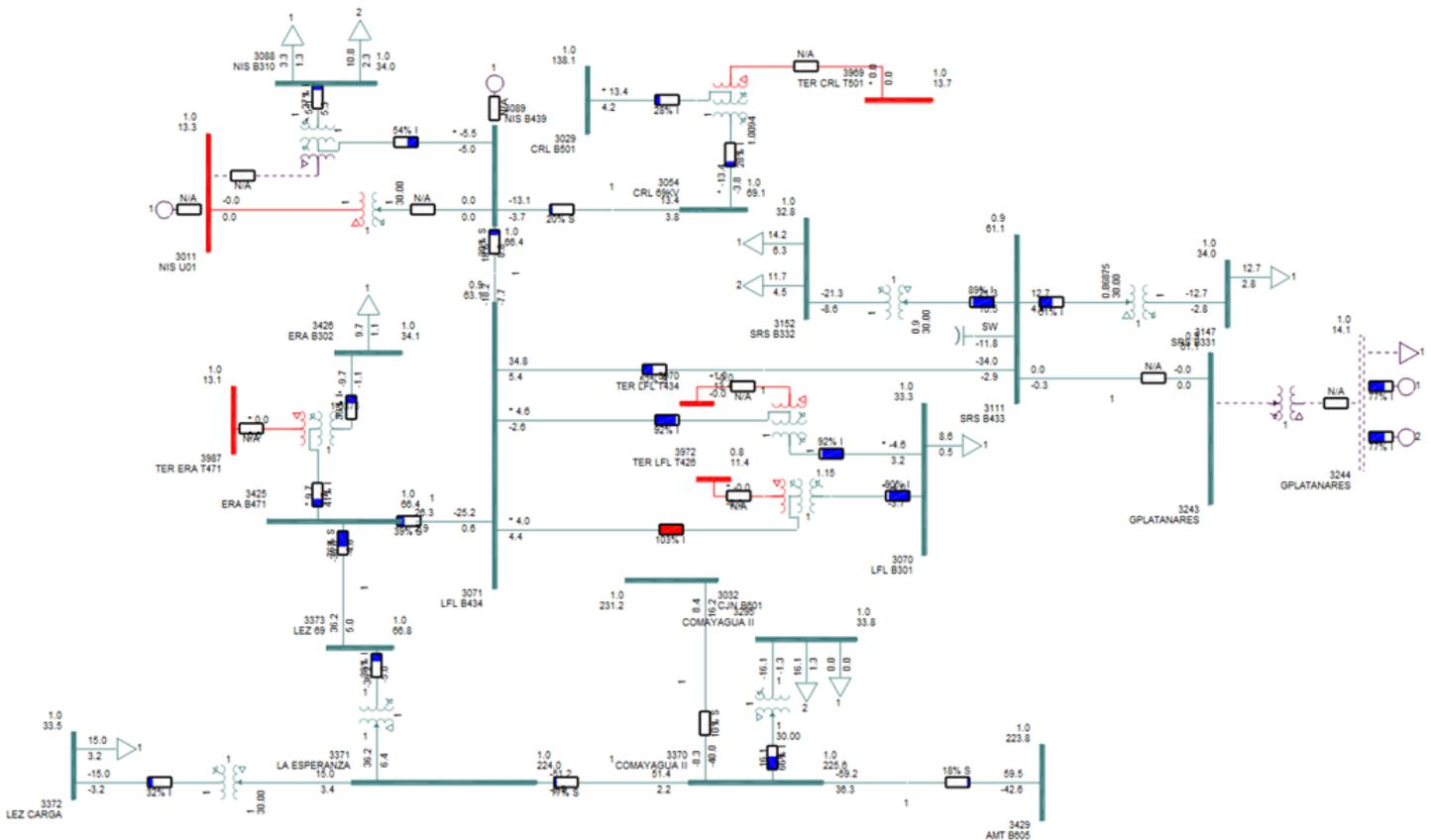
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    FRI, JUL 12 2019  8:50

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:
  BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)    BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
          * NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:
  BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)    BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
          * NONE *
  
```

Tal como se puede apreciar, ante la contingencia de la línea Cañaveral – Níspero (L429), no se presenta ninguna violación de sobrecarga o niveles de voltaje en la zona.

CASO IV: Contingencia disparo de planta GEOPLATANARES



Reporte de voltaje bajo contingencia en zona de influencia de los refuerzos

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    FRI, JUL 12 2019    9:35

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
                                     * NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
3071    LFL B434    69.000    3 0.9139  63.057    3111    SRS B433    69.000    3 0.8858  61.120
3243    GPLATANARES 69.000    3 0.8862  61.146
  
```

Como se puede observar en el reporte de voltaje se presentan violaciones a los Criterios de calidad de voltaje después de la aplicación del disparo de la planta de Geoplananares, lo que implicaría que la demanda tendría que ser abastecida por los vínculos de las líneas L429 y la nueva línea Comayagua II y La Esperanza.

Para mitigar esta violación de voltaje se recomienda la implementación de un control suplementario de desligue de carga en las subestaciones de La Esperanza, Erandique, Las Flores, Santa Rosa y Nispero con el propósito de aumentar el nivel de voltaje a valores permitidos bajo emergencia o contingencia en la zona (0.9 pu).

Otra solución sería la adición de 5 MVAR más a la compensación reactiva-capacitiva existente en la subestación de Santa Rosa, donde se puede apreciar el aumento de los niveles de voltaje.

Reporte de voltaje considerando la adición de compensación reactiva en Santa Rosa

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    FRI, JUL 12 2019    10:50

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
                                     * NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS#-SCT X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
3071    LFL B434    69.000    3 0.9361  64.589    3111    SRS B433    69.000    3 0.9185  63.375
3243    GPLATANARES 69.000    3 0.9189  63.403
  
```