



Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2022-2031

Gerencia de Planificación del Sistema

Fecha	25 de febrero de 2022 (Documento presentado para aprobación el 30 de noviembre de 2021)
Lugar	Tegucigalpa, Honduras

1 Tabla de contenido

1	Tabla de contenido	1
2	Lista de tablas y figuras	6
2.1	Lista de tablas	6
2.3	Lista de figuras	9
3	Acrónimos y siglas	11
3.1	Acrónimos y siglas de uso general	11
3.2	Listado de subestaciones existentes	11
3.3	Listado de subestaciones planificadas.....	12
4	Introducción	13
5	Marco legal e institucional	14
5.1	Marco legal	14
5.1.1	Marco legal nacional pertinente a la planificación del sistema eléctrico	14
5.1.2	Marco legal regional aplicable	15
5.2	Marco institucional del subsector eléctrico	16
5.2.1	Secretaría de Energía – SEN	16
5.2.2	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica – CREE.....	16
5.2.3	Operador del Sistema – ODS	16
6	Particularidades del subsector eléctrico nacional	18
6.1	Demanda	18
6.2	Consumo eléctrico por región	25
6.3	Matriz eléctrica de Honduras	27
6.4	Red de transmisión	32
6.4.1	Descripción de la problemática actual de la red de transmisión.....	38
6.4.2	Máximas capacidades de transferencia de potencia año 2021.....	40
7	Metodología	46
7.1	Resumen de la metodología	46
7.2	Descripción de las herramientas utilizadas	47
7.3	Procedimiento de determinación de expansiones de transmisión	48
7.3.1	Expansión con integración de distribución	48



OPERADOR DEL SISTEMA

7.3.2	Expansión optimizada	50
7.3.3	Ampliaciones para cumplimiento de los CCSDM	51
7.3.4	Ampliaciones para la mejora de la calidad del servicio eléctrico	52
7.4	Criterios para estudios eléctricos.....	52
7.4.1	Escenarios de operación.....	52
7.4.2	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimos	57
7.4.3	Criterio de mínimo costo	58
7.5	Costos de referencia para inversiones en transmisión	58
8	Análisis de corto plazo de la red de transmisión	60
8.1	Limitaciones en líneas L615 y L637 de la zona sur.....	60
8.2	Restricciones de transporte PGR-SPS	62
8.3	Línea de transmisión a Olancho	64
8.4	El Paraíso.....	66
8.5	Litoral Atlántico.....	67
8.6	Capacidad de transformación en el Distrito Central.....	68
8.7	Limitaciones de reserva de potencia reactiva	70
9	Expansión de la generación indicativa.....	71
10	Plan de expansión de la red de transmisión.....	73
10.1	Proyectos en desarrollo	73
10.1.1	Compensación reactiva en distintas zonas del país.....	73
10.1.2	Línea de transmisión San Pedro Sula Sur – San Buenaventura y transformadores 230/138 kV en San Pedro Sula Sur.....	74
10.1.3	Línea de transmisión Progreso – San Pedro Sula Sur	74
10.1.4	Normalización de la subestación Choloma	75
10.1.5	Línea de transmisión Miraflores – Laínez	75
10.1.6	Repotenciación de la línea de transmisión Villanueva – San Pedro Sula Sur.....	75
10.1.7	Línea de transmisión Arenales – Coyoles Central.....	76
10.1.8	Obras de expansión en subestaciones eléctricas para el sistema de distribución.....	76
10.2	Expansión con integración de distribución.....	77
10.3	Expansión optimizada.....	81
10.4	Expansión para cumplimiento de los CCSDM	83

10.5	Expansión para la mejora de la calidad del servicio eléctrico.....	86
10.6	Descripción de proyectos bajo expansión con integración de distribución y optimizada	87
10.6.1	Subestación Cerro Grande	87
10.6.2	Línea de transmisión Cañaveral – Mochito – Concepción del Sur.....	88
10.6.3	Subestación Gualala.....	88
10.6.4	Proyecto Puerto Cortés – La Victoria – Bermejo	89
10.6.5	Línea de transmisión La Entrada – Santa Rosa.....	90
10.6.6	Repotenciación de la línea L508 BER-CIR	91
10.6.7	Proyecto Sitio – Zamorano – Danlí – Chichicaste – Patuca.....	91
10.6.8	Proyecto Negrito – Yoro – Arenales – Coyoles Central – Reguleto	94
10.7	Descripción de proyectos bajo expansión para cumplimiento de los CCSDM	95
10.7.1	Compensación capacitiva en circuitos radiales	95
10.7.2	Línea de transmisión Cañaveral – Río Lindo.....	96
10.7.3	Línea de transmisión Agua Caliente – Prados.....	97
10.7.4	Repotenciación de las líneas L510 BER-BVI y L512 CHM-LVI	98
10.7.5	Línea de transmisión Amarateca – Talanga.....	98
10.7.6	Línea de transmisión El Bijagual – Zamorano.....	99
10.7.7	Compensación reactiva capacitiva paralela en zona central	99
10.7.8	Línea de transmisión La Victoria – San Pedro Sula Sur.....	100
10.8	Proyectos de mejora en la calidad del servicio eléctrico.....	101
10.8.1	Transformadores El Bijagual y Nueva Nacaome	101
10.8.2	Subestación El Estadio	101
10.8.3	Proyecto Caracol – Kilómetro 10 de línea L502 / Habilitación de segundo circuito San Pedro Sula Sur – San Buenaventura.....	101
10.8.4	Línea de transmisión La Paz – La Esperanza – Erandique.....	103
10.8.5	Subestación Tocoa.....	104
10.8.6	Subestación Mogote.....	104
10.8.7	Subestación La Flecha y línea de transmisión La Entrada – La Flecha.....	105
10.8.8	Subestación Cuyamel y línea de transmisión Masca - Cuyamel	105
10.8.9	Subestación La Labor y línea de transmisión Santa Rosa – La Labor	106
10.8.10	Subestaciones Telica y San Francisco de la Paz.....	106

11	Resumen de proyectos.....	107
11.1	Proyectos en desarrollo planificados.....	109
11.2	Expansión con integración de distribución y optimizada.....	111
11.3	Proyectos para cumplimiento de los CCSDM.....	114
11.4	Proyectos de mejora en la calidad del servicio eléctrico.....	116
11.5	Beneficios de los proyectos de transmisión	120
11.6	Priorización de los proyectos de transmisión	122
12	Referencias.....	124
13	Anexos.....	125
13.1	Unifilar simplificado del Sistema Interconectado Nacional existente	125
13.2	Unifilar simplificado del Sistema Interconectado Nacional del Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2022-2031	126
13.3	Incumplimientos de los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo.....	127
13.4	Evolución de los voltajes en barras de alta tensión 2022-2031.....	132
13.4.1	Diagrama unifilar año 2022, perfiles de voltaje y flujos de potencia, escenario de demanda máxima diurna, estación lluviosa, sin transferencias regionales	132
13.4.2	Diagrama unifilar año 2025, perfiles de voltaje y flujos de potencia, escenario de demanda máxima diurna, estación lluviosa, sin transferencias regionales	133
13.4.4	Diagrama unifilar año 2031, perfiles de voltaje y flujos de potencia, escenario de demanda máxima diurna, estación lluviosa, sin transferencias regionales	134
13.5	Desglose de costos de inversión de alternativas no seleccionadas en etapas de expansión optimizada y para cumplimiento de los CCSDM	135
13.6	Comparativa de voltajes en barras seleccionadas con y sin compensación capacitiva paralela en conjunto.....	138
13.6.1	Estación seca 2024, importación sur-norte 300 MW, demanda máxima diurna, operación normal	138
13.6.2	Estación seca 2025, importación sur-norte 300 MW, demanda máxima diurna, contingencia L614 CDH-SUY	139
13.7	Curvas QV.....	140
13.7.1	Cambio de voltaje ante desconexión de bloques de compensación capacitiva paralela individuales, año 2022	140
13.7.2	Curvas QV, operación normal, con y sin capacitor individual, escenario de demanda diurna 2022 sin transferencias regionales.....	141

13.7.3	Cambio de voltaje ante desconexión de bloques de compensación capacitiva paralela individuales, año 2025	145
13.7.4	Curvas QV, operación normal, con y sin capacitor individual, escenario de demanda diurna 2025 con importación sur-norte de 300 MW	145
13.8	Características eléctricas de barras de subestaciones con compensación capacitiva paralela planificada	150
13.8.1	Estación seca 2022	150
13.8.2	Estación lluviosa 2022	151
13.8.3	Estación seca 2025	152
13.8.4	Estación lluviosa 2025	153
13.9	Corrientes de cortocircuito y potencias de cortocircuito en barras de subestaciones con compensación reactiva	155

2 Lista de tablas y figuras

2.1 Lista de tablas

Tabla 1: Máxima demanda de potencia histórica por año	19
Tabla 2: Rangos de variación de la demanda (MW) de períodos seleccionados, años 2019 y 2020.....	23
Tabla 3: Contribución por tecnología a la producción eléctrica del país, período 2007 – 2020.....	30
Tabla 4: Nivel de tensión y configuración de subestaciones en la red de transmisión.....	34
Tabla 5: Transformadores de potencia en la red de transmisión.....	37
Tabla 6: Capacidad operativa de importaciones desde Guatemala	41
Tabla 7: Capacidad operativa de importaciones desde El Salvador	42
Tabla 8: Capacidad operativa de importaciones desde Nicaragua	42
Tabla 9: Capacidad operativa de exportaciones hacia Guatemala	43
Tabla 10: Capacidad operativa de exportaciones hacia El Salvador.....	43
Tabla 11: Capacidad operativa de exportaciones hacia Nicaragua	44
Tabla 12: Capacidad operativa de porteo Sur-Norte.....	44
Tabla 13: Capacidad operativa de porteo Norte-Sur.....	45
Tabla 14: Escenarios de operación para estudios eléctricos	53
Tabla 15: Factores de despacho de centrales solares fotovoltaicas y eólicas.....	54
Tabla 16: Factores de despacho de centrales hidroeléctricas de pasada.....	55
Tabla 17: Demanda modelada en escenarios de operación para estudios eléctricos	56
Tabla 18: Rangos de voltaje permitidos bajo distintas condiciones operativas.....	57
Tabla 19: Flujo de potencia máximo permitido bajo distintas condiciones operativas.....	57
Tabla 20: Centrales de generación en desarrollo	71
Tabla 21: Cronograma de expansión de la generación indicativa.....	71
Tabla 22: Cronograma de retiros indicativos de la generación.....	71
Tabla 23: Bancos de compensación reactiva capacitiva en desarrollo.....	74
Tabla 24: Obras de expansión en subestaciones eléctricas para el de distribución en desarrollo	76
Tabla 25: Lista de proyectos de transmisión en desarrollo modelados	77
Tabla 26: Sobrecargas del sistema nacional identificadas bajo escenario de expansión de generación de mínimo costo.....	78

Tabla 27: Proyectos de transmisión candidatos para expansión	79
Tabla 28: Proyectos modelados en expansión con integración de distribución	80
Tabla 29: Cargamento de elementos posterior a expansión con integración de distribución	80
Tabla 30: Proyectos de transmisión candidatos para etapa de expansión optimizada.....	81
Tabla 31: Cronograma de adiciones de infraestructura bajo etapa de expansión optimizada	82
Tabla 32: Problemas de transmisión identificados posterior a la expansión optimizada	83
Tabla 33: Proyectos de transmisión candidatos en la expansión para el cumplimiento de los CCSDM ..	85
Tabla 34: Cronograma de ampliaciones de transmisión bajo etapa de expansión para cumplimiento de los CCSDM	86
Tabla 35: Cronograma de ampliaciones de transmisión bajo etapa de expansión para mejora en la calidad del servicio eléctrico.....	87
Tabla 36: Desglose de costos de inversión para subestación CRD	88
Tabla 37: Desglose de costos de inversión de conversión de tensión para futura línea CRL-MCH-CDS ..	88
Tabla 38: Desglose de costos de inversión para subestación GLL	89
Tabla 39: Desglose de costos de inversión para proyecto PTC-LVI-BER	90
Tabla 40: Desglose de costos de inversión para proyecto LEC-SRS.....	91
Tabla 41: Desglose de costos de inversión para repotenciación de tramo L508.....	91
Tabla 42: Desglose de costos de inversión para etapa SIT-ZAM.....	93
Tabla 43: Desglose de costos de inversión para etapa ZAM-DAN.....	93
Tabla 44: Desglose de costos de inversión para etapa DAN-CHI	93
Tabla 45: Desglose de costos de inversión para etapa CHI-PAT	93
Tabla 46: Desglose de costos de inversión para tramo NEG-YOR	95
Tabla 47: Desglose de costos de inversión para tramo YOR-ARN-CCE.....	95
Tabla 48: Desglose de costos de inversión para conversión de tensión del tramo CCE-RGU	95
Tabla 49: Bancos de compensación capacitiva en circuitos radiales	96
Tabla 50: Costos de inversión de compensación capacitiva en circuitos radiales	96
Tabla 51: Desglose de costos de inversión para proyecto CRL-RLN	97
Tabla 52: Desglose de costos de inversión para proyecto AGC-PRD.....	97
Tabla 53: Desglose de costos de inversión para repotenciación de tramos L510 y L512.....	98
Tabla 54: Desglose de costos de inversión para proyecto AMT-TLG.....	99

Tabla 55: Desglose de costos de inversión para proyecto EBI-ZAM.....	99
Tabla 56: Bancos de compensación capacitiva en zona central	100
Tabla 57: Costos de inversión de compensación capacitiva en zona central.....	100
Tabla 58: Desglose de costos de inversión para línea de transmisión LVI-SPS	100
Tabla 59: Desglose de costos de inversión para transformadores de distribución en EBI y NNC.....	101
Tabla 60: Desglose de costos de inversión para subestación EST	101
Tabla 61: Desglose de costos de inversión para proyecto CAR – km 10 L502 / habilitación de segundo circuito SPS - SBV	102
Tabla 62: Desglose de costos de inversión para subestación LPZ	103
Tabla 63: Desglose de costos de inversión para tramo LPZ-EPZ	103
Tabla 64: Desglose de costos de inversión para tramo EPZ-ERA	104
Tabla 65: Desglose de costos de inversión para subestación TOC	104
Tabla 66: Desglose de costos de inversión para subestación MGT	104
Tabla 67: Desglose de costos de inversión para subestación FLE y línea de transmisión LEC-FLE	105
Tabla 68: Desglose de costos de inversión para subestación CYL y línea de transmisión MAS-CYL	105
Tabla 69: Desglose de costos de inversión para subestación LLB y línea de transmisión SRS-LLB	106
Tabla 70: Desglose de costos de inversión para subestaciones TCA y SFP y línea de transmisión TCA-SFP	106
Tabla 71: Resumen de costos de inversión estimados, PT 2022 - 2031	107

2.3 Lista de figuras

Figura 1: Regulación nacional bajo la LGIE	14
Figura 2: Demanda de energía y máxima demanda de potencia anuales, período 2007 – 2020	19
Figura 3: Diagrama de duración de carga anual, 2017-2020	20
Figura 4: Diagrama de caja para demanda horaria 2019 y 2020	21
Figura 5: Variación mensual de la demanda horaria, año 2019	22
Figura 6: Variación mensual de la demanda horaria, año 2020	23
Figura 7: Variación diaria de la demanda horaria, mayo de 2019.....	24
Figura 8: Variación diaria de la demanda horaria, mayo de 2020.....	24
Figura 9: Curvas de demanda horaria promedio de días hábiles, sábados, domingos y feriados de 2019	25
Figura 10: Curvas de demanda horaria promedio de días hábiles, sábados, domingos y feriados de 2020	25
Figura 11: Composición porcentual del consumo eléctrico por región del país, período 2007-2020.....	26
Figura 12: Consumo eléctrico región Litoral Atlántico, período 2007 – 2020	26
Figura 13: Consumo eléctrico región Noroccidental, período 2007 – 2020	27
Figura 14: Consumo eléctrico región Centro Sur, período 2007 – 2020	27
Figura 15: Capacidad instalada en el SIN por tecnología, 2017-2020	28
Figura 16: Despacho de energía eléctrica por tecnología de generación, período 2007 – 2020	29
Figura 17: Contribución porcentual a la producción eléctrica por tecnología, 2017-2020	29
Figura 18: Contribución renovable, térmica e importaciones al sistema eléctrico nacional, período 2007 – 2020.....	31
Figura 19: Producción bruta y neta de 2018, 2019 y 2020.....	32
Figura 20: Sistema Interconectado Nacional a julio de 2021	33
Figura 21: Diagrama unifilar de la red de transmisión en el Distrito Central.....	39
Figura 22: Flujograma de etapa de expansión integrando distribución	49
Figura 23: Flujograma de etapa de expansión optimizada de la transmisión	51
Figura 24: Flujo de potencia en tramos PAV-SLU-PRD en escenario diurno sin transferencias regionales	60

Figura 25: Flujo de potencia en tramos PAV-SLU-PRD en escenario diurno con transferencias de porteo en dirección sur-norte	61
Figura 26: Flujo de potencia en tramos PAV-SLU-PRD en escenario diurno con transferencias de porteo en dirección sur-norte, bajo contingencia de la línea L627	61
Figura 27: Flujo de potencia en subestación PGR bajo condiciones operativas normales	62
Figura 28: Flujo de potencia en subestación PGR bajo contingencia de uno de los transformadores en operación.....	62
Figura 29: Flujo de potencia en líneas L524 y L529 en demanda máxima diurna bajo operación normal	63
Figura 30: Flujo de potencia en línea L524 en demanda máxima diurna bajo contingencia en línea L529	64
Figura 31: Condiciones operativas en Olancho, demanda máxima nocturna, operación normal.....	65
Figura 32: Condiciones operativas en Olancho, demanda máxima nocturna, operación bajo contingencia en L443	65
Figura 33: Flujo de potencia en transformador T509 de subestación SFE ante contingencia de la central Patuca III, demanda máxima nocturna.....	66
Figura 34: Condiciones operativas en El Paraíso, demanda máxima nocturna, operación normal	66
Figura 35: Condiciones operativas en El Paraíso, demanda máxima nocturna, operación normal, con reducción de despacho en TRV.....	67
Figura 36: Condiciones operativas en El Paraíso, demanda máxima nocturna, operación normal, con TRV fuera de servicio	67
Figura 37: Condiciones operativas en parte del litoral atlántico, condiciones de demanda máxima, operación normal.....	68
Figura 38: Flujo de potencia en línea L515, dirección PGR-GUA, condiciones de demanda máxima, operación normal.....	68
Figura 39: Flujo de potencia en transformadores de potencia del Distrito Central, demanda máxima nocturna 2023, operación normal	69
Figura 40: Flujo de potencia en transformadores de potencia del Distrito Central, demanda máxima nocturna 2023, contingencia en transformador SUY T542	69
Figura 41: Flujo de potencia entregado por centrales Becosa y Enersa, operación normal, demanda máxima diurna.....	70
Figura 42: Red de transmisión nacional con proyectos en desarrollo, integrando distribución y adiciones optimizadas.....	82

3 Acrónimos y siglas

3.1 Acrónimos y siglas de uso general

ACSR	Aluminium conductor steel reinforced
ACSS	Aluminium conductor steel supported
CCSDM	Criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red
FNH	Frontera Nicaragua-Honduras
FV	Fotovoltaica
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
LT	Línea de transmisión
MCM	Mil circular mils
MER	Mercado Eléctrico Regional
NT	Norma técnica
ODS	Operador del Sistema
OMS	Organización Mundial de la Salud
PG	Plan Indicativo de Expansión de la Generación
PT	Plan de Expansión de la Red de Transmisión
RLGIE	Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
ROM	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista
SE	Subestación eléctrica
SEN	Secretaría de Estado en el Despacho de Energía
SER	Sistema Eléctrico Regional
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TCAC	Tasa de crecimiento anual compuesto

3.2 Listado de subestaciones existentes

Agua Caliente	AGC	Ensenada	END	Pavana	PAV
Agua Fría	AGF	Erandique	ERA	Piedras Azules	PAZ
Agua Prieta	AGP	Geoplatanares	GPT	Planta San Marcos	PSM
Amarateca	AMT	Guaimaca	GMC	Prados	PRD
Becosa	BCO	Guaymas	GUA	Progreso	PGR
Bellavista	BVI	Isletas	ISL	Pueblo Nuevo	PNU
Bermejo	BER	Juticalpa	JUT	Reguleto	RGU

Bijao	BIJ	Juticalpa Dos	JUD	Retorno	RET
Bonito Oriental	BOR	La Cañada	CDA	Río Lindo	RLN
CAHSA	CAH	La Entrada	LEC	Río Nance	RNA
Cañaveral	CRL	La Leona	LLN	San Buenaventura	SBV
Caracol	CAR	La Lima	LIM	San Isidro	SIS
Catacamas	CAT	La Puerta	LPT	San Pedro Sula Sur	SPS
Ceiba Térmica	CTE	La Vegona	VEG	Santa Fe	SFE
Cerro de Hula	CDH	La Victoria	LVI	Santa Lucía	SLU
Chichicasté	CHI	Laínez	LNZ	Santa Marta	SMT
Chinchayote	CHY	Las Flores	LFL	Santa Rosa	SRS
Choloma	CHM	Lufussa 3	LUT	SHOL	SHL
Circunvalación	CIR	Lufussa San Lorenzo	LSL	Siguatopeque	SGT
Comayagua	CYG	Lufussa Valle	LUV	Suyapa	SUY
Coyoles Central	CCE	Masca	MAS	Tela	TEL
Danlí	DAN	Merendón	MER	Térmica Alsthom	TAL
El Bijagual	EBI	Miraflores	MFL	Térmica Sulzer	TSZ
El Cajón	CJN	Morazán	MOR	Toncontín	TON
El Estadio	EST	Naco	NCO	Villanueva	VNU
El Faro	FAR	Níspero	NIS	Yoro	YOR
El Porvenir	PVR	Nueva Nacaome	NNC	Zamorano	ZAM
Elcatex	ETX	Ojo de Agua	ODA		
Elcosa	ELC	Patuca	PAT		

3.3 Listado de subestaciones planificadas

Arenales	ARN	La Paz	LPZ
Calpules	CAL	Mogote	MGT
Cerro Grande	CRD	Negrito	NEG
Concepción del Sur	CDS	Puerto Cortés	PTC
Cuyamel	CYL	San Francisco de la Paz	SFP
El Sitio	SIT	San Pedro Sula Centro	SPC
Gualala	GLL	Talanga	TLG
La Esperanza	EPZ	Telica	TCA
La Flecha	FLE	Tocoa	TOC
La Labor	LLB		

4 Introducción

De conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) el Operador del Sistema tiene la responsabilidad de elaborar un Plan de Expansión de la Red de Transmisión con periodicidad de dos años, considerando un horizonte de planificación de diez años. Este plan de expansión tiene como principal insumo el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y debe ser entregado a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación.

Considerando el crecimiento natural de la demanda eléctrica, se requiere de refuerzos en la red de transmisión para poder transportar la energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo de forma segura y garantizando la continuidad del suministro eléctrico, tomando en cuenta los criterios técnicos y económicos acorde a la regulación vigente en el país. Este incremento en la demanda eléctrica es un indicador del crecimiento económico y del desarrollo de una nación por lo que garantizar un suministro eléctrico confiable es fundamental.

Típicamente la demanda eléctrica de Honduras tiende a subir cada año, siendo una excepción lo ocurrido en 2020 como consecuencia de la pandemia Covid-19 y los fenómenos meteorológicos Eta y Iota que afectaron a finales de ese año. La tendencia de crecimiento se ha recuperado en 2021, ya que se han registrado valores de demanda superiores a los que se proyectaron en el año 2019. La demanda máxima registrada en el año 2021 fue 1,757.7 MW en el mes de mayo, en la cual, al compararla con la máxima demanda registrada en el año 2019, 1,639.4 MW, se observa un incremento de 118.3 MW, valor que representa un crecimiento del 7% en un período de dos años.

El crecimiento en la demanda eléctrica ha incrementado la exigencia de los elementos que conforman la red de transmisión, evidenciando aún más las dificultades existentes para el transporte de energía entre las diferentes zonas del país. Este nivel de exigencia a la red reduce la confiabilidad del suministro eléctrico, indicando la necesidad de desarrollar ampliaciones que permitan resolver la problemática operativa del sistema.

El presente plan de expansión contempla un horizonte de estudio de diez años, 2022-2031, considerando criterios como el crecimiento de la demanda eléctrica, las incorporaciones al parque de generación eléctrica actualmente en desarrollo y las que resultan del Plan Indicativo de Expansión de la Generación en el mismo horizonte de tiempo, así como los proyectos de transmisión en desarrollo.

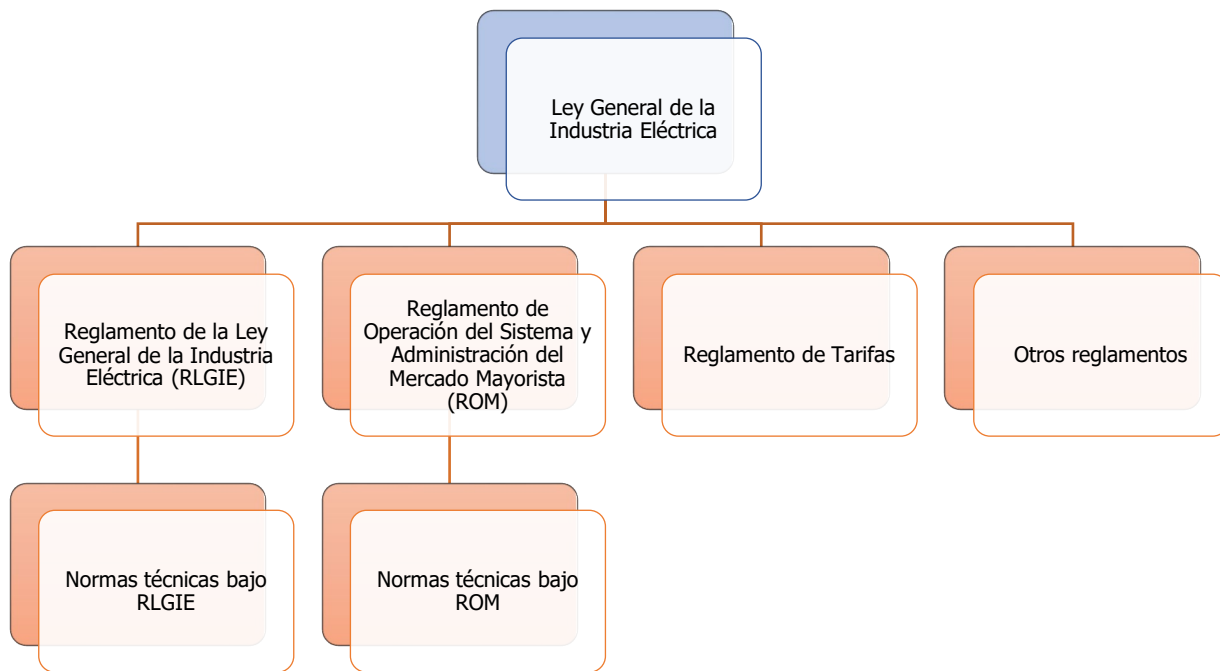
Para la conformación del presente plan expansión se identifican los inconvenientes y limitaciones de red actuales y la problemática esperada para el transporte de energía dentro de los años de estudio, así como las ampliaciones que permiten eliminar la referida problemática al mínimo costo cumpliendo con los criterios técnicos necesarios para la operación segura del sistema, incrementando la confiabilidad de la red y la calidad del suministro eléctrico.

5 Marco legal e institucional

5.1 Marco legal

La ley que rige el subsector eléctrico es la Ley General de la Industria Eléctrica –LGIE–, la cual ha venido reglamentándose a partir de la puesta en funcionamiento de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica –CREE– en 2015. Por otro lado, el marco legal aplicable al subsector eléctrico también incluye otras leyes, tales como la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, decreto legislativo 70-2007, y su reforma en el decreto 138-2013, la cual tiene como finalidad principal promover la inversión en proyectos de energía renovable. A continuación, se muestra la regulación bajo la Ley General de la Industria Eléctrica, decreto legislativo 404-2013.

Figura 1: Regulación nacional bajo la LGIE



Fuente: Elaboración propia

5.1.1 Marco legal nacional pertinente a la planificación del sistema eléctrico

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 oyendo a los generadores existentes y los interesados. La CREE aprobará el plan de expansión de la red de transmisión presentado por el ODS a más tardar tres (3) meses después de haberlo recibido.

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 requerimientos de energía con fuentes de energía renovable que las empresas distribuidoras deberán adquirir 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.

El Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE), en sus artículos 20 y 27, establece directrices a seguir por el ODS para la elaboración del plan indicativo de expansión de la generación y el plan de expansión de la red de transmisión, respectivamente.

Según el artículo 20 del RLGIE, el objetivo del plan indicativo de expansión de la generación es minimizar el costo de suministro de la demanda eléctrica nacional a largo plazo, sujeto a las restricciones inherentes de las tecnologías de generación, asegurando un margen de reserva apropiado para la cobertura de la demanda. El plan indicativo de expansión de la generación sirve de base para la elaboración del plan de expansión de la red de transmisión y orienta a los agentes compradores en la necesidad de contratación.

Según el artículo 27 del RLGIE, el objetivo del plan de expansión de la red de transmisión es minimizar los costos de suministrar la demanda nacional reduciendo el impacto de las restricciones técnicas impuestas por el sistema de transmisión al despacho económico. En su elaboración se deberá considerar la evolución esperada de la demanda eléctrica, las características del sistema de transmisión existente, al igual que las interconexiones y sus limitaciones.

5.1.2 Marco legal regional aplicable

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito por los gobiernos de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, crea el Mercado Eléctrico Regional (MER). Este mercado regional es posible debido a la infraestructura de transmisión regional denominada Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), la cual une todos los sistemas eléctricos nacionales de los países firmantes del Tratado Marco. La Empresa Propietaria de la Red (EPR) se encarga del mantenimiento de dicha infraestructura. La administración técnica y comercial del MER es normada por el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), la función de regulación es realizada por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), y la coordinación de las actividades operativas y comerciales del MER se encuentra a cargo del Ente Operador Regional (EOR).

Entre las actividades técnicas realizadas por el EOR, según se establece en el RMER, Libro III, capítulo 10 Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional, se encuentra la planificación a largo plazo de la expansión de la red de transmisión regional para lo cual debe tomar en cuenta los planes de expansión de cada país informados por los operadores de sistema y mercado nacionales.

5.2 Marco institucional del subsector eléctrico

5.2.1 Secretaría de Energía – SEN

La LGIE asigna la responsabilidad de proponer al poder ejecutivo las políticas públicas que orientarán las actividades del subsector eléctrico a la autoridad superior del subsector eléctrico, la cual con la publicación del decreto ejecutivo PCM-048-2017, de fecha 7 de agosto de 2017, recae en la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía –SEN–, adscrita al Gabinete Sectorial de Desarrollo Económico, siendo así la institución rectora del sector energético general nacional y de la integración energética regional e internacional. La SEN está encargada de formular, planificar, coordinar, ejecutar, seguir y evaluar las estrategias del sector energético. Comprende al sector energético, y en particular al de energía eléctrica, como parte del ámbito de la SEN, los sistemas de transformación, producción, transmisión, distribución y abastecimiento de energía eléctrica para la prestación del servicio público; y demás aspectos que promuevan la eficiencia económica, competitividad, modernización y desarrollo del subsector electricidad.

5.2.2 Comisión Reguladora de Energía Eléctrica – CREE

La LGIE, en su artículo 3, crea la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica –CREE–, la cual es el órgano regulador del subsector eléctrico. La CREE se instaura como una entidad con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para asegurar el cumplimiento de sus objetivos.

Son parte de las funciones de la CREE de acuerdo con el literal F del precitado artículo de la LGIE, entre otras, las siguientes:

- i. Aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del subsector eléctrico;
- ii. Expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico;
- iii. Aprobar las bases de licitación, supervisar los procesos de compra de potencia y energía por las empresas distribuidoras y aprobar los contratos de compra de potencia y energía que resulten de esos procesos;
- iv. Revisar y aprobar, en su caso, los planes de expansión de la red de transmisión elaborados por el Operador del Sistema.

5.2.3 Operador del Sistema – ODS

La LGIE crea al Operador del Sistema –ODS– como la entidad a cuyo cargo está la operación del sistema eléctrico nacional. Actualmente, el ODS es una organización de naturaleza privada, sin fines de lucro, con las funciones que le asigna la Ley y sus reglamentos. El ODS es un ente independiente de los actores del mercado eléctrico nacional y regional.

El ODS tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la administración del mercado mayorista coordinando las centrales generadoras y la red de transmisión del

Sistema Interconectado Nacional –SIN– bajo el principio de satisfacer la demanda al mínimo costo. Con base en la LGIE, el ODS está, además, a cargo de planificar la expansión de la red de transmisión para asegurar en el largo plazo un servicio de electricidad continuo y de calidad al mínimo costo. Para ello, el ODS realiza la planificación indicativa de expansión de la generación que sirve de insumo para elaborar el plan de expansión de la red de transmisión.

6 Particularidades del subsector eléctrico nacional

En esta sección se describe el sistema eléctrico hondureño, se detallan las características de la demanda, su evolución y, particularmente, los efectos de la pandemia Covid-19 en el consumo eléctrico. También se explora la matriz de generación del país, detallando la producción y capacidad instalada por tecnologías, y mostrando la participación individual de cada una de ellas. Además, se incluye una descripción del sistema de transmisión, detallando los elementos que lo componen, limitaciones existentes para el transporte de energía, así como otra problemática recurrente en el sistema de transmisión.

6.1 Demanda

La demanda del sistema en los años previo al 2020 ha mostrado una tendencia al alza, lo cual es de esperar debido a su crecimiento natural, siendo este definido por diversos factores socioeconómicos que influyen sobre el consumo eléctrico.

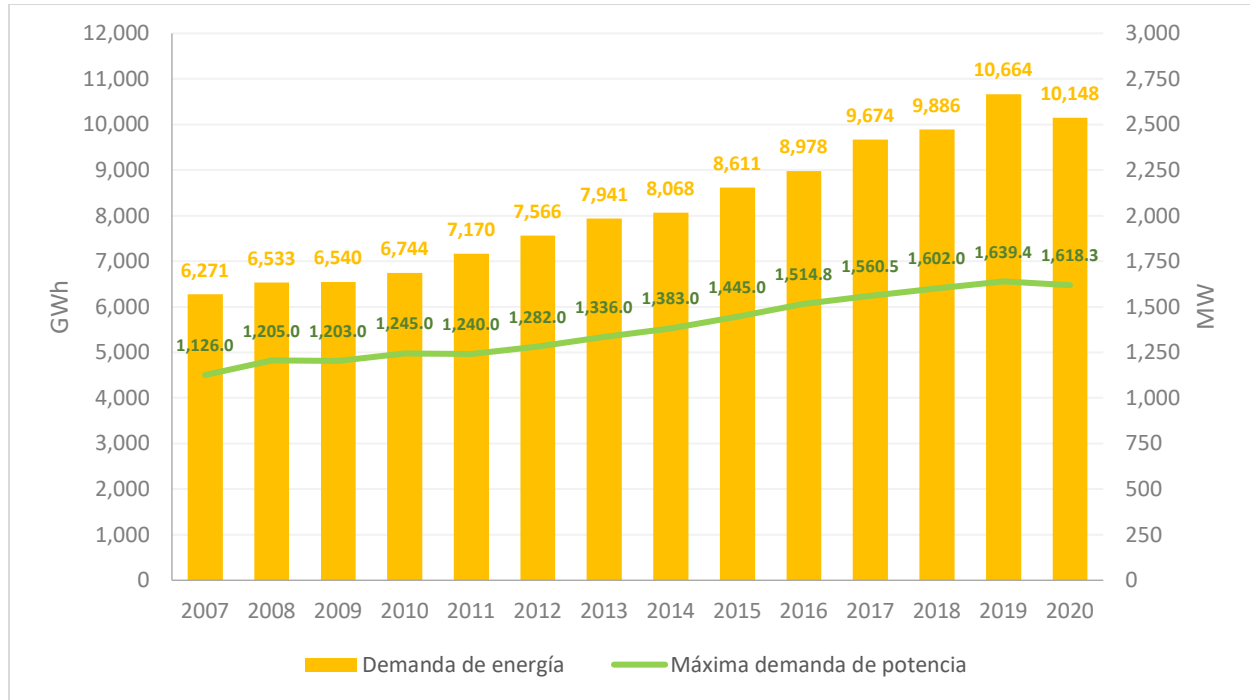
En el año 2020, los efectos de la pandemia Covid-19, declarada por la Organización Mundial de la Salud (OMS) como una emergencia de salud pública de importancia internacional el 30 de enero del 2020, fueron visibles a partir del mes de marzo de dicho año, producto de las medidas de prevención y control de la propagación del coronavirus implementadas por el Gobierno de Honduras.

En adición a los efectos de la pandemia en el 2020, se suma el paso de los huracanes Eta y Iota en el territorio nacional durante el mes de noviembre, provocando aumento de los niveles de los ríos e inundaciones en diferentes partes del país.

Respecto a la demanda de potencia, la tasa de crecimiento interanual de la máxima demanda de potencia fue del 2.7% de 2017 a 2018 y 2.3% de 2018 a 2019. Por el contrario, la máxima demanda de potencia se redujo en un 1.3% de 2019 a 2020. Esto teniendo en cuenta que la máxima demanda de potencia en 2020 sucedió en febrero, antes del inicio de las restricciones por la pandemia.

En cuanto a la demanda de energía, entre los años 2017 y 2018 se dio un crecimiento del 2.2%, y entre los años 2018 y 2019 un crecimiento del 7.9%, mientras que entre los años 2019 y 2020 se redujo en un 4.8%. La gráfica de la Figura 2 presenta la demanda de energía y la máxima demanda de potencia del período 2007 – 2020.

Figura 2: Demanda de energía y máxima demanda de potencia anuales, período 2007 – 2020



Fuente: Elaboración con información del ODS y Boletines Estadísticos ENEE [1]

Tomando en cuenta los valores de la gráfica anterior, la tasa de crecimiento anual compuesto (TCAC) de la demanda de energía del período 2007 – 2019 es 4.5%, mientras que considerando el período 2007 – 2020 es 3.8%. La TCAC de la máxima demanda de potencia del período 2007 – 2019 es 3.2%, mientras que considerando el período 2007 – 2020 es 2.8%.

En la tabla a continuación se muestra la máxima demanda de potencia del sistema histórica, la cual se ha registrado entre los meses de abril y mayo, a excepción del 2020 que siendo un año atípico se registró en el mes de febrero.

Tabla 1: Máxima demanda de potencia histórica por año

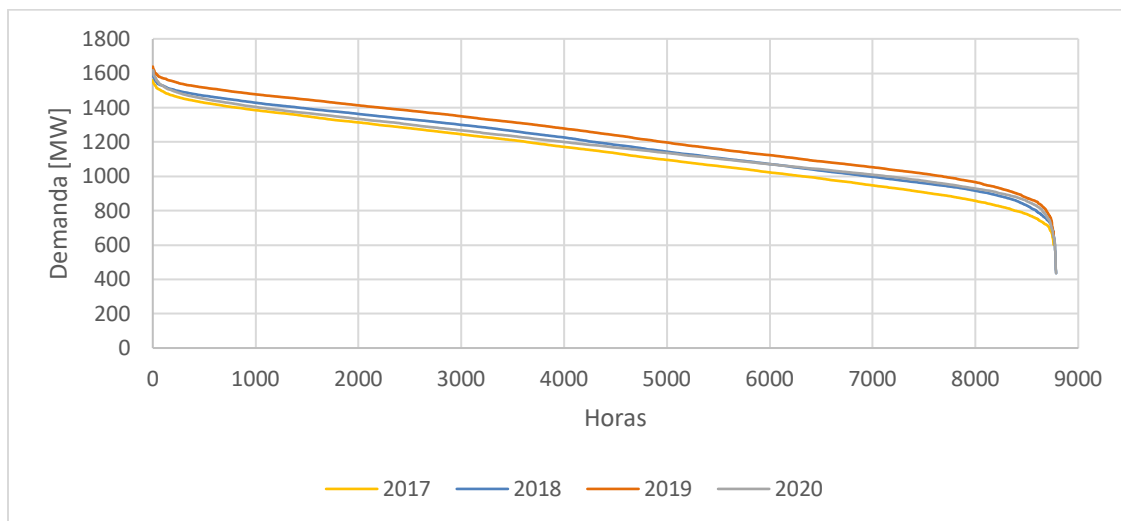
Año	Máxima demanda de potencia anual [MW]	Fecha	Hora
2007	1,126	18/04/2007	19:00
2008	1,205	07/04/2008	11:30
2009	1,203	27/05/2009	11:42
2010	1,245	26/04/2010	11:06
2011	1,240	26/04/2011	11:24

Año	Máxima demanda de potencia anual [MW]	Fecha	Hora
2012	1,282	07/05/2012	18:43
2013	1,336	02/04/2013	19:08
2014	1,383	08/05/2014	18:56
2015	1,445	27/04/2015	19:19
2016	1,514.8	23/05/2016	11:47
2017	1,560.5	03/04/2017	19:05
2018	1,602	24/04/2018	19:08
2019	1,639.4	14/05/2019	11:44
2020	1,618.3	26/02/2020	19:04

Fuente: Elaboración con información propia del ODS y Boletines Estadísticos ENEE [1]

La Figura 3 muestra las curvas de duración de carga con registro horario de los últimos cuatro años. Respecto a estas curvas, en el año 2017 la demanda superó los 1,500 MW durante 80 ocasiones, siendo la demanda máxima de 1,560.5 MW. Para 2018 la demanda máxima fue 1,602 MW, siendo la única ocasión en la que se superó el valor de 1,600 MW; no obstante, en este año la demanda superó los 1,500 MW en 227 ocasiones, 2.6% de las horas del año. En 2019, la demanda superó los 1,600 MW en 29 ocasiones (0.3% de las horas del año) y 1,500 MW durante 708 horas (8.1% de las horas del año). Por el contrario, para el 2020 la demanda superó solamente en 7 ocasiones los 1,600 MW y en 189 ocasiones los 1,500 MW.

Figura 3: Diagrama de duración de carga anual, 2017-2020



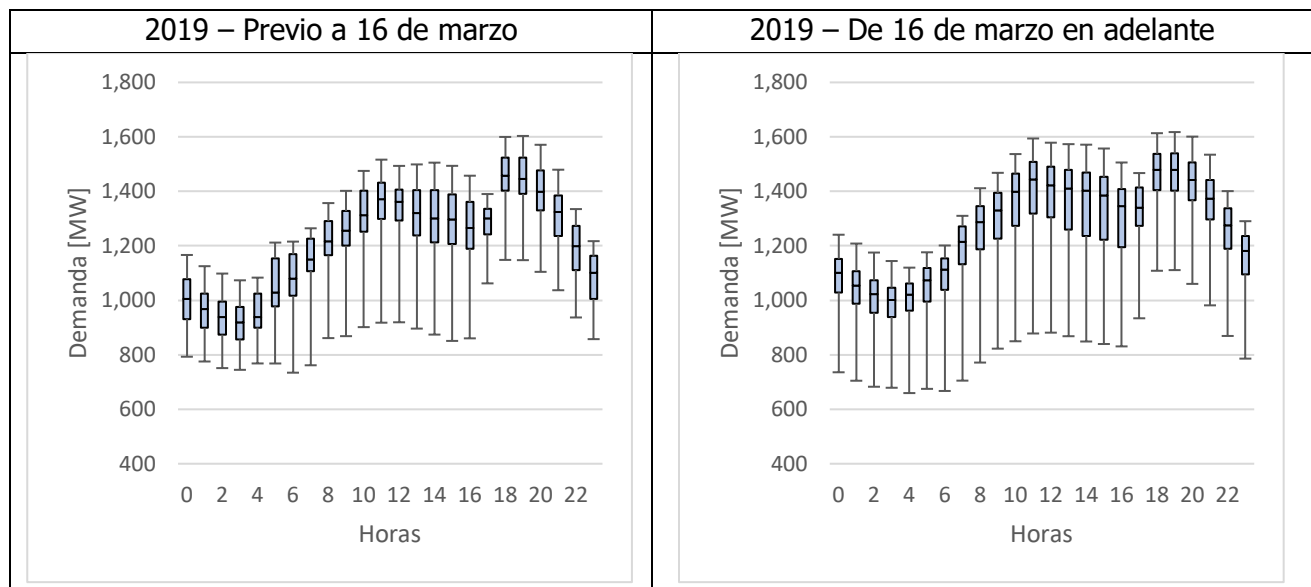
Fuente: Elaboración con información propia del ODS

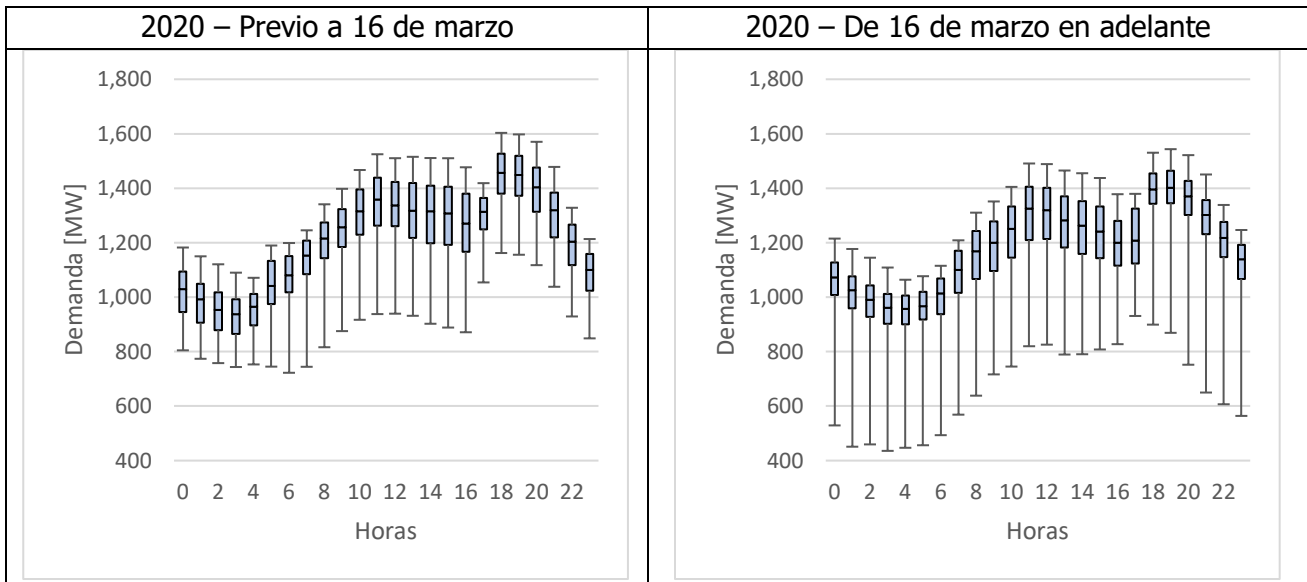
Para mostrar desde otro ángulo el efecto de la pandemia sobre el consumo eléctrico de Honduras, se realiza una comparación de los años 2019 y 2020 separando por año los conjuntos de días previos y

posteriores al 16 de marzo, considerando que en el 16 de marzo de 2020 se iniciaron medidas de confinamiento en el país. Se construyen diagramas de caja que muestran simultáneamente el comportamiento de la demanda eléctrica y su variación horaria.

Previo al 16 de marzo, en ambos años, los valores de demanda muestran características similares en cuanto a su comportamiento y variabilidad. Los valores máximos de demanda al inicio de la noche en ambos casos superan ligeramente los 1,600 MW y los valores mínimos de demanda en la madrugada son ligeramente inferiores a los 800 MW. Del 16 de marzo en adelante, los picos de demanda de 2020 durante las horas punta de la noche se reducen a valores inferiores a los 1,550 MW. El efecto es más notorio en las horas punta del día pasando de valores máximos de alrededor de 1,600 MW en 2019 a valores cercanos a 1,520 MW en 2020. Por otro lado, los valores mínimos de demanda registran también una reducción notoria en el año 2020, llegando a valores cercanos a 450 MW en las horas de la madrugada del año 2020, lo cual sucedió durante el fenómeno meteorológico Iota.

Figura 4: Diagrama de caja para demanda horaria 2019 y 2020

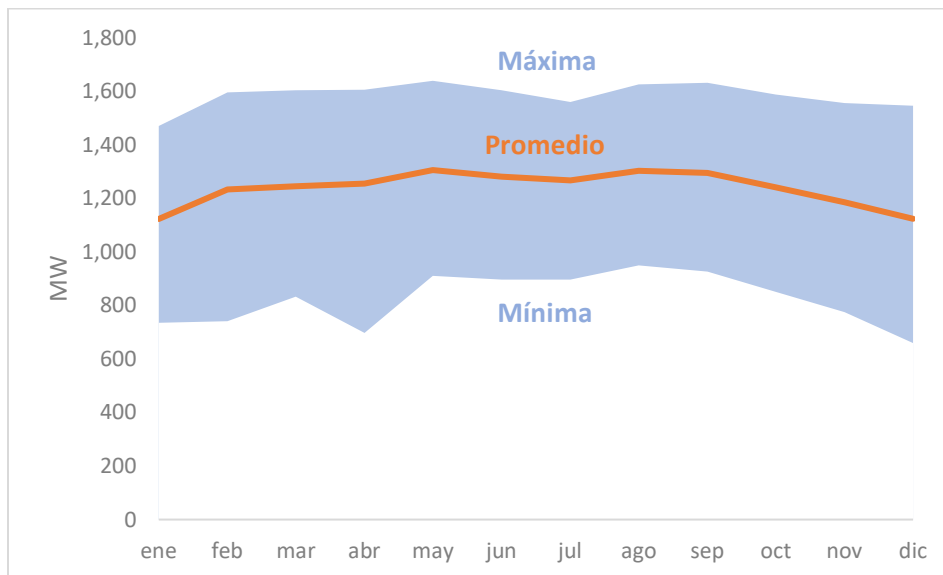




Fuente: Elaboración con información propia del ODS

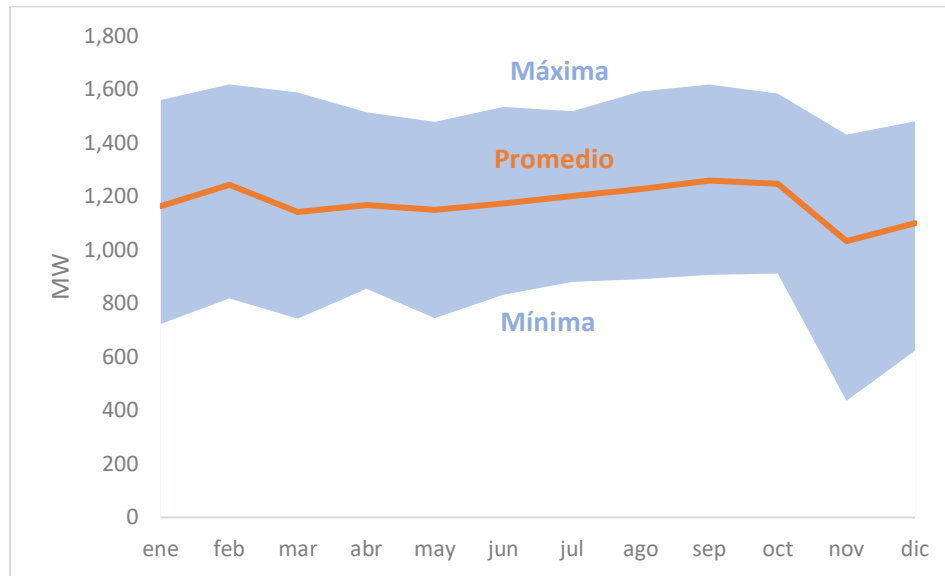
Adicionalmente a los diagramas anteriores, en las siguientes gráficas se muestra la variación mensual de las demandas máximas, mínimas y promedio en el 2019 y 2020. También a continuación se presenta la Tabla 2, la cual proviene de los valores usados en las gráficas enunciadas, a fin de mostrar los rangos de variación de la demanda en períodos seleccionados del 2019 y 2020.

Figura 5: Variación mensual de la demanda horaria, año 2019



Fuente: Elaboración con información propia del ODS

Figura 6: Variación mensual de la demanda horaria, año 2020



Fuente: Elaboración con información propia del ODS

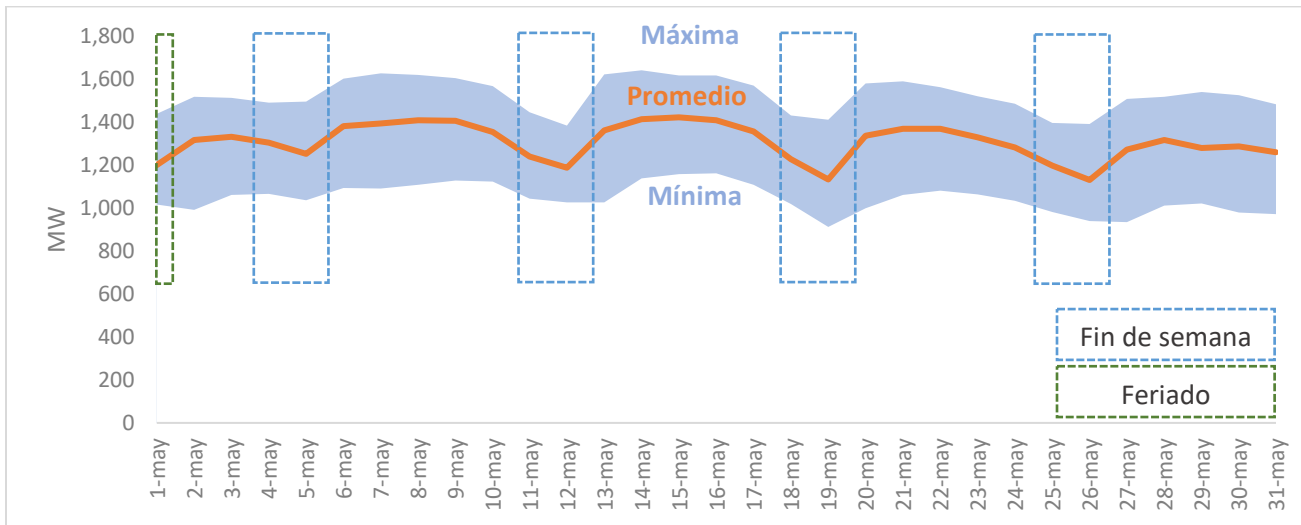
Tabla 2: Rangos de variación de la demanda (MW) de períodos seleccionados, años 2019 y 2020

Período	2019	2020
Enero a marzo	$734 \leq d \leq 1,603$	$722 \leq d \leq 1,618$
Abril a junio	$697 \leq d \leq 1,639$	$745 \leq d \leq 1,544$
Julio a octubre	$852 \leq d \leq 1,633$	$880 \leq d \leq 1,617$
Noviembre	$776 \leq d \leq 1,556$	$436 \leq d \leq 1,430$
Diciembre	$659 \leq d \leq 1,546$	$623 \leq d \leq 1,481$

Fuente: Elaboración con información propia del ODS

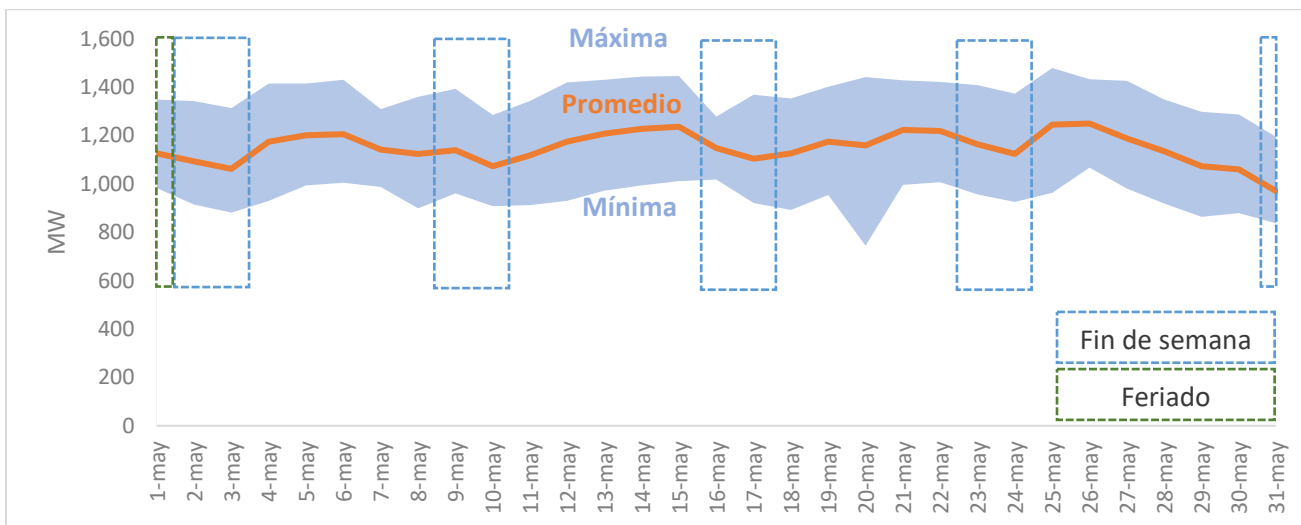
Para ejemplificar la variación diaria dentro de un mes, se muestran a continuación gráficas correspondientes al mes de mayo de los años 2019 y 2020. En la primera gráfica se aprecia la disminución de las demandas máximas y mínimas diarias en los fines de semana y días feriados respecto a los días hábiles de la semana. En la segunda gráfica, a diferencia de la correspondiente a 2019, se observa un comportamiento irregular en la demanda de los días hábiles.

Figura 7: Variación diaria de la demanda horaria, mayo de 2019



Fuente: Elaboración con información propia del ODS

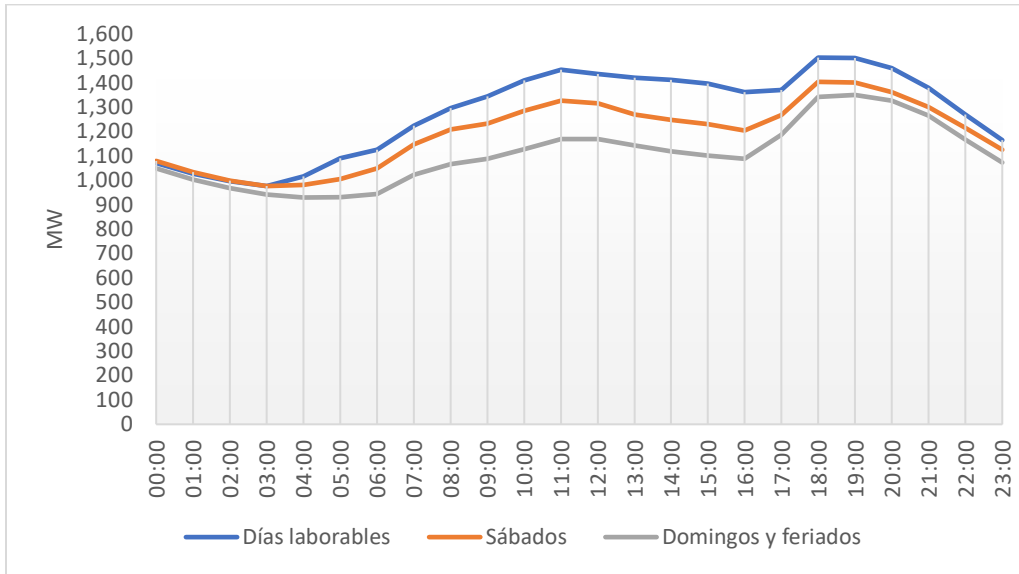
Figura 8: Variación diaria de la demanda horaria, mayo de 2020



Fuente: Elaboración con información propia del ODS

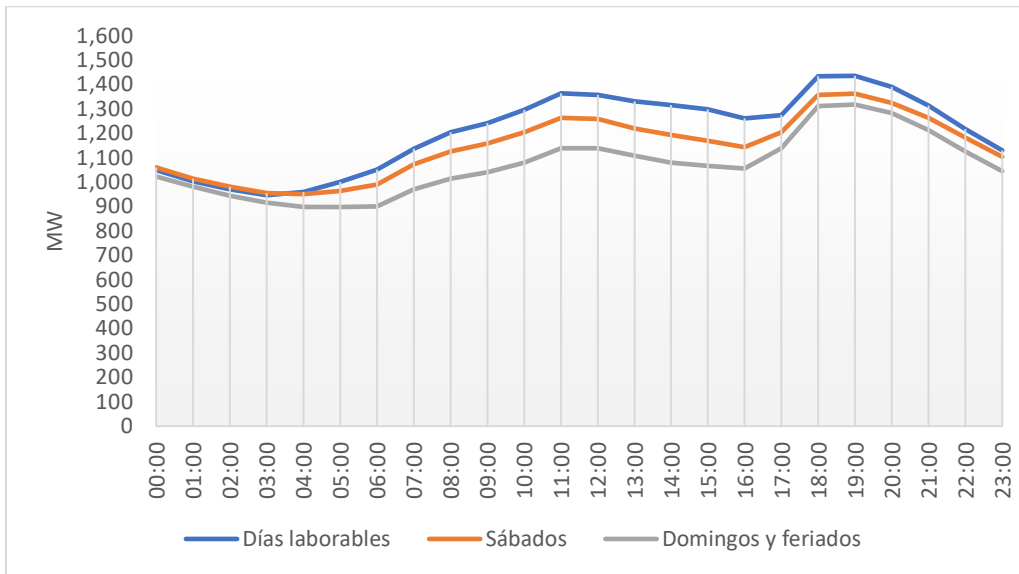
A continuación, se muestran las curvas de demanda promedio de los días hábiles, sábados, domingos y feriados del 2019 y 2020. En las dos gráficas se aprecia que la curva de demanda de los días hábiles está prácticamente por encima de la curva de los sábados y esta última por encima de los domingos y feriados.

Figura 9: Curvas de demanda horaria promedio de días hábiles, sábados, domingos y feriados de 2019



Fuente: Elaboración con información propia del ODS

Figura 10: Curvas de demanda horaria promedio de días hábiles, sábados, domingos y feriados de 2020



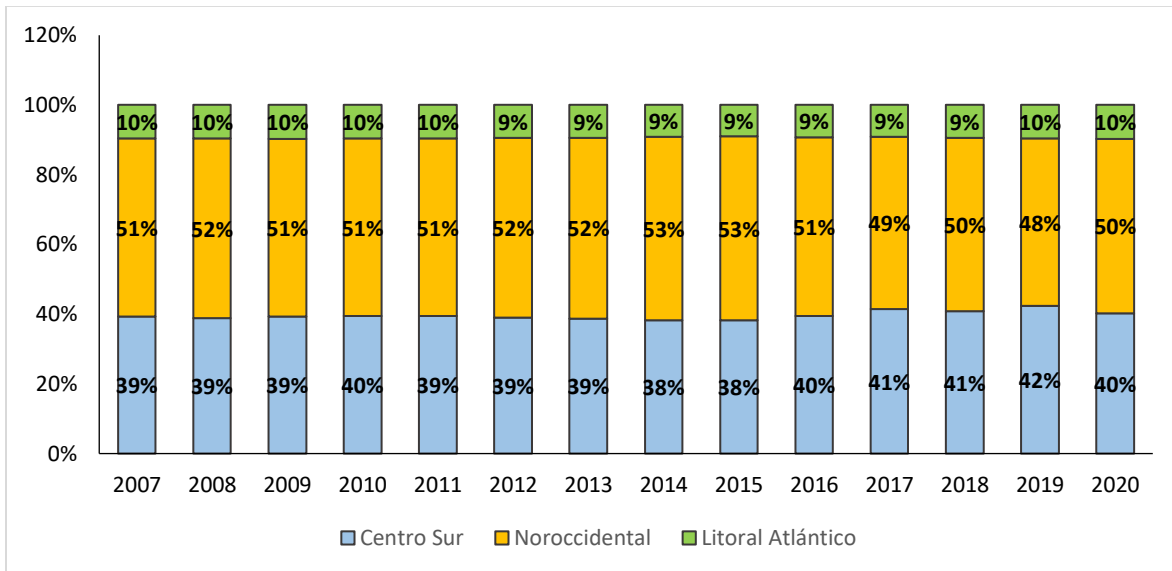
Fuente: Elaboración con información propia del ODS

6.2 Consumo eléctrico por región

La mayor demanda del sistema eléctrico nacional está concentrada en la región Noroccidental, la cual agrupa los departamentos de Cortés, Santa Bárbara, Copán, Ocotepeque, Lempira y parte de Yoro; seguido en orden decreciente por la región Centro Sur, que abarca los departamentos de Francisco Morazán, El Paraíso, Olancho, Choluteca, Valle, La Paz, Comayagua e Intibucá; y finalmente la región

Litoral Atlántico, que aglutina los departamentos de Atlántida, Colón y parte de Yoro. Esto basándose en la energía eléctrica vendida [2]. La gráfica a continuación muestra la composición porcentual del consumo eléctrico por región del país a lo largo del período 2007 – 2020.

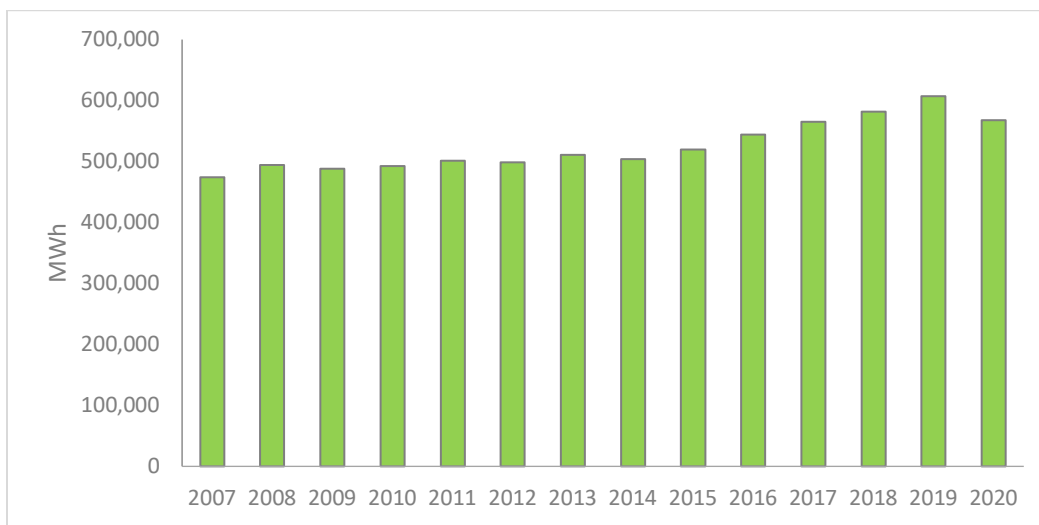
Figura 11: Composición porcentual del consumo eléctrico por región del país, período 2007-2020



Fuente: Elaboración con información de Boletines Estadísticos ENEE [2]

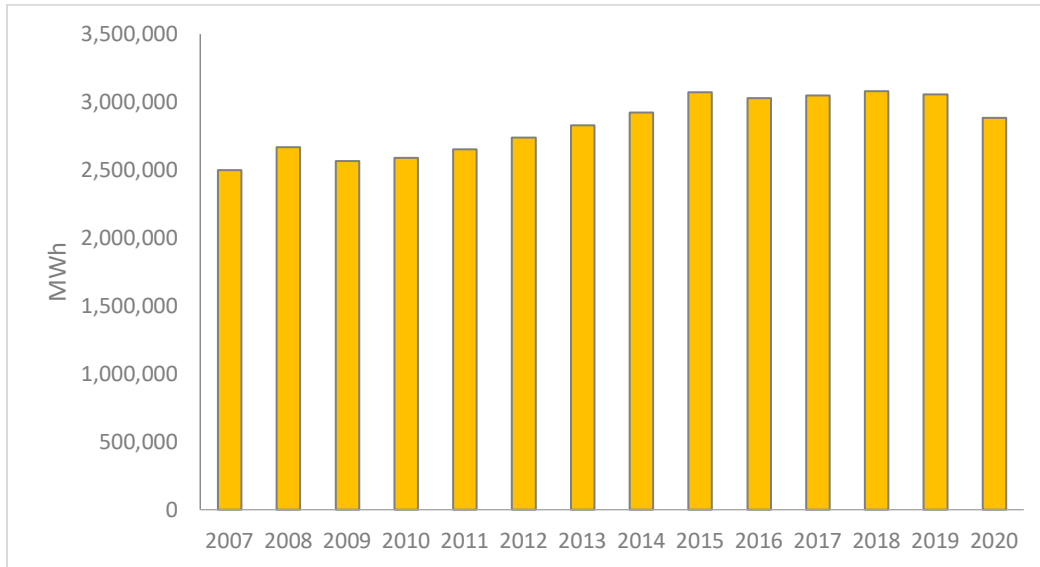
El decrecimiento del consumo eléctrico por región del país en el 2020 respecto al año anterior es notable, como se muestra en las tres gráficas a continuación. El consumo eléctrico en la región Litoral Atlántico decreció un 6.6%, en la región Noroccidental un 5.6% y en la región Centro Sur un 13.2%.

Figura 12: Consumo eléctrico región Litoral Atlántico, período 2007 – 2020



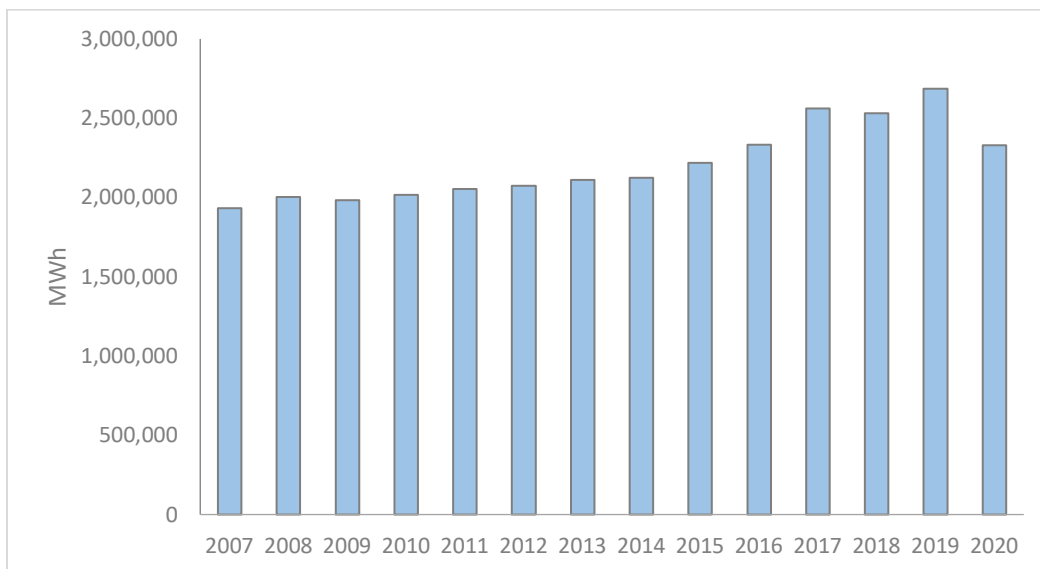
Fuente: Elaboración con información de Boletines Estadísticos ENEE [2]

Figura 13: Consumo eléctrico región Noroccidental, período 2007 – 2020



Fuente: Elaboración con información de Boletines Estadísticos ENEE [2]

Figura 14: Consumo eléctrico región Centro Sur, período 2007 – 2020



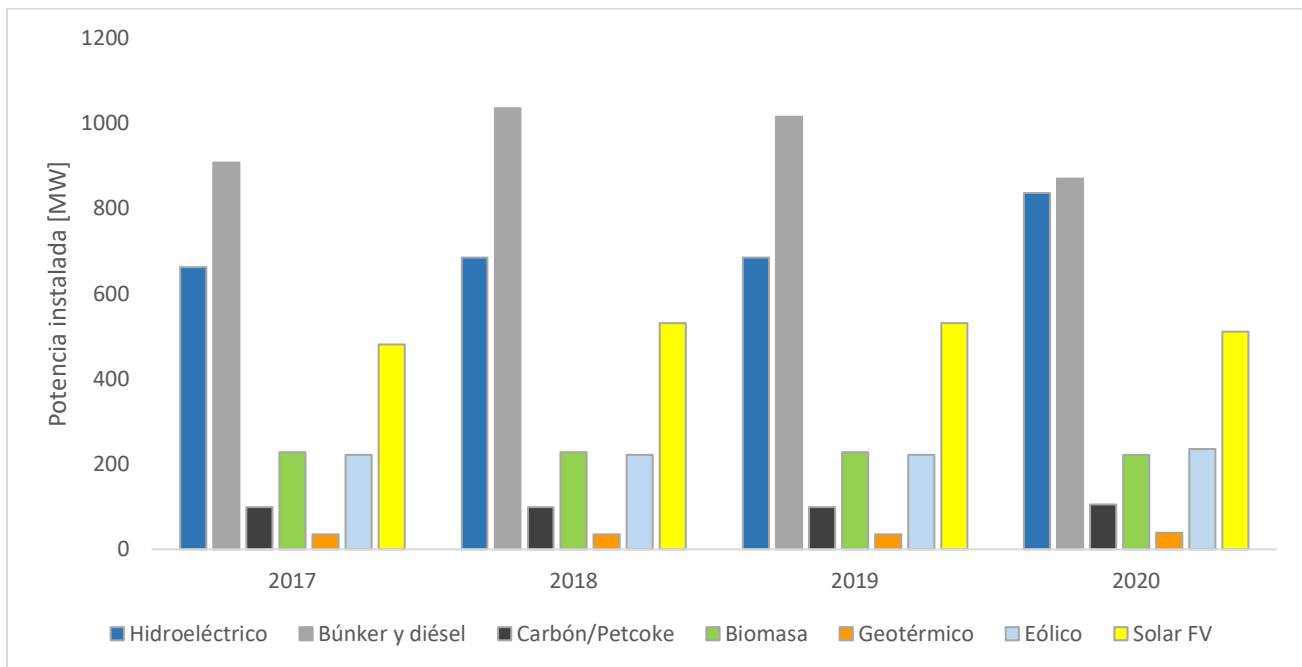
Fuente: Elaboración con información de Boletines Estadísticos ENEE [2]

6.3 Matriz eléctrica de Honduras

En el año 2020, la matriz de generación de Honduras se caracteriza por una significativa integración de energías renovables variables, las cuales representan un porcentaje importante de la capacidad instalada

del país, con un 26.5% combinando la capacidad solar fotovoltaica y eólica. Otro componente significativo de la capacidad instalada es la generación hidroeléctrica, la cual combinando las centrales con embalse de regulación y las centrales a filo de agua suman 837 MW, un 29.7% de la capacidad instalada total. Entre ellas se encuentra la central de generación más grande del país, la central hidroeléctrica Francisco Morazán, conocida como El Cajón, de 300 MW con cuatro unidades de 75 MW, siendo a la fecha las unidades de generación de mayor capacidad del sistema. La biomasa suma un 7.9%, 221 MW, de la capacidad total instalada, mientras que la única central geotérmica en operación en 2020 representa un 1.4% de la capacidad total instalada. Finalmente, la capacidad a base de centrales termoeléctricas de combustible fósil representa un 34.6% del total instalado, siendo el mayor porcentaje de la capacidad instalada por tecnología, sumando 975 MW. La evolución de la capacidad instalada por tecnología se aprecia en la Figura 15.

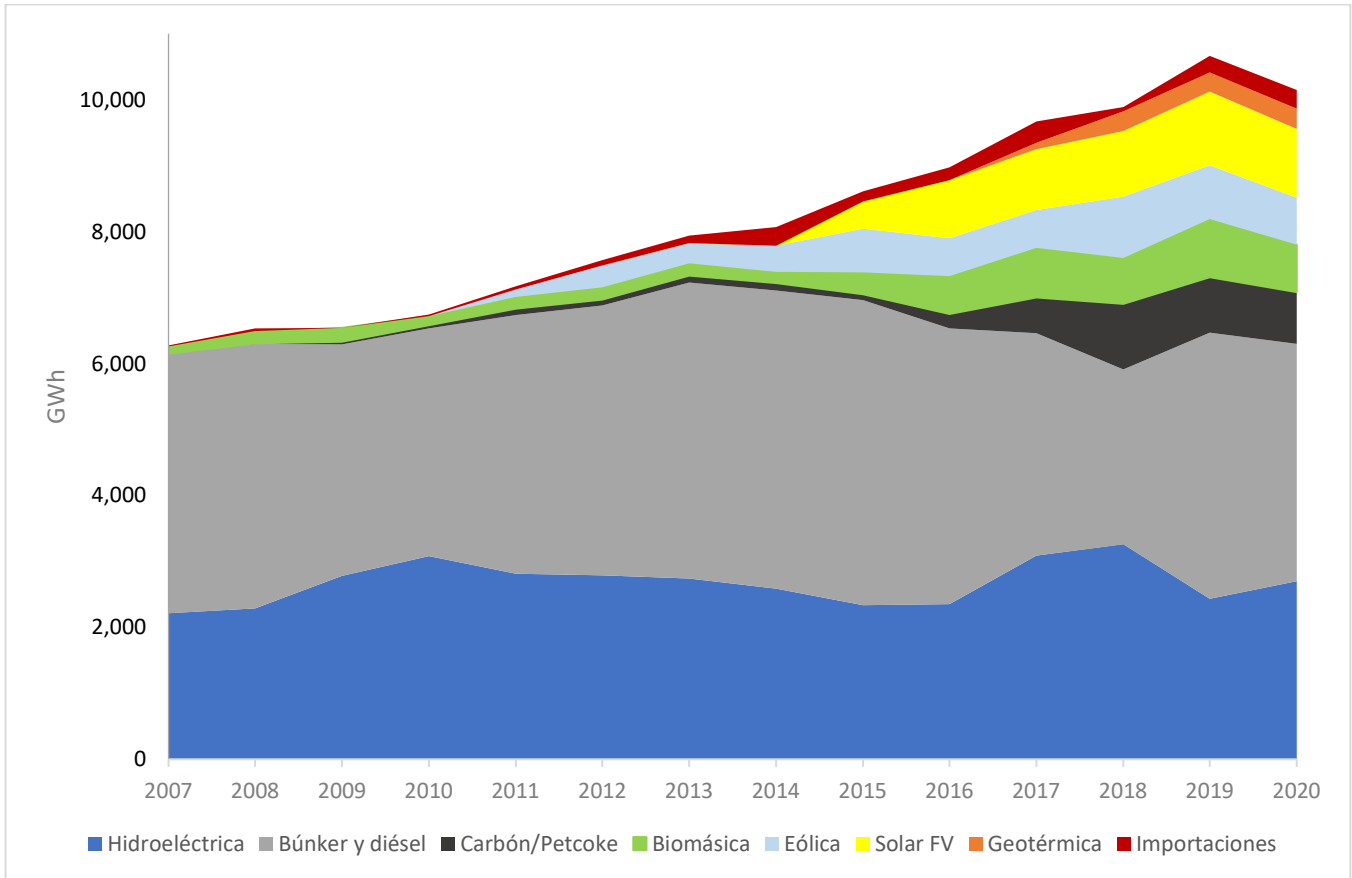
Figura 15: Capacidad instalada en el SIN por tecnología, 2017-2020



Fuente: Elaboración con información propia del ODS y Boletines Estadísticos ENEE [2]

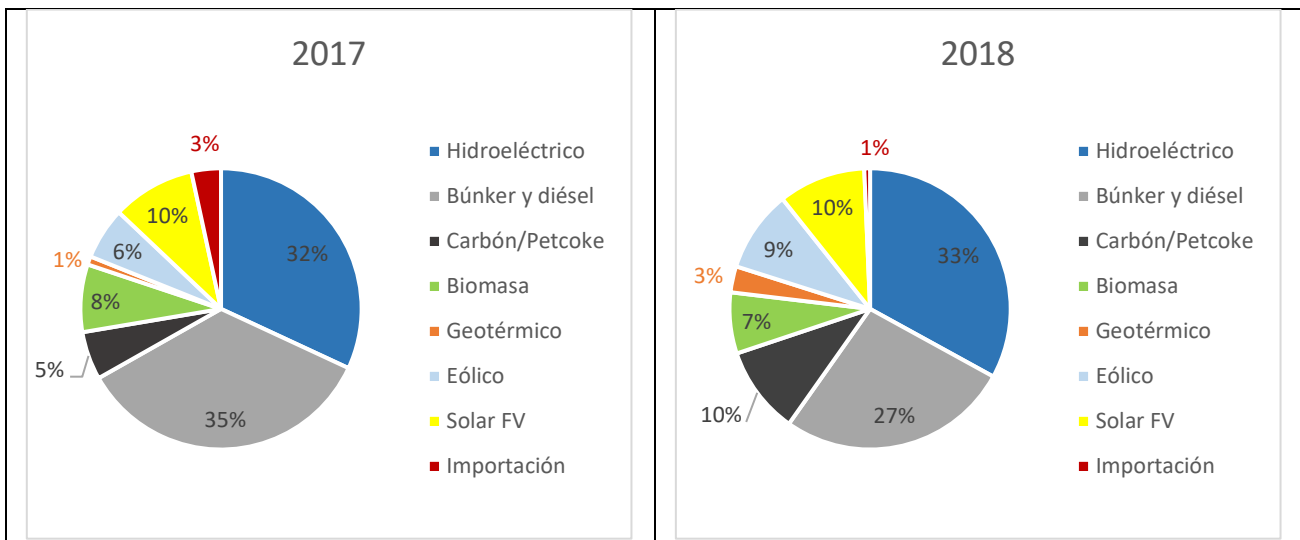
En relación con la producción, esta ha sido en gran parte a base de centrales termoeléctricas de combustible fósil. En el año 2020, estas representaron un 43% del total, compuesto por 8% con centrales de carbón/petcoke y 35% con centrales que utilizan búnker y diésel. Luego, se encuentra la generación hidroeléctrica con un 27% de la producción total. La generación solar fotovoltaica y eólica representó un 10% y 7% de la producción, respectivamente. El resto de la producción provino de las centrales de biomasa con 7% y la geotermia con 3%. En la Figura 16 se puede apreciar el despacho de energía por tecnología de generación en el período 2007 a 2020 y en la Figura 17 la contribución porcentual por tecnología a la producción eléctrica del país de 2017 a 2020, ambas considerando importaciones.

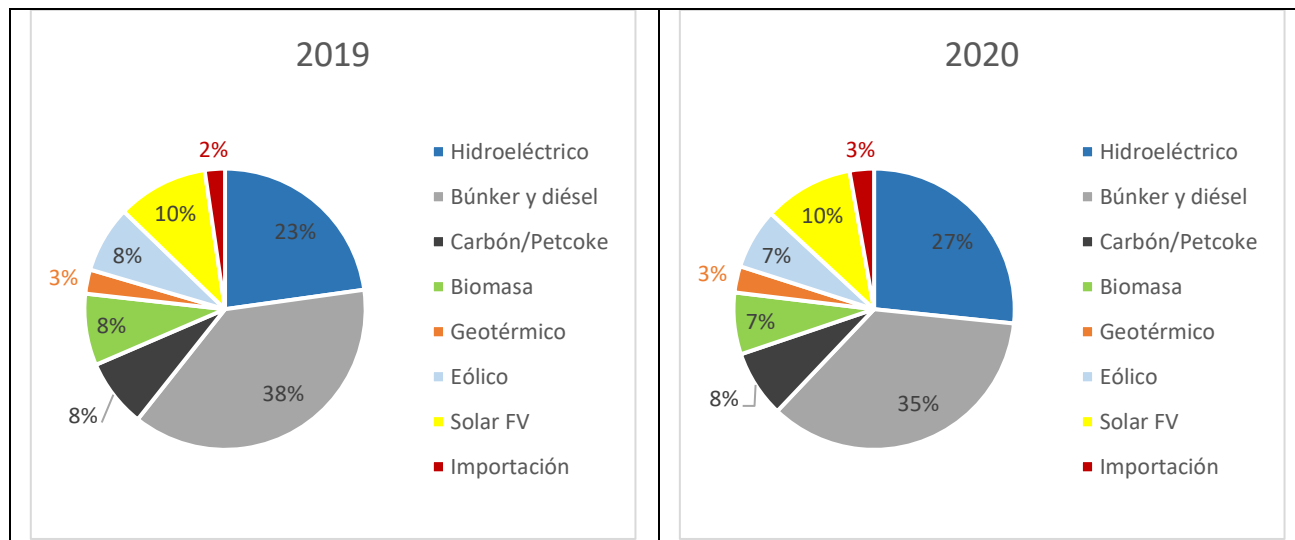
Figura 16: Despacho de energía eléctrica por tecnología de generación, período 2007 – 2020



Fuente: Elaboración con información propia del ODS y Boletines Estadísticos ENEE [2]

Figura 17: Contribución porcentual a la producción eléctrica por tecnología, 2017-2020





Fuente: Elaboración con información propia del ODS y Boletines Estadísticos ENEE [2]

Complementario a las gráficas precedentes, a continuación se muestran de forma tabular los valores de contribución por tecnología a la producción eléctrica del país en el período 2007 – 2020, considerando importaciones.

Tabla 3: Contribución por tecnología a la producción eléctrica del país, período 2007 – 2020

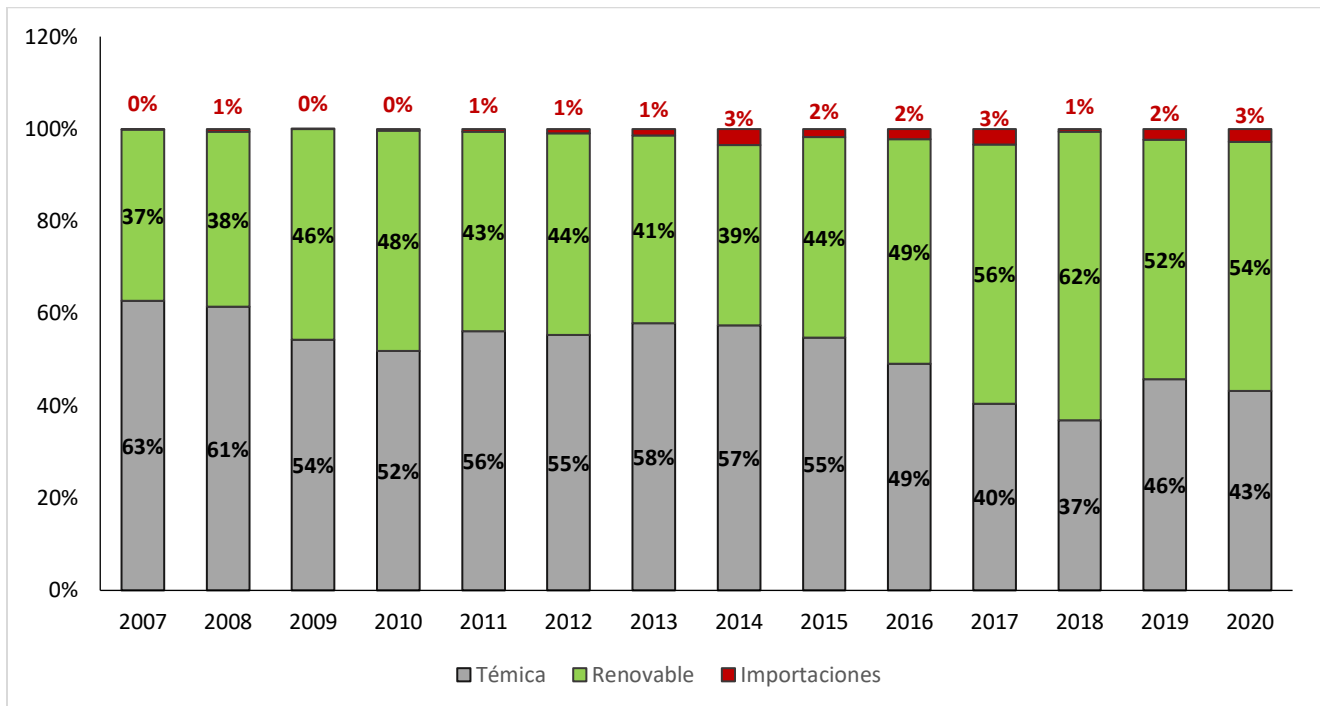
Año	Hidroeléctrica	Térmica a base de diésel o búnker	Carbón/Petcoke	Biomasa	Eólica	Solar FV	Geotérmica	Importaciones	Total
2007	35%	63%	0%	2%	0%	0%	0%	0%	100%
2008	35%	61%	0%	3%	0%	0%	0%	1%	100%
2009	43%	54%	1%	3%	0%	0%	0%	0%	100%
2010	46%	51%	1%	2%	0%	0%	0%	0%	100%
2011	39%	55%	1%	2%	2%	0%	0%	1%	100%
2012	37%	54%	1%	2%	4%	0%	0%	1%	100%
2013	34%	57%	1%	2%	4%	0%	0%	1%	100%
2014	32%	56%	1%	2%	5%	0%	0%	3%	100%
2015	27%	54%	1%	4%	8%	5%	0%	2%	100%
2016	26%	47%	2%	6%	6%	10%	0%	2%	100%
2017	32%	35%	5%	8%	6%	10%	1%	3%	100%

Año	Hidroeléctrica	Térmica a base de diésel o búnker	Carbón/ Petcoke	Biomasa	Eólica	Solar FV	Geotérmica	Importaciones	Total
2018	33%	27%	10%	7%	9%	10%	3%	1%	100%
2019	23%	38%	8%	8%	8%	10%	3%	2%	100%
2020	27%	35%	8%	7%	7%	10%	3%	3%	100%

Fuente: Elaboración con información propia del ODS y Boletines Estadísticos ENEE [2]

Se observa en la tabla anterior que las centrales eólicas empezaron a formar parte de la matriz de generación a partir del año 2011 y las centrales solares FV a partir del año 2015. Además, se puede apreciar que en cada año del período 2007 – 2020, la tecnología con mayor contribución a la producción eléctrica del país ha sido la térmica a base de combustible búnker o diésel, a excepción del año 2018 en que, por efecto del fenómeno de La Niña, entre otras circunstancias, la producción hidroeléctrica la sobrepasó. En la gráfica a continuación se muestra que al unir, por un lado, la producción de todas las centrales que producen a base de un recurso renovable y, por otro lado, todas las que producen a base de combustible fósil, la producción renovable sobrepasa la térmica a partir del año 2017.

Figura 18: Contribución renovable, térmica e importaciones al sistema eléctrico nacional, período 2007 – 2020

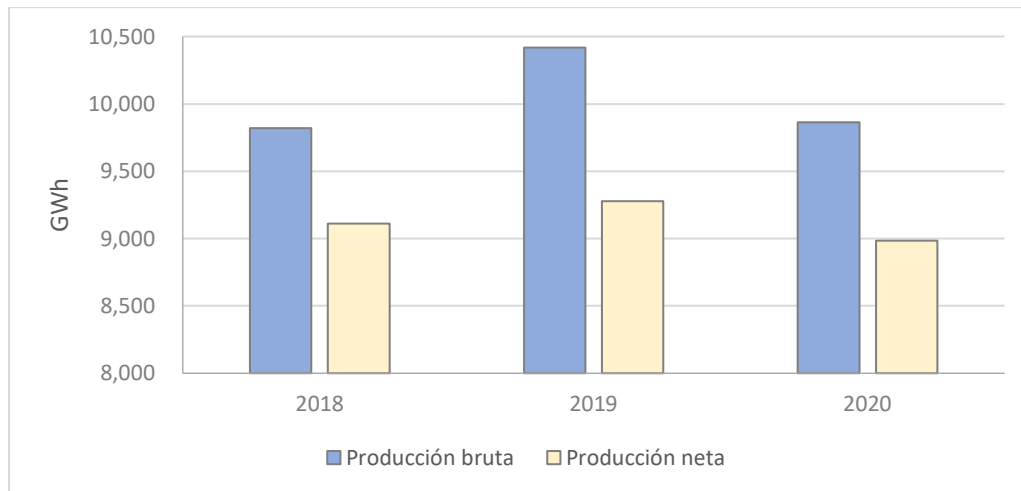


Fuente: Elaboración con información propia del ODS y Boletines Estadísticos ENEE [2]

La producción eléctrica de las centrales generadoras del sistema eléctrico nacional consiste en su producción bruta. Dicha producción bruta incluye consumo propio y ventas a terceros, siendo lo restante

denominado producción neta. En la gráfica a continuación se muestra la producción bruta y neta del sistema durante los años 2018, 2019 y 2020.

Figura 19: Producción bruta y neta de 2018, 2019 y 2020



Fuente: Elaboración con información propia del ODS y Boletines Estadísticos ENEE [2]

6.4 Red de transmisión

La red de transmisión nacional se compone de los elementos que operan a un nivel de tensión de 69 kV o superior, incluyendo sus equipos asociados. Las líneas de transmisión, a mediados de 2021, alcanzan una longitud¹ de 694 km, 1,026 km y 1,280 km en 69 kV, 138 kV y 230 kV, respectivamente.

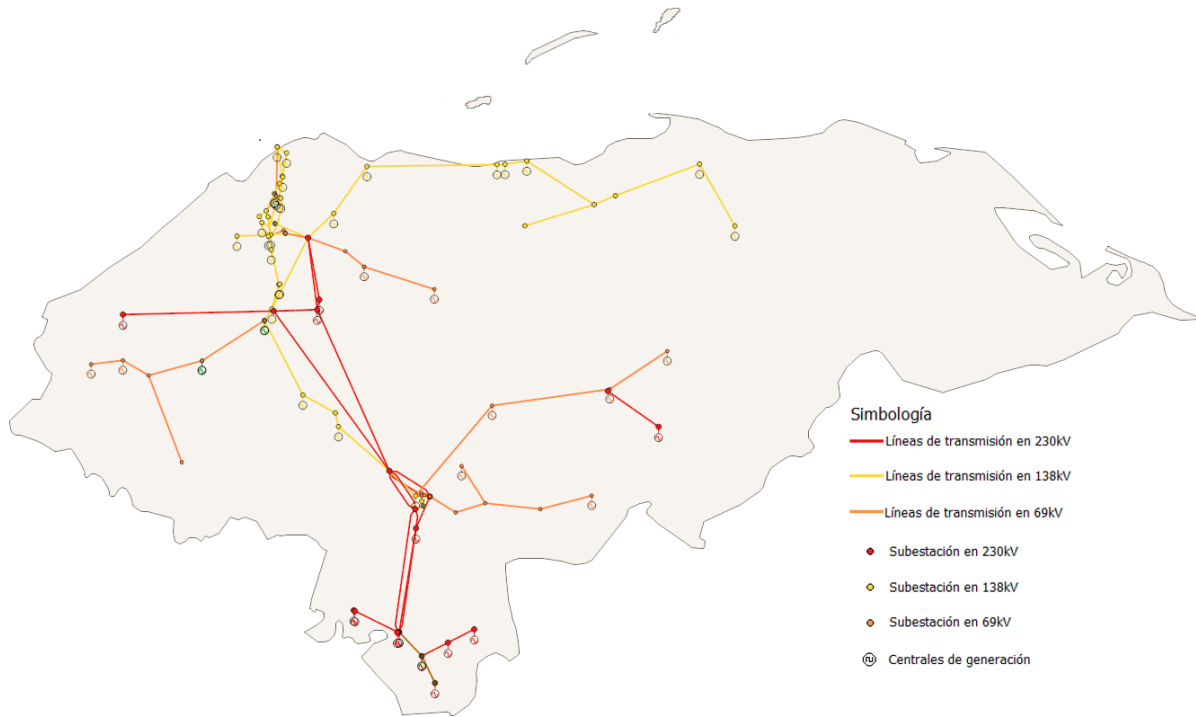
Particularmente, en el sistema de transmisión de la zona norte se concentra la mayor cantidad de consumo eléctrico del país, mientras que en la zona sur se ubica una gran parte de la generación renovable variable. Esto ocasiona un flujo de potencia dominante en dirección sur-norte desde uno de los principales centros de generación a un importante foco de consumo. En la zona norte se encuentran en su mayoría tramos en 138 kV. Esta es una zona altamente mallada, aunque parte de los elementos operan con un considerable nivel de carga. La región centro-sur se enlaza con la zona norte por dos enlaces paralelos en 230 kV en conjunto con un enlace en 138 kV.

Adicional a los elementos descritos, forman parte de la red de transmisión cinco circuitos radiales que alimentan la zona occidente, el departamento de El Paraíso, el departamento Olancho, parte del departamento de Yoro y el litoral atlántico. De estos circuitos, el circuito hacia el litoral atlántico opera en 138 kV, contando con diez subestaciones eléctricas. Los demás circuitos radiales operan en 69 kV. El circuito que cubre el departamento de El Paraíso cuenta con cinco subestaciones, el que cubre el departamento de Olancho cuenta con cinco subestaciones, el circuito que cubre gran parte del

¹ La longitud descrita corresponde a los circuitos construidos, aunque compartan estructuras.

departamento de Yoro tiene dos subestaciones, y el circuito radial que cubre parte de los departamentos Santa Bárbara, Copán y Lempira, en el occidente, cuenta con cinco subestaciones.

Figura 20: Sistema Interconectado Nacional a julio de 2021



Fuente: Elaboración propia con información del ODS

De manera general, en la red de transmisión se encuentran 85 subestaciones eléctricas, que cumplen diferentes funciones como suministro de demanda, interconexión de centrales de generación, conmutación entre elementos de transmisión o una combinación de estas. Del total de subestaciones eléctricas, dos cuentan con tres diferentes niveles de tensión en transmisión (230/138/69 kV), y otras ocho con dos diferentes niveles de tensión en transmisión (dos con 230/138 kV, cinco con 138/69 kV y una con 230/69 kV). El resto de las subestaciones tienen un único nivel en alta tensión. El detalle de los niveles de tensión de las subestaciones se muestra en la Tabla 4, así como también su configuración constructiva.

Tabla 4: Nivel de tensión y configuración de subestaciones en la red de transmisión²

Nombre	Siglas	Alta tensión			Media tensión	
		230 kV	138 kV	69 kV	34.5 kV	13.8 kV
Agua Caliente	AGC	IM				
Agua Fría	AGF	IM				
Agua Prieta	AGP		BU			
Amarateca	AMT	IM	AN		BU	
Becosa	BCO		BU			
Bellavista	BVI		BU			BU
Bermejo	BER		DU	DU		BU, BT
Bijao	BIJ		AN			
Bonito Oriental	BOR		BU		BU	
CAHSA	CAH			BU		
Cañaveral	CRL		DD	SB	BU	
Caracol	CAR		BU		BU	
Catacamas	CAT			BU		BT
Ceiba Térmica	CTE		DU		BU	
Cerro de Hula	CDH	IM			BU	
Chichicaste	CHI			BU	BU	
Chinchayote	CHY	AN				
Choloma	CHM		BU			BU, BT
Circunvalación	CIR		AN			BU
Comayagua	CYG		BU		BU	
Coyoles Central	CCE		BU		BU	
Danlí	DAN			BU	BU	
El Bijagual	EBI	IM				
El Cajón	CJN	IM			BU	
El Estadio	EST		TP			BU
El Faro	FAR			SB		
Elcatex	ETX			TP		BU
Elcosa	ELC		BU			
Ensenada	END		BU			
Erandique	ERA			BU	BU	
Geoplatanares	GPT			SB		
Guaimaca	GMC			BU	BU	

² BU: Barra única, DU: Doble barra – interruptor único, DD: Doble barra – doble interruptor, AN: Anillo, TP: Derivación, BT: Barra principal – barra de transferencia, IM: Interruptor y medio, SB: Sin barra – interruptor único

Nombre	Siglas	Alta tensión			Media tensión	
		230 kV	138 kV	69 kV	34.5 kV	13.8 kV
Guaymas	GUA		TP		BU	
Isletas	ISL		BU		BU	
Juticalpa	JUT			BU	BU	
Juticalpa Dos	JUD	DD		BU		
La Cañada	CDA		BU			BT
La Entrada	LEC	IM			BT	
La Leona	LLN			BU		BU
La Lima	LIM			BU		
La Puerta	LPT		BU			BU, BT
La Vegona	VEG	IM				
La Victoria	LVI		TP			BU
Laínez	LNZ			BU		BU
Las Flores	LFL			BU	BU	
Lufussa 3	LUT	BU				
Lufussa San Lorenzo	LSL	BU				
Lufussa Valle	LUV	BU				
Masca	MAS		TP		BU	
Merendón	MER		IM			
Miraflores	MFL		TP			BU
Morazán	MOR			BU	BU	
Naco	NCO		BU		BU	
Níspero	NIS			BU	BU	
Nueva Nacaome	NNC	IM				
Ojo de Agua	ODA			BU		
Patuca	PAT	DU				
Pavana	PAV	AN			BU	
Piedras Azules	PAZ		BU			
Planta San Marcos	PSM	SB				
Porvenir	PVR			BU	BU	
Prados	PRD	IM			BU	
Progreso	PGR	IM	DU	BU	BU	
Pueblo Nuevo	PNU			TP		SB
Reguleto	RGU		BU			
Retorno	RET		TP			BU
Río Lindo	RLN		IM			
Río Nance	RNA		IM		BT	

Nombre	Siglas	Alta tensión			Media tensión	
		230 kV	138 kV	69 kV	34.5 kV	13.8 kV
San Buenaventura	SBV	IM				
San Isidro	SIS		BU		BU	
San Pedro Sula Sur	SPS		IM			
Santa Fe	SFE		BU	BU	BU	BU
Santa Lucía	SLU	IM			BU	
Santa Marta	SMT		BU	TP		BU
Santa Rosa	SRS			BU, AN	BU	
SHOL	SHL		BU			
Siguetepeque	SGT		TP		BU	
Suyapa	SUY	IM	DU	BU		BT
Tela	TEL		BU		BU	
Térmica Alsthom	TAL			AN		
Térmica Sulzer	TSZ		AN	SB		BU
Toncontín	TON	IM	BU			BT
Villanueva	VNU		BU		BU	
Yoro	YOR			BU	BU	
Zamorano	ZAM			BU	BU	

Como se lista en la tabla anterior, dentro de las subestaciones con elementos en 230 kV, 23 en total, 15 cuentan con su sección de 230 kV en configuración interruptor y medio, tres con una configuración de barra única, una en configuración doble barra – doble interruptor, una en configuración doble barra – interruptor único y dos en configuración de anillo y una sin barra – interruptor único. Para las 43 subestaciones con elementos en 138 kV, cuatro cuentan con su sección de 138 kV en configuración de interruptor y medio, 23 en configuración de barra única, una en configuración doble barra – doble interruptor, cuatro en configuración doble barra – interruptor único, cuatro en configuración anillo y siete en derivación. En relación con las subestaciones a nivel de transmisión que cuentan con elementos en 69 kV, la mayoría tienen la configuración de barra única en su sección de 69 kV, 23 de 33, tres en anillo, una en forma de doble barra – interruptor único, tres en derivación, y cuatro sin barra – interruptor único. Cabe mencionar que en la subestación Santa Rosa se encuentra parte de su sección en 69 kV en configuración de anillo y otra parte en configuración de barra sencilla. Respecto a la configuración de las subestaciones con elementos en 34.5 kV, en 34 subestaciones se encuentra su sección de 34.5 kV en configuración barra única y en dos subestaciones en configuración barra principal – barra de transferencia. De 23 subestaciones con elementos en 13.8 kV, en 15 subestaciones se encuentra su sección de 13.8 kV en configuración barra única, en siete subestaciones en configuración barra principal – barra de transferencia y en una subestación sin barra – interruptor único.

Otro grupo de elementos relevantes en el sistema de transmisión son los transformadores de potencia, los cuales pueden clasificarse dependiendo de su función o nivel de tensión al que operan. Los transformadores de potencia que se considera que forman parte del sistema de transmisión son los que operan con al menos dos devanados a niveles de alta tensión, detallándose en la Tabla 5.

Tabla 5: Transformadores de potencia en la red de transmisión

No.	Subestación	Transformador	Nivel de tensión 1 [kV]	Nivel de tensión 2 [kV]	Nivel de tensión 3 [kV]	Capacidad devanado 1 [MVA]	Capacidad devanado 2 [MVA]	Capacidad devanado 3 [MVA]	Tipo
1	Toncontín	T610	230	138	13.8	150	150	50	Autotransformador
2	Suyapa	T611	230	138	--	100	100	--	Transformador
3	Suyapa	T612	230	138	13.8	100	100	30	Autotransformador
4	Suyapa	T613	230	138	13.8	100	100	30	Autotransformador
5	Suyapa	T510	138	69	13.8	50	50	16.7	Autotransformador
6	Suyapa	T542	138	69	13.8	50	50	16.7	Autotransformador
7	Santa Fe	T509	138	69	13.8	50	50	16.7	Autotransformador
8	Amarateca	T605	230	138	34.5	150	150	45	Autotransformador
9	Progreso	T601	230	138	13.8	150	150	50	Autotransformador
10	Progreso	T603 ³	230	138	13.8	150	150	50	Autotransformador
11	Progreso	T604	230	138	13.8	150	150	50	Autotransformador
12	Progreso	T520	138	69	13.8	50	50	16.7	Autotransformador
13	Bermejo	T505	138	69	13.8	50	50	16.7	Autotransformador
14	Sulzer	T528	138	69	13.8	50	50	16.7	Autotransformador
15	Cañaveral	T501	138	69	13.8	50	50	20	Transformador
16	Juticalpa II	T623	230	69	34.5	140	140	46.6	Transformador

Adicional a los transformadores mencionados previamente, en el sistema se encuentran en operación 84 transformadores destinados al suministro de demanda, tomando las inyecciones de potencia desde el nivel de alta tensión.

La red de transmisión del país tiene enlaces internacionales para integrarse con el sistema interconectado centroamericano. Honduras cuenta con enlaces, que operan en 230 kV, a los países vecinos con frontera terrestre, siendo la capacidad de intercambio objetivo entre pares de países de al menos 300 MW. Se dispone de un enlace con Guatemala entre las subestaciones Panaluya y La Entrada, en Honduras. Con El Salvador se cuenta con dos enlaces, uno saliendo de la subestación Agua Caliente y un segundo enlace que sale de la subestación Nueva Nacaome, ambos conectándose en la subestación salvadoreña 15 de Septiembre. La interconexión con Nicaragua también se compone de dos enlaces, uno saliendo de la

³ Actualmente fuera de servicio.

subestación Agua Caliente que culmina en la subestación Sandino, y un segundo enlace que se origina en la subestación Prados y culmina en la subestación León I.

En la sección Anexos se puede observar un diagrama unifilar de la red de transmisión existente.

6.4.1 Descripción de la problemática actual de la red de transmisión

Actualmente, la red de transmisión presenta ciertas limitaciones en el transporte de energía para suministro de la demanda en varias zonas del país, ya sea por la capacidad de los elementos como líneas de transmisión o transformadores de potencia, o por insuficientes fuentes de potencia reactiva locales. Además, se encuentran problemas en ciertos circuitos radiales de largas longitudes.

Previo a 2021, el circuito radial en 69 kV que alimenta el departamento de Olancho presentó inconvenientes para suministrar la demanda máxima de la zona. Esto debido en gran medida a la longitud del circuito, cercana a 195 km, su nivel de tensión y la baja generación local en la zona, que se componía principalmente de centrales hidroeléctricas a filo de agua conectadas al sistema de distribución. A inicios de 2021 comenzó la operación de la central hidroeléctrica Patuca III con capacidad instalada de 104 MW incrementándose la generación disponible en la zona. Sin embargo, debido a las condiciones del referido circuito -una longitud considerable y una capacidad por límite térmico de 68 MVA- no es posible aprovechar la totalidad de esta nueva capacidad de generación hidroeléctrica por lo que es necesario reducir su despacho para garantizar el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad durante la operación.

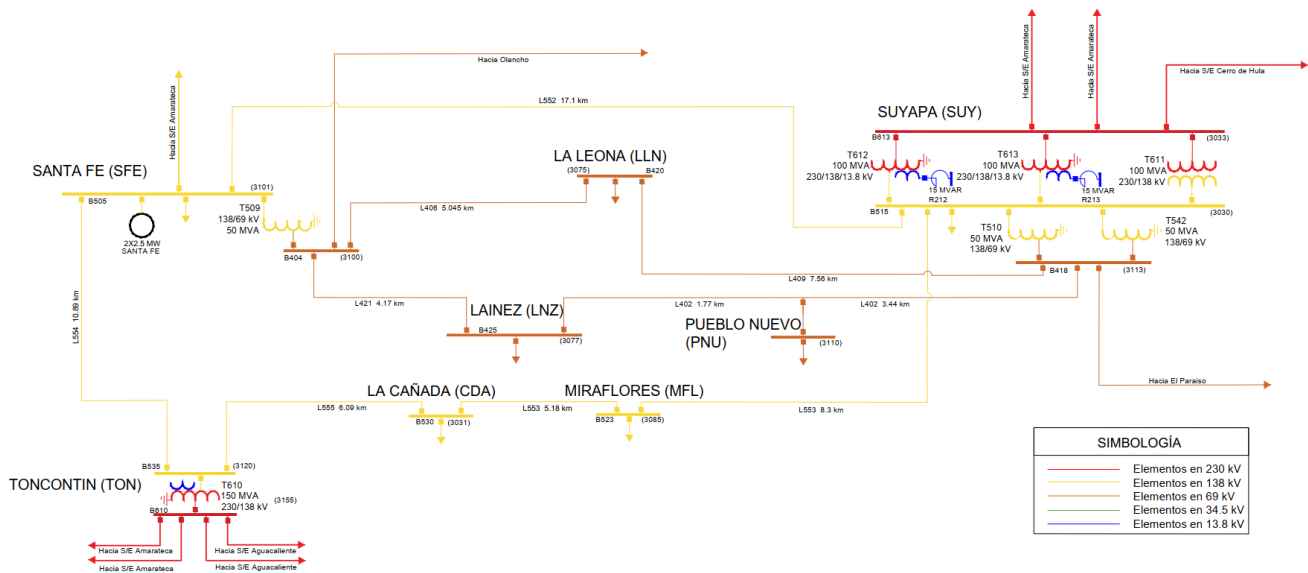
Otro circuito radial que presenta problemas para suministrar la demanda en su zona es el que alimenta el departamento de El Paraíso, el cual se origina en la subestación Suyapa y opera en 69 kV. Este circuito tiene una capacidad por límite térmico de 47 MVA que, combinado con la reducida generación ubicada en la zona, el requerimiento de potencia reactiva de la demanda y la longitud del circuito, cercana a 107 km, lo limitan para transporte de energía desde la zona central del país.

Respecto a las subestaciones conectadas en derivación, la problemática recae en su capacidad de aislar fallas ya que por dicha condición la subestación se desconecta totalmente de la red en caso de un evento que requiera la desconexión de la única línea de transmisión a la cual está conectada. Estas subestaciones incluyen Retorno, Guaymas, La Victoria, Masca, Santa Marta, El Estadio, Siguatepeque y Pueblo Nuevo. Varias de estas subestaciones requieren obras de normalización de su conexión a la red de transmisión de forma que permita mejorar la confiabilidad de la red.

Otra problemática identificable es la capacidad de transformación en la zona central del país, específicamente en las subestaciones eléctricas del Distrito Central. Esto se debe a que la demanda en esta zona a nivel de distribución se alimenta en gran parte desde la red de 138 kV y 69 kV, las cuales reciben energía mediante la red de 230 kV. Estas condiciones provocan un flujo de potencia elevado en los transformadores de transmisión 230/138 kV o 138/69 kV de las subestaciones Suyapa, Toncontín y Santa Fe. El flujo de potencia actual de estos transformadores y el crecimiento natural de la demanda exponen al sistema ante sobrecargas futuras. Esto es más notorio para la red de 69 kV, alimentada desde

las subestaciones Santa Fe y Suyapa, que se compone de un anillo interno en el Distrito Central para suministrar carga en las subestaciones La Leona, Láinez y Pueblo Nuevo, y de los circuitos radiales en 69 kV hacia el departamento de El Paraíso, que parte de la subestación Suyapa, y hacia el departamento de Olancho, que parte de la subestación Santa Fe. Todo el flujo de potencia para dicha red debe pasar por tres transformadores 138/69 kV que juntos suman 150 MVA de capacidad, lo cual presenta restricciones para el crecimiento de la demanda.

Figura 21: Diagrama unifilar de la red de transmisión en el Distrito Central



En la subestación Progreso se presenta otro problema, donde actualmente se encuentran en servicio dos transformadores de tres que están instalados. Esto se debe a que el transformador PGR-T603 se encuentra desconectado debido a que necesita reparaciones, por ende, existiendo un riesgo de una sobrecarga en los dos transformadores restantes, principalmente ante la posible contingencia de uno de ellos, para lo que actualmente se han establecido restricciones operativas del flujo que transportan. Esta problemática limita el transporte de energía desde la zona sur hasta la zona norte, principalmente en las horas de máxima generación solar fotovoltaica. Esta potencia se transporta mayoritariamente por la red en 230 kV del corredor sur-norte. Posteriormente, este flujo de potencia debe pasar por la subestación Progreso, que es el principal punto de interconexión del norte del país con el resto del sistema, y reducir su nivel de tensión de 230 kV a 138 kV. Luego esta potencia debe enviarse por el resto de la red que opera en 138 kV en la zona norte y el litoral atlántico.

Relacionado a la problemática descrita en el párrafo previo, el transporte de energía desde la subestación Progreso se da en 138 kV mediante la línea L529 hacia la subestación San Pedro Sula Sur L524 y la línea L524 hacia la subestación Circunvalación, las cuales presentan un alto nivel de carga y, por ende, agravando la problemática existente en caso de presentación de fallas en estas líneas. A esta situación se le añaden los requerimientos de potencia reactiva en la zona norte, lo que provoca cortes de carga o

el redespacho de alguna unidad adicional de la central El Cajón en las horas de máxima demanda diurna ante la dificultad de mantener los niveles de voltaje dentro de los rangos permitidos para una operación segura.

Para el caso del litoral atlántico, no es posible suministrar toda su demanda desde la subestación Progreso, que funge como punto de conexión de dicha zona con el resto del sistema. Actualmente, existen restricciones operativas de flujo en el enlace L515 en 138 kV entre las subestaciones Progreso y Tela. Estas restricciones son ocasionadas por la longitud del circuito radial y falta de fuentes de potencia reactiva locales, lo cual impide mantener los niveles de voltaje dentro de los rangos apropiados. Estas condiciones fuerzan el uso de centrales termoeléctricas instaladas en la zona fuera del orden de mérito, convirtiendo a la vez a esta generación como la principal fuente de potencia reactiva local.

Respecto a la capacidad de la red de transportar la producción de las centrales solares fotovoltaicas y eólicas de la zona sur hacia los centros de consumo, se han presentado eventos que comprometen la operación segura de la red nacional e incluso regional. Estos problemas se dan en líneas de transmisión que conectan las subestaciones donde ciertas centrales solares fotovoltaicas inyectan su potencia, específicamente la línea L615, que une las subestaciones Pavana y Santa Lucía, y la línea L637, que enlaza las subestaciones Santa Lucía y Prados. Estos elementos transportan un porcentaje significativo de la generación renovable variable del país y parte del flujo de potencia proveniente del enlace Honduras – Nicaragua entre la subestación Prados en Honduras y la subestación León I en Nicaragua, mediante la línea L617 (PRD-FNH). Ante eventos como falla en la línea L615, y su posterior desconexión, en momentos de alta generación renovable, cuando transporta altos flujos de potencia, se produce la actuación de esquemas de desconexión de generación solar fotovoltaica, que inyecta en las subestaciones Santa Lucía y Prados, para prevención de sobrecargas en elementos de la red de transmisión de Nicaragua, creándose a la vez desbalances de generación a lo interno del país.

6.4.2 Máximas capacidades de transferencia de potencia año 2021

La capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros del MER tiene como objetivo alcanzar 300 MW, en ambos sentidos. Es responsabilidad del Ente Operador Regional (EOR) en colaboración con los países que actualmente forman parte del SER determinar mes a mes, mediante estudios, las máximas capacidades de transferencia de potencia entre áreas de control. En dichos estudios se calculan las capacidades de importación, exportación y porteo para cada país miembro con una serie de criterios que sirven para definir el valor de transferencia máxima.

El valor máximo de transferencia es considerado como la potencia máxima que puede ser transferida previendo que ante condiciones N-1 no se presenten violaciones de voltaje o sobrecargas de los elementos de transmisión del área de control bajo análisis. También se considera como criterio de restricción de transferencia que no le sea posible al área de control importar más potencia ya sea por razones de porcentaje mínimo de reserva rodante que debe mantener o por despacho de su generación base. En caso de exportaciones, se considera también como criterio de restricción de transferencia que no haya generación disponible en el área de control. No es considerado como criterio de restricción de

transferencia las violaciones de voltaje o sobrecarga a partir del caso base (sin transferencias) y que dicha condición se mantenga con el incremento de las transferencias.

A continuación, se presentan en una serie de tablas las capacidades operativas de transferencia de Honduras para el año 2021 en demanda máxima, media y mínima a nivel regional, la cual es información recopilada de los informes publicados por el Ente Operador Regional [3]. Cabe mencionar que la demanda media regional corresponde con la demanda máxima en horario diurno.

Tabla 6: Capacidad operativa de importaciones desde Guatemala

Mes	Demanda máxima regional [MW]	Demanda media regional [MW]	Demanda mínima regional [MW]
Enero	220	50	300
Febrero	220	20	300
Marzo	200	60	300
Abril	220	50	300
Mayo	230	90	220
Junio	240	60	290
Julio	220	40	290
Agosto	300	40	300
Septiembre	300	80	280
Octubre	300	70	280
Noviembre	300	70	280
Diciembre	300	70	300

Tabla 7: Capacidad operativa de importaciones desde El Salvador

Mes	Demanda máxima regional [MW]	Demanda media regional [MW]	Demanda mínima regional [MW]
Enero	230	50	300
Febrero	220	20	300
Marzo	200	60	300
Abril	220	60	300
Mayo	230	90	220
Junio	230	60	290
Julio	220	40	290
Agosto	300	40	300
Septiembre	300	80	280
Octubre	300	70	280
Noviembre	300	70	280
Diciembre	300	70	300

Tabla 8: Capacidad operativa de importaciones desde Nicaragua

Mes	Demanda máxima regional [MW]	Demanda media regional [MW]	Demanda mínima regional [MW]
Enero	230	60	300
Febrero	210	20	300
Marzo	200	60	300
Abril	220	60	300
Mayo	230	90	220
Junio	230	70	270
Julio	220	40	270
Agosto	300	40	300
Septiembre	300	90	280
Octubre	300	70	260
Noviembre	300	70	260
Diciembre	300	70	300

Tabla 9: Capacidad operativa de exportaciones hacia Guatemala

Mes	Demanda máxima regional [MW]	Demanda media regional [MW]	Demanda mínima regional [MW]
Enero	300	300	300
Febrero	270	300	300
Marzo	210	300	300
Abril	230	300	300
Mayo	250	300	300
Junio	260	300	300
Julio	260	300	300
Agosto	170	300	300
Septiembre	240	300	300
Octubre	230	300	300
Noviembre	230	300	300
Diciembre	180	300	300

Tabla 10: Capacidad operativa de exportaciones hacia El Salvador

Mes	Demanda máxima regional [MW]	Demanda media regional [MW]	Demanda mínima regional [MW]
Enero	300	300	300
Febrero	280	300	300
Marzo	210	300	300
Abril	230	300	300
Mayo	250	300	300
Junio	260	300	300
Julio	270	300	300
Agosto	170	300	300
Septiembre	240	290	300
Octubre	230	300	300
Noviembre	230	300	300
Diciembre	180	300	300

Tabla 11: Capacidad operativa de exportaciones hacia Nicaragua

Mes	Demanda máxima regional [MW]	Demanda media regional [MW]	Demanda mínima regional [MW]
Enero	280	270	260
Febrero	280	300	260
Marzo	210	300	260
Abril	240	290	250
Mayo	250	290	230
Junio	270	290	250
Julio	240	260	240
Agosto	170	270	270
Septiembre	240	290	290
Octubre	230	280	290
Noviembre	230	300	270
Diciembre	180	250	230

Tabla 12: Capacidad operativa de porteo Sur-Norte

Mes	Demanda máxima regional [MW]	Demanda media regional [MW]	Demanda mínima regional [MW]
Enero	300	220	300
Febrero	280	250	300
Marzo	280	240	300
Abril	300	190	300
Mayo	300	200	300
Junio	300	200	300
Julio	300	190	300
Agosto	300	280	300
Septiembre	300	210	300
Octubre	300	270	300
Noviembre	300	210	300
Diciembre	300	260	300

Tabla 13: Capacidad operativa de porteo Norte-Sur

Mes	Demanda máxima regional [MW]	Demanda media regional [MW]	Demanda mínima regional [MW]
Enero	280	260	300
Febrero	290	260	260
Marzo	290	280	260
Abril	280	260	250
Mayo	270	270	230
Junio	290	250	250
Julio	260	250	240
Agosto	280	250	280
Septiembre	280	250	280
Octubre	280	260	290
Noviembre	290	260	260
Diciembre	290	260	250

Como se observa en las tablas anteriores, dadas las limitaciones existentes en la red de transmisión actual, no es posible cumplir en todos los casos con el intercambio mínimo estipulado. Los valores más bajos se encuentran durante las importaciones en demanda media regional, el cual es un caso con alta presencia de generación renovable variable que se concentra mayormente en la zona sur del país. La producción de dicha generación sumada a las importaciones ocasiona que el flujo sea transportado mediante la red de 230 kV en dirección sur-norte hacia la subestación Progreso, la cual distribuye el flujo con las líneas de transmisión L524 PGR-RET-CIR y L529 PGR-SMT a los centros de consumo ubicados en la zona norte. Aunque la capacidad de las líneas de transmisión L524 y L529 en conjunto corresponde a 303.6 MVA, las transferencias se ven limitadas considerando la pérdida de cualquiera de estos elementos a fin de evitar la sobrecarga del circuito restante.

En el caso de las exportaciones, las transferencias se ven más limitadas durante la demanda máxima regional dado que deben ser despachadas en su totalidad las centrales térmicas ubicadas en la zona norte, lo cual sobrecarga la línea L512 CHM-LVI-BER ante la pérdida del circuito L527 SPS-AGP.

En el caso del porteo Sur-Norte, las transferencias se ven limitadas a partir de la contingencia asociada a la pérdida de la interconexión entre las subestaciones Agua Caliente, en Honduras, y Sandino, en Nicaragua, debido a que toda la energía proveniente de Nicaragua debe ser evacuada mediante las líneas de transmisión que forman el corredor PRD-SLU-PAV, correspondiente a las líneas L617 FNH-PRD, L637 PRD-SLU y L615 SLU-PAV, sirviendo estas dos últimas además de transporte de la energía de la generación renovable variable de la zona. En el caso de porteo Norte-Sur, las transferencias se ven limitadas por la contingencia de la línea L628, que une la subestación Agua Caliente en Honduras con la subestación 15 de Septiembre en El Salvador, debido a que ocasiona una sobrecarga en la línea L616 AGC-AGF.

7 Metodología

7.1 Resumen de la metodología

Posterior a la optimización indicativa de las expansiones al sistema de generación, son necesarias obras en la red de transmisión que permitan el transporte de energía desde la generación hacia los centros de consumo. En primer lugar, como premisa, las inversiones en el sistema de transmisión deben cumplir con un criterio de mínimo costo, tanto de inversión como operativos. La segunda premisa es el aumento de confiabilidad del sistema, incrementando la capacidad de transporte y los recursos disponibles en general.

Parte de este proceso es la identificación de las limitaciones en la red de transmisión actual para suministrar la demanda eléctrica. Esto se realiza utilizando información histórica y experiencia de la operación en tiempo real, con lo que se encuentran limitantes críticas para el sistema, a partir de las cuales se prevén requerimientos de expansión de la red.

Posteriormente, se identifican sobrecargas del sistema en operación normal a medida que la demanda incrementa dentro del horizonte de estudio, de los años 2022 a 2031, bajo un despacho óptimo prácticamente sin restricciones de transmisión. Para las referidas sobrecargas se crea un conjunto de proyectos de transmisión candidatos que permitan reducirlas tales como nuevas líneas de transmisión o repotenciación de líneas de transmisión existentes. Luego, se determinan los proyectos de transmisión para expansión de la red de entre el mencionado conjunto con un programa de optimización minimizando costos de inversión y tomando en cuenta plazos constructivos. Este procedimiento proporciona un cronograma de obras con costos mínimos de inversión para el sistema.

Consiguientemente, tomando en cuenta las obras de transmisión obtenidas en el paso previo y su cronograma de entrada en operación, se evalúa si en el sistema se cumplen con los criterios de seguridad operativa bajo una condición de contingencia simple de los elementos de la red de transmisión utilizando un programa que permita análisis de flujos de potencia AC. En caso de que no se alcancen los criterios de seguridad mínimos para el sistema con el cronograma de obras mencionado, se evalúan proyectos de transmisión adicionales que permitan la operación segura ante contingencias. Los proyectos seleccionados en este paso se añaden al plan de expansión bajo un criterio de seguridad considerando también un criterio de mínimo costo. La operación segura se verifica con el cumplimiento de los criterios de voltaje y sobrecarga ante contingencias. Los proyectos de transmisión adicionales consisten típicamente en líneas de transmisión, repotenciación de líneas de transmisión o equipo de compensación reactiva. Cabe señalar que una repotenciación de una línea de transmisión en el presente documento corresponde a reemplazar su conductor actual por un conductor de mayor capacidad de transporte de corriente y, por ende, de potencia, con misma o menor masa.

Este plan de expansión incluye, además, las obras de transmisión planificadas que se encuentran en ejecución. También, el plan de expansión es complementado con obras de transmisión destinadas a la mejora de la calidad del servicio eléctrico en el sistema de distribución, detallándolos como una categoría propia.

Dado que se requieren trazas para estimar la longitud de las líneas de transmisión, a fin de caracterizarlas de forma técnica y económica, cabe mencionar que en el presente trabajo se utilizan trazas indicativas y estas pueden variar al analizar a detalle las condiciones en campo. Además, es importante mencionar que los costos de inversión incluidos en el presente plan de expansión corresponden únicamente a obras del sistema de transmisión, entre las cuales se encuentran las referidas obras que permitirían ampliaciones del sistema distribución para la mejora de la calidad del servicio eléctrico y obras que, entre otros propósitos, incrementarían las opciones de conexión de generadores de gran escala con mayor eficiencia inherente dado el plan indicativo de expansión de la generación resultante para este estudio. Asimismo, los costos de inversión descritos en el detalle de los proyectos son referenciales y no representan costos relacionados con futuras licitaciones.

7.2 Descripción de las herramientas utilizadas

La primera herramienta utilizada para determinar la expansión de la red es el módulo OptNet del programa NetPlan, el cual se integra con la herramienta SDDP que simula la operación del sistema. NetPlan es un programa computacional especializado para la planificación de la transmisión, desarrollado por la firma brasileña PSR [4], y con su módulo OptNet es posible realizar análisis de expansiones de líneas de transmisión y transformadores de potencia en la red de alta tensión utilizando el modelo linealizado de flujos de potencia [5].

El módulo OptNet determina refuerzos de mínimo costo, que permitan suministrar la demanda eléctrica en el horizonte de planificación para distintos escenarios de despacho óptimo, previniendo sobrecargas en base a candidatos potenciales preestablecidos. Esta herramienta toma como entrada despachos obtenidos de optimizaciones de expansión de la generación [6].

Más adelante, para la realización de estudios eléctricos de flujos de potencia se utiliza el programa PSSE de Siemens-PTI, el cual permite el análisis de redes eléctricas en corriente alterna trifásica. Esta herramienta permite realizar análisis de flujos de potencia AC para distintos escenarios de generación y demanda. Además, PSSE permite analizar los efectos de contingencias en los elementos de la red. De requerirse estudios eléctricos adicionales, dicha herramienta permite realizar, entre otros, estudios de estabilidad de voltaje verificando la disponibilidad de reserva reactiva, mediante curvas QV, para los nodos del sistema de transmisión, estudios de cortocircuito para determinar variaciones de las corrientes de falla considerando cambios de tipología de la red y nuevas incorporaciones de generación, y análisis dinámicos de la red verificando su comportamiento dentro de los segundos iniciales posteriores a una perturbación [7].

7.3 Procedimiento de determinación de expansiones de transmisión

En la determinación de expansiones para el sistema de transmisión nacional, en el horizonte de estudio, se identifican cuatro etapas secuenciales:

- i. Expansión con integración de distribución.
- ii. Expansión optimizada.
- iii. Ampliaciones de la transmisión para cumplir con los CCSDM.
- iv. Ampliaciones de la transmisión para la mejora de la calidad del servicio eléctrico.

7.3.1 Expansión con integración de distribución

Se contempla la realización de una etapa de expansión integrando inversiones de distribución que se identifiquen que contribuyen en la solución de problemas de transmisión. En esta etapa de expansión se incluye infraestructura de distribución que sea capaz de eliminar, retrasar o aliviar sobrecargas en la red de transmisión. El procedimiento se realiza utilizando la herramienta SDDP.

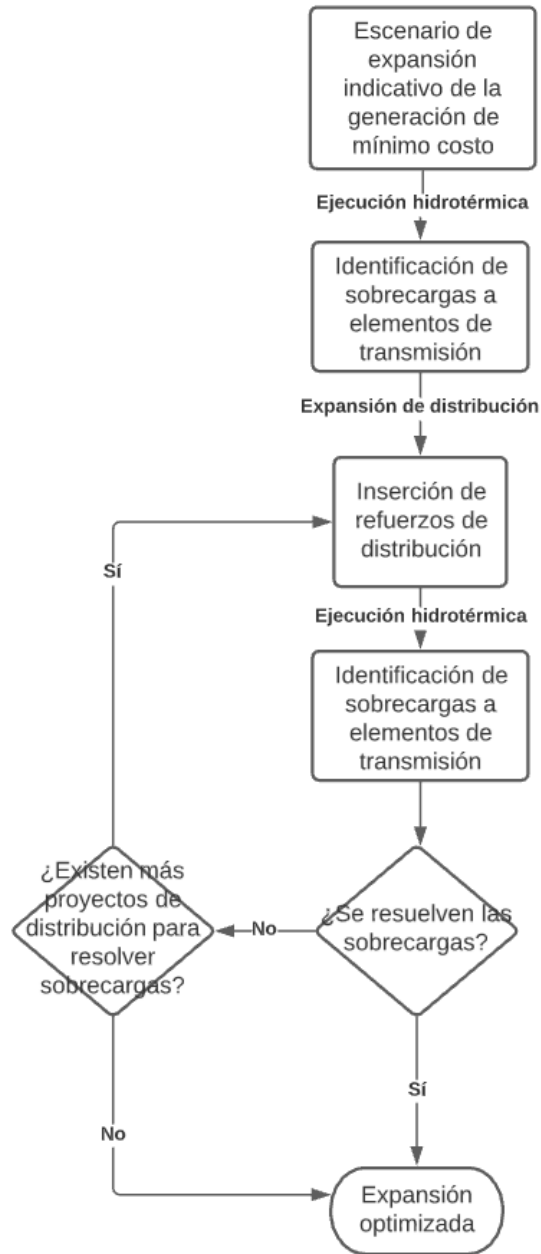
Los pasos específicos son los siguientes:

- i. Utilizando el escenario de expansión indicativo de la generación de mínimo costo, se realiza una simulación operativa considerando la red de transmisión existente y prevista. Esta ejecución se realiza sin monitoreo del límite térmico de los circuitos, y tomando en cuenta la restricción operativa de la línea L442 GMC-JUT, producto de sobrecarga, ante contingencia de la línea L443 JUT-CAT, por la generación de Patuca III.
- ii. Se obtienen los datos de cargamento de circuito para cada uno de los elementos de transmisión, para cada una de las etapas, bloques y escenarios hidrológicos contemplados.
- iii. En caso de sobrecargas en la red de transmisión, se insertan refuerzos de distribución que incidan en el cargamento de las sobrecargas, en caso aplique.
- iv. Se realiza una nueva simulación operativa, bajo las mismas condiciones del paso (i), hasta cuando se identifica que no es posible eliminar, retrasar o aliviar sobrecargas en la red de transmisión con infraestructura de distribución.

Los proyectos de distribución que inciden en la transmisión se escogen y modelan tomando en cuenta la ubicación geográfica del sistema de media tensión. A forma de ejemplo, ante sobrecarga de una línea de transmisión, en caso se observe la posibilidad de modelar una nueva subestación para de esta manera aliviar la demanda servida por la línea en cuestión, se adiciona la nueva subestación a partir de las etapas en donde se observan las sobrecargas.

A continuación, en la Figura 22, se muestra un flujograma de la etapa de expansión integrando distribución.

Figura 22: Flujograma de etapa de expansión integrando distribución



Fuente: Elaboración propia

7.3.2 Expansión optimizada

La etapa de expansión optimizada se realiza subsecuente a la etapa de expansión que integra proyectos de distribución. Durante esta etapa se expande el sistema de acuerdo con la metodología del OptNet expuesta en la sección 7.2.

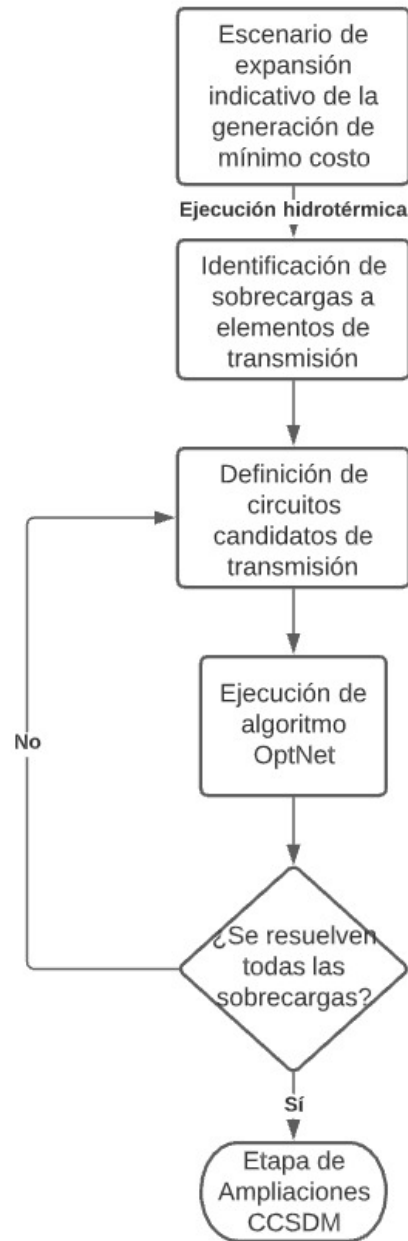
El algoritmo de expansión escoge los circuitos de transmisión de mínimo costo que alivian las sobrecargas en operación normal sin contingencias. Para este propósito, el OptNet requiere de una serie de candidatos de expansión que permitan aliviar las sobrecargas, en los momentos que estas sean reconocidas por el programa. Por ende, se conforma una lista de candidatos de al menos un candidato para cada uno de los elementos sobrecargados.

Con esto en cuenta, el conjunto de pasos a seguir para obtener el cronograma de inversiones óptimo es el siguiente:

- i. Ejecución operativa con la red de transmisión existente y prevista, y los refuerzos de distribución.
- ii. Identificación de sobrecargas en la red de transmisión.
- iii. Definición de circuitos candidatos de transmisión que eliminen las sobrecargas de la red identificadas.
- iv. Ejecución del OptNet para obtener cronograma de inversiones óptimos.
- v. En caso de sobrecargas pendientes por resolver, estas son reportadas por OptNet, por lo que se procede a complementar el catálogo de circuitos candidatos, definidos en el paso (iii), y se repiten los pasos (iv) y (v) posteriores.

A continuación, en la Figura 23, se observa el flujograma de la etapa de expansión optimizada de la transmisión.

Figura 23: Flujograma de etapa de expansión optimizada de la transmisión



Fuente: Elaboración propia

7.3.3 Ampliaciones para cumplimiento de los CCSDM

Luego de obtener el cronograma de expansión de la transmisión optimizado, se identifican elementos de transmisión complementarios que permitan el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y

desempeño mínimos establecidos en la regulación. Esto se realiza evaluando con estudios eléctricos, en cada año del horizonte de estudio, el comportamiento del cronograma de adiciones utilizando la herramienta de análisis de sistemas de potencia PSSE. Específicamente, los estudios eléctricos de este plan de expansión consisten en análisis de flujos de potencia en operación normal y en contingencia simple de los elementos de transmisión con niveles de tensión iguales o superiores a 69 kV.

7.3.4 Ampliaciones para la mejora de la calidad del servicio eléctrico

Las obras de transmisión se complementan con un conjunto de proyectos con impacto sobre la calidad del servicio eléctrico proporcionado a nivel de distribución. Estos proyectos se componen en general de inversiones a nivel de transmisión requeridas para nuevas subestaciones eléctricas destinadas al suministro de carga en distribución o ampliaciones de las existentes a fin de permitir la instalación de transformadores para carga.

7.4 Criterios para estudios eléctricos

7.4.1 Escenarios de operación

Para realizar estudios eléctricos, es necesario representar condiciones operativas típicas, pero de alta exigencia para la red de transmisión. Por ello, se toman en cuenta escenarios de máxima y mínima demanda estacional en cada año del horizonte de estudio, de 2022 a 2031, diferenciando entre las condiciones de demanda máxima diurna con alta penetración de centrales renovables variables, principalmente solares fotovoltaicas y en menor medida centrales eólicas, y de demanda máxima nocturna, en la que es necesario despachar significativamente centrales térmicas debido a la falta de producción solar y reducido recurso eólico. También, se considera un escenario de demanda mínima que representa la operación en horas de la madrugada en las que se requiere de menos unidades en producción en el sistema y se presenta una alta participación de las centrales eólicas. Se hace una distinción por estaciones tomando en cuenta el mes de mayo para operación durante estación seca y septiembre para estación lluviosa. Adicionalmente, se plantean condiciones operativas con transferencias regionales que permiten determinar obras de transmisión para alcanzar los objetivos de intercambio entre países miembros del MER. La Tabla 14 resume los escenarios de operación utilizados en los estudios eléctricos.

Tabla 14: Escenarios de operación para estudios eléctricos

Estación	Demanda	Escenario	Año									
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Seca	Máxima diurna	Sin transferencias regionales	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
		Porteo sur-norte			X	X	X	X	X	X	X	X
		Importación sur-norte			X	X	X	X	X	X	X	X
		Exportación norte-sur					X		X			
	Máxima nocturna	Sin transferencias regionales	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
		Porteo sur-norte			X	X	X	X	X	X	X	X
		Importación sur-norte			X	X	X	X	X	X	X	X
		Exportación norte-sur					X		X			
	Mínima nocturna	Sin transferencias regionales	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
		Porteo sur-norte										
		Importación sur-norte										
		Exportación norte-sur										
Lluviosa	Máxima diurna	Sin transferencias regionales	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
		Porteo sur-norte			X	X	X	X	X	X	X	X
		Importación sur-norte			X	X	X	X	X	X	X	X
		Exportación norte-sur					X		X			
	Máxima nocturna	Sin transferencias regionales	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
		Porteo sur-norte			X	X	X	X	X	X	X	X
		Importación sur-norte			X	X	X	X	X	X	X	X
		Exportación norte-sur					X		X			
	Mínima nocturna	Sin transferencias regionales	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
		Porteo sur-norte										
		Importación sur-norte										
		Exportación norte-sur										

Por otro lado, para representar de forma exigente la generación de las centrales renovables variables en el sistema, se determinan factores de despacho particulares para cada tipo de tecnología basándose en datos históricos de producción solar, eólica y de hidroeléctricas de pasada en las horas 11 y 19 para la demanda máxima diurna y nocturna, respectivamente, de los meses de mayo y septiembre para cada estación correspondiente. La hora 3 corresponde a la demanda mínima.

En el caso de las centrales solares fotovoltaicas, se obtiene un factor de despacho único por estación del año que fuese representativo para todas las centrales existentes en el país. También, en el caso de la producción eólica, concentrada en las zonas centro y sur del país, se obtiene un factor de despacho único para todas las centrales eólicas considerando diferentes escenarios de demanda por estación.

Para los escenarios de demanda máxima diurna, inicialmente se determina un factor de despacho conjunto de ambos tipos de tecnología solar y eólica, con base en el día en que se presenta la máxima producción conjunta considerando la generación histórica de 2017 a 2019 para la hora 11 de los meses correspondientes según estación. Se omite la información histórica del año 2020 debido a las condiciones atípicas sucedidas en dicho año. Una vez obtenido el factor de despacho conjunto, se procede a obtener el factor de despacho individual para cada tipo de tecnología, el cual es un factor de despacho correspondiente al día en que ocurre la máxima producción conjunta.

En los casos de demanda máxima nocturna, dado que no se cuenta con recurso solar disponible y el recurso eólico es reducido, se considera un factor de despacho de cero para cada una de las tecnologías siguiendo el criterio de alta exigencia para el sistema. En el caso de la demanda mínima, las centrales solares fotovoltaicas se considera un factor de despacho de cero. Para las centrales eólicas, puesto que las horas de la madrugada es cuando se cuenta con mayor recurso eólico, se obtiene el factor de despacho a partir del valor máximo encontrado proveniente de la producción histórica de 2017 a 2019 para la hora 3. La Tabla 15 presenta un resumen con los diferentes factores considerados para las centrales solares fotovoltaicas y eólicas.

Tabla 15: Factores de despacho de centrales solares fotovoltaicas y eólicas

Escenario de operación	Tipo de tecnología	Estación seca		Estación lluviosa	
		Factor individual	Factor conjunto	Factor individual	Factor conjunto
Demanda máxima diurna	Solar	0.844	0.674	0.856	0.728
	Eólica	0.312		0.455	
Demanda máxima nocturna	Solar	0	-	0	-
	Eólica	0	-	0	-
Demanda mínima	Solar	0	-	0	-
	Eólica	0.713	-	0.746	-

En el caso de las centrales hidroeléctricas de pasada, el factor de despacho se calcula a partir del promedio de la generación hidroeléctrica de cada central durante un período de tres años, de 2017 a 2019, de forma individual para la estación seca y lluviosa considerando los diferentes escenarios de operación. A continuación se muestra una tabla resumen con los factores de despacho considerados.

Tabla 16: Factores de despacho de centrales hidroeléctricas de pasada

Nombre de la central	Estación seca			Estación lluviosa		
	Demanda máxima diurna	Demanda máxima nocturna	Demanda mínima	Demanda máxima diurna	Demanda máxima nocturna	Demanda mínima
Agua Verde	0.580	0.568	0.581	0.716	0.707	0.722
Babilonia	0.712	0.731	0.348	0.553	0.575	0.256
Betulia	0.223	0.223	0.239	0.112	0.117	0.130
Canjel	0.220	0.193	0.198	0.370	0.322	0.440
Cececapa	0.175	0.176	0.205	0.745	0.735	0.750
Chachaguala	0.192	0.235	0.149	0.236	0.226	0.127
Chamelecón	0.511	0.480	0.381	0.754	0.757	0.686
Churune	0.345	0.326	0.173	0.299	0.268	0.128
Coronado	0.636	0.440	0.199	0.715	0.689	0.375
Corral de Piedras	0.154	0.171	0.185	0.178	0.306	0.240
Cortecito	0.234	0.252	0.241	0.244	0.279	0.258
Coyolar	0	0	0	0.201	0.224	0.210
Cuyagual	0.560	0.420	0.109	0.460	0.292	0.032
Cuyamapa	0.667	0.669	0.070	0.844	0.874	0.651
Cuyamel	0.580	0.589	0.279	0.755	0.735	0.389
El Nispero II	0.171	0.237	0.201	0.308	0.061	0.252
Genera (Los Laureles)	0.502	0.519	0.502	0.757	0.846	0.836
Hidrojojoa	0.180	0.187	0.210	0.387	0.394	0.508
La Aurora	0.235	0.229	0.266	0.285	0.286	0.303
La Esperanza	0.282	0.620	0.277	0.348	0.842	0.428
La Gloria	0.261	0.235	0.243	0.109	0.070	0.087
Las Nieves	0	0	0	0	0	0
Los Laureles	0.130	0.015	0	0.044	0.024	0
Mangungo	0.480	0.507	0.503	0.521	0.589	0.554
Matarras	0.675	0.653	0.283	0.410	0.563	0.236
Mezapa	0.656	0.612	0.591	0.735	0.823	0.797
Morja	0.181	0.167	0.191	0.502	0.498	0.560
Nacaome	0.175	0.154	0.118	0.275	0.229	0.199
Nispero	0.059	0.278	0.027	0.508	0.775	0.554
Pencalique	0.418	0.188	0.183	0.364	0.276	0.248
Río Blanco	0.612	0.611	0.635	0.915	0.962	0.976
Río Guineo	0.411	0.267	0.267	0.455	0.420	0.437
Río Quilio	0.276	0.278	0.274	0.683	0.669	0.677

Nombre de la central	Estación seca			Estación lluviosa		
	Demanda máxima diurna	Demanda máxima nocturna	Demanda mínima	Demanda máxima diurna	Demanda máxima nocturna	Demanda mínima
San Alejo	0.153	0.178	0.013	0.250	0.108	0.041
San Carlos	0.247	0.278	0.274	0.255	0.275	0.266
San Juan	0.266	0.349	0.285	0.525	0.686	0.588
San Martín	0.412	0.423	0.444	0.542	0.667	0.643
Santa María del Real	0.190	0.151	0.162	0.344	0.307	0.328
Sazagua	0.510	0.514	0.374	0.653	0.617	0.576
SHOL	0.305	0.298	0	0.363	0.451	0.015
Vegona	0.716	0.957	0.571	0.644	0.925	0.453
Zacapa	0.161	0.153	0.163	0.417	0.422	0.425
Zinguizapa	0.307	0.275	0.282	0.666	0.674	0.662

En cuanto a los valores de demanda representados en los escenarios de operación, se hace uso de la proyección de demanda del Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022 – 2031. Se utiliza el criterio de representar la misma demanda máxima tanto para la demanda máxima diurna como nocturna dado el comportamiento típico de la demanda diaria con dos picos de demanda similares entre sí. La siguiente tabla muestra los valores de demanda para el período de estudio.

Tabla 17: Demanda modelada en escenarios de operación para estudios eléctricos

Año	Demanda	Estación seca [MW]	Estación lluviosa [MW]
2022	Demanda máxima diurna y nocturna	1,811.24	1,803.62
	Demanda mínima	908.66	899.75
2023	Demanda máxima diurna y nocturna	1,872.96	1,865.09
	Demanda mínima	938.44	929.25
2024	Demanda máxima diurna y nocturna	1,938.13	1,929.98
	Demanda mínima	970.19	960.71
2025	Demanda máxima diurna y nocturna	2,008.10	1,999.66
	Demanda mínima	1,004.30	994.51
2026	Demanda máxima diurna y nocturna	2,079.43	2,070.69
	Demanda mínima	1,039.24	1,029.12
2027	Demanda máxima diurna y nocturna	2,157.02	2,147.96
	Demanda mínima	1,077.94	1,067.44
2028	Demanda máxima diurna y nocturna	2,240.16	2,230.74
	Demanda mínima	1,119.30	1,108.41
2029	Demanda máxima diurna y nocturna	2,324.75	2,314.98
	Demanda mínima	1,161.66	1,150.35

Año	Demanda	Estación seca [MW]	Estación lluviosa [MW]
2030	Demanda máxima diurna y nocturna	2,416.13	2,405.98
	Demanda mínima	1,206.30	1,194.58
2031	Demanda máxima diurna y nocturna	2,513.67	2,503.11
	Demanda mínima	1,254.32	1,242.15

7.4.2 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimos

Para verificar las condiciones operativas actuales y los efectos en el largo plazo de las expansiones de transmisión, se toman en cuenta los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimos (CCSDM) establecidos en la regulación. Los CCSDM corresponden a parámetros dentro de los cuales deben mantenerse las variables operativas del sistema. Estos criterios son los mínimos que permiten operar el sistema de forma segura ante eventualidades en la red. La verificación del cumplimiento de estos se realiza en cada uno de los escenarios de operación definidos.

Se consideran dos condiciones de operación para la aplicación de los CCSDM, uno denominado condición N en el que todos los elementos de transmisión actuales y previstos se encuentran operativos y el segundo denominado condición N-1, en el cual se considera la contingencia simple de los elementos del sistema de transmisión. Los parámetros mínimos en condición N-1 pueden clasificarse en función de la duración de esta condición. En las siguientes tablas se resumen los criterios de (i) voltaje en los nodos del sistema de transmisión y (ii) flujo de potencia en los elementos del sistema de transmisión.

Tabla 18: Rangos de voltaje permitidos bajo distintas condiciones operativas

Estado	Desviación máxima de voltaje [%]	Duración
Operación normal	±5	Permanente
Contingencia	±7	5 horas
Contingencia	±10	15 minutos

Fuente: Norma Técnica de Programación de la Operación [8]

Tabla 19: Flujo de potencia máximo permitido bajo distintas condiciones operativas

Estado	Flujo máximo en elemento [%]	Duración
Operación normal	100%	Permanente
Contingencia	105%	5 horas
Contingencia	110%	30 minutos

Fuente: Norma Técnica de Programación de la Operación [8]

En el presente plan de expansión se establece la utilización de los criterios de voltaje y sobrecarga de larga duración para la condición N-1. Es decir, bajo un estado de operación en contingencia, el voltaje debe encontrarse en un rango de $\pm 7\%$ del voltaje nominal y las sobrecargas no deben superar el 5% del límite máximo del elemento.

7.4.3 Criterio de mínimo costo

Con base en los estudios eléctricos se formulan distintas alternativas de expansión de transmisión para cada incumplimiento de los CCSDM identificado, en caso de que sea posible, a las cuales se aplica un criterio de selección de mínimo costo. Para ello, se verifica que las alternativas planteadas resulten efectivas y se calculan sus costos de inversión para encontrar entre ellas la alternativa de mínimo costo. Como criterio adicional para la formulación de alternativas, si se identifica que una línea de transmisión puede construirse en un nivel de tensión de 230 kV, en algunos casos preparada para doble circuito montando inicialmente un circuito de observarse que el segundo circuito podría ser una opción futura de mayor largo plazo, se toma en cuenta esta característica constructiva. El planteamiento de considerar en ciertos casos que una línea de transmisión en 230 kV inicie operando con un circuito, pero preparada para dos circuitos, tiene como objetivo reducir el riesgo asociado a la adquisición de servidumbres para nuevas líneas de transmisión.

7.5 Costos de referencia para inversiones en transmisión

Para determinar los costos de las inversiones propuestas en este documento, se utilizan referencias de costos globales compartidos en el año 2020 por la ENEE. Estos costos de las inversiones propuestas están desglosados considerando los elementos necesarios para cada proyecto, sean estos la construcción o repotenciación de líneas de transmisión, nuevas subestaciones, bahías de línea o transformador, y equipos de transformación.

Conforme a la fuente de referencia mencionada, los costos de nuevas subestaciones eléctricas abarcan casa de control, servicio propio, servicios auxiliares y banco de baterías, caseta de vigilancia, comunicaciones e interfaz computacional, terreno y adecuación del terreno, cableado de yarda, obras civiles, calles y cerco perimetral. Los costos de los transformadores incluyen el transformador, pararrayos, embarrado y accesorios, cableado interno hasta casa de control, red de tierra, blindaje, obras civiles, iluminación, soportes de barra, paneles completos de protección, medición, señalización y control, transformadores de corriente tipo boquilla y conectores de terminales. Los costos de las bahías aglutinan interruptores, seccionadores, transformadores de corriente, transformadores de voltaje para instrumentos, trampas de onda, pararrayos, conectores de terminales, embarrado y accesorios, cableado interno hasta casa de control, pórtico, red de tierra, blindaje, obras civiles, iluminación, estructuras metálicas, soportes de barra, paneles completos de protección, medición, señalización y control. Los costos de subestaciones eléctricas, transformadores y bahías consideran también ingeniería, supervisión y puesta en marcha. Los costos de las líneas de transmisión agrupan servidumbre, montaje, material, flete, supervisión y pruebas.

De forma complementaria se consideran los costos desglosados en el estudio elaborado para el Ente Operador Regional (EOR) en octubre 2018 denominado *Estimación de costos representativos de inversión para proyectos de transmisión en América Central* [9]. Este reporte se basa en experiencias de inversiones en México, América Central y América del Sur. Del estudio se obtienen los costos unitarios para las obras que involucran repotenciación de una línea de transmisión. Los costos de una repotenciación incluyen la inversión física, ingeniería y supervisión.

Los costos de inversión utilizados en este plan de expansión son únicamente de referencia. Distintos factores pueden afectarlos tal como la variación en el tiempo de los precios de los materiales, que dependen de condiciones de mercado tales como cambios de precios en la materia prima (aluminio, acero, etc.) o variación de la disponibilidad de los propios materiales que puede ser, por ejemplo, baja disponibilidad debida a efectos particulares de la pandemia Covid-19. Por tanto, el costo de inversión real de las obras de transmisión corresponderá a los costos resultantes en los procesos realizados posteriormente para su desarrollo.

8 Análisis de corto plazo de la red de transmisión

Como se describió en la sección 6.4.1, la red presenta inconvenientes y limitaciones para el transporte de energía y suministro de demanda. En esta sección se muestran con mayor detalle los referidos inconvenientes y limitaciones, y se incluyen observaciones de los elementos particulares que requieren de refuerzos de transmisión. Se analiza considerando condiciones modeladas para la red correspondientes a los años 2021 a 2023.

8.1 Limitaciones en líneas L615 y L637 de la zona sur

Debido, en gran medida, a la concentración de generación renovable variable en la zona sur del país, se han observado limitaciones en cuanto al transporte de su producción desde dicha zona hacia los centros de consumo. Particularmente, se observan flujos de potencia elevados en las líneas de transmisión entre las subestaciones Pavana y Santa Lucía (L615) y Santa Lucía y Prados (L637), considerando que también dichos enlaces forman parte del corredor para intercambios de energía regionales entre Honduras y Nicaragua.

Considerando flujos de potencia con máxima inyección de las centrales solares fotovoltaicas instaladas en la zona para ejemplificar, se observa un transporte cercano a 200 MW en la línea L615, sin considerar transferencias regionales. Una contingencia en la línea L615 puede ocasionar efectos negativos en la red vecina de Nicaragua. La Figura 24 muestra el flujo de potencia en los tramos PAV-SLU-PRD. De considerar transferencias regionales de 300 MW en porteo sur-norte, lo cual es un escenario de alta exigencia en las condiciones de carga del referido elemento de red, se observan sobrecargas en la línea L615, que alcanzan el 114% de su capacidad, en operación normal (ver Figura 25). Ante la desconexión de la línea L627 que une las subestaciones Agua Caliente en Honduras y Sandino en Nicaragua, siendo una contingencia que impone todo el flujo de la transferencia desde Nicaragua por el corredor PRD-SLU-PAV, se aprecia en la Figura 26 una sobrecarga del 111% en la línea L637 y 164% en la línea L615.

Figura 24: Flujo de potencia en tramos PAV-SLU-PRD en escenario diurno sin transferencias regionales

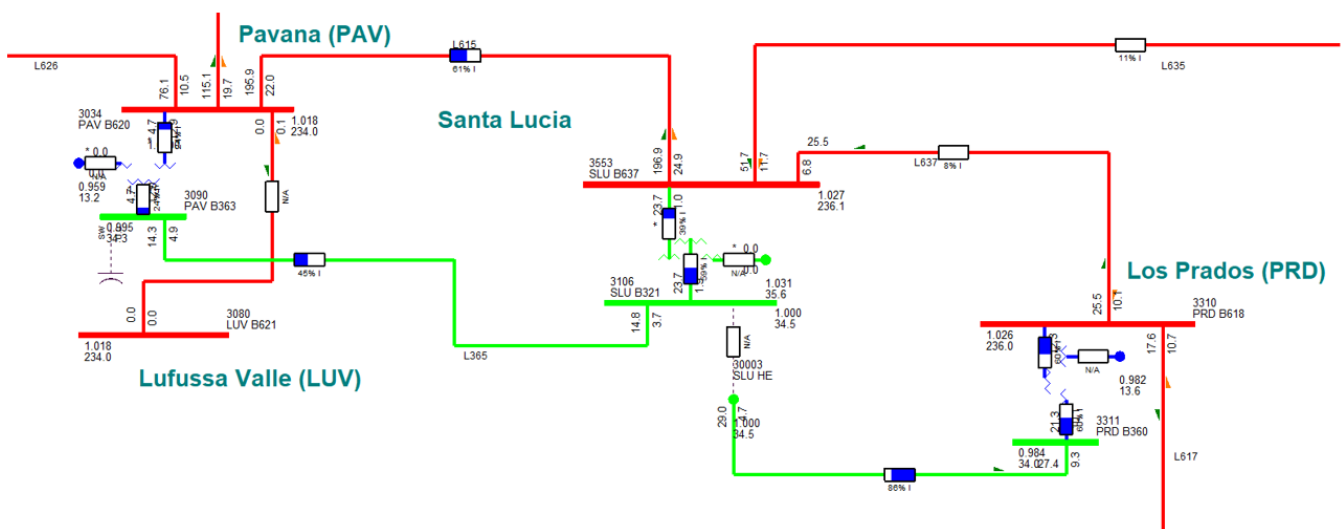


Figura 25: Flujo de potencia en tramos PAV-SLU-PRD en escenario diurno con transferencias de porteo en dirección sur-norte

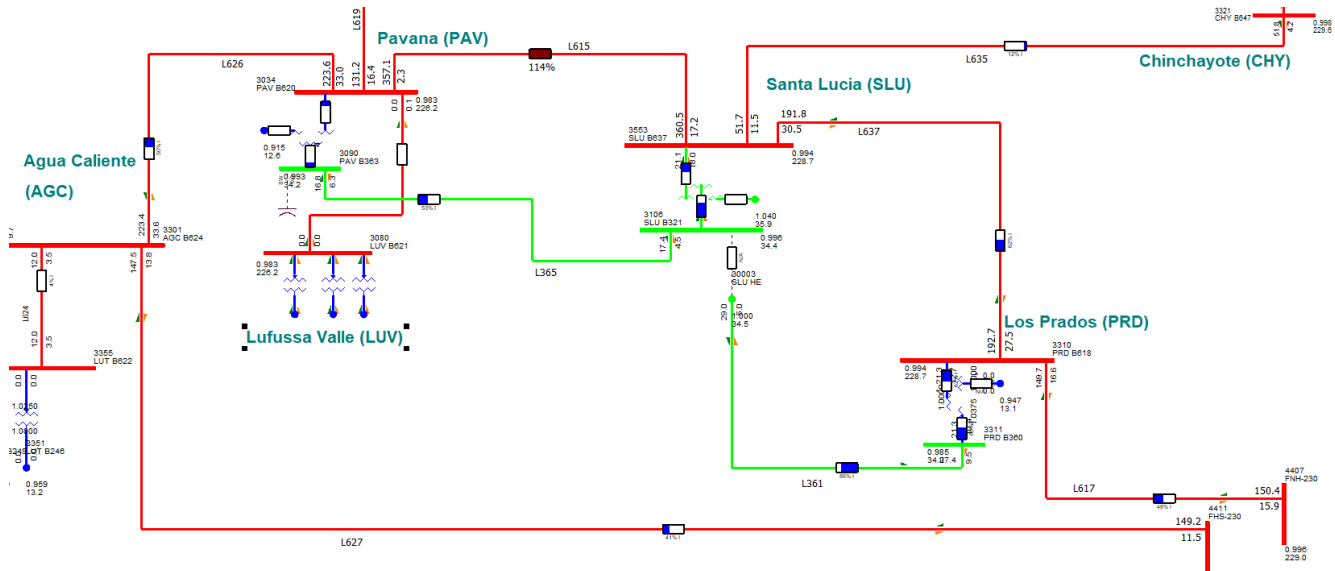
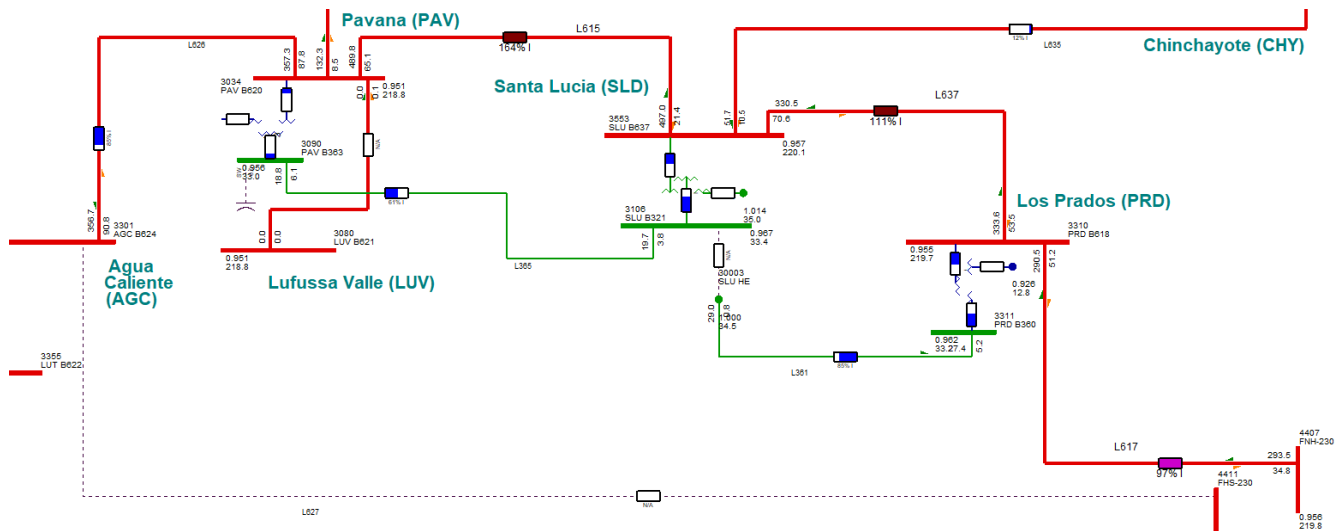


Figura 26: Flujo de potencia en tramos PAV-SLU-PRD en escenario diurno con transferencias de porteo en dirección sur-norte, bajo contingencia de la línea L627



Además, es relevante mencionar que se han dado precedentes en los cuales de fallar la línea L615 ha ocasionado apagones en el sistema nacional con alcance regional, separando el SER en varias islas. El ejemplo de esto es el apagón ocurrido el 16 de septiembre de 2019, en el cual una falla en la línea L615, que transportaba 268 MVA, ocasionó un apagón a nivel nacional y provocó la separación del sistema regional en bloques.

8.2 Restricciones de transporte PGR-SPS

El principal medio de inyección de potencia para la zona norte es la subestación Progreso, por lo cual es de vital importancia para la operación del sistema nacional. La subestación Progreso es actualmente el más importante punto de interconexión para el corredor sur-norte permitiendo las transferencias de potencia hacia la zona norte. Esta subestación cuenta con equipo de transformación en niveles de tensión de 230 kV, 138 kV y 69 kV.

Actualmente, en la subestación Progreso están instalados tres transformadores de potencia que operan en 230/138 kV con capacidad de 150 MVA cada uno, de los cuales se encuentran operativos dos transformadores que funcionan bajo un porcentaje considerable de carga, llegando a superar el 80% de su capacidad. Ante la desconexión de uno de estos transformadores, existe el riesgo de sobrecarga del otro transformador, lo que exige a establecer restricciones operativas y utilizar generación térmica forzada en la zona norte por motivos de calidad y seguridad del suministro. En la Figura 27 se observa el flujo de potencia con los dos transformadores 230/138 kV operativos. En la Figura 28 se observa la sobrecarga en el transformador restante ante la contingencia de uno de ellos. Ambas figuras corresponden a un escenario de demanda máxima diurna. Estas condiciones se resuelven restableciendo el transformador T603, que se encuentra en proceso de reparación.

Figura 27: Flujo de potencia en subestación PGR bajo condiciones operativas normales

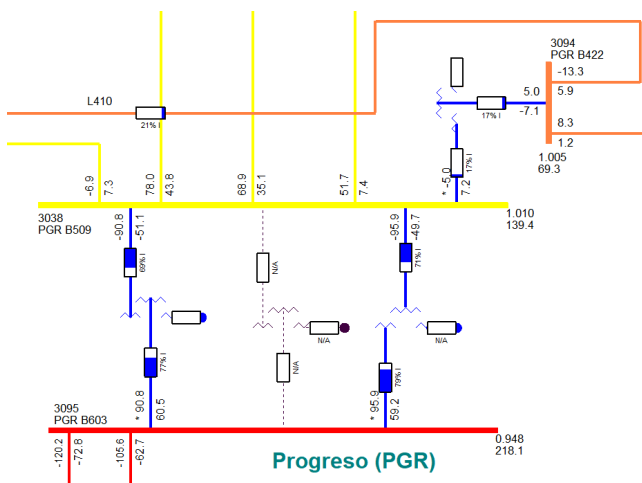
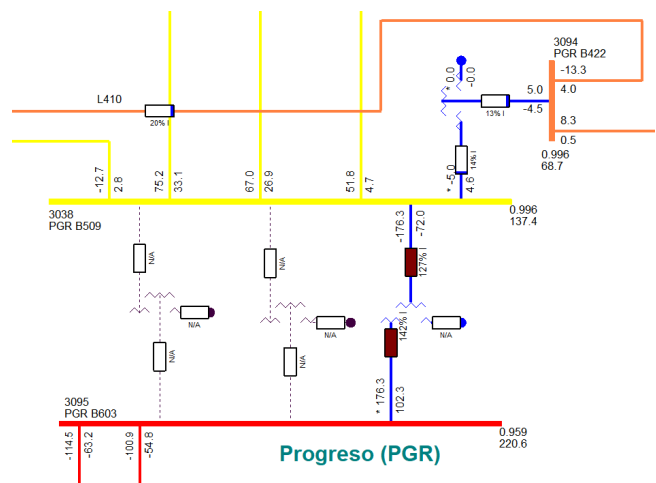


Figura 28: Flujo de potencia en subestación PGR bajo contingencia de uno de los transformadores en operación



Otro grupo de elementos que restringe el transporte de potencia en la zona norte son las líneas L529 (PGR-SMT) y L524 (PGR-RET-CIR). Estas líneas funcionan prácticamente como enlaces en paralelo entre la subestación Progreso y la ciudad de San Pedro Sula. Existe un elevado flujo de potencia en ambas líneas, con lo cual la contingencia de una de ellas ocasiona una sobrecarga en el elemento que permanezca en servicio, el cual individualmente tiene capacidad de transportar aproximadamente 150 MW. Esto ocasiona una restricción de transmisión del flujo combinado en estas líneas, restringiendo la

capacidad de transporte entre la zona centro-sur y la zona norte del país. Por ejemplo, en la Figura 29 se observa que el flujo de potencia en ambas líneas partiendo desde la subestación Progreso es cercano a 147 MW en conjunto, y ante la contingencia de uno de los elementos, como se observa en la Figura 30, dicho flujo pasa prácticamente por el elemento en operación restante.

Las condiciones descritas en esta sección tienen un impacto significativo sobre las transferencias regionales, específicamente para las importaciones, ya que los elementos mencionados aquí forman un cuello de botella para transportar la potencia hacia el mayor centro de consumo del país. De los estudios de máximas transferencias regionales del Ente Operador Regional y verificaciones propias, se ha observado que estas condiciones limitan las importaciones a valores incluso de 20 MW, tomando en cuenta el menor valor encontrado de 2021, lo cual está muy por debajo de los 300 MW establecidos como objetivo de capacidad mínima de transferencia.

Figura 29: Flujo de potencia en líneas L524 y L529 en demanda máxima diurna bajo operación normal

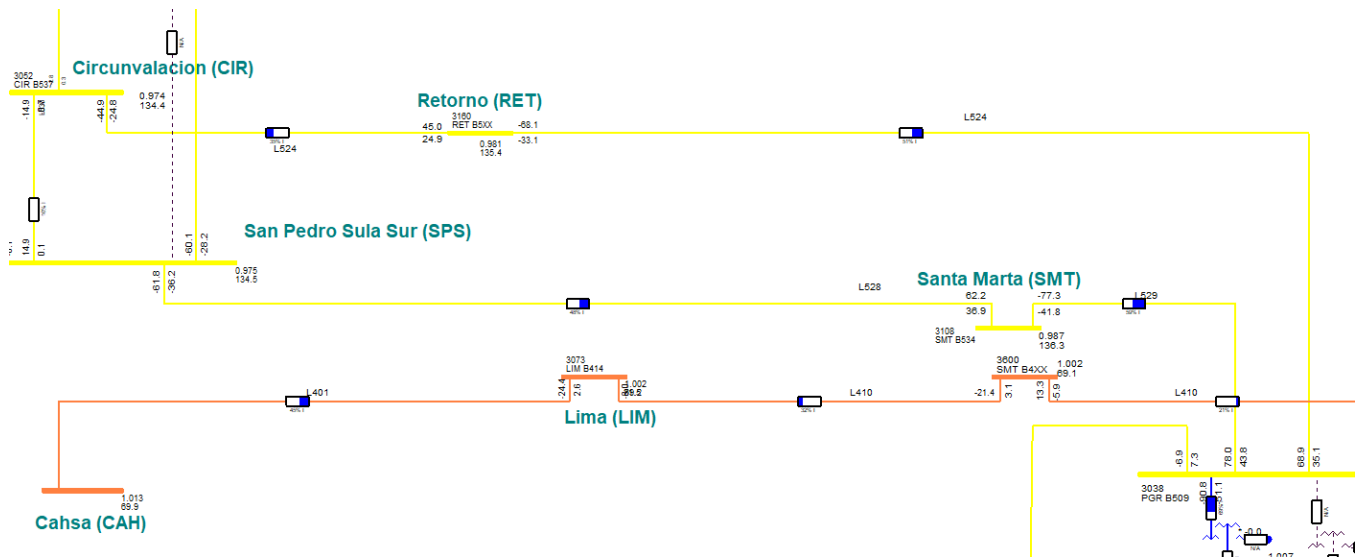
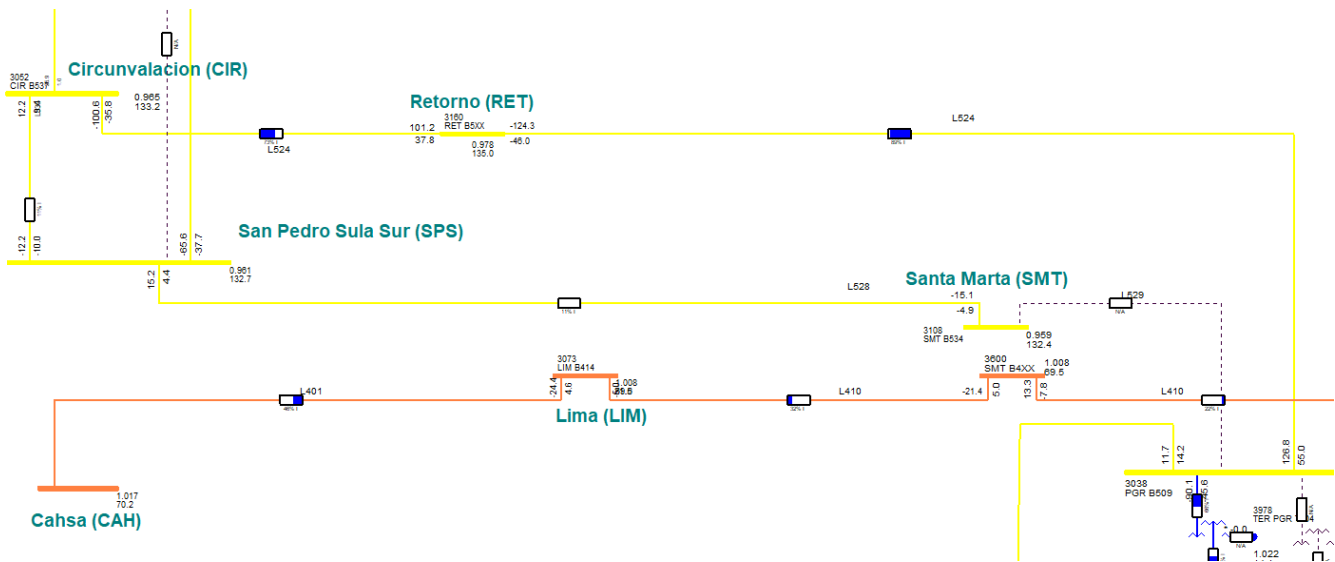


Figura 30: Flujo de potencia en línea L524 en demanda máxima diurna bajo contingencia en línea L529



8.3 Línea de transmisión a Olancho

El circuito radial a Olancho ha presentado limitaciones históricas para suministrar la demanda que alimenta. Este circuito opera en 69 kV y tiene una longitud cercana a los 195 km. Dichas características provocan inestabilidad de voltaje que afecta la calidad del servicio eléctrico. En el año 2021, entró en operación comercial la central hidroeléctrica Patuca III con 104 MW de capacidad instalada. Sin embargo, debido a las condiciones de la red no es posible aprovechar al máximo la capacidad de la central. Por ejemplo, se observa en operación normal que incrementar el despacho de la central a 80 MW provoca condiciones de bajo voltaje en la zona, aun considerando la compensación reactiva instalada. En la Figura 31 se aprecia el bajo voltaje en la subestación Guaimaca, producto del transporte de potencia elevado desde la central Patuca III. Estas condiciones se agravan al considerar una pérdida de carga local, como por ejemplo una contingencia de la línea L443 que conecta la subestación Catacamas a Juticalpa, provocando mayores limitaciones para el flujo de potencia en las líneas de transmisión de la zona y, por ende, en el despacho de la central. En la Figura 32 se aprecian los problemas de voltaje en la subestación Guaimaca bajo contingencia de la línea L443.

Otro problema adicional de la zona es el riesgo de inestabilidad angular al incrementar el despacho de las unidades en la central Patuca III. Ante una falla en la zona, existe el riesgo de pérdida de sincronismo de la central debido en gran medida a la longitud del circuito radial en el que se encuentra. Además, en caso de una contingencia que provoque la salida de operación de la central, existe el riesgo de sobrecarga en el transformador T509 de la subestación Santa Fe (SFE). Esto ya que sin la central Patuca III, toda la demanda de Olancho debe alimentarse desde dicha subestación, lo cual se aprecia en la Figura 33.

Figura 31: Condiciones operativas en Olancho, demanda máxima nocturna, operación normal

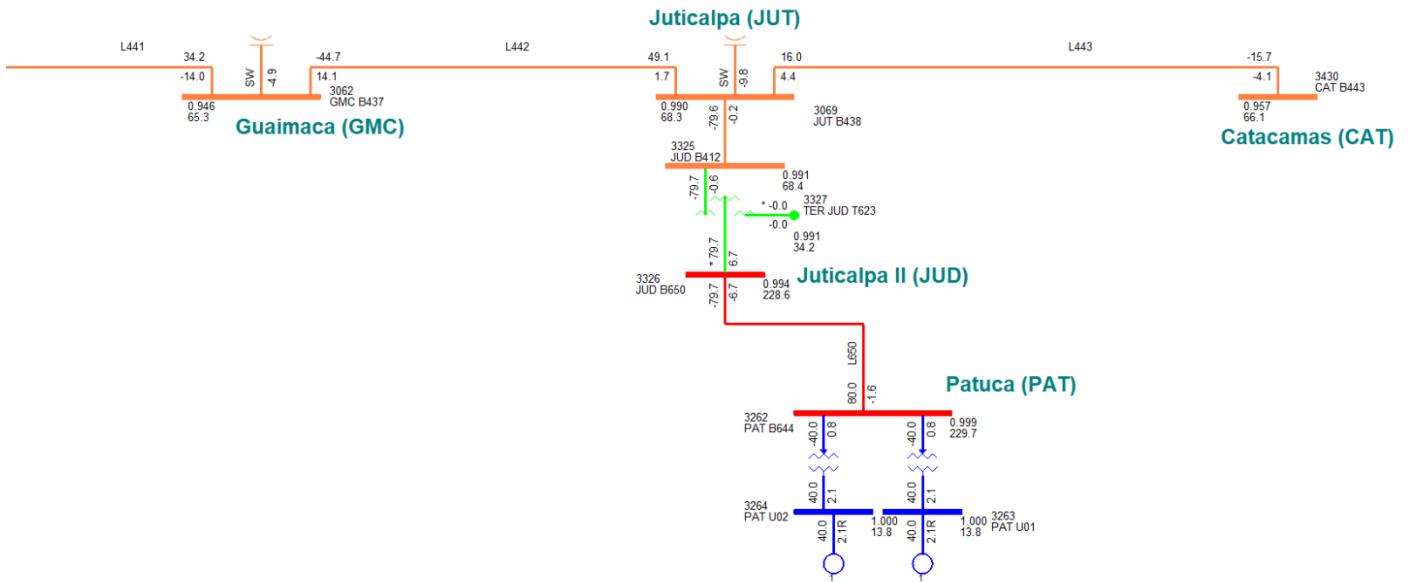


Figura 32: Condiciones operativas en Olancho, demanda máxima nocturna, operación bajo contingencia en L443

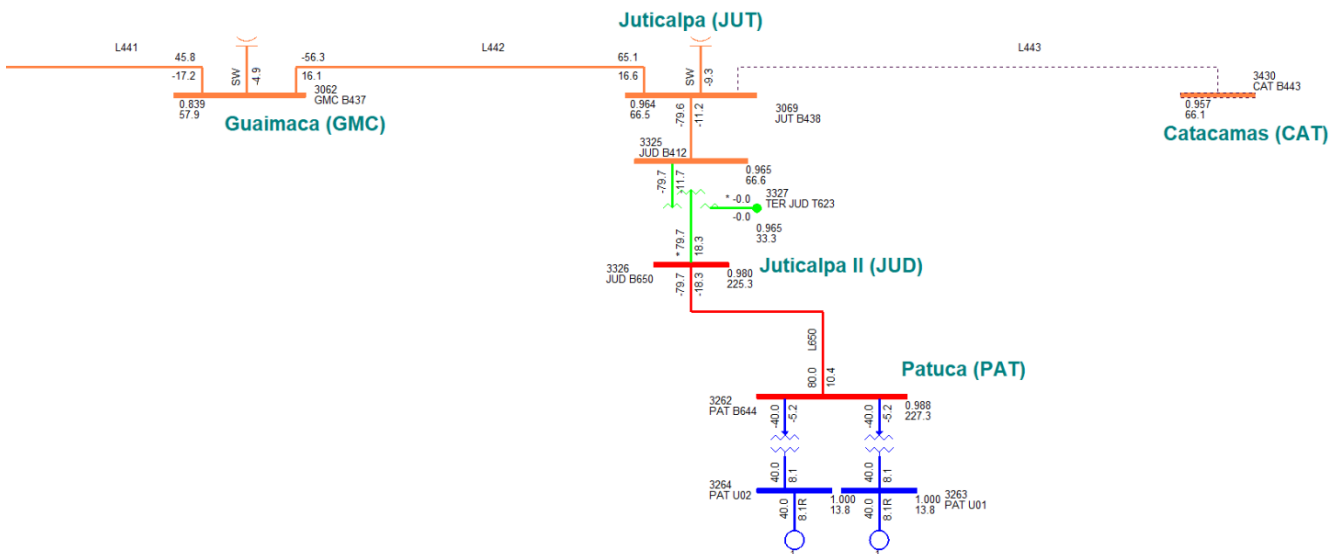
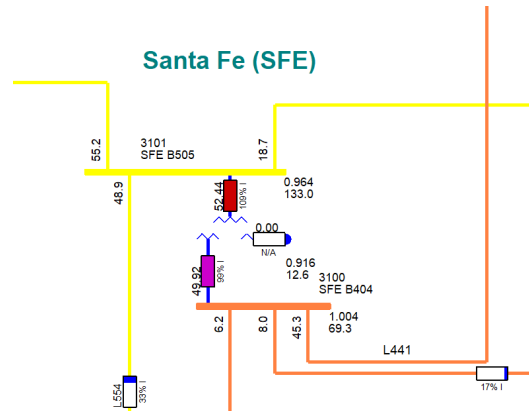


Figura 33: Flujo de potencia en transformador T509 de subestación SFE ante contingencia de la central Patuca III, demanda máxima nocturna



8.4 El Paraíso

El departamento de El Paraíso se alimenta de forma radial en 69 kV desde la subestación Suyapa, ubicada en el Distrito Central. Este circuito tiene una longitud cercana a los 107 km, entre sus puntos más lejanos, y poca disponibilidad de generación local. La zona no cuenta aún con recursos de compensación reactiva local, como banco de capacitores, para el control de voltaje. La central de mayor tamaño en la zona, conectada específicamente a la subestación El Porvenir, es la central de 18 MW de capacidad instalada propiedad de la compañía azucarera Tres Valles, la cual opera de forma estacional acorde a los períodos de cultivo y procesamiento de la caña de azúcar. Considerando los mejores escenarios donde la central Tres Valles (TRV) está en operación, en las simulaciones se observan bajos voltajes en la zona, siendo más graves en la subestación Danlí, centro de mayor consumo, y en la subestación Chichicaste que es la última subestación en el circuito. Estas condiciones se observan en la Figura 34. En la Figura 35 se observa cómo se agrava la problemática al reducir la inyección de la central Tres Valles. Además, en la Figura 36 se muestran las condiciones de voltaje y sobrecargas al retirar la inyección de la referida central.

Figura 34: Condiciones operativas en El Paraíso, demanda máxima nocturna, operación normal

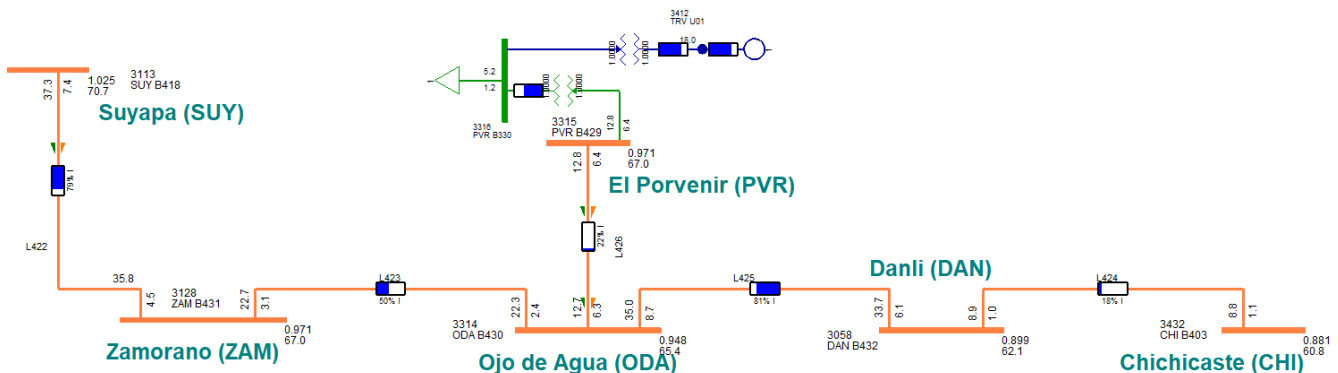


Figura 35: Condiciones operativas en El Paraíso, demanda máxima nocturna, operación normal, con reducción de despacho en TRV

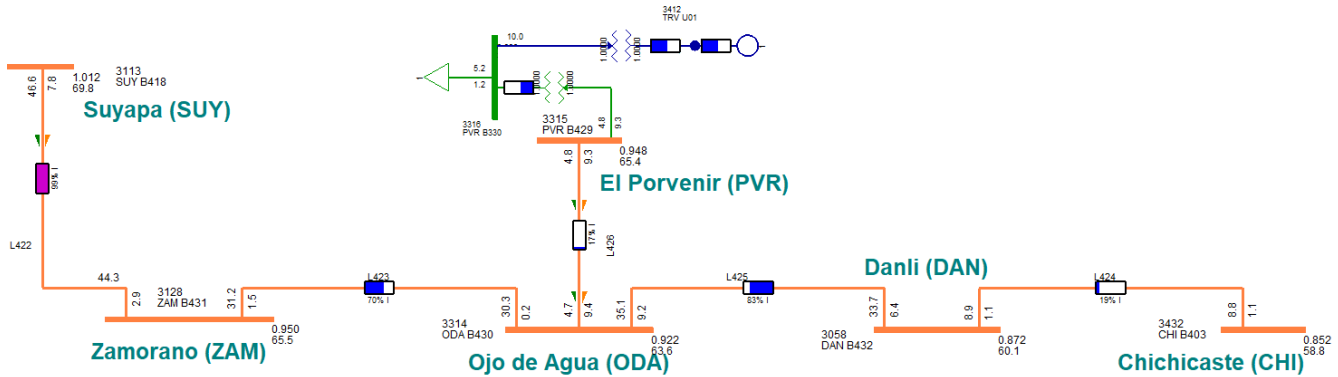
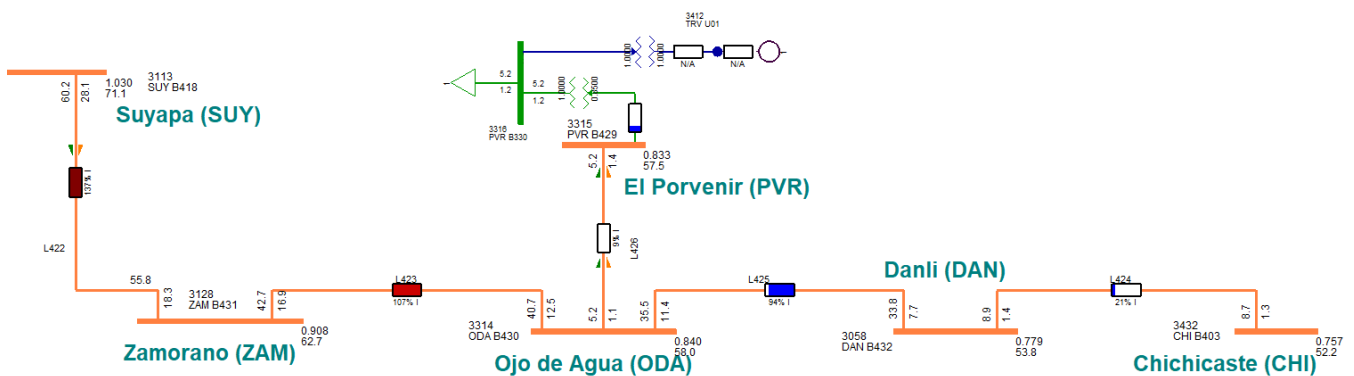


Figura 36: Condiciones operativas en El Paraíso, demanda máxima nocturna, operación normal, con TRV fuera de servicio



8.5 Litoral Atlántico

El circuito radial que alimenta el litoral atlántico del país opera en 138 kV y posee una longitud cercana a 340 km, desde la subestación Progreso hasta la subestación SHOL. El principal problema de este circuito es el bajo voltaje en las subestaciones que alimenta debido el transporte de potencia a las distancias requeridas. El principal centro de consumo en el litoral atlántico se presenta en la ciudad de La Ceiba, suministrada por las subestaciones Ceiba Térmica y San Isidro que se ubican a más de 150 km de la subestación Progreso. Las condiciones mencionadas exigen la operación de centrales termoeléctricas instaladas en la zona para mantener los niveles de voltaje dentro de los rangos permitidos. En la Figura 37, considerando una inyección parcial de la central Ensenada sin el despacho de las centrales Ceiba Térmica y Laeisz Ceiba, se observa un bajo voltaje en las subestaciones Ceiba Térmica, San Isidro, Reguleto, Isletas y Coyoles Central. En la Figura 38 se observa que las condiciones de voltaje descritas ocurren con un flujo de potencia de solamente 77.5 MW saliendo de la subestación Progreso.

Figura 37: Condiciones operativas en parte del litoral atlántico, condiciones de demanda máxima, operación normal

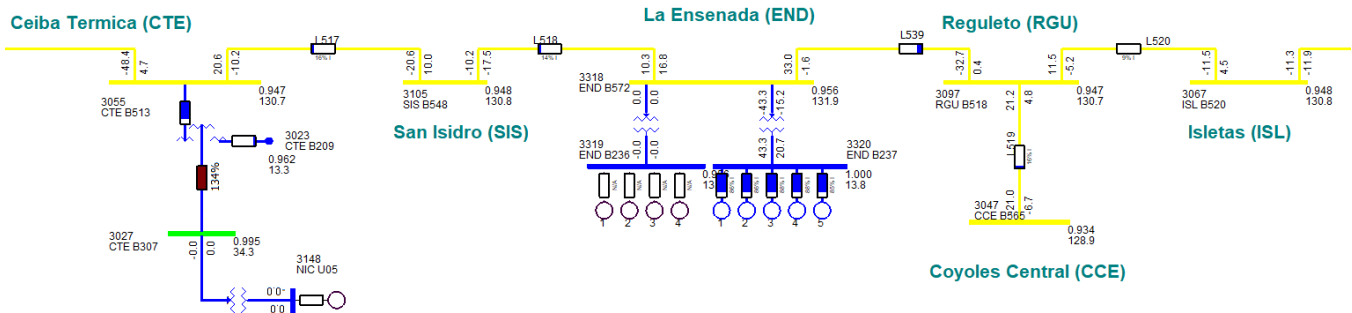
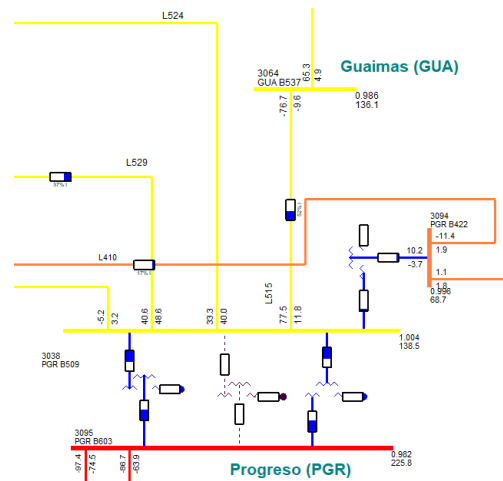


Figura 38: Flujo de potencia en línea L515, dirección PGR-GUA, condiciones de demanda máxima, operación normal



8.6 Capacidad de transformación en el Distrito Central

Actualmente, la carga del Distrito Central se alimenta de la red de 138 kV y 69 kV mediante las diversas subestaciones instaladas, a excepción de la carga en la subestación Toncontín. El suministro de la demanda en el Distrito Central requiere de transformadores de potencia entre los niveles de tensión 230/138 kV y 138/69 kV. El incremento natural de la demanda en años venideros aumentará la carga de estos elementos, alcanzado niveles significativos. Esto se aprecia en caso de contingencia de alguno de los transformadores de la subestación Suyapa, ya que existe el riesgo de una sobrecarga en el transformador restante de la misma subestación. Para mostrar esta situación, se presentan los flujos de potencia de un escenario de demanda máxima nocturna para 2023. En la Figura 39 se observa una carga importante en los transformadores 138/69 kV de las subestaciones Suyapa y Santa Fe bajo condiciones de operación normal. Ante una contingencia en uno de los transformadores de la subestación Suyapa, como se ilustra en la Figura 40, se observa que el transformador restante sufre una sobrecarga y se incrementa significativamente el flujo de potencia en el transformador T509 de la subestación Santa Fe.

Figura 39: Flujo de potencia en transformadores de potencia del Distrito Central, demanda máxima nocturna 2023, operación normal

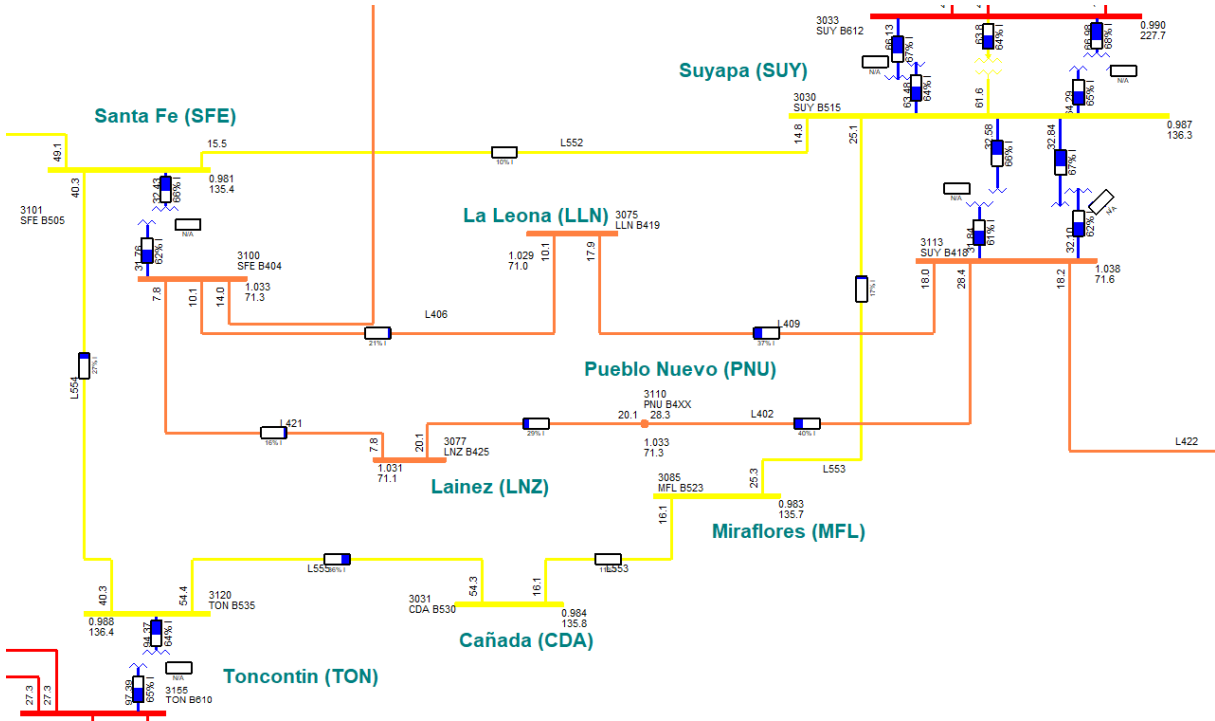
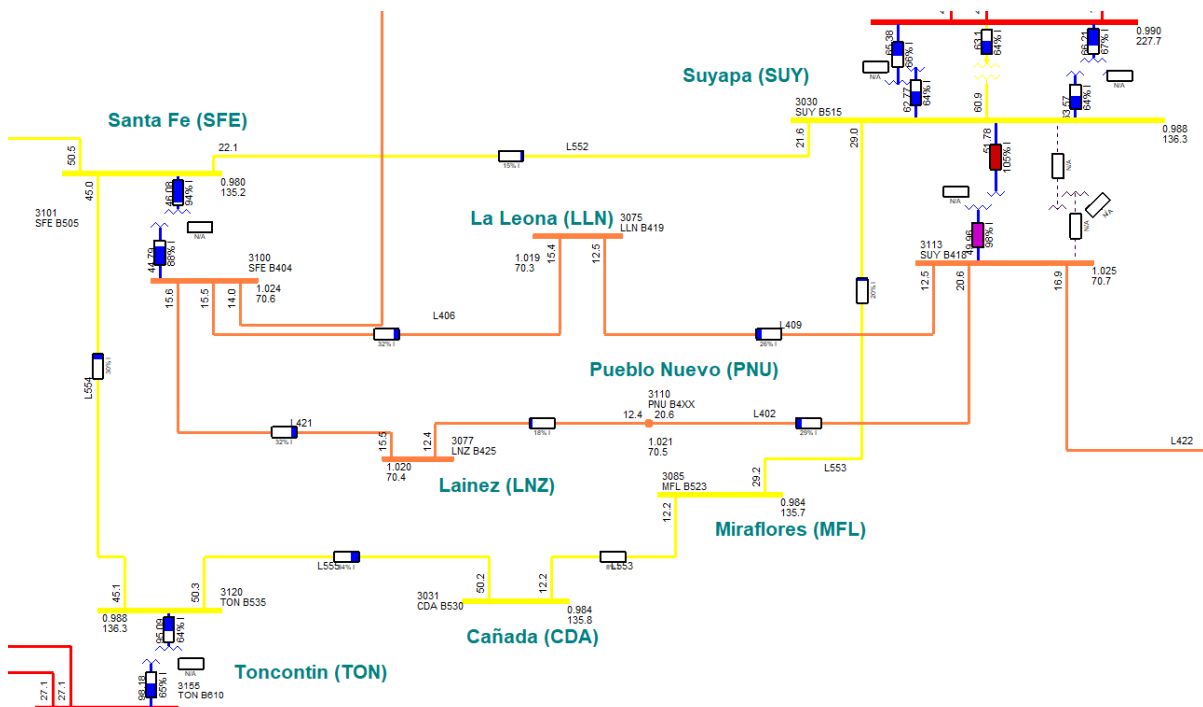


Figura 40: Flujo de potencia en transformadores de potencia del Distrito Central, demanda máxima nocturna 2023, contingencia en transformador SUY T542

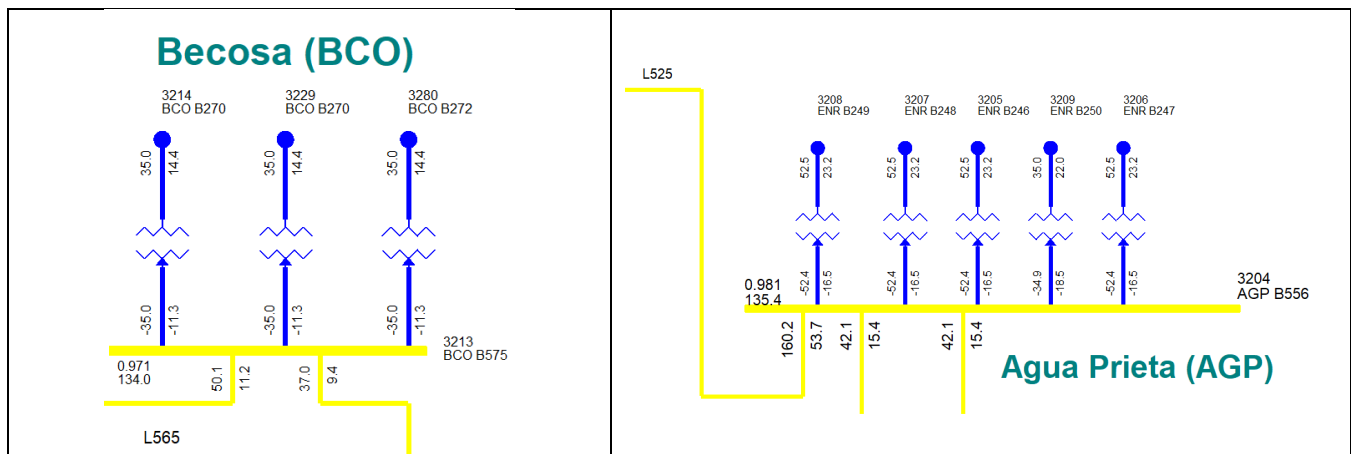


8.7 Limitaciones de reserva de potencia reactiva

Actualmente, se encuentran equipos de compensación reactiva capacitiva en operación en los circuitos radiales que alimentan el departamento de Olancho y la zona occidental del país, suministrando potencia reactiva en sus zonas de influencia. La potencia reactiva requerida por el resto del sistema se obtiene de las unidades generadoras en operación, siendo esta una reserva de potencia reactiva de tipo dinámica, por lo que su uso para regular voltaje en operación normal reduce la capacidad del sistema para responder ante perturbaciones como huecos de tensión que requieren de potencia reactiva adicional para recuperar rápidamente los niveles de voltaje seguros. Cabe mencionar que el suministro de potencia reactiva es un fenómeno local que requiere de fuentes de reactivo en la vecindad de donde se ubican los requerimientos [10].

Estas condiciones indican la necesidad de fuentes de potencia reactiva que puedan suministrar los requerimientos durante la operación normal, mientras se mantiene reserva dinámica de potencia reactiva disponible para responder a las perturbaciones que la requieran. Para ejemplificar, en la Figura 41 se muestran flujos de potencia de simulación de estas condiciones en algunas barras de transmisión de la zona norte del país, la cual tiene una alta concentración de la demanda. Localmente, los requerimientos de potencia reactiva se suministran mediante las unidades de generación operativas en la red de 138 kV existente y parcialmente desde la central hidroeléctrica El Cajón, la cual inyecta su potencia en la red de 230 kV cercana. Se observa que las centrales más grandes conectadas a la red de 138 kV, Becosa y Enersa, contribuyen con potencia reactiva de manera significativa en operación normal. Esto limita la capacidad de respuesta del sistema ante perturbaciones que requieran de inyección dinámica de potencia reactiva.

Figura 41: Flujo de potencia entregado por centrales Becosa y Enersa, operación normal, demanda máxima diurna



9 Expansión de la generación indicativa

Para el análisis de expansión de la red de transmisión, en los escenarios de operación del presente plan se modelan los generadores del escenario de mínimo costo del Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022 - 2031 en distintos puntos de conexión según tipo de generación, en desarrollo o indicativa, y tecnología. Los proyectos de generación en desarrollo considerados se describen a continuación.

Tabla 20: Centrales de generación en desarrollo

Proyecto	Capacidad [MW]	Fecha de entrada
Arenales I – II (Yaguala)	60.5	Oct-2022
El Tornillito	198	Jun-2024
Río Molo	4	Ene-2025

La generación futura, tanto indicativa como en desarrollo, se compone de los siguientes bloques de capacidad instalada clasificada por tecnologías.

Tabla 21: Cronograma de expansión de la generación indicativa

Tipo de central	Capacidad instalada incorporada [MW]							
	2021-2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Hidroeléctrica	258.5	4						
Motores a búnker	480					40		160
Turbinas de gas	74							
Eólica	40	80	40					
Solar fotovoltaica + batería	40		40		40	80	40	
Geotérmica				15				
Ciclo combinado a gas natural (5x1)			381		381			
Motores a gas natural								
Total	892.5	84	461	15	421	120	40	160

Además de las incorporaciones mencionadas, es necesario considerar los retiros de capacidad modelados, los cuales se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 22: Cronograma de retiros indicativos de la generación

Central	Tecnología	Capacidad bajo contrato [MW]	Fecha de retiro
Emce Choloma	Térmica a base de búnker	50	may-21
Lufussa Valle	Térmica a base de búnker	70	may-21
Becosa	Térmica a base de carbón/petcoke	105	mar-26
Lufussa III	Térmica a base de búnker	240	abr-28

Central	Tecnología	Capacidad bajo contrato [MW]	Fecha de retiro
Enersa	Térmica a base de búnker	227	may-28
Central de cogeneración de Enersa	Cogeneración	17	may-28
El Faro (Rentas Américas)	Térmica a base de búnker	30	ene-31

10 Plan de expansión de la red de transmisión

Esta sección detalla la determinación de los proyectos incorporados en el presente plan de expansión de la red de transmisión, los cuales se identifican conforme a la metodología descrita en la sección 7, y presenta una descripción de estos. Adicionalmente, se describen los proyectos de transmisión en desarrollo por transmisoras o generadores. Es importante añadir que el presente plan únicamente contempla inversiones en el sistema de transmisión. Los proyectos planteados y los costos de inversión estimados corresponden a obras de transmisión de interés general. La generación indicativa, descrita en la sección precedente, la cual se obtiene del Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022 - 2031, y los proyectos de distribución integrados al presente plan solamente sirven de información de entrada para identificar proyectos en transmisión que presenten variados beneficios.

10.1 Proyectos en desarrollo

En ejercicios previos de planificación se plantearon una serie de proyectos destinados a incrementar la capacidad de transporte y la confiabilidad de la red. En el Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2020 – 2029 se determinaron proyectos que respondían a las necesidades de corto plazo en cuanto a la capacidad de transporte hacia la zona norte del país y al soporte de potencia reactiva en distintas zonas de la red. Además, se consideraron proyectos de mediano y largo plazo dentro del horizonte de planificación que respondían a las necesidades de transporte de potencia y a la mejora en la calidad del servicio eléctrico. Estos proyectos toman en cuenta las incorporaciones al parque de generación del sistema y el crecimiento natural de la demanda. Adicionalmente, se consideraron proyectos destinados a mejorar la calidad del servicio eléctrico a nivel de distribución. Dentro de estos proyectos se contemplan típicamente construcción de nuevas subestaciones y ampliación de subestaciones existentes. La presente sección presenta las obras de transmisión que para este plan de expansión son consideradas como planificadas y decididas debido a que se encuentran actualmente en desarrollo específicamente por (i) la ENEE, como una transmisora, o (ii) empresas de generación para la interconexión de sus centrales al sistema.

10.1.1 Compensación reactiva en distintas zonas del país

Debido en gran medida a las limitaciones de importación de potencia desde países vecinos dada la necesidad de mantener los niveles de voltaje en las distintas barras del sistema y ampliar la reserva dinámica de potencia reactiva, se encuentra en desarrollo la instalación de una serie de bancos de capacitores que sirvan como fuente de potencia reactiva. Se contempla instalar la mayor parte de estos equipos en la zona norte del país con alta concentración de demanda, la cual recibe potencia reactiva principalmente desde las centrales de generación en la misma zona o en las cercanías. Los bancos de capacitores son compensación reactiva que se plantea que suministren la mayor parte de los requerimientos de potencia reactiva en operación normal dejando un margen de holgura significativo en las unidades de generación para que puedan responder apropiadamente, suministrando reactivo, ante eventos o perturbaciones que requieran de este tipo de soporte [10]. La siguiente tabla lista la compensación reactiva capacitiva planificada.

Tabla 23: Bancos de compensación reactiva capacitiva en desarrollo

Subestación	Zona	Voltaje [kV]	Cantidad de escalones	Capacidad total [MVar]
Bermejo	Norte	138	3	30
Circunvalación	Norte	138	3	30
La Puerta	Norte	138	3	30
Santa Marta	Norte	138	3	15
Villanueva	Norte	138	3	30
Progreso	Norte	138	3	30
Comayagua	Centro	138	3	24
Zamorano	Centro	69	3	9

10.1.2 Línea de transmisión San Pedro Sula Sur – San Buenaventura y transformadores 230/138 kV en San Pedro Sula Sur

Para incrementar la capacidad de transferencia de potencia hacia la zona norte del país, así como permitir la inyección de nuevas centrales de generación en la zona noroccidental se encuentra un enlace en 230 kV entre las subestaciones San Pedro Sula Sur y San Buenaventura. La longitud de esta línea alcanza aproximadamente 48 km. Esta línea de transmisión de doble terna, a excepción de un tramo de aproximadamente 4.7 km entre la subestación Caracol y la bifurcación de las líneas L502 RLN-CAR y L503 RLN-PGR pendiente de desarrollo, proporciona un medio de conexión de la red de 230 kV proveniente de la zona central con la subestación SPS para distribuir los flujos de potencia directamente desde dicha subestación, la cual actúa como principal punto de conmutación para las demás líneas de transmisión en la zona norte.

La obra de transmisión que une las subestaciones SPS y SBV incluye la instalación de dos transformadores en la subestación San Pedro Sula Sur, los cuales operarán en 230/138 kV con capacidad de 150 MVA cada uno. Estos transformadores cumplirán la función de enlace entre la red de 230 kV proveniente de la zona central y la red de 138 kV predominante en la zona norte complementando la nueva línea de transmisión SPS-SBV.

Se considera que dos transformadores cumplen con el criterio de seguridad N-1, ya que, ante la salida de operación de uno de estos elementos, el segundo transformador puede tomar el flujo de potencia requerido para el suministro de demanda en la zona norte, permitiendo la operación segura de la red ante una eventualidad de este tipo. El segundo transformador también permite mantener la capacidad de transferencias regionales, la cual se incrementa con la construcción de la línea SPS-SBV. Esta capacidad de transferencias se ve reducida significativamente si solamente se considera un transformador, ya que ante la salida de operación de este se desconectaría también la línea SPS-SBV.

10.1.3 Línea de transmisión Progreso – San Pedro Sula Sur

Para incrementar la capacidad de transporte entre el sur y el norte del país se encuentra un nuevo enlace entre las subestaciones Progreso y San Pedro Sula Sur. Este enlace operará en paralelo a las líneas en 138 kV L528/L529 SPS-SMT-PGR y L524 CIR-RET-PGR, las cuales sirven como punto de entrada para los

flujos de potencia en dirección a la zona norte del país. El nuevo enlace incrementará la capacidad de transporte entre la zona central y la zona norte del país, la cual se ve altamente limitada debido a las restricciones operativas de los enlaces existentes.

La construcción contempla una línea de transmisión en doble terna entre las subestaciones PGR y SPS, montando inicialmente una terna. La operación de la terna inicial es planteada en 138 kV alimentando en su trayectoria a la subestación SMT. A mediano plazo, con la incorporación de los refuerzos a la red en 230 kV resultado de las ampliaciones en la subestación San Pedro Sula Sur y la línea de transmisión SPS-SBV, sumado a la adición prevista de nueva generación de gran capacidad en Puerto Cortés, este enlace pasará a operar en 230 kV por lo que se prevé su aislamiento para este nivel de tensión. La capacidad de la línea de transmisión es planificada en 455 MVA para el primer circuito en 230 kV, doble conductor por fase con calibre 477 MCM. Mientras el primer circuito opere en 138 kV, su capacidad será de 273.9 MVA. Esta línea haría uso de derechos de paso de las líneas L401 y L410 que actualmente operan en 69 kV.

Complementariamente, se contemplan ampliaciones en la subestación Santa Marta consistentes en la construcción de una nueva bahía en 138 kV y la instalación de un transformador de 138/69 kV con capacidad de 50 MVA para enlazar ambos niveles de alta tensión en esta subestación. Además, las obras incluyen una línea de transmisión en 69 kV para mantener la subestación Santa Marta enlazada con la subestación La Lima.

10.1.4 Normalización de la subestación Choloma

En este proyecto se contempla el seccionamiento de la línea L514, actualmente entre las subestaciones Bermejo y Merendón, para enlazar la subestación Choloma. De esta forma se conformarían dos futuros tramos en esta línea, un tramo MER-CHM y un segundo tramo CHM-BER. Esta obra mejora la confiabilidad del sistema al crear rutas alternas para los flujos de potencia en su zona de influencia. Adicional a las obras necesarias para este proyecto, se contemplan otras mejoras en la subestación Choloma como ser la renovación de los alimentadores y cambio de los interruptores en 138 kV para las líneas L525 (AGP-CHM), L512 (CHM-BER) y L513 (TSZ-CHM).

10.1.5 Línea de transmisión Miraflores – Laínez

Este proyecto en desarrollo consiste en la construcción de una línea de transmisión en 138 kV para enlazar las subestaciones Miraflores y Laínez. Esta línea tendrá aproximadamente 4 km de longitud, de circuito sencillo con un conductor por fase, utilizando conductor ACSR 795 MCM.

10.1.6 Repotenciación de la línea de transmisión Villanueva – San Pedro Sula Sur

Parte de las obras de expansión de la interconexión de la central hidroeléctrica Tornillito en la red de transmisión existente corresponde a la repotenciación de la línea L531 en 138 kV entre las subestaciones Villanueva y San Pedro Sula Sur, actualmente con capacidad de 151 MVA, a una capacidad de 300 MVA. Cabe mencionar que esta ampliación es una inversión privada por parte del desarrollador del proyecto

de generación, el cual se encuentra en construcción, y es considerada como un proyecto de transmisión en desarrollo decidido.

10.1.7 Línea de transmisión Arenales – Coyoles Central

La central de generación Yaguala se conectará a la red de transmisión mediante la construcción de un enlace en 138 kV entre la futura subestación Arenales y la subestación Coyoles Central. Esta línea de transmisión tendrá una extensión cercana a los 21 km y estará preparada para operar en 230 kV. Este enlace se considera como un proyecto en desarrollo decidido siendo una inversión privada por parte de la central para su entrada en operación.

10.1.8 Obras de expansión en subestaciones eléctricas para el sistema de distribución

Debido al crecimiento natural de la demanda, es necesario considerar dentro de la expansión de la red de transmisión la incorporación de nuevas subestaciones o ampliaciones de las existentes que permitan reducir pérdidas de distribución y mejorar la seguridad y calidad de suministro. Este conjunto de proyectos en algunos casos se sirve de la red de transmisión existente mediante el seccionamiento de líneas de transmisión.

Este conjunto de obras abarca la construcción de nuevos circuitos para liberar carga de los circuitos existentes, ampliación de capacidad de transformación y la construcción de nuevas subestaciones para distribución. Dicho conjunto incluye las siguientes obras para las subestaciones listadas.

Tabla 24: Obras de expansión en subestaciones eléctricas para el de distribución en desarrollo

No.	Subestación	Proyecto	Estado
1	Miraflores	Normalización de la subestación en 138 kV cambiando a configuración en anillo de cuatro alimentadores que permita conectar la nueva línea de transmisión MFL-LNZ y un nuevo transformador 138/13.8 kV de 50 MVA.	Planificado con financiamiento
2	Laínez	Conexión de nueva línea de transmisión 138 kV desde la subestación Miraflores e inclusión de un transformador 138/13.8 kV de 50 MVA.	Planificado con financiamiento
3	Bellavista	Cambio de configuración a anillo para conectar las líneas de transmisión desde subestaciones vecinas y una nueva línea en 138 kV hacia la subestación El Centro. Además, incluye un transformador 138/13.8 kV 50 MVA.	Planificado con financiamiento
4	El Centro	Nueva subestación en 138 kV con transformador en 138/13.8 kV de 50 MVA.	Planificado con financiamiento
5	Toncontín	Construcción de nueva bahía con arreglo de interruptor y medio. Incluye la incorporación de un transformador 230/13.8 kV de 50 MVA que reemplaza el transformador T609.	Planificado con financiamiento
6	Siguatopeque	Normalización de la subestación e inclusión de un transformador 138/34.5 kV de 50 MVA.	Planificado con financiamiento
7	San Pedro Sula Sur	Inclusión de un transformador de distribución 230/34.5 kV de 50 MVA.	Planificado con financiamiento

No.	Subestación	Proyecto	Estado
8	Comayagua	Inclusión de un transformador 138/34.5 kV de 50 MVA.	Planificado con financiamiento
9	Bermejo	Inclusión de un transformador 138/13.8 kV de 50 MVA.	Planificado con financiamiento
10	La Puerta	Inclusión de un transformador 138/13.8 kV de 50 MVA.	Planificado con financiamiento
11	Choloma	Ampliaciones en los alimentadores para conectar la subestación a la línea de transmisión L514 BER-MER e inclusión de un nuevo transformador de distribución 138/13.8 kV de 50 MVA.	Planificado con financiamiento
12	Suyapa	Reemplazo de transformador 138/13.8 kV de 25 MVA por uno de 50 MVA en el mismo nivel de tensión.	En operación
13	Calpules	Nueva subestación para normalizar la configuración de las subestaciones Retorno y Retorno II que actualmente se encuentran conectadas en derivación a la línea L524 PGR-CIR. También contempla la instalación de dos transformadores en 138/13.8 kV de 50 MVA.	Planificado con financiamiento
14	La Victoria	Nueva subestación para normalizar la configuración de la subestación La Victoria que actualmente se conecta en derivación a la línea L512 CHM-BER. Incluye un nuevo transformador 138/13.8 kV de 50 MVA.	Planificado con financiamiento
15	El Sitio	Nueva subestación en 230 kV con transformador 230/13.8 kV de 50 MVA para suministro de demanda. Esta subestación seccionará la línea existente L612 o L613 AMT-SUY.	Planificado con financiamiento

10.2 Expansión con integración de distribución

Utilizando el escenario de expansión de la generación de mínimo costo, obtenido en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación, se realiza una ejecución hidrotérmica del sistema con SDDP a manera de identificar sobrecargas en la red de transmisión en operación normal sin contingencias. Previo a la ejecución se incorporan los proyectos de transmisión en desarrollo descritos en la Tabla 25 en conjunto con su año de modelación.

Tabla 25: Lista de proyectos de transmisión en desarrollo modelados

Proyecto	Año de entrada modelado
Transformador SPS 230/138 kV	2021
Línea de transmisión PGR-SPS en 230 kV	2021
Línea de transmisión ARN-CCE en 230 kV	2022
Subestación El Sitio	2023
Subestación San Pedro Sula Centro (El Centro)	2023
Línea de transmisión BVI-SPC en 138 kV	2023
Línea de transmisión MER-CHM-BER en 138 kV	2024
Línea de transmisión SBV-SPS en 230 kV	2024
Línea de transmisión LNZ-MFL en 138 kV	2024

Proyecto	Año de entrada modelado
Transformador LNZ 138/13.8 kV	2024
Transformador SPS 230/138 kV	2024
Línea de transmisión TRN-SBV en 230 kV	2024
Línea de transmisión TRN-VNU en 138 kV	2024
Repotenciación VNU-SPS en 138 kV	2024

Se aprecia en la tabla anterior que dentro de los proyectos de transmisión en desarrollo modelados se considera la línea de transmisión PGR-SPS en 230 kV, uno de los dos transformadores 230/138 kV en SPS y las subestaciones El Sitio y San Pedro Sula Centro con fecha de entrada anticipada a pesar de que dicha infraestructura en la realidad no pueda estar operativa en la fecha modelada. Se sigue dicho procedimiento para evitar problemas de convergencia dentro del programa NetPlan.

La línea de transmisión ARN-CCE será construida inicialmente en 138 kV, pero preparada para operar en 230 kV, por lo que dicha línea es considerada dentro del modelo en 230 kV.

Seguidamente, con base en las salidas del SDDP, se encuentran las siguientes sobrecargas, siendo aquellas en elementos con carga mayor a 97% considerando un factor de seguridad del 3%.

Tabla 26: Sobrecargas del sistema nacional identificadas bajo escenario de expansión de generación de mínimo costo

Elemento	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
CRL T501	76.5	75.364	72.773	72.638	72.349	104.26	100.52	107.36	99.609	96.765	97.304
L422 SUY-ZAM	128.29	133.69	148.14	146.3	127.72	123.55	122.98	135.9	133.71	144.67	138.52
L423 ZAM-ODA	100.27	104.68	116.47	114.97	120.66	126.44	132.73	139.47	146.3	153.71	138.62
L425 ODA-DAN	123.91	128.31	140.11	138.61	144.3	150.08	156.37	163.11	169.94	177.34	162.26
L430 LFL-SRS	54.779	54.779	56.159	54.779	54.779	99.52	96.991	99.176	95.785	97.771	95.46
L441 SFE-TLG	73.301	75.182	96.406	88.944	108.15	108.77	123.89	124.48	122.34	120.07	122.88
L441 TLG-GMC	73.301	75.182	96.406	88.944	108.15	108.77	109.09	112.48	116.62	113.11	115.93
L501 CRL-RLN	54.249	64.644	75.23	74.425	76.437	80.762	82.466	110.93	108.71	113.02	107.78
L508 BER-CIR	56.411	59.389	60.241	59.285	57.485	103.03	103.34	102.87	74.6	82.606	78.942
L512 CHM-LVI	97.119	92.684	89.196	102.49	102.39	125.55	126.92	131.31	131.54	132.21	127.86
L512 LVI-BER	72.47	68.726	65.279	74.754	73.44	158.56	159.36	159.95	121.73	123.02	137.93
L515 GUA-TEL	81.508	84.783	87.886	90.602	95.096	99.596	104.62	255.62	265.71	266.48	327.69
L515 PGR-GUA	86.496	89.967	93.12	96.269	101.03	105.8	111.12	247.98	258.69	258.14	320.26
L515 TEL-CTE	73.338	76.298	93.655	81.138	85.092	89.042	93.467	271.34	277.24	283.45	342.9
L517 CTE-SIS	55.236	56.801	94.499	73.471	61.497	73.511	68.234	254.25	257.92	264.3	320.69
L524 PGR-RET	74.83	80.928	72.086	61.004	64.751	50.204	47.101	105.68	97.381	107.7	115.01

Elemento	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
L529 PGR-SMT	77.886	85.805	79.036	51.843	55.527	45.534	43.296	112.29	103.18	113.61	114.48
L539 END-RGU	41.737	42.688	46.625	45.438	39.319	44.036	43.082	267.93	265.97	262.37	273.73
SUY T510	100.31	108.99	125.47	94.186	87.251	88.446	80.715	87.98	89.826	88.186	95.46
SUY T542	99.511	108.12	124.47	93.436	86.556	87.741	80.072	87.279	89.11	87.483	94.699
SFE T509	100.73	109.01	126.39	97.704	89.853	94.865	84.3	91.552	96.186	96.548	103.1

Luego, se establecen proyectos candidatos necesarios para sobrellevar potencialmente las sobrecargas identificadas, entre los cuales se encuentran proyectos para distribución, listados en la Tabla 27 a continuación.

Tabla 27: Proyectos de transmisión candidatos para expansión

id	Circuito
1.	Línea de transmisión CRL-CDS en 138 kV
2.	Línea de transmisión SIT-ZAM en 230 kV
3.	Línea de transmisión ZAM-DAN-CHI en 230 kV
4.	Línea de transmisión PAT-CHI en 230 kV
5.	Línea de transmisión LEC-SRS en 230 kV
6.	Línea de transmisión AMT-TLG-LMN-JUD en 230 kV
7.	Línea de transmisión CRL-RLN en 138 kV
8.	Línea de transmisión BER-LVI en 138 kV
9.	Repotenciación BER-CIR en 138 kV
10.	Línea de transmisión TSZ-PTC-LVI en 230 kV
11.	Línea de transmisión NEG-YOR-ARN en 230 kV
12.	Línea de transmisión CCE-RGU en 230 kV
13.	Línea de transmisión LMN-RGU en 230 kV
14.	Línea de transmisión LMN-YOR en 230 kV
15.	Línea de transmisión LMN-CCE en 230 kV
16.	Línea de transmisión TLG-YOR en 230 kV
17.	Subestación Gualala
18.	Subestación Cerro Grande
19.	Línea de transmisión EBI-ZAM en 230 kV
20.	Línea de transmisión LPZ-EPZ en 230 kV
21.	Línea de transmisión EPZ-ERA en 69 kV

Con ellos, dentro de esta etapa, se integran los proyectos para distribución mostrados en la Tabla 28.

Tabla 28: Proyectos modelados en expansión con integración de distribución

id	Circuito	Año de entrada modelado
1.	Línea de transmisión CRL-CDS en 138 kV	2026
17.	Subestación Gualala	2026
18.	Subestación Cerro Grande	2025

Al integrar estos proyectos para distribución, se obtienen nuevos cargamentos para los elementos identificados, lo cual se muestra en la Tabla 29. Al mismo tiempo, se muestran proyectos candidatos asociados, tomados de la Tabla 27, que pueden crear un impacto directo ante las sobrecargas identificadas. Cabe mencionar que el elemento CRL T501 entra a un estado de fuera de servicio en 2026 debido a la entrada de línea de transmisión CRL-CDS en 138 kV.

Tabla 29: Cargamento de elementos posterior a expansión con integración de distribución

Elemento	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Candidato
CRL T501	77.422	76.097	73.139	72.914	72.511	-	-	-	-	-	-	-
L422 SUY-ZAM	128.29	133.69	148.14	146.3	127.72	123.55	122.98	135.9	133.71	144.67	138.52	2, 19
L423 ZAM-ODA	100.27	104.67	116.47	114.97	120.66	126.44	132.73	139.47	146.3	153.71	138.62	3
L425 ODA-DAN	92.727	96.029	104.87	103.74	108.0	112.34	117.05	122.1	127.22	132.76	121.46	3
L430 LFL-SRS	54.779	54.779	56.159	54.779	54.779	99.52	96.991	99.176	95.785	97.771	95.46	5, 20-21
L441 SFE-TLG	73.301	75.182	96.613	88.827	108.15	108.77	123.89	124.48	122.34	120.07	122.88	4, 6
L441 TLG-GMC	73.301	75.182	96.613	88.827	108.15	108.77	109.09	112.48	116.62	113.11	115.93	4, 6
L501 CRL-RLN	54.249	64.644	75.249	72.497	75.645	69.209	70.469	98.405	96.237	100.02	95.464	7
L508 BER-CIR	56.411	60.605	61.188	59.353	57.144	102.88	103.18	102.5	74.667	81.774	74.389	9
L512 CHM-LVI	97.119	92.689	89.196	102.5	102.29	125.56	127.2	131.33	131.56	132.21	127.87	10
L512 LVI-BER	72.47	68.246	70.144	74.765	73.346	158.53	159.33	159.98	121.7	120.03	133.72	8
L515 GUA-TEL	81.508	84.783	88.171	90.731	95.096	99.596	104.53	244.12	265.71	266.48	310.87	11-16
L515 PGR-GUA	86.496	89.967	93.12	96.398	101.03	105.8	111.02	235.56	258.69	258.14	303.44	11-16
L515 TEL-CTE	73.338	76.298	78.865	81.267	85.092	89.042	92.971	258.96	277.24	283.45	326.08	11-16
L517 CTE-SIS	55.236	56.801	60.291	59.898	61.497	73.511	68.234	254.25	260.18	264.3	305.61	11-16
L524 PGR-RET	74.83	80.928	72.056	61.515	64.685	50.373	47.251	105.88	97.585	107.91	115.21	11-16
L529 PGR-SMT	77.886	85.805	78.999	56.193	55.466	45.785	43.45	112.58	103.48	113.93	114.78	11-16
L539 END-RGU	41.737	42.688	38.797	37.381	39.124	44.036	43.513	267.93	265.97	263.36	280.17	11-16
SUY T510	100.31	108.99	125.55	94.304	83.455	85.207	81.775	84.103	86.575	85.135	90.216	-
SUY T542	99.511	108.12	124.55	93.553	82.79	84.528	81.123	83.433	85.885	84.457	89.497	-
SFE T509	100.73	109.01	126.51	97.278	88.217	93.375	85.221	91.369	94.716	95.385	101.25	2, 6

Tomando en cuenta que a partir de 2024 desaparecen las sobrecargas asociadas a los transformadores SUY T510 y SUY T542 debido al impacto que tiene sobre la red los proyectos en desarrollo como ser la

construcción de la subestación El Sitio y el vínculo en 138 kV entre las subestaciones MFL y LNZ, no se consideran proyectos candidatos para mitigar dichas sobrecargas.

10.3 Expansión optimizada

Subsecuente a la etapa anterior, se realiza la expansión optimizada de la red de transmisión utilizando la herramienta NetPlan.

Inicialmente, tomando en cuenta las sobrecargas de la red de transmisión posteriores a la etapa de expansión integrando distribución, se incorporan en la herramienta los proyectos candidatos de transmisión, según se muestran, nuevamente, en la Tabla 30.

Tabla 30: Proyectos de transmisión candidatos para etapa de expansión optimizada

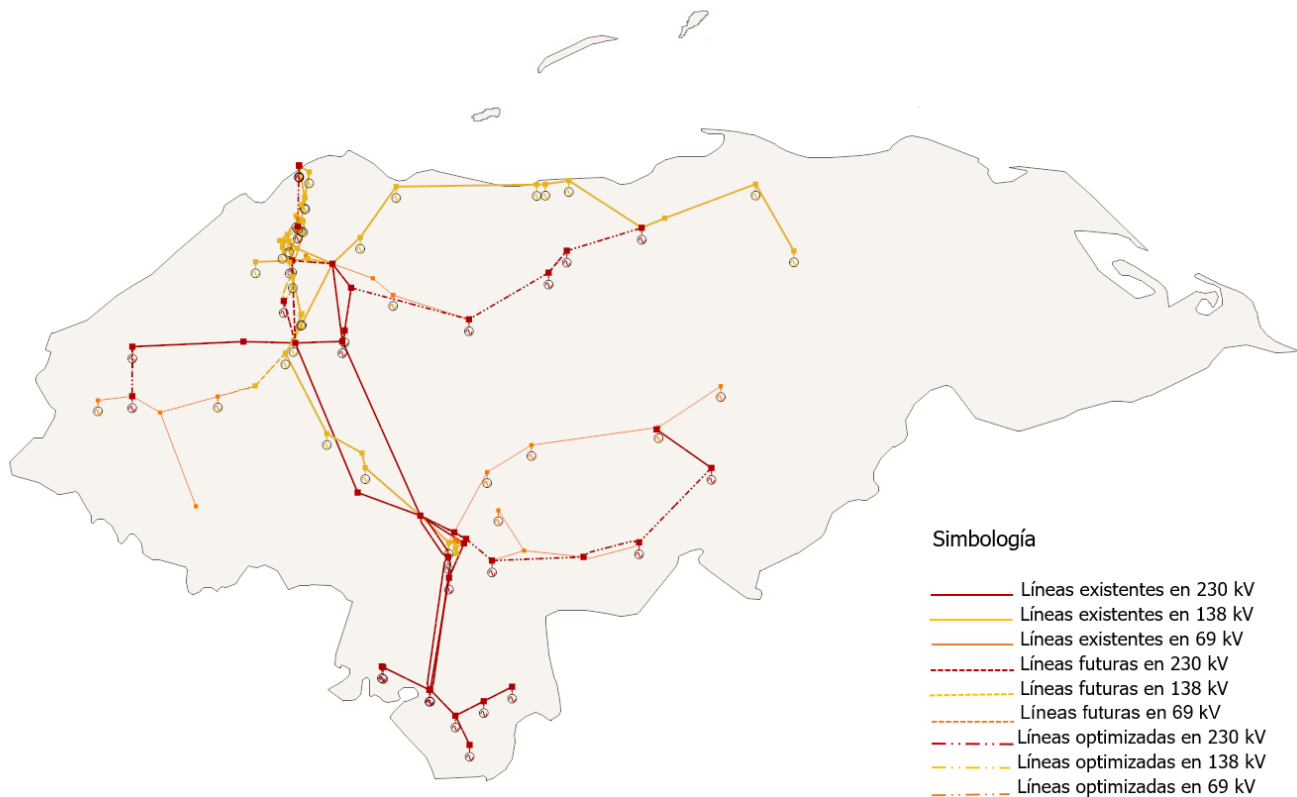
id	Circuito
2.	Línea SIT-ZAM en 230 kV
3.	Línea de transmisión ZAM-DAN-CHI en 230 kV
4.	Línea de transmisión PAT-CHI en 230 kV
5.	Línea de transmisión LEC-SRS en 230 kV
6.	Línea de transmisión AMT-TLG-LMN-JUD en 230 kV
7.	Línea de transmisión CRL-RLN en 138 kV
8.	Línea de transmisión BER-LVI en 138 kV
9.	Repotenciación BER-CIR en 138 kV
10.	Línea de transmisión TSZ-PTC-LVI en 230 kV
11.	Línea de transmisión NEG-YOR-ARN en 230 kV
12.	Línea de transmisión CCE-RGU en 230 kV
13.	Línea de transmisión LMN-RGU en 230 kV
14.	Línea de transmisión LMN-YOR en 230 kV
15.	Línea de transmisión LMN-CCE en 230 kV
16.	Línea de transmisión TLG-YOR en 230 kV
19.	Línea de transmisión EBI-ZAM en 230 kV
20.	Línea de transmisión LPZ-EPZ en 230 kV
21.	Línea de transmisión EPZ-ERA en 69 kV

Luego, una vez incorporado el conjunto de proyectos candidatos, ingresando también como información de entrada al programa NetPlan sus años de entrada según tiempos de construcción esperables y correspondientes costos de inversión, se optimizan las inversiones con lo que se obtiene el cronograma de adiciones de infraestructura de la Tabla 31. La Figura 42 a continuación muestra la red de transmisión representando las adiciones de transmisión integrando distribución y optimizadas, incluyendo los proyectos en desarrollo.

Tabla 31: Cronograma de adiciones de infraestructura bajo etapa de expansión optimizada

Proyecto	Año de entrada
Línea de transmisión SIT-ZAM en 230 kV	2024
Línea de transmisión PAT-CHI en 230 kV	2025
Línea de transmisión ZAM-DAN-CHI en 230 kV	2025
Línea de transmisión TSZ-PTC-LVI en 230 kV	2026
Línea de transmisión LVI-BER en 138 kV	2026
Línea de transmisión LEC-SRS en 230 kV	2026
Repotenciación BER-CIR en 138 kV	2026
Línea de transmisión NEG-YOR-ARN en 230 kV	2028
Línea de transmisión CCE-RGU a 230 kV	2028

Figura 42: Red de transmisión nacional con proyectos en desarrollo, integrando distribución y adiciones optimizadas



Cabe mencionar que el año de entrada de las líneas de transmisión SIT-ZAM en 230 kV y ZAM-DAN-CHI en 230 kV mostrado en la Tabla 31 se encuentra adelantado un año por motivos de convergencia del programa respecto al mínimo posible considerado constructivamente de 2025 y 2026, respectivamente. Además, en el presente plan de expansión se considera que la línea de transmisión NEG-YOR-ARN puede

construirse en etapas, debido a su longitud, tomando en cuenta que en conjunto conforman un importante enlace en 230 kV con el sistema radial del litoral atlántico, iniciando con la línea NEG-YOR en 2026, seguido de la línea YOR-ARN en 2027, y finalizando con la entrada de la línea CCE-RGU de 230 kV en 2028.

10.4 Expansión para cumplimiento de los CCSDM

Posterior a la determinación de inversiones de mínimo costo con la herramienta NetPlan, que solucionan sobrecargas encontradas en la ejecución de SDDP, se realizan análisis de flujo de potencia con PSSE para verificar el cumplimiento de los CCSDM tanto en operación normal como bajo contingencia simple considerando lo descrito en la sección 7.3.3 y lo establecido en la sección 7.4. En esta etapa se simulan flujos de potencia del sistema eléctrico para el horizonte de estudio en escenarios operativos sin transferencias internacionales y, adicionalmente, con transferencias internacionales de 300 MW para el mediano plazo, entre los años 2024 y 2026, presumiendo que de requerirse expansiones, es posible que estas puedan desarrollarse para entrar en operación en dicho período.

Con el análisis de los flujos de potencia, se identifican incumplimientos de los CCSDM, los cuales se consideran problemas de transmisión que requieren expansiones. Cabe mencionar que en escenarios operativos con transferencias internacionales se consideran particularmente como problemas de transmisión en este plan de expansión las sobrecargas mayores al 100% del límite térmico de los elementos de transmisión. Las siguientes tablas listan los problemas de transmisión identificados en el análisis de los flujos de potencia, el escenario de operación en que se identifica por primera vez el problema y los proyectos de transmisión considerados como candidatos para cada problema.

Tabla 32: Problemas de transmisión identificados posterior a la expansión optimizada

Problema identificado	Escenario de operación	Causa	Proyectos candidatos	Observaciones
Bajo voltaje en circuito a Olancho existente	Estación seca 2022, demanda máxima diurna	Longitud del circuito	1	Proyecto candidato de corto plazo para mitigación de incumplimientos de voltaje
Bajo voltaje en circuito de Litoral Atlántico	Estación seca 2022, demanda máxima diurna	Longitud del circuito	1	Proyecto candidato de corto plazo para mitigación de incumplimientos de voltaje
Bajo voltaje en circuito de Occidente	Estación seca 2025, demanda máxima diurna	Bajo voltaje en SRS, LFL y ERA ante contingencia de línea L433 SRS-GPT	1	Proyecto candidato de corto plazo
Bajo voltaje en circuito de Oriente	Estación lluviosa 2022, demanda	Longitud del circuito	1	Proyecto candidato de corto plazo para

Problema identificado	Escenario de operación	Causa	Proyectos candidatos	Observaciones
	máxima diurna y nocturna			mitigación de incumplimientos de voltaje
Sobrecarga L501 CRL-RLN	Estación lluviosa 2027, demanda máxima diurna	Contingencia de línea L558 AMT-CYG	2, 3	
Bajo voltaje en SGT 138 kV	Estación lluviosa 2027, demanda máxima diurna	Contingencia de línea L501 CRL-RLN	2, 3	
Sobrecargas en L615 PAV-SLU, L637 SLU-PRD y L617 PRD-FNH	Estación seca 2024, demanda máxima diurna, importaciones y porteo sur-norte de 300 MW	Alta inyección renovable variable concentrada en las subestaciones SLU y PRD, y contingencia de L627 AGC-FNH	4, 5, 6, 7	En el corto plazo es también un problema identificado
Sobrecarga L510 BER-BVI	Estación seca 2026, demanda máxima nocturna	Contingencia de línea L508 BER-CIR	8, 9	
Sobrecarga L512 CHM-LVI	Estación seca 2025, demanda máxima nocturna	Contingencia de línea futura CHM-BER	10, 11	Aumenta la severidad en escenarios de transferencia internacional
Bajo voltaje futuro en circuito a Olancho	Estación lluviosa 2025, demanda máxima nocturna	Longitud del circuito	12, 13	Ante contingencia de futura línea PAT-CHI
Sobrecarga L614 SUY-CDH y sobrecarga en L610 TON-AGC o L611 TON-AGC	Estación seca 2024, demanda máxima diurna, importaciones sur-norte de 300 MW	Contingencia de línea L610 TON-AGC o L611 TON-AGC	14, 15	En escenarios de transferencia internacional
Bajo voltaje en zona de Distrito Central y alrededores	Estación seca 2024, demanda máxima diurna, importaciones sur-norte de 300 MW	Contingencia de la línea L614 SUY-CDH	16	En escenarios de transferencia internacional
Sobrecarga en L508 BER-CIR repotenciada	Estación seca 2026, demanda máxima nocturna, exportaciones norte-sur	Contingencia de la línea L510 BER-BVI	17, 18	En escenarios de transferencia internacional

Tabla 33: Proyectos de transmisión candidatos en la expansión para el cumplimiento de los CCSDM

id	Proyecto
1	Compensación capacitiva en circuitos radiales
2	Línea de transmisión CRL-RLN en 138 kV
3	Línea de transmisión SBV-CRL en 138 kV y transformador 230/138 kV en SBV
4	Línea de transmisión PRD-AGC en 230 kV y repotenciación L615 PAV-SLU y L617 PRD-FNH en 230 kV
5	Subestación Santa Lucía II (SLD), línea de transmisión AGC-SLD en 230 kV y repotenciación L615 PAV-SLU, L637 SLU-PRD y L617 PRD-FNH en 230 kV
6	Subestación Santa Lucía II (SLD) y línea de transmisión AGC-SLD-FNH en 230 kV y repotenciación L615 PAV-SLU
7	Subestación Prados Conmutación (PRC), línea de transmisión AGC-PRC en 230 kV y repotenciación L615 PAV-SLU y PRC-FNH en 230 kV
8	Repotenciación de línea L510 BER-BVI en 138 kV
9	Línea de transmisión BER-SPC en 138 kV
10	Repotenciación de línea L512 CHM-LVI en 138 kV
11	Seccionamiento de línea futura CHM-BER en 138 kV a líneas CHM-LVI y LVI-BER
12	Línea de transmisión AMT-TLG en 230 kV
13	Línea de transmisión ZAM-TLG en 230 kV
14	Línea de transmisión EBI-ZAM en 230 kV
15	Línea de transmisión PAV-CDH-TON en 230 kV
16	Compensación capacitiva en zona central 138 y 69 kV
17	Línea de transmisión LVI-SPS en 230 kV
18	Línea de transmisión LVI-PGR en 230 kV

Posteriormente, se determinan entre los proyectos candidatos las ampliaciones de mínimo costo, entre aquellos que se precisen como efectivos para solventar el incumplimiento del CCSDM correspondiente, en conformidad con lo descrito en la sección 7.4.3. Luego, se construye el cronograma de entrada en operación de los proyectos seleccionados utilizando el año de identificación de los problemas, según los flujos de potencia, como año de entrada. Es necesario mencionar que en algunos casos se define que las ampliaciones resultantes en esta etapa pueden entrar en operación en un año distinto respecto al año en el cual se identifica la problemática que resuelven considerando tiempos constructivos esperables según tipo y dimensión del proyecto. La Tabla 34 a continuación muestra las referidas ampliaciones y el año de entrada precisado.

Tabla 34: Cronograma de ampliaciones de transmisión bajo etapa de expansión para cumplimiento de los CCSDM

Proyecto	Año de entrada
Compensación capacitiva en circuitos radiales	2024
Línea de transmisión CRL-RLN en 138 kV	2025
Línea de transmisión PRD-AGC en 230 kV y repotenciación L615 PAV-SLU y L617 PRD-FNH en 230 kV	2025
Repotenciación de línea L510 BER-BVI en 138 kV	2026
Repotenciación de línea L512 CHM-LVI en 138 kV	2026
Seccionamiento de línea futura CHM-BER en 138 kV a líneas CHM-LVI y LVI-BER	2026
Línea de transmisión AMT-TLG en 230 kV	2026
Línea de transmisión EBI-ZAM en 230 kV	2026
Compensación capacitiva en zona central 138 y 69 kV	2026
Línea de transmisión LVI-SPS en 230 kV	2026

Para el cumplimiento de los CCSDM se requieren también elementos de transmisión adicionales en (i) los proyectos TSZ-PTC-LVI y LVI-BER, agrupados bajo el proyecto Puerto Cortés – La Victoria – Bermejo que se describe en la sección 10.6.4, y (ii) los proyectos NEG-YOR-ARN y CCE-RGU, conjuntados bajo el proyecto Negrito – Yoro – Arenales – Coyoles Central – Reguleto descrito en la sección 10.6.8. Estos elementos de transmisión consisten en circuitos paralelos y transformadores de potencia paralelos adicionales a lo resultante en la expansión optimizada. En la sección 10.7 puede encontrarse la descripción de cada uno de los proyectos identificados en esta etapa.

La red de transmisión incluyendo adicionalmente las ampliaciones para cumplir los CCSDM se puede observar en el diagrama unifilar de los anexos 13.1 y 13.2. En el anexo 13.3 se encuentra mayor detalle de las violaciones de voltaje y sobrecargas que caracterizan los problemas identificados. Además, en el anexo 13.4 se muestra una evolución de los voltajes de la red de transmisión, en el horizonte de planificación, de escenarios de operación representativos. También, en el anexo 13.5 se detallan los costos de inversión estimados de aquellos proyectos candidatos no seleccionados en esta etapa. Por otro lado, en los anexos 13.6 al 13.9 pueden encontrarse los perfiles de voltaje con y sin la compensación reactiva capacitiva en las barras donde se instalará dicha compensación y otras de importancia, las curvas QV que permiten verificar el dimensionamiento de los bancos de compensación y sus escalones de forma que los cambios máximos de voltaje en su operación no sobrepasen valores típicamente definidos⁴ de 2% a 3% por escalón, y los factores de potencia de las barras en demanda máxima, entre otra información de relevancia.

10.5 Expansión para la mejora de la calidad del servicio eléctrico

A fin de mejorar la calidad del servicio eléctrico, el presente plan incluye un conjunto de proyectos que conllevarían a dicho propósito. Por ejemplo, varios de los casos en zonas en las cuales se sirve la demanda

⁴ Información de referencia puede encontrarse en [11].

mediante circuitos de distribución de longitud considerable, que manifiestan problemas de regulación de voltaje o limitaciones de suministro debido a la capacidad actual del sistema de distribución requieren de inversiones de transmisión. Es importante señalar que los años de entrada corresponden Este conjunto de proyectos para la mejora de la calidad del servicio eléctrico se lista a continuación.

Tabla 35: Cronograma de ampliaciones de transmisión bajo etapa de expansión para mejora en la calidad del servicio eléctrico

Proyecto	Año de entrada
Subestación El Estadio	2024
Proyecto CAR-km 10 L502	2024
Transformador de carga en subestación El Bijagual (EBI)	2024
Transformador de carga en subestación Nueva Nacaome (NNC)	2024
Subestación Tocoa (TOC)	2025
Subestación Mogote (MGT)	2025
Subestación La Flecha (FLE) y línea de transmisión LEC-FLE en 230 kV	2025
Subestación Cuyamel (CYL) y línea de transmisión MAS-CYL en 138 kV	2026
Subestación La Paz (LPZ) en 230 kV	2026
Subestación La Esperanza (EPZ) y línea de transmisión LPZ-EPZ en 230 kV	2027
Línea de transmisión EPZ-ERA en 69 kV	2027
Subestación La Labor (LLB) y línea de transmisión SRS-LLB en 69 kV	2027
Subestaciones Telica (TCA) y San Francisco de la Paz (SFP) y línea de transmisión TCA-SFP en 69 kV	2027

La red de transmisión incluyendo adicionalmente las ampliaciones para cumplir los CCSDM se puede observar en el diagrama unifilar de los anexos 13.1 y 13.2. En el anexo 13.4 se muestra una evolución de los voltajes de la red de transmisión en el horizonte de planificación de escenarios de operación representativos.

10.6 Descripción de proyectos bajo expansión con integración de distribución y optimizada

10.6.1 Subestación Cerro Grande

Esta nueva subestación seccionará la línea L612 o L613, AMT-SUY, a aproximadamente 23.5 km de Amaratéca. Se espera la inclusión de dos transformadores de carga, uno que opere en 230/13.8 kV y un segundo transformador 230/34.5 kV, ambos de 50 MVA de capacidad, cuyos costos corren a cargo de la empresa distribuidora. Este proyecto permite servir carga que actualmente se alimenta desde las subestaciones La Leona y Santa Fe, aliviando la carga de los transformadores y líneas existentes en el Distrito Central. Los costos estimados a cargo de la empresa de transmisión se encuentran en la Tabla 36.

Tabla 36: Desglose de costos de inversión para subestación CRD

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación CRD 230 kV	1,737,347.53	1	1.737
2	Bahía de línea 230 kV CRD	668,909.40	1	0.669
3	Bahía de transformador 230 kV CRD	637,451.53	1	0.637
Total				3.044

10.6.2 Línea de transmisión Cañaverál – Mochito – Concepción del Sur

Este proyecto consiste en cambiar el nivel de tensión a 138 kV en parte de la línea existente L429 CRL-NIS, con nivel de tensión actual de 69 kV, hasta un punto en el municipio de Concepción del Sur, departamento de Santa Bárbara, que pueda albergar bahías en 138 kV, 69 kV y 34.5 kV. Para ello se proponen 29.1 km estimados de una línea de transmisión en 138 kV de un circuito con capacidad de 151 MVA, desde la subestación Cañaverál hasta la nueva subestación en Concepción del Sur, pasando en la vecindad de la subestación Mochito. La configuración de la línea de transmisión puede consistir en un conductor 477 MCM por fase y estructuras de acero. Esta línea de transmisión se complementa con un transformador en 138/69 kV con capacidad de 80 MVA en la nueva subestación en Concepción del Sur y las ampliaciones requeridas en las subestaciones involucradas. Se espera que la empresa distribuidora instale un transformador de al menos 25 MVA para alimentar la carga aledaña a la nueva subestación.

Tabla 37: Desglose de costos de inversión de conversión de tensión para futura línea CRL-MCH-CDS

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Línea L5XX CRL-CDS, 151 MVA 1C Torre de acero	174,335.59	29.1 km	5.073
2	Bahía de línea 138 kV en CRL	423,110.47	1	0.423
3	Subestación CDS 138 kV	1,609,105.70	1	1.609
4	Bahía de línea 138 kV en CDS	423,110.47	1	0.423
5	Bahía de línea 69 kV en CDS	262,916.83	1	0.263
6	Bahía de transformador 138 kV CDS	259,136.90	2	0.518
7	Bahía de transformador 69 kV CDS	154,842.84	1	0.155
8	Transformador CDS T5XX 138/69 kV de 80 MVA	2,024,365.61	1	2.024
Total				10.489

10.6.3 Subestación Gualala

Se plantea la construcción de una nueva subestación que seccione la línea L623 SBV-LEC a 27 km de San Buenaventura. Esta nueva subestación incluirá un transformador en 230/34.5 kV, de al menos 25 MVA, siendo el transformador un costo que cubrir por la empresa distribuidora. Los costos asociados al sistema de transmisión se estiman en la Tabla 38.

Tabla 38: Desglose de costos de inversión para subestación GLL

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación GLL 230 kV	1,737,347.53	1	1.737
2	Bahía de línea 230 kV GLL	668,909.40	1	0.669
3	Bahía de transformador 230 kV GLL	637,451.53	1	0.637
Total				3.044

10.6.4 Proyecto Puerto Cortés – La Victoria – Bermejo

Actualmente, se observan dificultades para inyectar generación de gran escala en la zona norte del país, principalmente en Puerto Cortés y zonas aledañas. Para solventar este inconveniente se propone la construcción de una línea de transmisión en 230 kV con una configuración de doble circuito con capacidad de 455 MVA por circuito entre una nueva subestación en Puerto Cortés y la subestación La Victoria, y una línea de transmisión en 230 kV con una configuración de circuito sencillo con capacidad de 455 MVA entre la nueva subestación en Puerto Cortés y la subestación Térmica Sulzer. Adicionalmente, considerando las limitaciones de espacio en la subestación Bermejo, que no permiten la inclusión de elementos en 230 kV, se propone enlazar la subestación La Victoria mediante una línea de transmisión en 138 kV, de doble circuito con capacidad de 273 MVA por circuito con la subestación Bermejo, paralela a la línea de transmisión existente. Para las obras del proyecto se identifica que podría considerarse un cambio de nivel de tensión de la línea existente L404 TSZ-BER de forma que sea posible utilizar su derecho de paso.

Adicional a las líneas de transmisión, se requieren transformadores de potencia para enlazar los elementos de 230 kV con los de 138 kV. Por ello se contempla la inclusión de un transformador 230/138 kV en la subestación Térmica Sulzer con capacidad de 150 MVA, y tres transformadores de las mismas características en la subestación La Victoria. El conjunto de transformadores 230/138 kV considerados evita incluso sobrecargas en sí mismos en caso de una contingencia de alguno de ellos.

A fin de caracterizar el proyecto, como referencia, en gran medida para la estimación de los costos de inversión, se identifican distintos segmentos constructivos debido a las condiciones geográficas de la zona. Un tramo de aproximadamente 1 km de longitud, desde la nueva subestación Puerto Cortés (PTC) hasta la subestación Térmica Sulzer, consistente en un montaje sobre postes de concreto con doble conductor por fase y conductor 477 MCM. Un tramo desde la nueva subestación PTC hasta la cercanía de la subestación Masca con un montaje sobre postes de concreto, siendo una posibilidad utilizar la servidumbre de la línea L404, y una longitud de aproximadamente 7.3 km. Desde ese punto pueden utilizarse torres de acero hasta la subestación La Victoria en un tramo de aproximadamente 29.5 km. Para ello puede utilizarse una configuración de doble conductor 477 MCM por fase. El tramo LVI-BER puede realizarse con un montaje sobre postes de concreto utilizando una configuración de doble conductor por fase y conductor 477 MCM.

Tabla 39: Desglose de costos de inversión para proyecto PTC-LVI-BER

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 230 kV TSZ	668,909.40	1	0.669
2	Bahía de transformador 230 kV TSZ	637,451.53	1	0.637
3	Bahía de transformador 138 kV TSZ	259,136.90	1	0.259
4	Transformador TSZ T6XX 230/138 kV de 150 MVA	3,842,300.82	1	3.842
5	Bahía de línea 230 kV LVI	668,909.40	1	0.669
6	Bahía de transformador 230 kV LVI	637,451.53	2	1.275
7	Bahía de transformador 138 kV LVI	259,136.90	3	0.777
8	Transformador LVI T6XX 230/138 kV de 150 MVA	3,842,300.82	3	11.527
9	Bahía de línea 138 kV LVI	423,110.47	2	0.846
10	Bahía de línea 138 kV BER	423,110.47	2	0.846
11	Línea L6XX PTC-TSZ, 455 MVA 1C Poste de concreto	239,799.12	1.0 km	0.240
12	Línea L6XX PTC-MAS, 455 MVA x C 2C Poste de concreto	329,334.12	7.3 km	2.404
13	Línea L6XX MAS-LVI, 455 MVA x C 2C Torre de acero	298,934.26	29.5 km	8.819
14	Línea L5XX LVI-BER, 273 MVA x C 2C Poste de concreto	277,829.70	7.0 km	1.945
Total				34.756

10.6.5 Línea de transmisión La Entrada – Santa Rosa

Este proyecto plantea mejorar la confiabilidad de la red en la zona occidental y permitir el suministro de demanda desde la red de 230 kV, principalmente en caso de indisponibilidad de la central Geoplatanares. Se aprovecha la cercanía de las subestaciones La Entrada en 230 kV y Santa Rosa en 69 kV, que están separadas por aproximadamente 30 km.

El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión, entre ambas subestaciones, en 230 kV de circuito sencillo y 455 MVA de capacidad. Para este elemento es posible construirlo sobre estructuras de acero en configuración de doble conductor por fase con conductor 477 MCM. El proyecto incluye la instalación de un transformador 230/69 kV en la subestación Santa Rosa con capacidad de 75 MVA y las ampliaciones necesarias en las subestaciones involucradas.

Tabla 40: Desglose de costos de inversión para proyecto LEC-SRS

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 230 kV LEC	668,909.40	1	0.669
2	Bahía de línea 230 kV SRS	668,909.40	1	0.669
3	Bahía de transformador 230 kV SRS	637,451.53	1	0.637
4	Bahía de transformador 69 kV SRS	154,842.84	1	0.155
5	Transformador SRS T6XX 230/69 kV de 75 MVA	1,897,842.76	1	1.898
6	Línea L6XX LEC-SRS, 455 MVA 1C Torre de acero	217,670.30	30.0 km	6.530
Total				10.558

10.6.6 Repotenciación de la línea L508 BER-CIR

Dada la sobrecarga identificada en la línea L508 BER-CIR con la incorporación de generación a gran escala en el norte del país se prevé la necesidad de reforzar este tramo, que actualmente tiene una capacidad de 151 MVA, por lo que se considera su repotenciación a una capacidad de 274 MVA. Para esta repotenciación se considera un cambio de conductor que permita alcanzar esta capacidad de transporte con, por ejemplo, un conductor 477 MCM tipo ACSS.

Tabla 41: Desglose de costos de inversión para repotenciación de tramo L508

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Conductor BER-CIR 138 kV 274 MVA 1C	79,940.67	3.9 km	0.312
Total				0.312

10.6.7 Proyecto Sitio – Zamorano – Danlí – Chichicaste – Patuca

Este proyecto está propuesto para mejorar las condiciones de la red en los circuitos radiales en Olancho y El Paraíso. Como se describió previamente, estos circuitos radiales presentan problemas para transportar la potencia requerida desde la zona central del país hasta las subestaciones que los componen debido a, principalmente, el nivel de tensión en el cual operan y la larga longitud de los circuitos.

Este proyecto se plantea para un desarrollo en etapas, iniciando con una línea de transmisión entre las subestaciones Patuca y Chichicaste. Esta se propone en configuración de circuito sencillo con capacidad de 455 MVA, utilizando por ejemplo una configuración de doble conductor 477 MCM por fase y estructuras de acero. También es necesaria la ampliación de la subestación Chichicaste, incluyendo una bahía para un transformador 230/69 kV de 75 MVA y una bahía de línea en 230 kV. El primer beneficio de esta etapa es la creación de una redundancia ante contingencia simple en la zona, principalmente para el circuito a Olancho, que en su extremo final conecta la central Patuca III. Con ello se logra una vía alterna para evacuar la potencia de esta central tanto en operación normal como ante una contingencia en las líneas de transmisión a Olancho. Un segundo beneficio es el alivio de carga en las subestaciones Santa Fe y

Suyapa que alimentan estos circuitos radiales, ya que la carga tanto en Olancho y El Paraíso sería suministrada parcialmente de forma local.

También, como otra etapa de este proyecto, se contempla la construcción de una línea de transmisión en 230 kV entre la nueva subestación El Sitio y la subestación Zamorano. Este elemento se considera en configuración de doble terna con capacidad de 455 MVA. Por ejemplo, en configuración de doble conductor por fase, utilizando un conductor 477 MCM y sobre estructuras de acero. Inicialmente se considera la instalación de solamente uno de los dos circuitos sobre las estructuras. Además, se requieren ampliaciones en la subestación Zamorano para albergar los nuevos elementos, incluyendo una bahía de línea de 230 kV, una bahía y un transformador de 230/69 kV con capacidad de 75 MVA. El beneficio de este proyecto es el alivio de la carga en la línea L422 en 69 kV entre las subestaciones SUY y ZAM. Esta línea cuenta con una capacidad de solamente 47 MVA. Otro beneficio de este proyecto es el alivio de carga en los transformadores 230/138 kV y 138/69 kV en la subestación Suyapa, ya que al suministrar la demanda de El Paraíso directamente de la red de 230 kV, mediante el nuevo enlace, se reduce la necesidad de la capacidad de transformación en el Distrito Central para este fin.

Para complementar las dos obras descritas, se contempla la construcción de un enlace en 230 kV, para fortalecer el enlace de 69 kV en la zona oriental del país, uniendo en 230 kV las subestaciones Chichicaste y Zamorano, añadiendo una conexión de 230 kV en la subestación Danlí. Para este proyecto se propone una línea de transmisión de circuito sencillo con capacidad de 455 MVA, utilizando por ejemplo configuración de doble conductor 477 MCM por fase y estructuras de acero. En cuanto a las ampliaciones a nivel de transmisión en las subestaciones mencionadas, se requiere una bahía de línea en 230 kV para la subestación Zamorano, bahías de línea en 230 kV en la subestación Danlí y una bahía de línea en la subestación Chichicaste. Para esta etapa es posible la segmentación de las inversiones, iniciando con la construcción del tramo ZAM-DAN, para luego complementar con el tramo DAN-CHI en 230 kV. Los beneficios de esta etapa son incrementar la confiabilidad de la red, permitiendo suministrar la demanda creciente de la zona, y parcialmente la demanda de Olancho desde la red de 230 kV, principalmente en escenarios de baja producción hidroeléctrica de la central Patuca III.

La configuración final del proyecto contempla que el tramo desde la subestación Zamorano hasta la subestación Chichicaste opere en 230 kV con una conexión en Danlí. Esto permitirá en el largo plazo tomar la carga de distribución de las subestaciones DAN y CHI desde la red de 230 kV. Se espera que el transformador de 75 MVA mencionado para la subestación Chichicaste tendrá una función transitoria mientras se completa el proyecto entre ZAM y CHI.

Tabla 42: Desglose de costos de inversión para etapa SIT-ZAM

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Línea L6XX SIT-ZAM, 455 MVA 2C Torre de acero	229,492.52	24.9 km	5.714
2	Bahía de línea 230 kV SIT	668,909.40	1	0.669
3	Bahía de línea 230 kV ZAM	668,909.40	1	0.669
4	Bahía de transformador 230 kV ZAM	637,451.53	1	0.637
5	Bahía de transformador 69 kV ZAM	154,842.84	1	0.155
6	Transformador ZAM T6XX 230/69 kV de 75 MVA	1,897,842.76	1	1.898
Total				9.742

Tabla 43: Desglose de costos de inversión para etapa ZAM-DAN

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Línea L6XX ZAM-DAN, 455 MVA 1C Torre de acero	217,670.30	53.4 km	11.624
2	Bahía de línea 230 kV ZAM	668,909.40	1	0.669
3	Bahía de línea 230 kV DAN	668,909.40	1	0.669
Total				12.961

Tabla 44: Desglose de costos de inversión para etapa DAN-CHI

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Línea L6XX DAN-CHI, 455 MVA 1C Torre de acero	217,670.30	32.3 km	7.031
2	Bahía de línea 230 kV DAN	668,909.40	1	0.669
3	Bahía de línea 230 kV CHI	668,909.40	1	0.669
4	Bahía de transformador 230 kV DAN	637,451.53	1	0.637
5	Bahía de transformador 69 kV DAN	154,842.84	1	0.155
Total				9.161

Tabla 45: Desglose de costos de inversión para etapa CHI-PAT

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Línea L6XX PAT-CHI, 455 MVA 1C Torre de acero	217,670.30	59.2 km	12.886
2	Bahía de línea 230 kV PAT	668,909.40	1	0.669
3	Bahía de línea 230 kV CHI	668,909.40	1	0.669
4	Bahía de transformador 230 kV CHI	637,451.53	1	0.637
5	Bahía de transformador 69 kV CHI	154,842.84	1	0.155
6	Transformador CHI T6XX 230/69 kV de 75 MVA	1,897,842.76	1	1.898
Total				16.914

10.6.8 Proyecto Negrito – Yoro – Arenales – Coyoles Central – Reguleto

Este proyecto tiene las funciones de mejorar la confiabilidad de los circuitos radiales del litoral atlántico y el que alimenta parte del departamento de Yoro, así como permitir la incorporación de generación de gran escala y mayor eficiencia en esa zona del país a fin de cubrir la creciente demanda del sistema.

Para este proyecto se considera la implementación en etapas, iniciando por la construcción de una nueva subestación de maniobras, denominada Negrito (NEG), que secciona la línea L602 VEG-PGR a unos 18 km de la subestación Progreso. También se considera realizar una ampliación a la subestación Yoro, que en la actualidad solamente tiene bahías en 69 kV y 34.5 kV, para incluir elementos en 230 kV. Parte de esta ampliación en la subestación Yoro es la inclusión de un transformador en 230/69 kV de 85 MVA. Finalmente, en esta etapa se contempla la construcción de una línea de transmisión en 230 kV en configuración de doble circuito con capacidad de 455 MVA por circuito, para lo cual puede utilizarse, por ejemplo, una configuración de doble conductor por fase utilizando conductor 477 MCM y estructuras de acero.

La segunda etapa de este proyecto consiste en una conexión en 230 kV partiendo de la subestación Yoro (YOR) hasta la subestación Coyoles Central (CCE). En el trayecto se plantea la conexión con la futura subestación Arenales (ARN), en la cual se ubica la central Yaguala. El tramo YOR-ARN contempla una configuración de doble circuito con capacidad de 455 MVA por circuito. Por ejemplo, puede utilizarse una configuración de doble conductor 477 MCM por fase y estructuras de acero. Para el tramo ARN-CCE se contempla la construcción de una línea de transmisión de 455 MVA en circuito sencillo, dado que la central Yaguala enlazará para su puesta en operación la subestación ARN con la subestación CCE mediante una futura línea de transmisión bajo su propio desarrollo operando inicialmente en 138 kV, pero preparada para operar en 230 kV. Con ello, se encontrarán dos enlaces entre las subestaciones ARN y CCE. Adicionalmente, esta etapa contempla la conversión de la subestación Coyoles Central a 230 kV, reemplazando el transformador de distribución por uno que pueda operar en este nivel de tensión. El costo de este transformador de distribución 230/34.5 kV, con una capacidad esperada de al menos 50 MVA, corre a cargo de la empresa de distribución.

Para la tercera etapa se considera una línea de transmisión entre CCE y RGU en 230 kV con configuración de doble circuito con capacidad de 455 MVA por circuito. Por ejemplo, se puede utilizar conductor 477MCM en configuración doble conductor por fase y estructuras de acero. Se contemplan, además, expansiones en la subestación Reguleto que incluyen dos transformadores de 230/138 kV de 150 MVA. Para este proyecto podría hacerse uso de un cambio de nivel de tensión de la línea L519 CCE-RGU convirtiéndola en una línea de transmisión de 230 kV.

Tabla 46: Desglose de costos de inversión para tramo NEG-YOR

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación 230 kV NEG	1,737,347.53	1	1.737
2	Bahía de línea 230 kV NEG	668,909.40	2	1.338
3	Bahía de línea 230 kV YOR	668,909.40	1	0.669
4	Bahía de transformador 230 kV YOR	637,451.53	1	0.637
5	Bahía de transformador 69 kV YOR	154,842.84	1	0.155
6	Transformador YOR T6XX 230/69 kV de 85 MVA	2,150,888.46	1	2.151
7	Línea L6XX NEG-YOR, 455 MVA 2C Torre de acero	298,834.26	71.8 km	21.456
Total				28.144

Tabla 47: Desglose de costos de inversión para tramo YOR-ARN-CCE

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 230 kV YOR	668,909.40	1	0.669
2	Bahía de línea 230 kV ARN	668,909.40	2	1.338
3	Bahía de línea 230 kV CCE	668,909.40	1	0.669
4	Bahía de transformador 230 kV CCE	637,451.53	1	0.637
5	Línea L6XX YOR-ARN, 455 MVA 2C Torre de acero	298,834.26	53.7 km	16.047
6	Línea L6XX ARN-CCE, 455 MVA 1C Torre de acero	217,670.30	20.7 km	4.506
Total				23.866

Tabla 48: Desglose de costos de inversión para conversión de tensión del tramo CCE-RGU

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 230 kV CCE	668,909.40	1	0.669
2	Bahía de línea 230 kV RGU	668,909.40	1	0.669
3	Bahía de transformador 230 kV RGU	637,451.53	1	0.637
4	Bahía de transformador 138 kV RGU	259,136.90	2	0.518
5	Transformador RGU T6XX 230/138 kV de 150 MVA	3,842,300.82	2	7.685
6	Línea L6XX CCE-RGU, 455 MVA 2C Torre de acero	298,834.26	44.7 km	13.358
Total				23.536

10.7 Descripción de proyectos bajo expansión para cumplimiento de los CCSDM

10.7.1 Compensación capacitiva en circuitos radiales

Para mejorar los perfiles de voltaje en los circuitos radiales, se plantea la inclusión de compensación reactiva en varias subestaciones de estos circuitos. Suministrar la potencia reactiva de forma local no

solamente mejora los perfiles de voltaje, también alivia la carga de las líneas de transmisión que alimentan estas zonas. Se contempla compensación en las subestaciones de la Tabla 49.

Tabla 49: Bancos de compensación capacitiva en circuitos radiales

Subestación	Zona	Voltaje [kV]	Cantidad de escalones	Configuración	Capacidad total [MVar]
Danlí	Oriente	69	3	3x4 MVar	12
Erandique	Occidente	69	3	3x2 MVar	6
Santa Rosa	Occidente	69	1	1x5 MVar	5
Isletas	Litoral	138	3	3x3 MVar	9

Adicional a la compensación descrita en la Tabla 49, se considera la instalación de compensación serie en las líneas en 138 kV L516 TEL-CTE y L539 END-RGU, equivalente al 50% de la reactancia de cada línea. Esta compensación corresponde a 22.23 Ω y 11.21 Ω de reactancia capacitiva, respectivamente. Además, se considera la compensación serie en las líneas en 69 kV L441 SFE-GMC y L442 GMC-JUT, también equivalente al 50% de la reactancia de la línea. Esta compensación equivale a una reactancia de 18.45 Ω y 16.40 Ω , respectivamente.

Tabla 50: Costos de inversión de compensación capacitiva en circuitos radiales

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Compensación capacitiva paralelo 69 kV	42,505.80	23 MVar	0.978
2	Compensación capacitiva paralelo 138 kV	42,505.80	9 MVar	0.383
3	Compensación capacitiva serie en 138 kV	139,607.06	33.44 Ω	4.668
4	Compensación capacitiva serie en 69 kV	139,607.06	34.85 Ω	4.865
Total				10.894

10.7.2 Línea de transmisión Cañaveral – Río Lindo

Actualmente las subestaciones Cañaveral y Río Lindo se encuentran conectadas mediante un enlace en 138 kV con capacidad de 151 MVA. Esta línea de transmisión es un elemento clave para el corredor norte – sur que opera en este nivel de tensión. Al darse la desconexión de este elemento se observan problemas de voltaje en subestaciones de la zona central tales como Cañaveral, Siguatepeque y Piedras Azules. Además, establecer un circuito paralelo al enlace CRL – RLN mejora la confiabilidad del corredor en 138 kV. Adicionalmente, este nuevo circuito previene posibles sobrecargas en el enlace existente en caso de una contingencia en la línea L558 AMT-CYG.

Se propone esta nueva línea de transmisión con capacidad de 151 MVA en configuración de circuito sencillo. Por ejemplo, puede utilizarse un conductor 477 MCM por fase y estructuras de acero.

Tabla 51: Desglose de costos de inversión para proyecto CRL-RLN

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 138 kV en CRL	423,110.47	1	0.423
2	Bahía de línea 138 kV en RLN	423,110.47	1	0.423
3	Línea L5XX CRL-RLN, 151 MVA 1C Torre de acero	174,335.59	8.4 km	1.464
Total				2.311

10.7.3 Línea de transmisión Agua Caliente – Prados

Debido a la alta concentración de generación renovable variable, principalmente solar fotovoltaica, en la zona sur del país, se han dado problemas para evacuar su producción hacia los centros de consumo en el centro y norte del país. Esta generación concentrada provoca un elevado flujo de potencia en horas de máxima producción fotovoltaica en las líneas L615 PAV-SLU y L637 SLU-PRD. Estas condiciones son de alta exigencia para la red de transmisión en la zona y en general para el sistema por el alto flujo de potencia en dirección sur-norte. Estos enlaces, L615 y L637, que también sirven para la interconexión regional con Nicaragua, restringen la capacidad de las transferencias regionales, ya sea para importación o porteo.

Para solucionar dichas limitaciones se propone un circuito en 230 kV, que consiste en la construcción de un enlace entre las subestaciones Agua Caliente y Prados. Este proyecto se compone de dos tramos, una línea de transmisión iniciando en la subestación Prados hasta alcanzar las estructuras de la línea L627. Este tramo, de una longitud aproximada de 4.4 km, se propone en configuración de doble circuito, montando inicialmente un circuito con capacidad de 455 MVA, para lo cual, por ejemplo, puede utilizarse un conductor 477 MCM en configuración de doble conductor por fase y estructuras de acero. El otro tramo solamente requiere de la instalación del segundo circuito en las estructuras existentes de la línea L627, con una longitud aproximada de 39.1 km desde la subestación Agua Caliente hasta las cercanías de la subestación Prados. Adicionalmente, se encuentra la necesidad de repotenciar a 455 MVA por cambio de conductor las líneas de transmisión L617 PRD-FNH y L615 PAV-SLU.

Tabla 52: Desglose de costos de inversión para proyecto AGC-PRD

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 230 kV PRD	668,909.40	1	0.669
2	Bahía de línea 230 kV AGC	668,909.40	1	0.669
3	Línea L6XX PRD-L627, 455 MVA 2C Torre de acero	229,492.52	4.4 km	1.010
4	Conductor L6XX AGC-L627, 455 MVA 1C	96,912.46	39.1 km	3.789
5	Conductor L617 PRD-Frontera, 455 MVA 1C	96,912.46	23.3 km	2.258
6	Conductor L615 PAV-SLU, 455 MVA 1C	96,912.46	19.06 km	1.847
Total				10.242

Además, debido a la importancia del corredor PAV-SLU-PRD-FNH en las transferencias regionales se considera que de construirse el enlace AGC-PRD también es posible la repotenciación de la línea de transmisión L637 SLU-PRD.

10.7.4 Repotenciación de las líneas L510 BER-BVI y L512 CHM-LVI

Dado que al darse contingencias de la línea existente L508 BER-CIR y la línea futura L514 CHM-BER, contando con la incorporación de generación a gran escala en el norte del país, se prevén sobrecargas en los enlaces L510 BER-BVI y L512 CHM-LVI, respectivamente, se plantea reforzar estos tramos, que actualmente tienen una capacidad de 151 MVA, con una repotenciación de su capacidad a 274 MVA. Para esta repotenciación se considera un cambio de conductor con, por ejemplo, un conductor de calibre 477MCM tipo ACSS. Para facilitar la repotenciación planteada para la línea L512 CHM-LVI, se contempla realizar un seccionamiento en la futura línea de transmisión entre las subestaciones Choloma y Bermejo para conectarla a la subestación La Victoria. Este seccionamiento podría realizarse un año antes de la repotenciación contemplada.

Tabla 53: Desglose de costos de inversión para repotenciación de tramos L510 y L512

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Conductor BER-BVI 138 kV 274 MVA 1C	79,940.67	7.7 km	0.616
2	Conductor CHM-LVI 138 kV 274 MVA 1C	79,940.67	3.8 km	0.304
3	Bahía de línea 138 kV en LVI	423,110.47	2	0.846
Total				1.766

10.7.5 Línea de transmisión Amarateca – Talanga

Para este proyecto se contempla la inclusión de un enlace en 230 kV con capacidad de 455 MVA desde la subestación Amarateca hasta una nueva subestación denominada Talanga, utilizando una configuración de doble circuito montando inicialmente un circuito. La configuración puede ser del tipo doble conductor por fase con conductor 477 MCM. Este nuevo enlace en 230 kV permite mejorar la confiabilidad de la red, así como también la calidad del servicio en la zona.

La nueva subestación Talanga (TLG) seccionará la línea L441 SFE-GMC a aproximadamente 48 km desde Santa Fe. El objetivo inicial de esta subestación es tomar carga que actualmente se sirve desde la subestación Porvenir, lo cual reduce la carga de las líneas L422 SUY-ZAM y L423 ZAM-ODA.

Adicionalmente, para esta nueva subestación se contempla la inclusión de un transformador de distribución que opere en 230/34.5 kV con capacidad de al menos 25 MVA. Este transformador permitirá tomar parte de la carga de las subestaciones Porvenir y Guaimaca. El costo de este elemento está a cargo de la empresa distribuidora.

Tabla 54: Desglose de costos de inversión para proyecto AMT-TLG

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación TLG 230 kV	1,737,347.53	1	1.737
2	Bahía de línea TLG 69 kV	262,916.83	2	0.526
3	Línea L6XX AMT-TLG, 455 MVA 2C Torre de acero	229,492.52	42 km	9.639
4	Bahía de línea 230 kV TLG	668,909.40	1	0.669
5	Bahía de línea 230 kV AMT	668,909.40	1	0.669
6	Bahía de transformador 230 kV TLG	637,451.53	1	0.637
7	Bahía de transformador 69 kV TLG	154,842.84	1	0.155
8	Transformador TLG T6XX 230/69 kV de 85 MVA	2,150,888.46	1	2.151
Total				16.183

10.7.6 Línea de transmisión El Bijagual – Zamorano

Para poder incrementar la capacidad de transporte de la red al considerar transferencias regionales, es necesaria la implementación de una vía alterna para evacuar la potencia desde la zona sur del país. Para ello se contempla un proyecto de línea de transmisión entre las subestaciones El Bijagual y Zamorano. Esta línea de transmisión permite la evacuación segura de la producción renovable de la zona y los flujos de potencia resultantes de las transferencias regionales, ya sea en condición de porteo o importaciones sur-norte. Esta línea tendrá configuración de doble circuito montando inicialmente en las estructuras un circuito con capacidad de 455 MVA. Para ello puede utilizarse, por ejemplo, una configuración de doble conductor por fase con conductor 477 MCM y estructuras de acero. Este proyecto, además, mejora la confiabilidad de la red al permitir soportar las condiciones operativas de emergencia en estado N-1 ante la pérdida de uno de los enlaces de la zona sur hacia el centro del país, líneas L610, L611 y L614, así como en caso de contingencia de las líneas L615 PAV-SLU o L637 SLU-PRD.

Tabla 55: Desglose de costos de inversión para proyecto EBI-ZAM

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 230 kV EBI	668,909.40	1	0.669
2	Bahía de línea 230 kV ZAM	668,909.40	1	0.669
3	Línea L6XX EBI-ZAM, 455 MVA 2C Torre de acero	229,492.52	78.4 km	17.992
Total				19.330

10.7.7 Compensación reactiva capacitiva paralela en zona central

Para mejorar los perfiles de voltaje en la red mallada del país que lo requiera, tomando en cuenta los proyectos de compensación reactiva en desarrollo, se identifica que es necesario la inclusión de

compensación capacitiva paralela en la zona central ante escenarios de alto flujo de potencia en importaciones con dirección sur-norte para suministrar localmente las necesidades de potencia reactiva. Se plantea que la instalación se realice en las subestaciones de Miraflores, en 138 kV, y Santa Fe, en 69 kV, bajo el criterio que el espacio físico en dichas subestaciones lo permite. Esta compensación reduce, además, la carga de los transformadores de 230/138 kV y 138/69 kV del Distrito Central al reducir el trasiego de potencia reactiva desde la red de 230 kV hasta la carga alimentada desde 138 kV y 69 kV.

Tabla 56: Bancos de compensación capacitiva en zona central

Subestación	Zona	Voltaje [kV]	Cantidad de escalones	Configuración	Capacidad total [MVar]
Miraflores	Centro	138	3	2x15 MVar + 1x10 MVar	40
Santa Fe	Centro	69	3	3x10 MVar	30

Tabla 57: Costos de inversión de compensación capacitiva en zona central

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Compensación capacitiva 69 kV	42,505.80	30 MVar	1.275
2	Compensación capacitiva 138 kV	42,505.80	40 MVar	1.700
Total				2.975

10.7.8 Línea de transmisión La Victoria – San Pedro Sula Sur

Para mejorar la capacidad de transporte en el departamento de Cortés en escenarios de transferencias regionales de exportación, se considera la construcción de una línea de transmisión en 230 kV entre las subestaciones San Pedro Sula Sur y La Victoria. Este proyecto permite aliviar carga de los circuitos en 138 kV al sur de la subestación Bermejo, previniendo sobrecargas de estos circuitos en condición N-1. Se propone una línea de transmisión de 455 MVA de capacidad, sobre estructuras de doble circuito montando inicialmente uno de los circuitos. Debido a las condiciones geográficas de la traza de referencia estimada, se puede utilizar, por ejemplo, un montaje sobre postes de concreto o estructuras de acero, según corresponda, con configuración de doble conductor 477 MCM por fase.

Tabla 58: Desglose de costos de inversión para línea de transmisión LVI-SPS

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 230 kV LVI	668,909.40	1	0.669
2	Bahía de línea 230 kV SPS	668,909.40	1	0.669
3	Línea L6XX LVI-SPS, 455 MVA 2C Poste de concreto	261,319.62	6.0 km	1.568
4	Línea L6XX LVI-SPS, 455 MVA 2C Torre de acero	245,235.20	14.0 km	3.433
Total				6.339

10.8 Proyectos de mejora en la calidad del servicio eléctrico

10.8.1 Transformadores El Bijagual y Nueva Nacaome

Este proyecto consiste en la instalación de dos transformadores de distribución de 50 MVA que operen en 230/34.5 kV en las subestaciones El Bijagual y Nueva Nacaome, uno por cada subestación. El costo de estos transformadores se encuentra a cargo de la empresa de distribución, mientras que los costos de transmisión se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 59: Desglose de costos de inversión para transformadores de distribución en EBI y NNC

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
2	Bahía de transformador 230 kV EBI	637,451.53	1	0.637
3	Bahía de transformador 230 kV NNC	637,451.53	1	0.637
Total				1.274

Se contempla que la instalación del transformador de carga en la subestación Nueva Nacaome que alimente el municipio de Goascorán y parte de Nacaome, así como a municipios aledaños, mitiga el riesgo de sobrecarga de la línea L616 AGF-AGC ante contingencia de la línea L628 15S-AGC en escenarios de porteo Norte-Sur.

10.8.2 Subestación El Estadio

Este proyecto fue implementado inicialmente como una derivación a la línea L530 SPS-CIR a aproximadamente 3.4 km de la subestación Circunvalación, consistente transitoriamente en una unidad móvil en 138/13.8 kV de 25 MVA de capacidad. Por ello, se contempla una nueva subestación para normalizar la conexión actual. Asimismo, se espera la instalación de un nuevo transformador de distribución en los mismos niveles de tensión con capacidad de 50 MVA. Esta subestación permite tomar carga de la subestación Circunvalación, aliviando los transformadores existentes.

Tabla 60: Desglose de costos de inversión para subestación EST

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación EST 138 kV	1,609,105.70	1	1.609
2	Bahía de línea 138 kV EST	423,110.47	2	0.846
3	Bahía de transformador 138 kV EST	259,136.90	1	0.259
Total				2.714

10.8.3 Proyecto Caracol – Kilómetro 10 de línea L502 / Habilitación de segundo circuito San Pedro Sula Sur – San Buenaventura

Entre las obras transmisión actualmente desarrollo se encuentra la construcción de una línea de transmisión entre las subestaciones San Pedro Sula Sur y San Buenaventura en 230 kV. Esta nueva línea

se construirá en configuración de doble circuito, operando inicialmente uno de los circuitos. En el presente plan se plantea la habilitación del segundo circuito SPS-SBV mediante la construcción adicional de 4.7 km de estructuras en 138 kV, que se extienden desde la bifurcación de las líneas L502 RLN-CAR y L503 RLN-PGR, a aproximadamente 10 km de la subestación Río Lindo, hasta la subestación Caracol. Esta construcción adicional es necesaria debido a que la ENEE, como transmisora ejecutando el proyecto, no cuenta con servidumbre para construir en dicho tramo de 4.7 km la línea SPS-SBV en estructuras independientes por lo que hará uso, en cambio, de la servidumbre de la línea L502 que opera en 138 kV. Para ello, desmontará las estructuras existentes en 138 kV de la línea L502 y construirá nuevas estructuras para doble circuito ambos aislados en 230 kV, operando un circuito en 230 kV para el primer circuito de la línea SPS-SBV y el otro circuito en 138 kV para mantener operativa la línea L502 existente.

El tramo de 4.7 km de línea de transmisión en 138 kV para habilitar el segundo circuito SPS-SBV y mantener operativa la línea L502 se contempla en configuración de circuito sencillo con capacidad de 151 MVA. Por ejemplo, pueden construirse sobre estructuras de acero con una configuración de un conductor 477 MCM por fase. Adicionalmente, se requiere de la habilitación de bahías de interruptor y medio en 230 kV en las subestaciones San Pedro Sula y San Buenaventura para completar la conexión del segundo circuito SPS-SBV. Para ello, en el desglose de costos de inversión se incluyen costos de construcción de bahías completas en 230 kV en ambas subestaciones. No obstante, de contar con espacio de conexión en las bahías de interruptor y medio en 230 kV actualmente en construcción por ENEE, como transmisora, la inversión necesaria se reduciría a la instalación de un tercer interruptor y equipo asociado en cada bahía de ambas subestaciones.

Entre los beneficios del proyecto se encuentra el incremento de capacidad de transporte del corredor norte – sur del país. También, esta obra permite balancear los flujos de potencia que se inyectan a la zona norte en horario diurno, transportándose de forma prácticamente equitativa por la subestación San Pedro Sula Sur y la subestación Progreso.

Tabla 61: Desglose de costos de inversión para proyecto CAR – km 10 L502 / habilitación de segundo circuito SPS - SBV

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Línea L5XX Bifurcación - CAR, 151 MVA 1C Torre de acero	174,335.59	4.7 km	0.819
2	Bahía de línea 230 kV SPS	668,909.40	1	0.669
3	Bahía de línea 230 kV SBV	668,909.40	1	0.669
Total				2.157

Debido a la cercanía de la nueva línea de transmisión SPS-SBV con la subestación Villanueva, es posible considerar el seccionamiento de esta línea realizando una conexión en dicha subestación a fin de que opere en 230 kV, tomando su carga desde este nivel de tensión. Esta conexión en 230 kV haría que la subestación Caracol pase a conectarse directamente a la subestación San Pedro Sula Sur en 138 kV uniendo las líneas existentes L531 SPS-VNU y L504 VNU-CAR.

10.8.4 Línea de transmisión La Paz – La Esperanza – Erandique

Este proyecto tiene como uno de sus principales propósitos la mejora en la calidad del suministro en los departamentos de La Paz e Intibucá, que en su mayoría se alimentan de circuitos de distribución en 34.5 kV provenientes de la subestación Comayagua, ubicada en el departamento de Comayagua.

Como etapa inicial se considera la construcción de una nueva subestación, denominada La Paz (LPZ), que seccionará la línea L608 AMT-CJN o L609 AMT-SBV a aproximadamente 37 km de la subestación Amarateca. Para la subestación La Paz se considera la inclusión de un transformador 230/34.5 kV con capacidad de 50 MVA cuya inversión corresponde a la empresa distribuidora.

La segunda etapa de este proyecto plantea la construcción de una subestación denominada La Esperanza (EPZ), que contará con un transformador en 230/34.5 kV de 50 MVA, siendo este elemento responsabilidad de la empresa distribuidora. Para esta nueva subestación se requiere la construcción de una línea de transmisión, que la enlace con la subestación LPZ, en circuito sencillo operando en 230 kV con capacidad de 455 MVA. Este tramo puede tener, por ejemplo, una configuración de doble conductor 477 MCM por fase sobre estructuras de acero.

Adicionalmente, en una tercera etapa se considera formar un anillo en la zona occidental del país con la construcción de una línea de transmisión en 69 kV entre las subestaciones Erandique y La Esperanza. Para la construcción de esta línea de transmisión se requiere la instalación de un transformador 230/69 kV de 75 MVA. Esta línea se montará en configuración de circuito sencillo con capacidad de 68 MVA. La configuración en la línea EPZ-ERA puede ser, por ejemplo, de un conductor por fase con conductor 477 MCM.

Tabla 62: Desglose de costos de inversión para subestación LPZ

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación 230 kV LPZ	1,737,347.53	1	1.737
2	Bahía de línea 230 kV LPZ	668,909.40	1	0.669
3	Bahía de transformador 230 kV LPZ	637,451.53	1	0.637
Total				3.044

Tabla 63: Desglose de costos de inversión para tramo LPZ-EPZ

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 230 kV LPZ	668,909.40	1	0.669
2	Subestación 230 kV EPZ	1,737,347.53	1	1.737
3	Bahía de línea 230 kV EPZ	668,909.40	1	0.669
4	Línea L6XX LPZ-EPZ, 455 MVA 1C Torre de acero	217,670.30	54.6 km	11.885
Total				14.960

Tabla 64: Desglose de costos de inversión para tramo EPZ-ERA

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de transformador 230 kV EPZ	637,451.53	1	0.637
2	Bahía de transformador 69 kV EPZ	154,842.84	1	0.155
3	Transformador EPZ T6XX 230/69 kV de 75 MVA	1,897,842.76	1	1.898
4	Bahía de línea 69 kV EPZ	262,916.83	1	0.263
5	Bahía de línea 69 kV ERA	262,916.83	1	0.263
6	Línea L4XX EPZ-ERA, 68 MVA 1C Torre de acero	172,188.86	32.2 km	5.544
Total				8.760

10.8.5 Subestación Tocoa

Esta nueva subestación seccionará la línea L521 ISL-BOR en las cercanías de la ciudad de Tocoa. Esta subestación tomará parte de la carga de las subestaciones vecinas, reduciendo la longitud de los circuitos de distribución existentes en la zona, mejorando el servicio de los usuarios finales y permitiendo la reducción de pérdidas.

Tabla 65: Desglose de costos de inversión para subestación TOC

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación TOC 138 kV	1,609,105.70	1	1.609
2	Bahía de línea 138 kV TOC	423,110.47	2	0.846
3	Bahía de transformador 138 kV TOC	259,136.90	1	0.259
Total				2.714

10.8.6 Subestación Mogote

Esta subestación en 138 kV se instalará en un punto a aproximadamente 2 km de la subestación Santa Fe sobre la línea L554 SFE-TON. Esta nueva subestación incluirá un transformador 138/13.8 kV de 50 MVA, bajo responsabilidad de la distribuidora, y tomará carga de las subestaciones Santa Fe, Toncontín y Miraflores.

Tabla 66: Desglose de costos de inversión para subestación MGT

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación MGT 138 kV	1,609,105.70	1	1.609
2	Bahía de línea 138 kV MGT	423,110.47	2	0.846
3	Bahía de transformador 138 kV MGT	259,136.90	1	0.259
Total				2.714

10.8.7 Subestación La Flecha y línea de transmisión La Entrada – La Flecha

Este proyecto contempla la construcción de una nueva subestación La Flecha (FLE) en 230 kV, permitiendo tomar carga que actualmente se sirve de las subestaciones La Entrada y Naco, y reduciendo de esta forma la carga en la subestación NCO. También se reduce la longitud de los circuitos de distribución, los cuales se conectarían parcialmente a esta nueva subestación mejorando con ello la regulación de voltaje a nivel del sistema de distribución. Para interconectar esta nueva subestación eléctrica, se plantea la construcción de una línea de transmisión en 230 kV desde la subestación La Entrada en configuración de circuito sencillo con capacidad de 455 MVA, utilizando, por ejemplo, una configuración de doble conductor 477 MCM por fase. En la subestación se considera la inclusión de un transformador 230/34.5 kV de 50 MVA a cargo de la empresa distribuidora. Los costos asociados a los elementos de transmisión se detallan a continuación.

Tabla 67: Desglose de costos de inversión para subestación FLE y línea de transmisión LEC-FLE

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación FLE 230 kV	1,737,347.53	1	1.737
2	Bahía de línea 230 kV FLE	668,909.40	1	0.669
3	Bahía de línea 230 kV LEC	668,909.40	1	0.669
4	Bahía de transformador 230 kV FLE	637,451.53	1	0.637
5	Línea L6XX LEC-FLE, 455 MVA 1C Torre de acero	217,670.30	47.0 km	10.231
Total				13.943

10.8.8 Subestación Cuyamel y línea de transmisión Masca - Cuyamel

Este proyecto contempla la construcción de una nueva subestación, Cuyamel (CYL), en 138 kV alimentada de forma radial desde la subestación Masca mediante una línea de transmisión con capacidad de 151 MVA en circuito sencillo. El montaje puede realizarse, por ejemplo, sobre postes de concreto en configuración de un conductor por fase con conductor 477 MCM. Adicionalmente, se espera la instalación de un transformador de distribución 138/34.5 kV de 50 MVA a cargo de la empresa distribuidora.

Tabla 68: Desglose de costos de inversión para subestación CYL y línea de transmisión MAS-CYL

No.	Elemento	Costo Unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación CYL 138 kV	1,609,105.70	1	1.609
2	Bahía de línea 138 kV CYL	423,110.47	1	0.423
3	Bahía de línea 138 kV MAS	423,110.47	1	0.423
4	Bahía de transformador 138 kV CYL	259,136.90	1	0.259
5	Línea L5XX MAS-CYL, 151 MVA 1C Poste de concreto	165,335.01	37.5 km	6.200
Total				8.915

10.8.9 Subestación La Labor y línea de transmisión Santa Rosa – La Labor

Para reducir la longitud de los circuitos de distribución que sirven al departamento de Ocotepeque desde las subestaciones Erandique, Santa Rosa y La Entrada, se propone la construcción de una subestación en 69 kV alimentada de forma radial desde la subestación Santa Rosa mediante una línea de transmisión en 69 kV. Se contempla que esta línea se construya en configuración de circuito sencillo con capacidad de 68 MVA. Por ejemplo, el montaje es posible sobre estructuras de acero utilizando conductor 477 MCM en configuración de un conductor por fase. Se espera que esta nueva subestación incluya, además, la instalación de un transformador 69/34.5 kV de al menos 30 MVA.

Tabla 69: Desglose de costos de inversión para subestación LLB y línea de transmisión SRS-LLB

No.	Elemento	Costo Unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación LLB 69 kV	1,473,806.29	1	1.474
2	Bahía de línea 69 kV LLB	262,916.83	1	0.263
3	Bahía de línea 69 kV SRS	262,916.83	1	0.263
4	Bahía de transformador 69 kV LLB	154,842.84	1	0.155
5	Línea L4XX SRS-LLB, 68 MVA 1C Torre de acero	172,188.86	44.0 km	7.576
Total				9.731

10.8.10 Subestaciones Telica y San Francisco de la Paz

Para mejorar las condiciones del suministro en los circuitos de distribución de la subestación Juticalpa se contempla la inclusión de este proyecto en 69 kV, el cual consiste en seccionar la línea L443 JUT-CAT a aproximadamente 14.5 km de Juticalpa para construir una subestación de maniobras, denominada Telica (TCA), que permita interconectar una nueva línea de transmisión en 69 kV hasta una nueva subestación denominada San Francisco de la Paz (SFP). En la subestación SFP se espera la instalación de un transformador de distribución en 69/34.5 kV de al menos 30 MVA para tomar la carga del circuito JUT L380. La línea de transmisión para interconectar la subestación SFP a la subestación TCA tendrá una capacidad de 68 MVA en configuración de circuito sencillo. Para esta línea puede hacerse uso, por ejemplo, de una configuración de un conductor por fase con conductor 477 MCM.

Tabla 70: Desglose de costos de inversión para subestaciones TCA y SFP y línea de transmisión TCA-SFP

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación TCA 69 kV	1,473,806.29	1	1.474
2	Subestación SFP 69 kV	1,473,806.29	1	1.474
3	Bahía de línea 69 kV TCA	262,916.83	3	0.789
4	Bahía de línea 69 kV SFP	262,916.83	1	0.263
5	Bahía de transformador 69 kV SFP	154,842.84	1	0.155
6	Línea L4XX TCA-SFP, 68 MVA 1C Torre de acero	172,188.86	18.7 km	3.220
Total				7.374

11 Resumen de proyectos

En esta sección se resume el conjunto de proyectos de transmisión planificados con sus características y año de entrada. Adicionalmente, se especifica si la obra en cuestión ha sido considerada en el ejercicio previo de planificación o si es una nueva adición en el presente plan de expansión. Además, si la obra ha sido contemplada en el plan de expansión previo, se indica si es modificada en cuanto a la configuración planteada respecto con lo considerado previamente o si incluye elementos de transmisión complementarios.

El plan de expansión de la red de transmisión presente suma un conjunto de inversiones total estimado en 334.87 millones de dólares estadounidenses. Cabe mencionar que para los proyectos en desarrollo planificados no se cuantifica un costo de inversión en el presente plan de expansión ya que estas obras se encuentran en una etapa de licitación para su construcción. De manera desagregada, en la Tabla 71 se muestran los costos de inversión de las ampliaciones de transmisión por etapa de expansión planteada.

Tabla 71: Resumen de costos de inversión estimados, PT 2022 - 2031

Etapa	Costo de inversión [MUSD]
Expansión con integración de distribución y optimizada	186.53
Proyectos para cumplimiento de los CCSDM	70.04
Proyectos de mejora en la calidad del servicio eléctrico	78.30
Total	334.87

Es relevante notar que los proyectos considerados en el plan de expansión de la red de transmisión anterior, elaborado en 2019, que continúan presentes como planificados sin avances en su desarrollo en el actual plan de expansión corresponden a un total de 25 obras de transmisión, con un costo de inversión conjunto estimado en 267.39 millones de dólares estadounidenses. Las referidas obras de transmisión se encuentran definidas como previamente planificadas en las tablas resumen de la presente sección.

Además, en la sección 11.5 se resumen diversos beneficios específicos para la operación del sistema a largo plazo que conllevan los proyectos de transmisión planificados. Se identifican los principales beneficios con un enfoque operativo que incluye capacidad de transporte, operación segura, confiabilidad y calidad del servicio eléctrico. Se categorizan seis beneficios principales como siguen:

- i. Incrementar la capacidad del sistema de transmisión a fin de incorporar generación a gran escala;
- ii. Garantizar suficiencia de capacidad y operación segura por cargabilidad de los elementos de transmisión;
- iii. Mejorar la calidad del servicio eléctrico a nivel de transmisión por voltaje en nodos de transmisión;
- iv. Incrementar la robustez del sistema de transmisión;
- v. Contribuir al incremento de capacidad de transporte regional;
- vi. Mejorar la calidad del servicio eléctrico a nivel de distribución.

Cabe mencionar que entre los beneficios de los distintos proyectos de transmisión contemplados se encuentra adicionalmente facilitar el aumento de la renovabilidad en el sistema eléctrico nacional y, por ende, la reducción de emisiones de dióxido de carbono, el incremento de la cobertura eléctrica y la mejora de la competitividad del país. Por otro lado, se identifican entre las consecuencias de retrasar la implementación de los proyectos del plan de expansión el incremento de la dificultad de reducir los costos globales de operación del sistema dada la limitada capacidad de la red de transmisión de incorporar generación de gran escala con mayores niveles de eficiencia, el aumento de la dificultad para garantizar el suministro de la totalidad de la demanda futura proyectada de forma segura debido a las posibles sobrecargas y problemas de voltaje que se prevén en la red de transmisión, y la reducción esperable de la máxima capacidad de transferencia de potencia regional, limitándose así la capacidad de importación y exportación del país.

Finalmente, en la sección 11.6 se presenta una priorización de los proyectos de transmisión bajo una categorización de prioridad alta, media y baja. Con ello, se encuentra que los costos de inversión de los proyectos con una prioridad alta corresponden a 256.03 MUSD, con prioridad media a 69.45 MUSD y con prioridad baja a 9.38 MUSD.

11.1 Proyectos en desarrollo planificados

Proyectos	Con financiamiento	Sin financiamiento	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Complemento	Año de entrada	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
Compensación reactiva capacitiva	X		X				2024	N.A.	Instalación de compensación reactiva en subestaciones Circunvalación (30 MVar), Bermejo (30 MVar), La Puerta (30 MVar), Villanueva (30 MVar), Progreso (30 MVar), Santa Marta (15 MVar), Comayagua (24 MVar) y Zamorano (9 MVar).
Línea de transmisión SPS-SBV y transformador 230/138 kV	X		X				2024	N.A.	Nueva línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA en doble circuito 48 km. Transformador 230/138 kV con 150 MVA de capacidad.
Segundo transformador SPS 230/138 kV	X		X				2024	N.A.	Transformador 230/138 kV de 150 MVA de capacidad.
Línea de transmisión PGR-SPS	X		X				2024	N.A.	Nueva línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA en doble circuito, operando inicialmente un circuito únicamente.
Ampliaciones a subestación Santa Marta	X		X				2024	N.A.	Nuevo transformador en 138/69 kV de 50 MVA de capacidad. Asociado a línea de transmisión PGR-SPS en 230 kV.
Normalización a subestación Choloma	X		X				2024	N.A.	Conexión de línea L514 MER-BER a subestación CHM.

Proyectos	Con financiamiento	Sin financiamiento	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Complemento	Año de entrada	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
Línea de transmisión LNZ-MFL	X		X				2024	N.A.	Nueva línea de transmisión en 138 kV, 4 km, con transformador 138/13.8 kV de 50 MVA.
Línea de transmisión BVI-SPC	X		X				2024	N.A.	Línea de transmisión en 138 kV de 151 MVA circuito sencillo, 2.5 km, asociado a subestación SPC.
Subestación El Centro	X		X				2024	N.A.	Subestación en 138 kV con transformador 138/13.8 kV de 50 MVA. Asociado a línea de transmisión SPC-BVI.
Subestación Calpules	X		X				2024	N.A.	Nueva subestación para la normalización de la subestación Retorno y Retorno II actualmente conectadas en derivación de la línea L524. Reemplazo de unidades móviles por dos transformadores permanentes de 50 MVA.
Subestación La Victoria	X		X				2024	N.A.	Nueva subestación para la normalización de la subestación La Victoria, actualmente conectada en derivación a la línea L512. Nuevo transformador 138/13.8 kV de 50 MVA.
Subestación El Sitio	X		X				2024	N.A.	Subestación en 230 kV con transformador en 230/13.8 kV de 50 MVA.

11.2 Expansión con integración de distribución y optimizada

Proyectos	Con financiamiento	Sin financiamiento	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Complemento	Año de entrada	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
Subestación Cerro Grande		X	X				2025	3.044	Subestación en 230 kV con transformadores en 230/13.8 kV y 230/34.5 kV de 50 MVA cada uno.
Línea de transmisión CRL-MCH-CDS		X	X		X		2026	10.489	Línea de transmisión en 138 kV de 151 MVA en circuito sencillo, 29.1 km. Transformador 138/69 kV de 80 MVA en nueva subestación CDS.
Subestación Gualala		X		X			2026	3.044	Subestación con transformador 230/34.5 kV de 25 MVA. Secciona la LT L623.
Proyecto PTC-LVI-BER		X	X		X		2026	34.756	Línea de transmisión 230 kV en doble circuito, 455 MVA por circuito, 36.8 km, tramo PTC-LVI. Línea de transmisión 230 kV, circuito sencillo, 455 MVA, tramo PTC-TSZ. Cuatro transformadores 230/138 kV de 150 MVA de capacidad: tres en LVI y uno en TSZ. Línea de transmisión 138 kV en doble circuito de 273 MVA por circuito, 7 km, tramo LVI-BER.
Línea de transmisión LEC-SRS		X	X		X		2026	10.558	Línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA circuito

Proyectos		Con financiamiento	Sin financiamiento	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Complemento	Año de entrada	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
										sencillo, 30 km. Transformador 230/69 kV de 75 MVA.
Repotenciación de línea L508 BER-CIR			X		X			2026	0.312	Repotenciación de línea BER-CIR a 274 MVA.
Proyecto SIT-ZAM-DAN-CHI-PAT	SIT-ZAM		X	X		X		2025	9.742	Etapa 1: Línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA en configuración doble circuito 24.9 km SIT-ZAM, montando únicamente un circuito. Transformador en 230/69 kV de 75 MVA en ZAM.
	PAT-CHI		X	X		X		2025	16.914	Etapa 2: Línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA en circuito sencillo, 59.2 km PAT-CHI. Transformador 230/69 kV de 75 MVA en CHI.
	ZAM-DAN		X	X		X		2026	12.961	Etapa 3: Línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA en circuito sencillo, 53.4 km ZAM-DAN.
	DAN-CHI		X	X		X		2026	9.161	Etapa 4: Línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA en circuito sencillo, 32.3 km DAN-CHI.
Proyecto NEG-YOR-ARN-CCE-RGU	NEG-YOR		X	X				2026	28.144	Etapa 1: Subestación en 230 kV NEG, línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA en doble circuito, 71.8 km NEG-YOR.

Proyectos		Con financiamiento	Sin financiamiento	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Complemento	Año de entrada	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
										Transformador en 230/69 kV de 85 MVA.
	YOR-ARN-CCE		X	X		X	X	2027	23.866	Etapa 2: Línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA de capacidad en configuración de doble circuito, 53.7 km YOR-ARN. Línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA en circuito sencillo de 20.7 km, ARN-CCE. Esta segunda línea complementa la línea planificada para interconexión de la central Yaguala.
	CCE-RGU		X	X		X		2028	23.536	Etapa 3: Cambio de nivel de tensión de línea L519 a 230 kV en configuración de doble circuito, 44.7 km CCE-RGU. Dos transformadores 230/138 kV de 150 MVA de capacidad en RGU.

11.3 Proyectos para cumplimiento de los CCSDM

Proyectos		Con financiamiento	Sin financiamiento	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Complemento	Año de entrada	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
Compensación capacitiva en circuitos radiales	Compensación capacitiva paralela		X	X		X		2024	1.360	Compensación capacitiva paralela en circuitos radiales del país en subestaciones DAN (12 MVAR), ERA (6 MVAR), SRS (5 MVAR), ISL (9 MVAR).
	Compensación capacitiva serie		X	X				2024	9.534	Compensación serie en línea L516 TEL-CTE de 22.23 Ω , línea L539 END-RGU 11.21 Ω , línea L441 de 18.45 Ω y línea L442 de 16.40 Ω .
Línea de transmisión CRL-RLN			X	X				2025	2.311	Línea de transmisión en 138 kV de 151 MVA en circuito sencillo, 8.4 km.
Línea de transmisión PRD-AGC			X		X			2025	10.242	Línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA en circuito doble, 4.4 km, montando únicamente un circuito. Montaje de segundo circuito de 455 MVA sobre estructuras de L627, 39.1 km. Repotenciación de líneas de transmisión

Proyectos	Con financiamiento	Sin financiamiento	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Complemento	Año de entrada	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
									PAV-SLU y PRD-FNH a 455 MVA.
Compensación reactiva capacitiva paralela en zona central		X		X	X		2025	2.975	Compensación capacitiva paralela en zona central del país en subestaciones MFL (40 MVA) y SFE (30 MVA).
Repotenciación de líneas L510 y L512		X		X			2026	1.766	Repotenciación de líneas BER-BVI y CHM-LVI a 274 MVA. Seccionamiento de la futura línea de transmisión CHM-BER en los tramos CHM-LVI y LVI-BER.
Línea de transmisión AMT-TLG		X	X		X		2026	16.183	Línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA, estructura de doble circuito, montando inicialmente un circuito, 42 km. Nueva subestación TLG en 230 kV y 69 kV, seccionando la línea L441 a 48 km de SFE. Transformador 230/69 kV de 85 MVA.
Línea de transmisión EBI-ZAM		X		X			2026	19.330	Línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA en estructura de doble circuito

Proyectos	Con financiamiento	Sin financiamiento	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Complemento	Año de entrada	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
									montando inicialmente un circuito, 78.4 km.
Línea de transmisión LVI-SPS		X		X			2026	6.339	Línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA, 20 km en doble circuito montando inicialmente solo un circuito.

11.4 Proyectos de mejora en la calidad del servicio eléctrico

Proyectos	Con financiamiento	Sin financiamiento	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Complemento	Año de entrada	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
Transformador EBI 230/34.5 kV		X	X				2024	0.637	Transformador 230/34.5 kV de 50 MVA.
Transformador NNC 230/34.5 kV		X	X		X		2024	0.637	Transformador 230/34.5 kV de 50 MVA, reemplaza a subestación Goascorán previamente planificada.
Subestación El Estadio		X	X				2024	2.714	Nueva subestación para la normalización de la subestación El Estadio, actualmente conectada en derivación a la línea L530 SPS-CIR. Reemplazo de unidad móvil por

Proyectos	Con financiamiento	Sin financiamiento	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Complemento	Año de entrada	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
									transformador 138/13.8 kV de 50 MVA.
Proyecto CAR - km 10 L502 / Habilitación de segundo circuito SPS - SBV		X		X			2024	2.157	Construcción de línea de transmisión en tramo al sur de la S/E CAR. Línea en 138 kV de 151 MVA circuito sencillo, 4.7 km. Esta línea de transmisión complementa el proyecto de construcción de línea de transmisión SPS-SBV en doble circuito.
Subestación Tocoa		X	X				2025	2.714	Subestación en 138 kV con transformador 138/34.5 kV de 50 MVA. Seccionará la línea L521 ISL-BOR.
Subestación Mogote		X	X				2025	2.714	Subestación en 138 kV con transformador 138/13.8 kV de 50 MVA. Seccionará la línea L554 SFE-TON.
Subestación La Flecha y línea de transmisión LEC-FLE		X		X			2025	13.943	Nueva subestación en 230 kV con transformador 230/34.5 kV de 50 MVA. Línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA en circuito sencillo, 47 km.

Proyectos		Con financiamiento	Sin financiamiento	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Complemento	Año de entrada	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
Subestación Cuyamel y línea de transmisión MAS-CYL			X	X				2026	8.915	Subestación en 138 kV con transformador 138/34.5 kV de 50 MVA y línea de transmisión MAS-CYL en 138 kV de 151 MVA en circuito sencillo, 37.5 km.
Línea de transmisión LPZ-EPZ-ERA	Subestación LPZ		X	X				2026	3.044	Etapa 1: Subestación LPZ en 230 kV con transformador 230/34.5 kV de 50 MVA. Seccionará la línea L608 AMT-CJN o L609 AMT-SBV.
	LPZ-EPZ		X	X				2027	14.960	Etapa 2: Subestación EPZ, línea de transmisión en 230 kV de 455 MVA circuito sencillo, 54.6 km.
	EPZ-ERA		X	X		X		2027	8.760	Etapa 3: Línea de transmisión en 69 kV de 68.3 MVA circuito sencillo, 32.2 km. Transformador 230/69 kV de 75 MVA en EPZ.
Subestación La Labor y línea de transmisión SRS-LLB			X	X				2027	9.731	Subestación LLB en 69 kV con transformador 69/34.5 kV de 30 MVA y línea de transmisión SRS-LLB en 69 kV de 68 MVA en circuito sencillo, 44 km.

Proyectos	Con financiamiento	Sin financiamiento	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Complemento	Año de entrada	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
Subestaciones Telica y San Francisco de la Paz		X		X			2027	7.374	Subestación de maniobras (TCA) en 69 kV seccionando la línea L443 a aproximadamente 14.5 km de JUT. Subestación SFP en 69 kV con transformador 69/34.5 kV de 30 MVA y línea de transmisión TCA-SFP en 69 kV de 68 MVA en circuito sencillo, 18.7 km.

11.5 Beneficios de los proyectos de transmisión

Proyecto de transmisión	Beneficios					
	Capacidad de incorporar generación de gran escala	Garantizar suficiencia de capacidad y operación segura por cargabilidad de los elementos de transmisión	Mejorar la calidad del servicio eléctrico a nivel de transmisión por voltaje en nodos de transmisión	Incrementar la robustez del sistema de transmisión	Contribuir al incremento de capacidad de transporte regional	Mejorar la calidad del servicio eléctrico a nivel de distribución
Expansión con integración de distribución y optimizada						
Subestación Cerro Grande		X				X
Línea de transmisión CRL-MCH-CDS 138 kV		X				X
Subestación Gualala		X				X
Proyecto PTC-LVI-BER	X	X		X	X	
Línea de transmisión LEC-SRS		X	X	X		X
Repotenciación de línea L508 BER-CIR	X	X		X		
Proyecto SIT-ZAM-DAN-CHI-PAT	SIT-ZAM		X	X	X	X
	PAT-CHI	X	X	X	X	X
	ZAM-DAN		X	X	X	X
	DAN-CHI		X		X	X
Proyecto NEG-YOR-ARN-CCE-RGU	NEG-YOR	X	X	X	X	X
	YOR-ARN-CCE	X	X	X	X	X
	CCE-RGU	X	X	X	X	X
Expansión para cumplimiento de los CCSDM						
Compensación capacitiva en circuitos radiales	Compensación capacitiva paralela			X		X
	Compensación capacitiva serie			X		X
Línea de transmisión CRL-RLN			X	X	X	X
Línea de transmisión PRD-AGC		X		X	X	
Compensación reactiva capacitiva paralela en zona central			X		X	
Repotenciación de líneas L510 y L512	X	X		X		

Proyecto de transmisión	Beneficios					
	Capacidad de incorporar generación de gran escala	Garantizar suficiencia de capacidad y operación segura por cargabilidad de los elementos de transmisión	Mejorar la calidad del servicio eléctrico a nivel de transmisión por voltaje en nodos de transmisión	Incrementar la robustez del sistema de transmisión	Contribuir al incremento de capacidad de transporte regional	Mejorar la calidad del servicio eléctrico a nivel de distribución
Línea de transmisión AMT-TLG			X	X		X
Línea de transmisión EBI-ZAM		X		X	X	
Línea de transmisión LVI-SPS		X		X	X	
Expansión para mejora en la calidad del servicio eléctrico a nivel de distribución						
Transformador EBI 230/34.5 kV						X
Transformador NNC 230/34.5 kV					X	X
Subestación El Estadio						X
Proyecto CAR - km 10 L502 / Habilitación de segundo circuito SPS - SBV				X		X
Subestación Tocoa						X
Subestación Mogote						X
Subestación La Flecha y línea de transmisión LEC-FLE						X
Subestación Cuyamel y línea de transmisión MAS-CYL						X
Línea de transmisión LPZ-EPZ-ERA	Subestación LPZ			X		X
	LPZ-EPZ			X		X
	EPZ-ERA			X		X
Subestación La Labor y línea de transmisión SRS-LLB						X
Subestaciones Telica y San Francisco de la Paz						X

11.6 Priorización de los proyectos de transmisión

Proyecto		Prioridad alta	Prioridad media	Prioridad baja
Expansión con integración de distribución y optimizada				
Subestación Cerro Grande			X	
Línea de transmisión CRL-MCH-CDS 138 kV			X	
Subestación Gualala			X	
Proyecto PTC-LVI-BER		X		
Línea de transmisión LEC-SRS		X		
Repotenciación de línea L508 BER-CIR		X		
Proyecto SIT-ZAM-DAN-CHI-PAT	SIT-ZAM	X		
	PAT-CHI	X		
	ZAM-DAN	X		
	DAN-CHI		X	
Proyecto NEG-YOR-ARN-CCE-RGU	NEG-YOR	X		
	YOR-ARN-CCE	X		
	CCE-RGU	X		
Expansión para cumplimiento de los CCSDM				
Compensación capacitiva en circuitos radiales	Compensación capacitiva paralela	ISL (9 MVar)	DAN (12 MVar)	ERA (6 MVar), SRS (5 MVar)
	Compensación capacitiva serie		X	
Línea de transmisión CRL-RLN		X		
Línea de transmisión PRD-AGC		X		
Compensación reactiva capacitiva paralela en zona central			X	
Repotenciación de líneas L510 y L512		X		
Línea de transmisión AMT-TLG		X		
Línea de transmisión EBI-ZAM		X		
Línea de transmisión LVI-SPS			X	
Expansión para mejora en la calidad del servicio eléctrico a nivel de distribución				
Transformador EBI 230/34.5 kV		X		

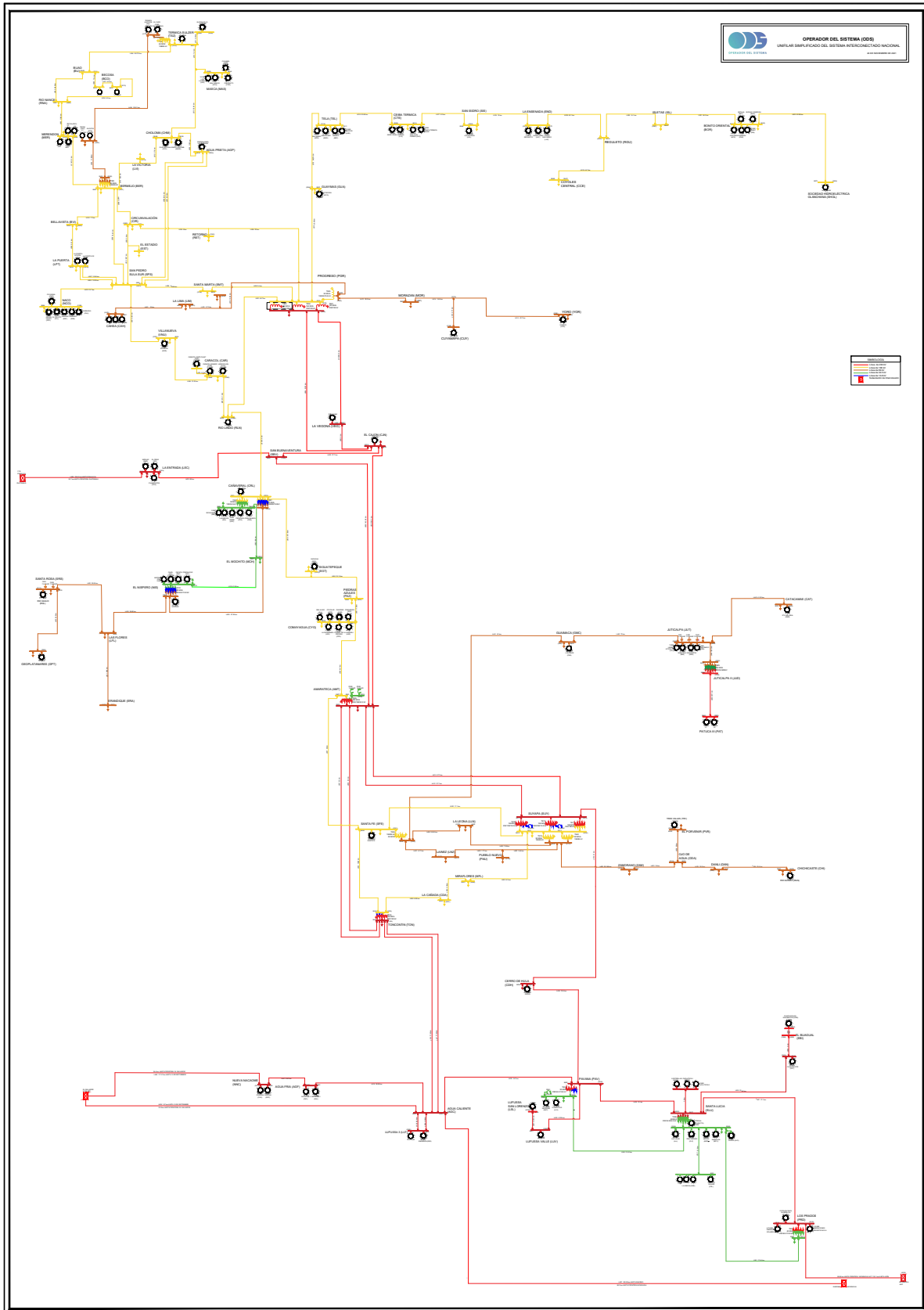
Proyecto		Prioridad alta	Prioridad media	Prioridad baja
Transformador NNC 230/34.5 kV			X	
Subestación El Estadio			X	
Proyecto CAR - km 10 L502 / Habilitación de segundo circuito SPS - SBV			X	
Subestación Tocoa			X	
Subestación Mogote		X		
Subestación La Flecha y línea de transmisión LEC-FLE		X		
Subestación Cuyamel y línea de transmisión MAS-CYL				X
Línea de transmisión LPZ-EPZ-ERA	Subestación LPZ	X		
	LPZ-EPZ	X		
	EPZ-ERA		X	
Subestación La Labor y línea de transmisión SRS-LLB		X		
Subestaciones Telica y San Francisco de la Paz			X	

12 Referencias

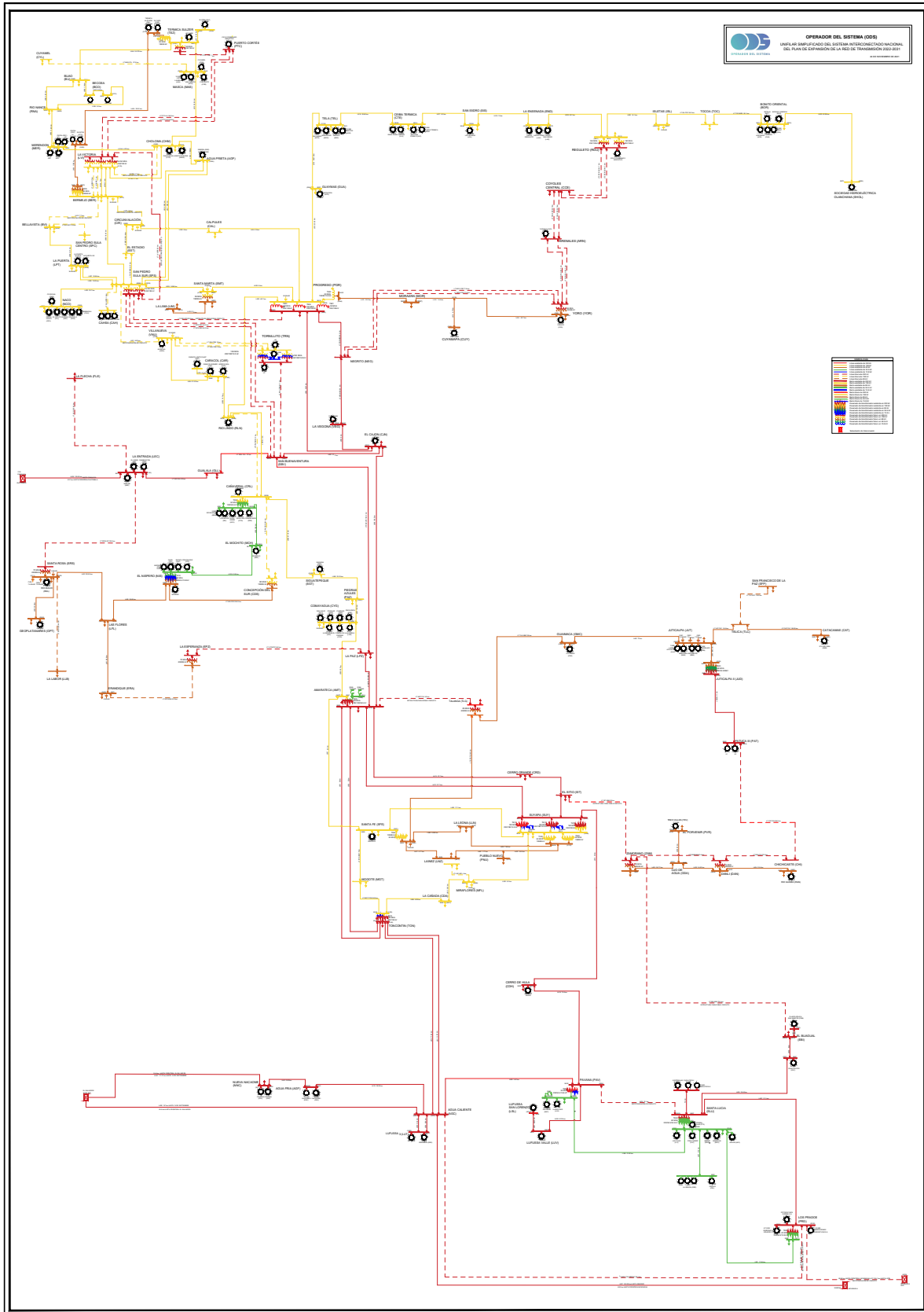
- [1] ENEE, «Boletines Estadísticos 2007-2017,» 2017.
- [2] Empresa Nacional de Energía Eléctrica, «Boletines Estadísticos,» ENEE, [En línea]. Disponible: <http://www.enee.hn/index.php/planificacionicono/182-boletines-estadisticos>.
- [3] Ente Operador Regional, «Estudio de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre las Áreas de Control del SER,» San Salvador, 2021.
- [4] PSR-inc, «PSR-inc,» 28 Julio 2021. [En línea]. Disponible: <https://www.psr-inc.com/downloads-es/page/3/>. [Último acceso: 28 Julio 2021].
- [5] PSR-Inc, NetPlan - Transmission Network Analysis and Expansion Planning User Manual, 2018.
- [6] PSR-Inc, Netplan/OptNet Model Methodology Manual, 2018.
- [7] SIEMENS-PTI, Program Application Guide Volume 1 & 2 PSSE 35.2.1, 2019.
- [8] Operador del Sistema, Norma Técnica de Programación de la Operación, 2020.
- [9] Ente Operador Regional (EOR), «Estimación de Costos Representativos de Inversión para Proyectos de Transmisión en América Central,» 2018. [En línea]. Disponible: <https://www.enteoperador.org/archivos/download/informe-tecnico-LG-2018-009.zip>. [Último acceso: Julio 2021].
- [10] North American Electric Reliability Corporation, Reliability Guideline: Reactive Power Planning, Atlanta, Georgia, 2016.
- [11] IEEE, IEEE Std 1036™-2010 IEEE Guide for Application of Shunt Power Capacitors, New York, 2011.

13 Anexos

13.1 Unifilar simplificado del Sistema Interconectado Nacional existente



13.2 Unifilar simplificado del Sistema Interconectado Nacional del Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2022-2031



13.3 Incumplimientos de los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo

Problema identificado	Escenario	Contingencia	Violaciones de voltaje		Sobrecargas				
			Barra	Voltaje [pu]	Barra 1	Barra 2	Línea	Flujo [MVA]	Nivel de carga [%]
Bajo voltaje en circuito a Olancho existente	Demanda máxima diurna 2022, estación seca	GMC C401	GMC B437	0.9266	N.A.				
Bajo voltaje en circuito de Litoral Atlántico	Demanda máxima diurna 2022, estación seca	Operación normal	CCE B565	0.9237	N.A.				
			CTE B513	0.9417					
			ISL B520	0.9379					
			RGU B518	0.9389					
			SIS B548	0.9437					
Bajo voltaje en circuito de Occidente	Demanda máxima diurna de 2025, estación seca	L433 SRS-GPT	SRS B433	0.9294	N.A.				
			ERA B471	0.9187					
	Demanda máxima diurna de 2027, estación seca	L6XX LPZ-EPZ	ERA B471	0.9126					
			EPZ B4XX	0.8839					
Bajo voltaje en circuito de Oriente	Todos los escenarios de demanda máxima diurna y nocturna desde 2022 en estación lluviosa	Operación normal	DAN B432	0.8572	SUY B418	ZAM B431	L422	50.1	105.8

Problema identificado	Escenario	Contingencia	Violaciones de voltaje		Sobrecargas				
			Barra	Voltaje [pu]	Barra 1	Barra 2	Línea	Flujo [MVA]	Nivel de carga [%]
			ODA B430	0.911	N.A.				
			PVR B429	0.9285					
			CHI B403	0.8371					
Sobrecarga L501 CRL-RLN	Demanda máxima diurna 2027, estación lluviosa	L588 CYG-AMT	CRL B501	0.9229	CRL B501	RLN B521	L501	161.7	106.6
			CYG B536	0.7635	N.A.				
			PAZ B525	0.7739					
			RLN B521	0.9445					
			SGT B5XX	0.8035					
Bajo voltaje en SGT 138 kV ⁵	Demanda máxima diurna 2027, estación lluviosa	L501 CRL-RLN	CYG B536	0.9242	N.A.				
			PAZ B525	0.9168					
			SGT B5XX	0.9085					
Sobrecargas en L615 SLU-PAV, L637 PRD-SLU y L617 PRD-FNH	Demanda máxima diurna 2022 estación seca y lluviosa, sin transferencias	L615 PAV-SLU	Sin convergencia						

⁵ Incumplimiento encontrado bajo una sensibilidad que considera un incremento en la demanda de Comayagua debido al esperable aumento de la actividad económica por la entrada en operación del Aeropuerto Internacional de Palmerola.

Problema identificado	Escenario	Contingencia	Violaciones de voltaje		Sobrecargas				
			Barra	Voltaje [pu]	Barra 1	Barra 2	Línea	Flujo [MVA]	Nivel de carga [%]
	Demanda máxima diurna 2024, porteo e importaciones sur-norte	L627 AGC-FNH	N.A.		PAV B620	SLU B637	L615	507.4	159.9
					PRD B618	SLU B637	L637	349.6	110.2
					FNH	PRD B618	L617	324.2	102.2
Sobrecarga L510 BER-BVI	Demanda máxima nocturna 2026, estación seca	L508 BER-CIR	N.A.		BER B507	BVI B528	L510	167	110
Sobrecarga L512 CHM-LVI-BER	Demanda máxima nocturna 2025, estación seca	L5XX CHM-BER	N.A.		BER B507	LVI B5XX	L512A	178.5	117.6
					CHM B539	LVI B5XX	L512B	173.1	114
Bajo voltaje futuro en circuito de Olancho ⁶	Demanda máxima nocturna 2025, estación lluviosa	L6XX PAT-CHI	GMC B437	0.8709	N.A.				
			CAT B443	0.8881					
		L610 TON-AGC	SUY B515	0.8995	SUY B612	CDH B629	L614	395.5	124.7

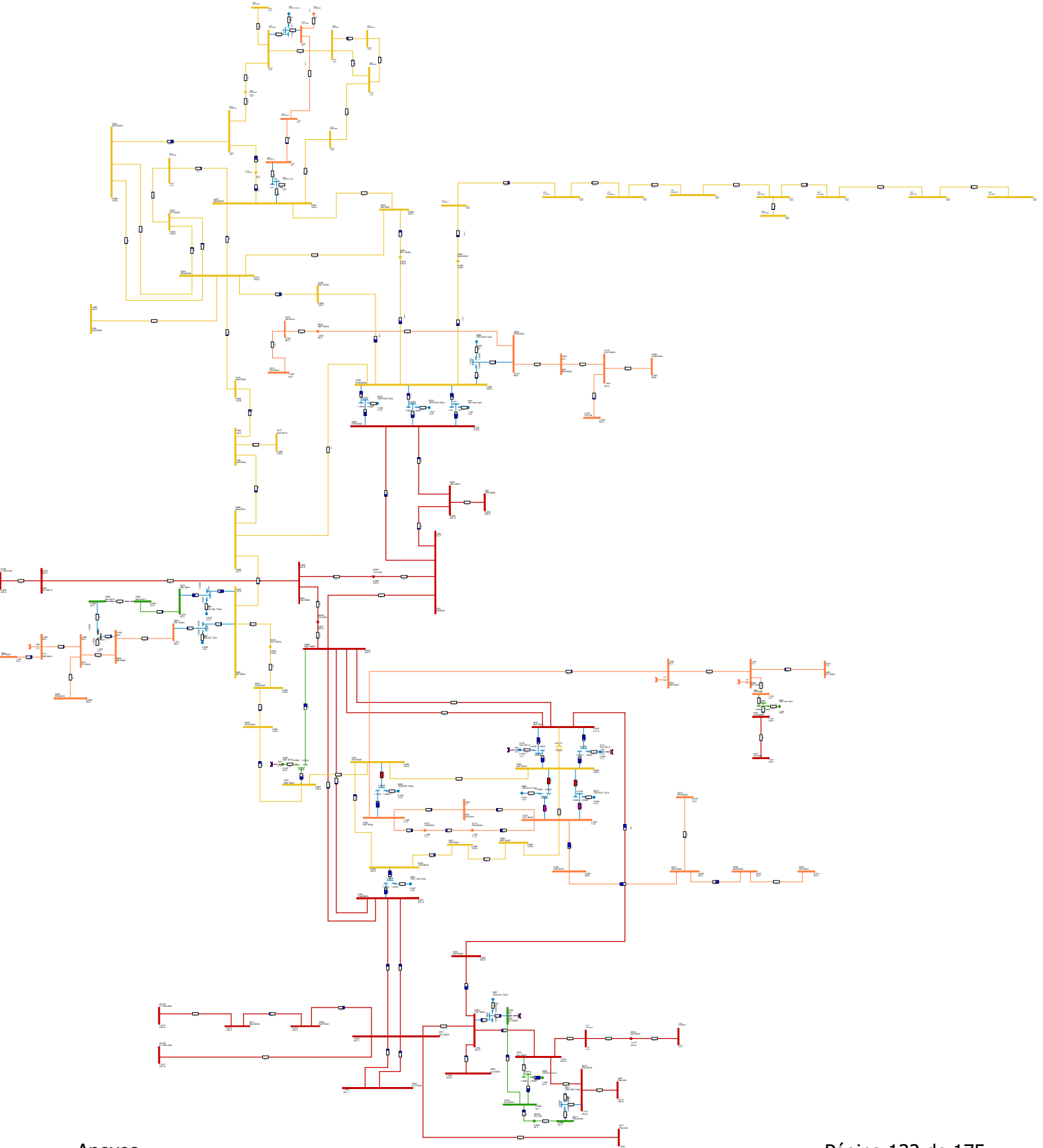
⁶ Incumplimiento encontrado bajo una sensibilidad que considera una alta inyección de potencia de la central Patuca III.

Problema identificado	Escenario	Contingencia	Violaciones de voltaje		Sobrecargas				
			Barra	Voltaje [pu]	Barra 1	Barra 2	Línea	Flujo [MVA]	Nivel de carga [%]
Sobrecarga en L614 SUY-CDH y L610 o L611 TON-AGC	Demanda máxima diurna 2024, estación seca, importaciones sur-norte de 300 MW		CDA B530	0.8933	PAV B620	CDH B629	L619	364.2	114.8
			CJN B601	0.8889	TON B610	AGC B624	L611	468.2	102.8
			SUY B612	0.8392					
			DAN B432	0.906					
			CYG B536	0.9108					
			LNZ B5XX	0.8916					
			MFL B523	0.8924					
			PAZ B525	0.9086					
			PGR B603	0.8693					
			SFE B505	0.8919					
			SGT B5XX	0.9113					
			TON B535	0.8989					
			ZAM B431	0.9248					
			TON B610	0.8481					
			LEC B619	0.9284					
			SIT B6XX	0.8396					
			SBV B609	0.8911					
			ODA B430	0.9282					
			AMT B541	0.906					
			AMT B605	0.8475					
CHI B403	0.8965								
CDH B629	0.8553								
VEG B607	0.8863								

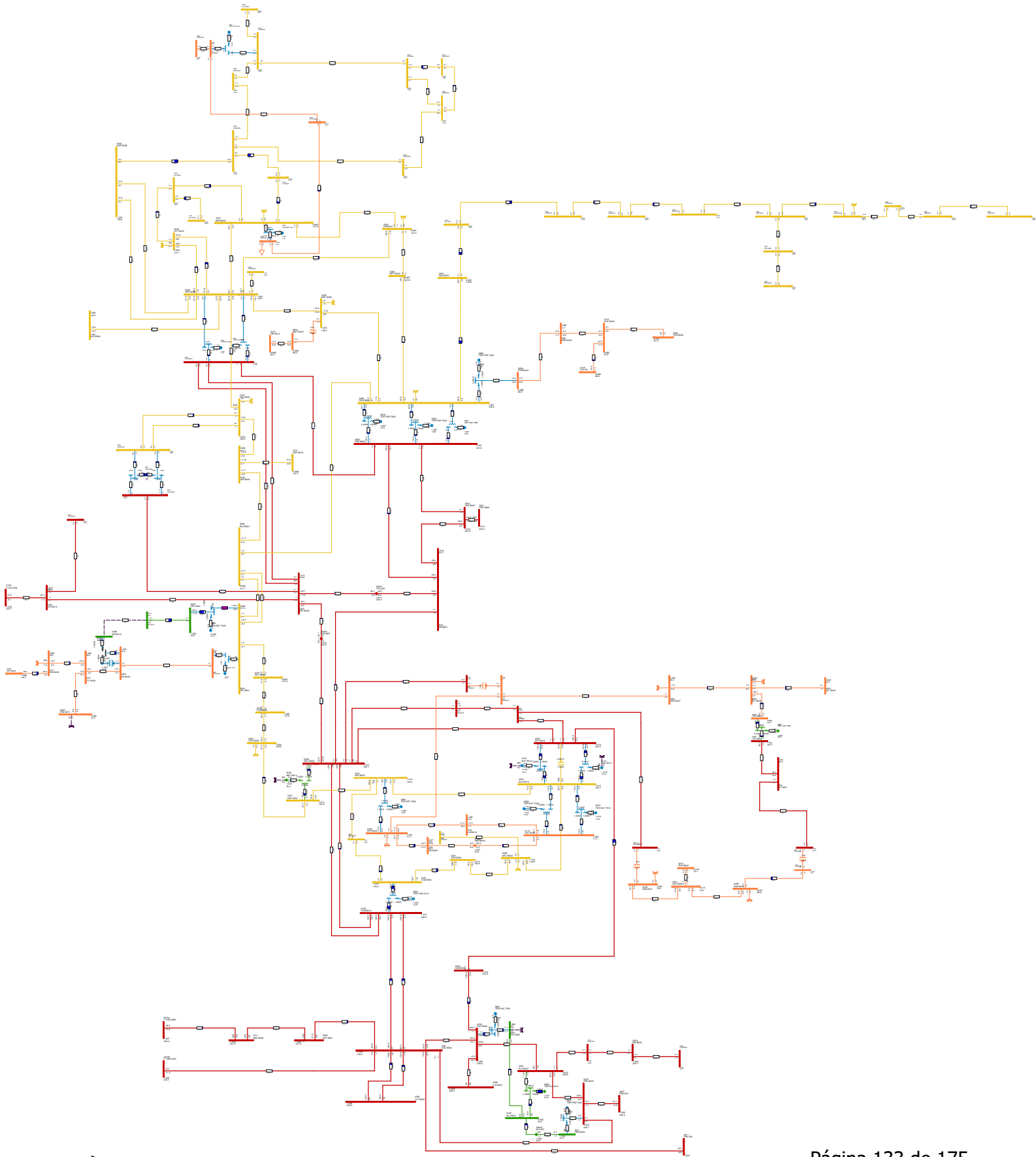
Problema identificado	Escenario	Contingencia	Violaciones de voltaje		Sobrecargas				
			Barra	Voltaje [pu]	Barra 1	Barra 2	Línea	Flujo [MVA]	Nivel de carga [%]
Bajo voltaje en Distrito Central y alrededores	Demanda máxima diurna 2024, estación seca, importaciones sur-norte de 300 MW	Operación normal	SUY B612	0.9192	N.A.				
			TON B610	0.9347					
			SIT B6XX	0.92					
			AMT B605	0.9317					
			CDH B629	0.9304					
	Demanda máxima diurna 2024, estación seca, importaciones sur-norte de 300 MW	Contingencia L614 SUY-CDH	Sin convergencia						
Sobrecarga L508 BER-CIR	Demanda máxima nocturna 2026, estación seca, exportaciones norte-sur	L510 BER-BVI	N.A.	BER B507	CIR B537	L508	296.9	108.4	
		L513 MAS-CHM	N.A.	CHM B539	MER B565	L514A	183.3	120.8	

13.4 Evolución de los voltajes en barras de alta tensión 2022-2031

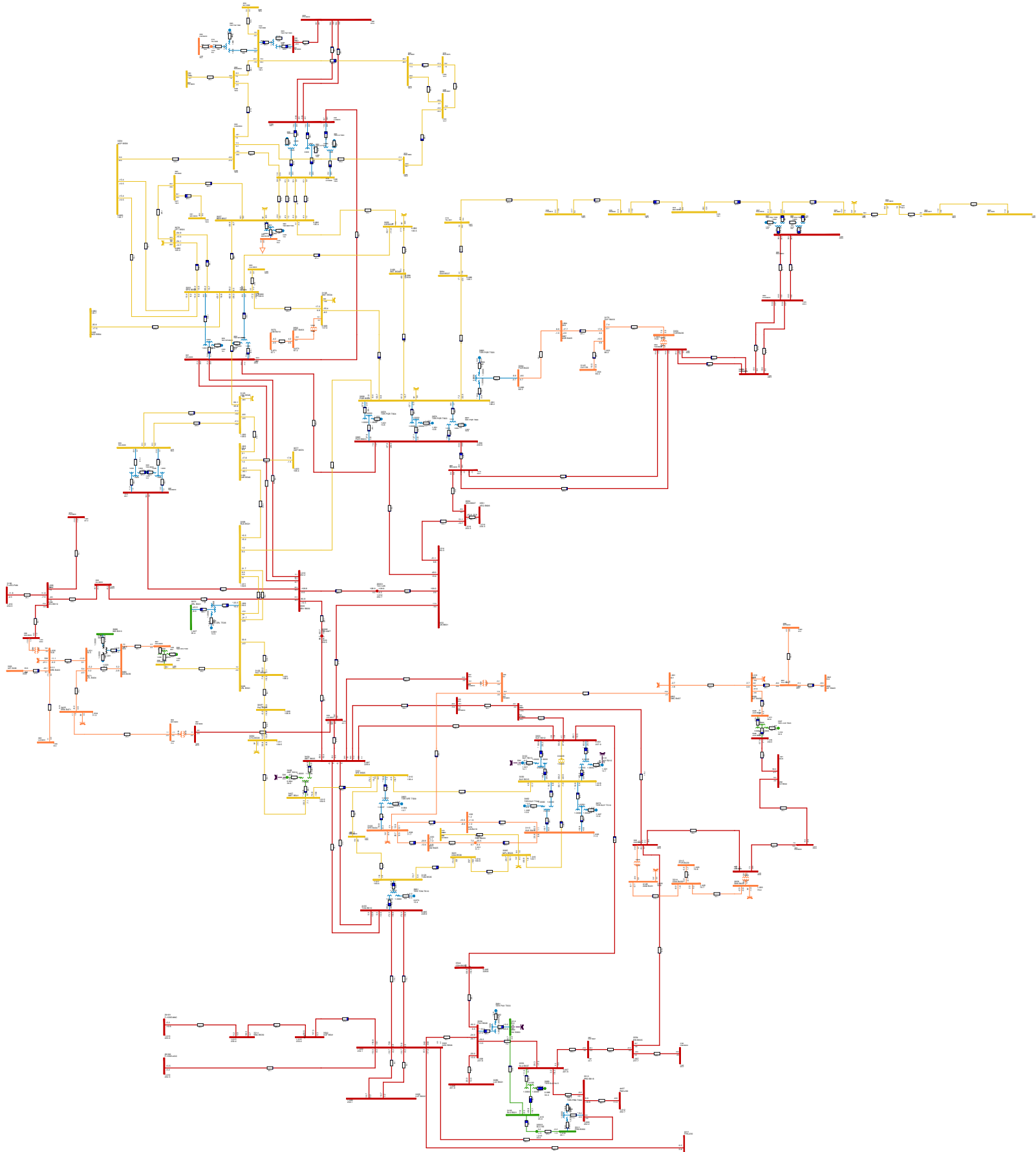
13.4.1 Diagrama unifilar año 2022, perfiles de voltaje y flujos de potencia, escenario de demanda máxima diurna, estación lluviosa, sin transferencias regionales



13.4.2 Diagrama unifilar año 2025, perfiles de voltaje y flujos de potencia, escenario de demanda máxima diurna, estación lluviosa, sin transferencias regionales



13.4.3 Diagrama unifilar año 2031, perfiles de voltaje y flujos de potencia, escenario de demanda máxima diurna, estación lluviosa, sin transferencias regionales



13.5 Desglose de costos de inversión de alternativas no seleccionadas en etapas de expansión optimizada y para cumplimiento de los CCSDM

Alternativa	No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
Línea de transmisión TLG-LMN en 230 kV	1	Subestación 230 kV LMN	1,737,347.53	1.0	1.737
	2	Bahía de línea 230 kV LMN	668,909.40	1.0	0.669
	3	Bahía de línea 230 kV TLG	668,909.40	1.0	0.669
	4	Línea L6XX TLG-LMN, 455 MVA 2C Torre de acero	229,492.52	67.7 km	15.537
	Total				
Línea de transmisión LMN-JUD en 230 kV	1	Bahía de línea 230 kV LMN	668,909.40	1.0	0.669
	2	Bahía de línea 230 kV JUD	668,909.40	1.0	0.669
	3	Línea L6XX LMN-JUD, 455 MVA 1C Torre de acero	217,670.30	38.7 km	8.424
	Total				
Línea de transmisión LMN-RGU en 230 kV	1	Bahía de línea 230 kV LMN	668,909.40	1.0	0.669
	2	Bahía de línea 230 kV RGU	668,909.40	1.0	0.669
	3	Línea L6XX LMN-RGU, 455 MVA 2C Torre de acero	229,492.52	147 km	33.735
	Total				
Línea de transmisión LMN-CCE en 230 kV	1	Bahía de línea 230 kV LMN	668,909.40	1.0	0.669
	2	Bahía de línea 230 kV CCE	668,909.40	1.0	0.669
	3	Línea L6XX LMN-CCE, 455 MVA 2C Torre de acero	229,492.52	136 km	31.211
	Total				
Línea de transmisión LMN-YOR en 230 kV	1	Bahía de línea 230 kV LMN	668,909.40	1.0	0.669
	2	Bahía de línea 230 kV YOR	668,909.40	1.0	0.669
	3	Línea L6XX LMN-YOR, 455 MVA 2C Torre de acero	229,492.52	99 km	22.720
	Total				
Línea de transmisión TLG-YOR en 230 kV	1	Bahía de línea 230 kV TLG	668,909.40	1.0	0.669
	2	Bahía de línea 230 kV YOR	668,909.40	1.0	0.669
	3	Línea L6XX TLG-YOR, 455 MVA 2C Torre de acero	229,492.52	125 km	28.687
	Total				
Línea de transmisión SBV-CRL 138 kV y transformador 230/138 kV en SBV	1	Bahía de línea 138 kV en CRL	423,110.47	1	0.423
	2	Bahía de línea 138 kV en SBV	423,110.47	1	0.423
	3	Línea L5XX CRL-SBV, 151 MVA 1C, Torre de acero	174,335.59	8.38 km	1.461
	4	Bahía de transformador 230 kV SBV	637,451.53	1	0.637
	5	Bahía de transformador 138 kV SIS	259,136.904	1	0.259

Alternativa	No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
	6	Transformador SBV T6XX 230/138 kV de 150 MVA	3,842,300.820	1	3.842
	Total				7.046
Subestación Santa Lucía II (SLD), línea de transmisión AGC-SLD y repotenciación de L615 PAV-SLU, L637 SLU-PRD y L617 PRD-FNH en 230 kV	1	Subestación 230 kV SLD	1,737,347.53	1	1.737
	2	Bahía de línea 230 kV SLD	668,909.40	2	1.338
	3	Bahía de línea 230 kV AGC	668,909.40	1	0.669
	4	L6XX SLD-Torre, 455 MVA 1C Torre de acero	217,670.30	2.8 km	0.609
	5	Conductor Torre-AGC 230 kV 455 MVA 1C	96,912.46	28.1 km	2.723
	6	Conductor PAV-SLU 230 kV 455 MVA 1C	96,912.46	19.1 km	1.851
	7	Conductor SLU-PRD 230 kV 455 MVA 1C	96,912.46	17.6 km	1.706
	8	Conductor PRD-FNH 230 kV 455 MVA 1C	96,912.46	23.3 km	2.258
Total				12.892	
Subestación Santa Lucía II (SLD), línea de transmisión AGC-SLD-FNH en 230 kV y repotenciación de L615 PAV-SLU en 230 kV	1	Subestación 230 kV SLD	1,737,347.53	1	1.737
	2	Bahía de línea 230 kV SLD	668,909.40	2	1.338
	3	Bahía de línea 230kV AGC	668,909.40	1	0.669
	4	L6XX SLD-Torre, 455 MVA 2C Torre de acero	298,834.26	2.8 km	0.837
	5	Conductor Torre-AGC 230 kV 455 MVA 1C	96,912.46	28.1 km	2.723
	6	Conductor SLD-FNH 230 kV 455 MVA 1C	96,912.46	43.6 km	4.225
	7	Conductor PAV-SLU 230 kV 455 MVA 1C	96,912.46	19.1 km	1.851
Total				13.380	
Subestación Prados Conmutación (PRC), línea de transmisión AGC-PRC y repotenciación de L615 PAV-SLU y L617 PRC-FNH en 230 kV	1	Subestación 230 kV PRC	1,737,347.53	1	1.737
	2	Bahía de línea 230 kV PRC	668,909.40	2	1.338
	3	Bahía de línea 230 kV AGC	668,909.40	1	0.669
	4	L6XX PRC-Torre, 455 MVA 1C Torre de acero	217,670.30	0.5 km	0.109
	5	Conductor Torre-AGC 230 kV 455 MVA 1C	96,912.46	50.4 km	4.884
	6	Conductor PAV-SLU 230 kV 455 MVA 1C	96,912.46	19.1 km	1.851
	7	Conductor PRD-FNH 230 kV 455 MVA 1C	96,912.46	13.7 km	1.328
Total				11.916	
	1	Bahía de línea 138 kV en BER	423,110.47	1	0.423
	2	Bahía de línea 138 kV en SPC	676,976.76	1	0.677

Alternativa	No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
Línea de transmisión BER-SPC en 138 kV	3	Línea L5XX BER-SPC, 273 MVA 2C Poste de concreto	220,537.08	4.5 km	0.984
	Total				2.084
Línea de transmisión ZAM-TLG en 230 kV	1	Subestación TLG 230 kV	1,737,347.53	1	1.737
	2	Bahía de línea TLG 69 kV	262,916.83	2	0.526
	3	Línea L6XX ZAM-TLG, 455 MVA 2C Torre de acero	229,492.52	53.3 km	12.232
	4	Bahía de línea 230 kV TLG	668,909.40	1	0.669
	5	Bahía de línea 230 kV ZAM	668,909.40	1	0.669
	6	Bahía de transformador 230 kV TLG	637,451.53	1	0.637
	7	Bahía de transformador 69 kV TLG	154,842.84	1	0.155
	8	Transformador TLG T6XX 230/69 kV de 85 MVA	2,150,888.46	1	2.151
Total				18.776	
Línea de transmisión PAV-CDH-TON en 230 kV	1	Bahía de línea 230 kV PAV	668,909.40	1	0.669
	2	Bahía de línea 230 kV CDH	668,909.40	1	0.669
	3	Bahía de línea 230 kV TON	668,909.40	1	0.669
	4	Línea L6XX PAV-CDH, 455 MVA 1C Torre de acero	217,670.30	67.8 km	14.758
	5	Línea L6XX CDH-TON, 455 MVA 1C Torre de acero	217,670.30	13.0 km	2.830
Total				19.594	
Línea de transmisión LVI-PGR en 230 kV	1	Bahía de línea 230 kV LVI	668,909.40	1	0.669
	2	Bahía de línea 230 kV PGR	668,909.40	1	0.669
	3	Línea L6XX PGR-LVI, 455 MVA 2C Poste de concreto	261,319.62	2.2 km	0.562
	4	Línea L6XX PGR-LVI, 455 MVA 2C Torre de acero	245,235.20	33.3 km	8.157
Total				10.056	

13.6 Comparativa de voltajes en barras seleccionadas con y sin compensación capacitiva paralela en conjunto

13.6.1 Estación seca 2024, importación sur-norte 300 MW, demanda máxima diurna, operación normal

Barras con compensación			
Barra	Voltaje [kV]	Sin compensación [pu]	Con compensación [pu]
DAN B432	69	0.8120	0.9124
ERA B471	69	0.9792	0.9820
SFE B404	69	1.0140	1.0253
SRS B433	69	0.9927	0.9947
ZAM B431	69	0.9181	0.9621
BER B507	138	0.9403	0.9765
CIR B537	138	0.9412	0.9779
CYG B536	138	0.9310	0.9897
ISL B520	138	0.9316	0.9681
LPT B503	138	0.9393	0.9758
MFL B523	138	0.9278	0.9875
PGR B509	138	0.9586	0.9891
SMT B534	138	0.9539	0.9857
VNU B520	138	0.9643	0.9886

Barras en red de 230 kV			
Barra	Voltaje [kV]	Sin compensación [pu]	Con compensación [pu]
CJN B601	230	0.8511	0.9719
SUY B612	230	0.8342	0.9192
PAV B620	230	0.9340	0.9779
LSL B628	230	0.9340	0.9779
LUV B621	230	0.9340	0.9779
PGR B603	230	0.8262	0.9607
TON B610	230	0.8585	0.9347
LEC B619	230	0.8990	0.9825
NNC B639	230	0.9544	0.9914
SIT B6XX	230	0.8348	0.9200
SPS B6XX	230	0.8272	0.9539
PAT B644	230	1.0245	1.0267
TRN B6XX	230	0.8568	0.9738

Barras en red de 230 kV			
Barra	Voltaje [kV]	Sin compensación [pu]	Con compensación [pu]
SBV B609	230	0.8483	0.9661
AGC B624	230	0.9356	0.9790
PRD B618	230	0.9547	0.9893
CHY B647	230	0.9507	0.9894
PSM B6XX	230	0.9506	0.9894
JUD B650	230	1.0225	1.0250
LUT B622	230	0.9357	0.9791
AMT B605	230	0.8450	0.9317
CDH B629	230	0.8530	0.9304
VEG B607	230	0.8482	0.9711
VEG B606	230	0.8482	0.9711
SLU B637	230	0.9488	0.9875
EBI B635	230	0.9506	0.9894
AGF B641	230	0.9540	0.9912

13.6.2 Estación seca 2025, importación sur-norte 300 MW, demanda máxima diurna, contingencia L614 CDH-SUY

Barras con compensación			
Barra	Voltaje [kV]	Sin compensación [pu]	Con compensación [pu]
DAN B432	69	0.9836	1.0070
ERA B471	69	0.9783	0.9787
GMC B437	69	0.9772	0.9965
JUT B438	69	0.9832	0.9918
SFE B404	69	0.9908	1.0343
SRS B433	69	0.9925	0.9928
ZAM B431	69	0.9981	1.0287
BER B507	138	0.9638	0.9791
CIR B537	138	0.9643	0.9801
CYG B536	138	0.9508	0.9968
ISL B520	138	0.9565	0.9625
LPT B503	138	0.9626	0.9781
MFL B523	138	0.9435	1.0166
PGR B509	138	0.9775	0.9881
SMT B534	138	0.9737	0.9863
VNU B520	138	0.9763	0.9894

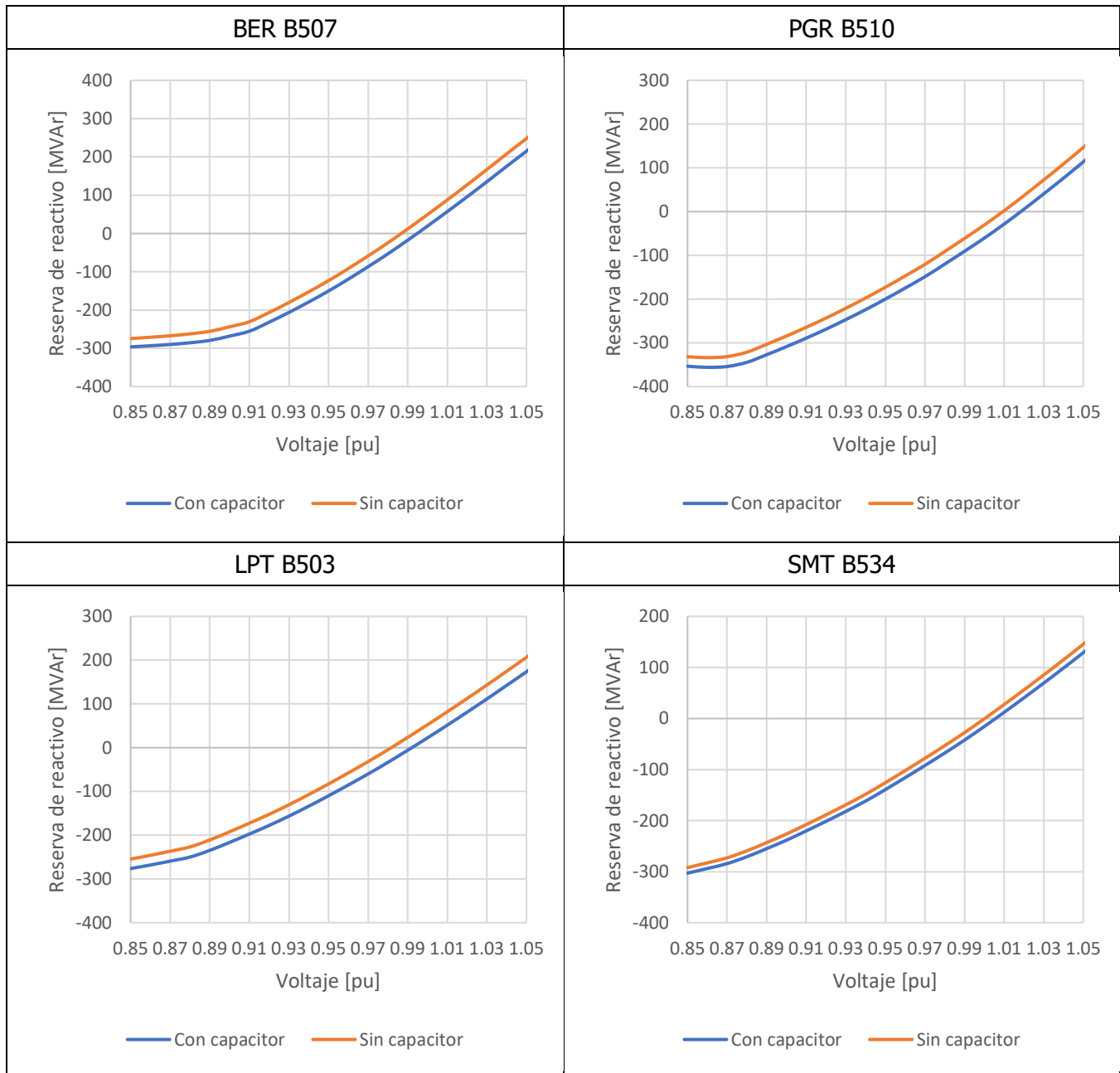
Barras en red de 230 kV			
Barra	Voltaje [kV]	Sin compensación [pu]	Con compensación [pu]
AMT B605	230	0.9296	0.9665
CJN B601	230	0.9453	0.9883
CRD B6XX	230	0.9251	0.9639
FLE B6XX	230	0.9546	0.9869
LEC B619	230	0.9573	0.9894
PGR B603	230	0.9231	0.9788
SBV B609	230	0.9346	0.9824
SIT B6XX	230	0.9237	0.9633
SPS B6XX	230	0.9144	0.9746
SUY B612	230	0.9221	0.9625
TLG B6XX	230	0.9293	0.9666
TON B610	230	0.9356	0.9662
TRN B6XX	230	0.9424	0.9849
VEG B606	230	0.9440	0.9880
ZAM B6XX	230	0.9344	0.9700

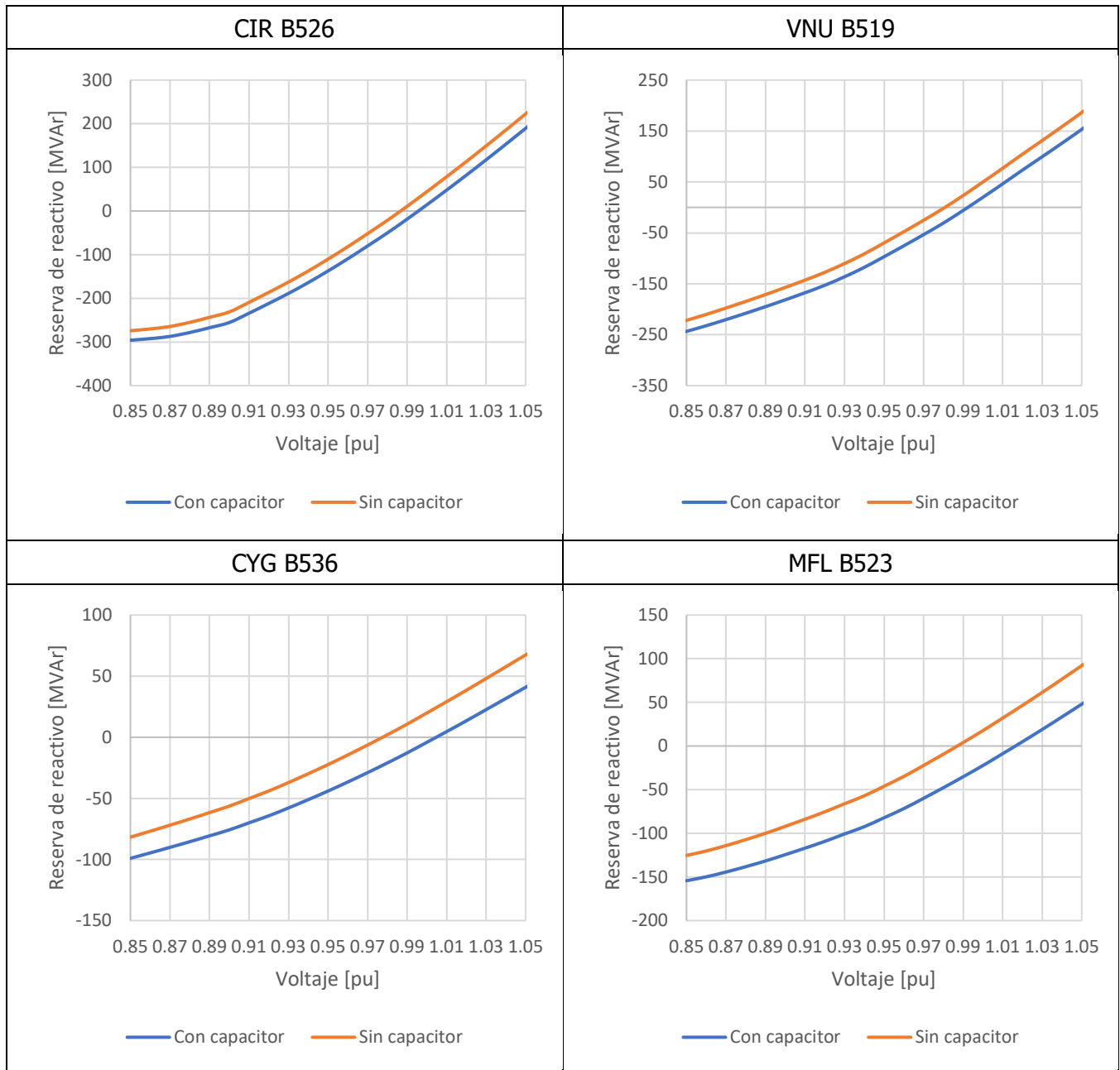
13.7 Curvas QV

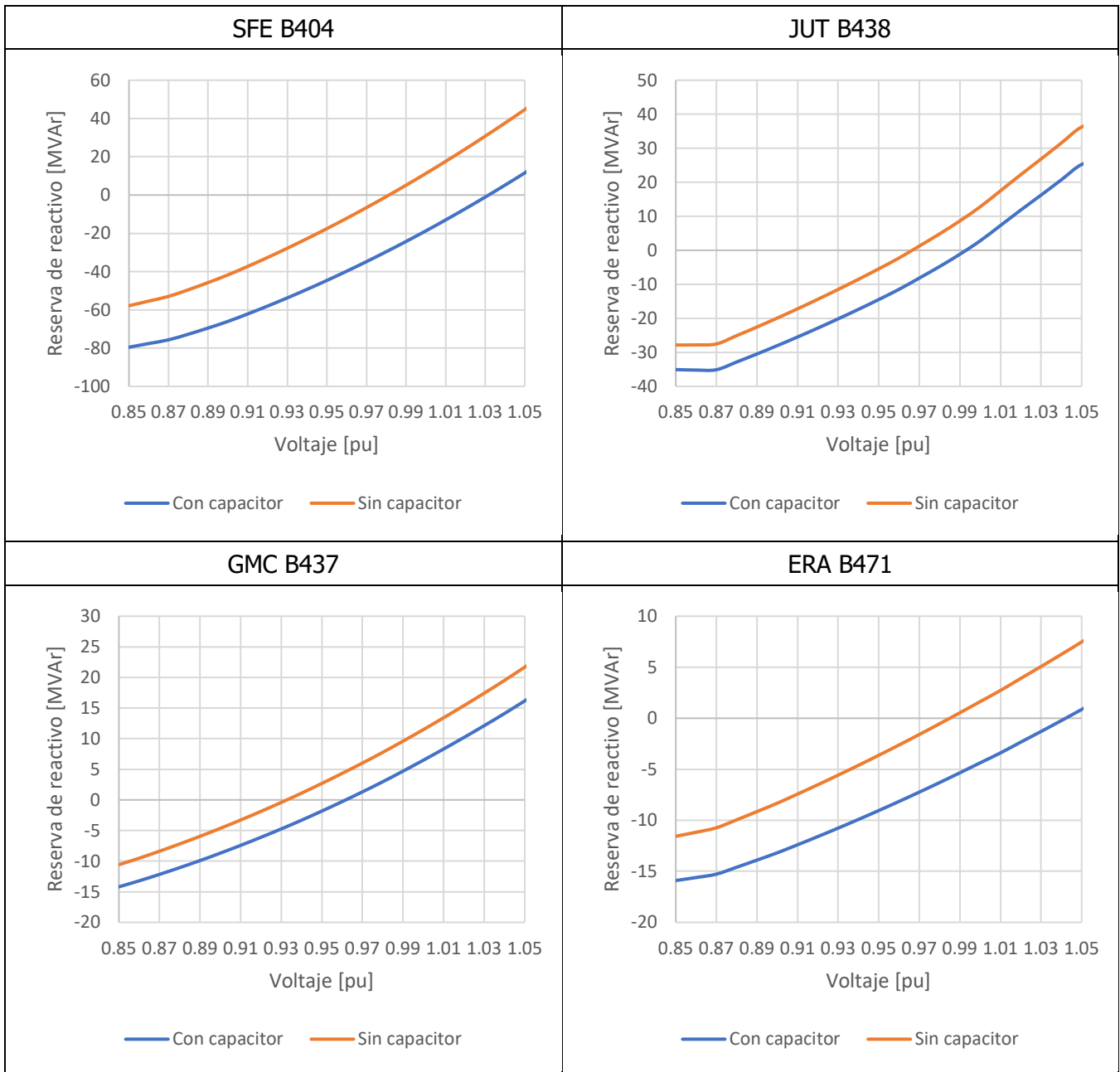
13.7.1 Cambio de voltaje ante desconexión de bloques de compensación capacitiva paralela individuales, año 2022

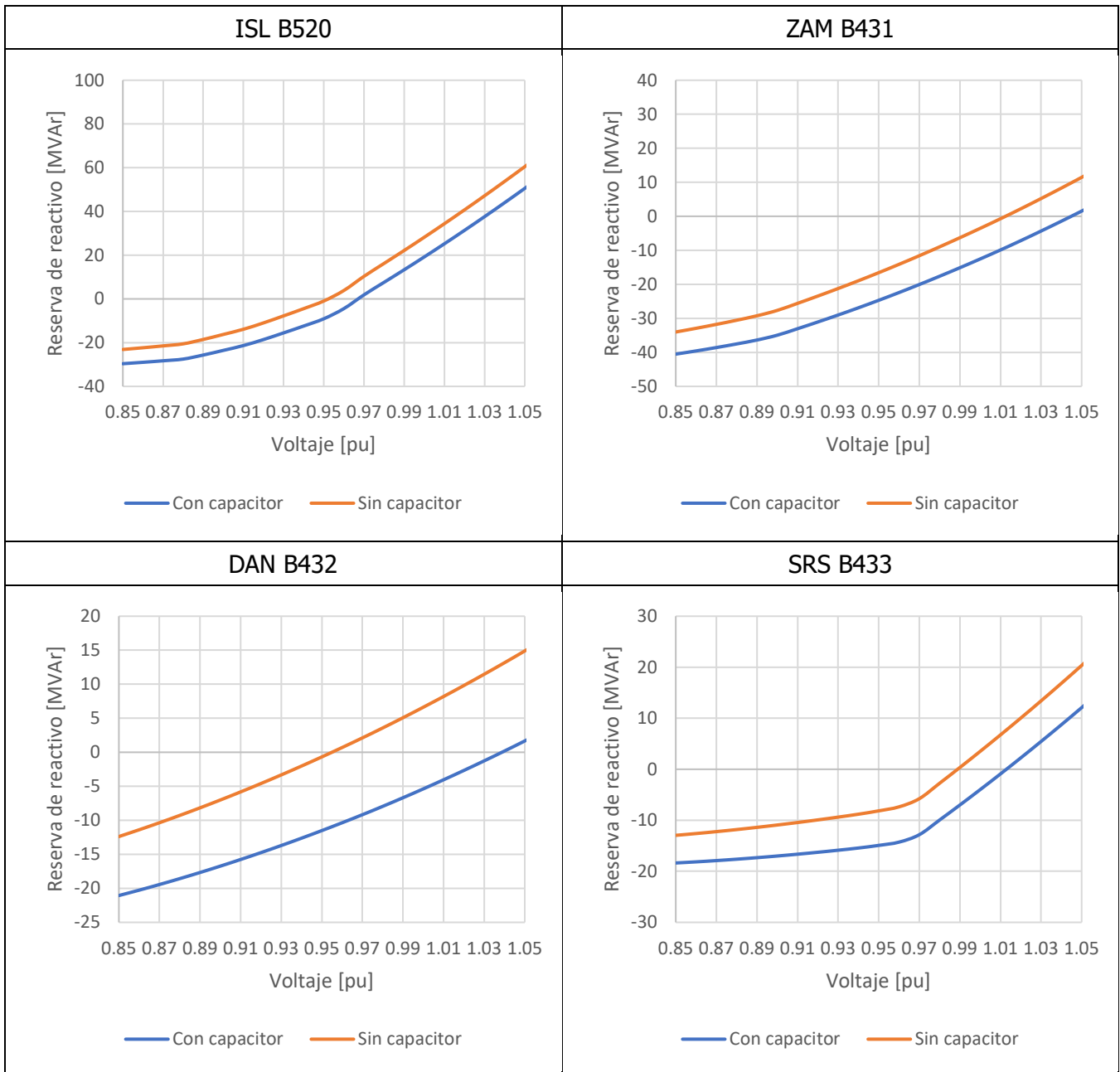
Barra	Con capacitor [pu]	Sin capacitor [pu]	Delta de voltaje [%]
BER B507	0.9948	0.9867	0.8%
PGR B510	1.0184	1.0094	0.9%
CIR B526	0.9957	0.9866	0.9%
CYG B536	1.0047	0.9776	2.7%
LPT B503	0.9921	0.9817	1.0%
SMT B534	1.0056	1.0002	0.5%
VNU B519	0.9923	0.9808	1.2%
MFL B523	1.0164	0.9870	2.9%
SFE B404	1.0317	0.9816	5.0%
JUT B438	0.9929	0.9665	2.6%
GMC B437	0.9618	0.9328	2.9%
ZAM B431	1.0449	1.0125	3.2%
DAN B432	1.0387	0.9549	8.4%
ERA B471	1.0421	0.9850	5.7%
ISL B520	0.9670	0.9520	1.5%
SRS B433	1.0129	0.9889	2.4%

13.7.2 Curvas QV, operación normal, con y sin capacitor individual, escenario de demanda diurna 2022 sin transferencias regionales





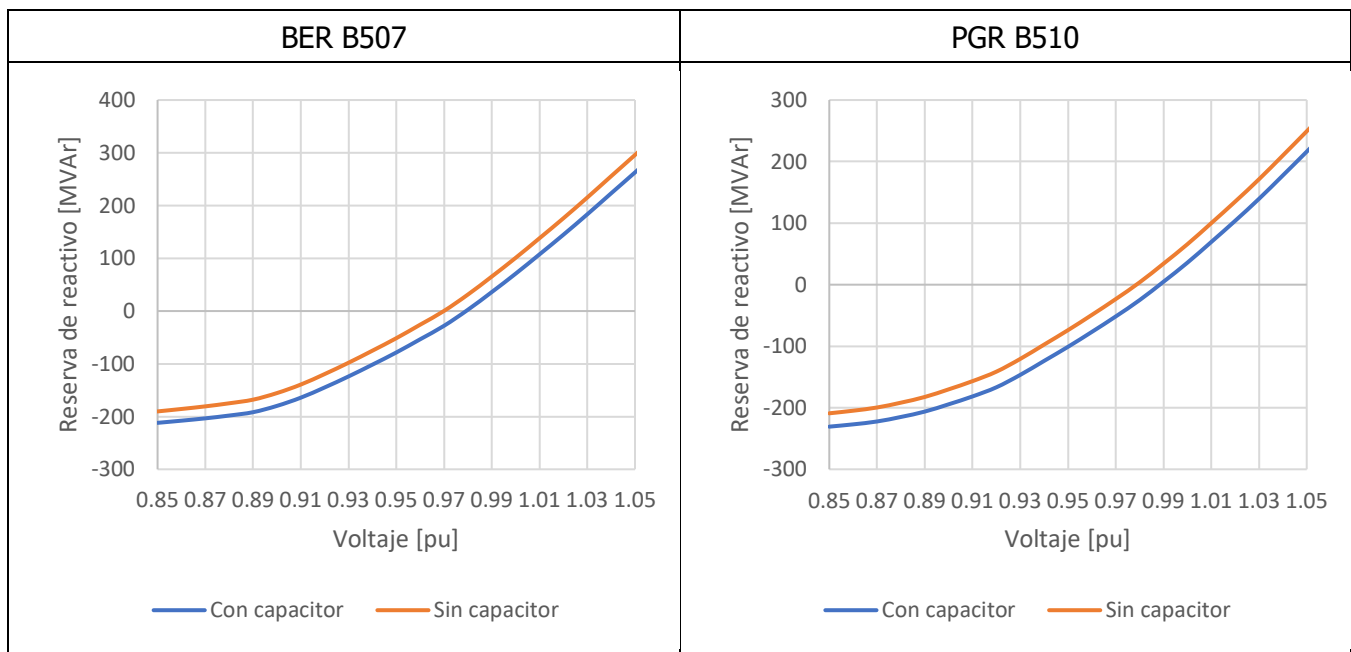


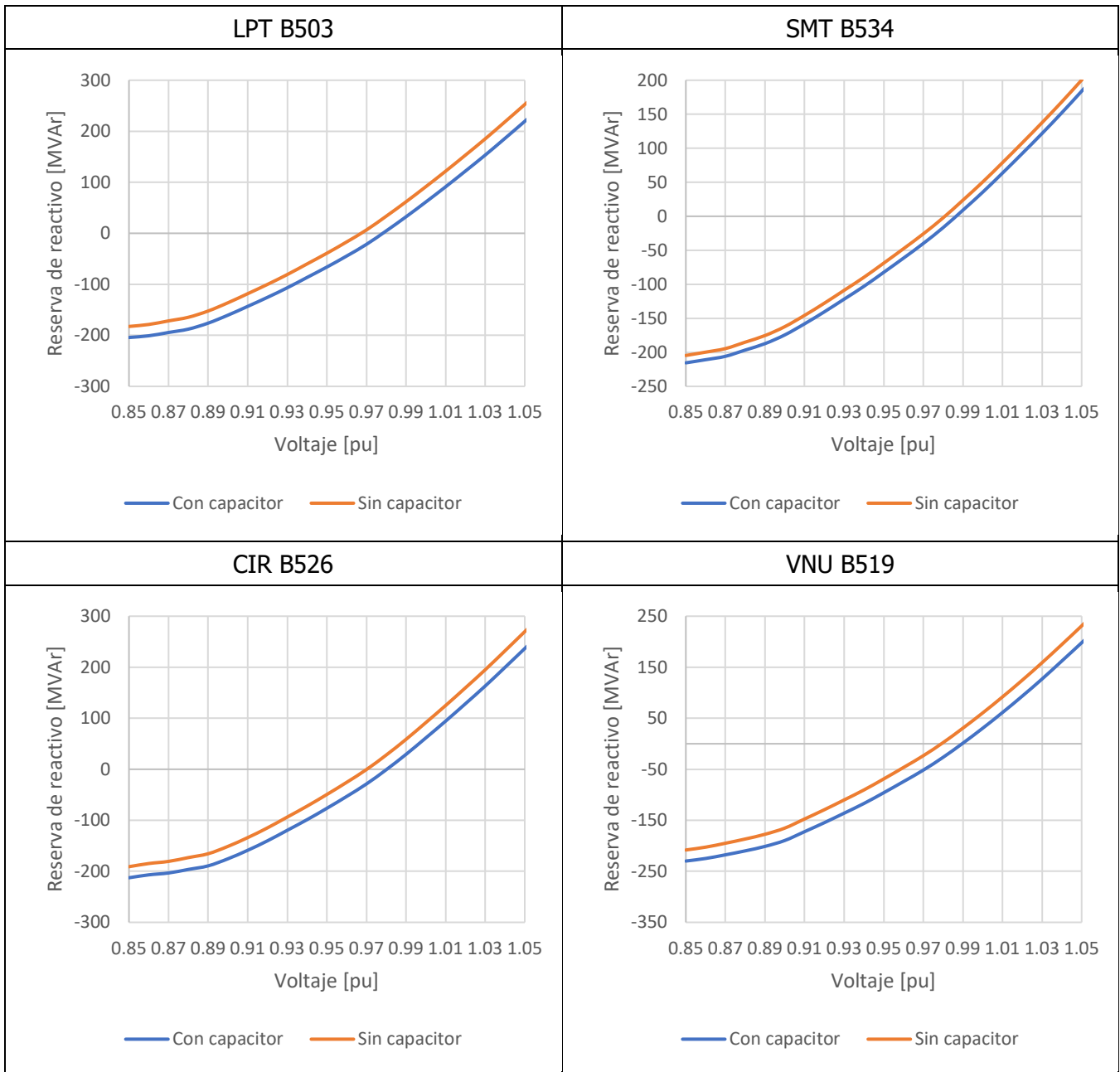


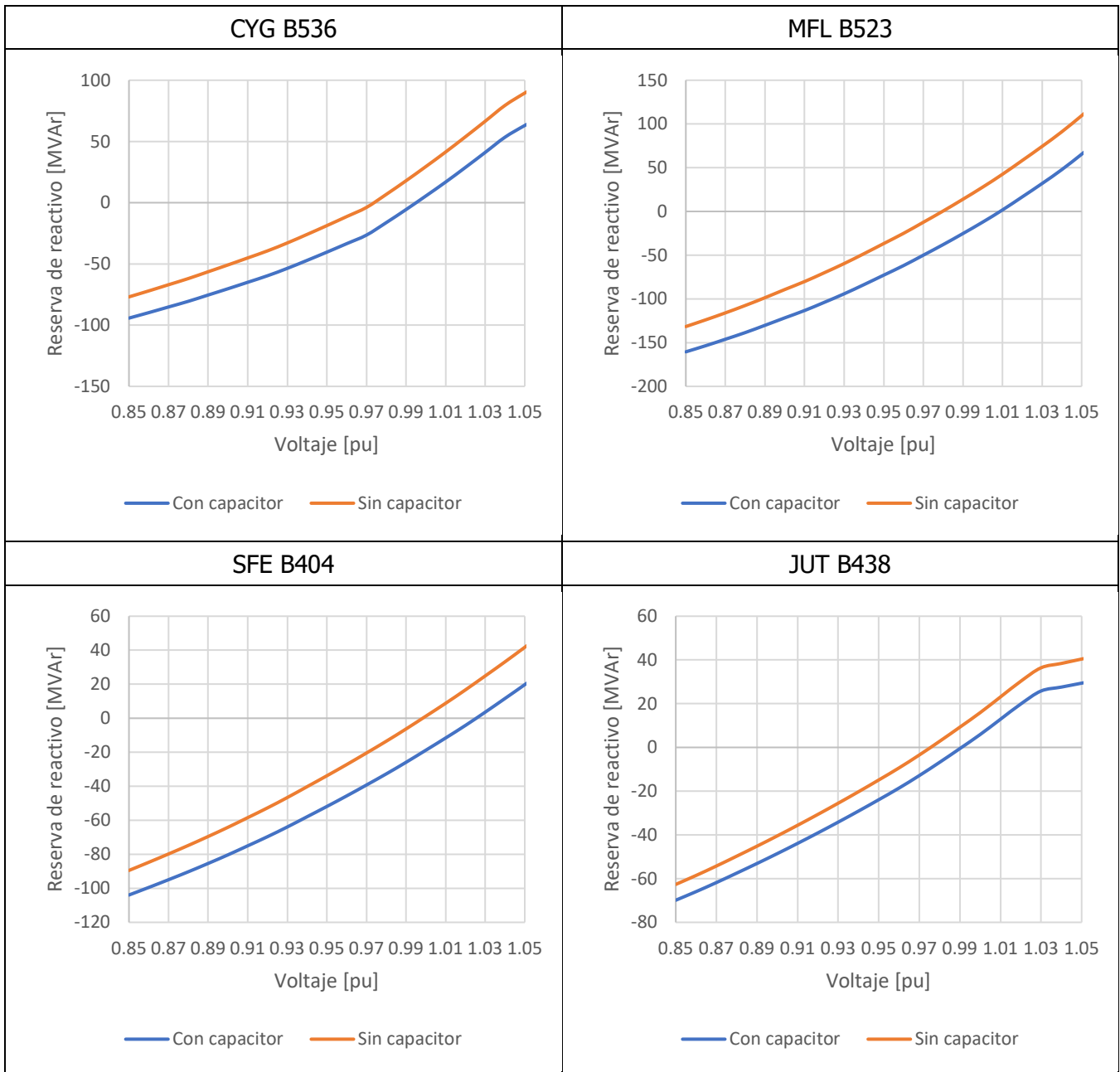
13.7.3 Cambio de voltaje ante desconexión de bloques de compensación capacitiva paralela individuales, año 2025

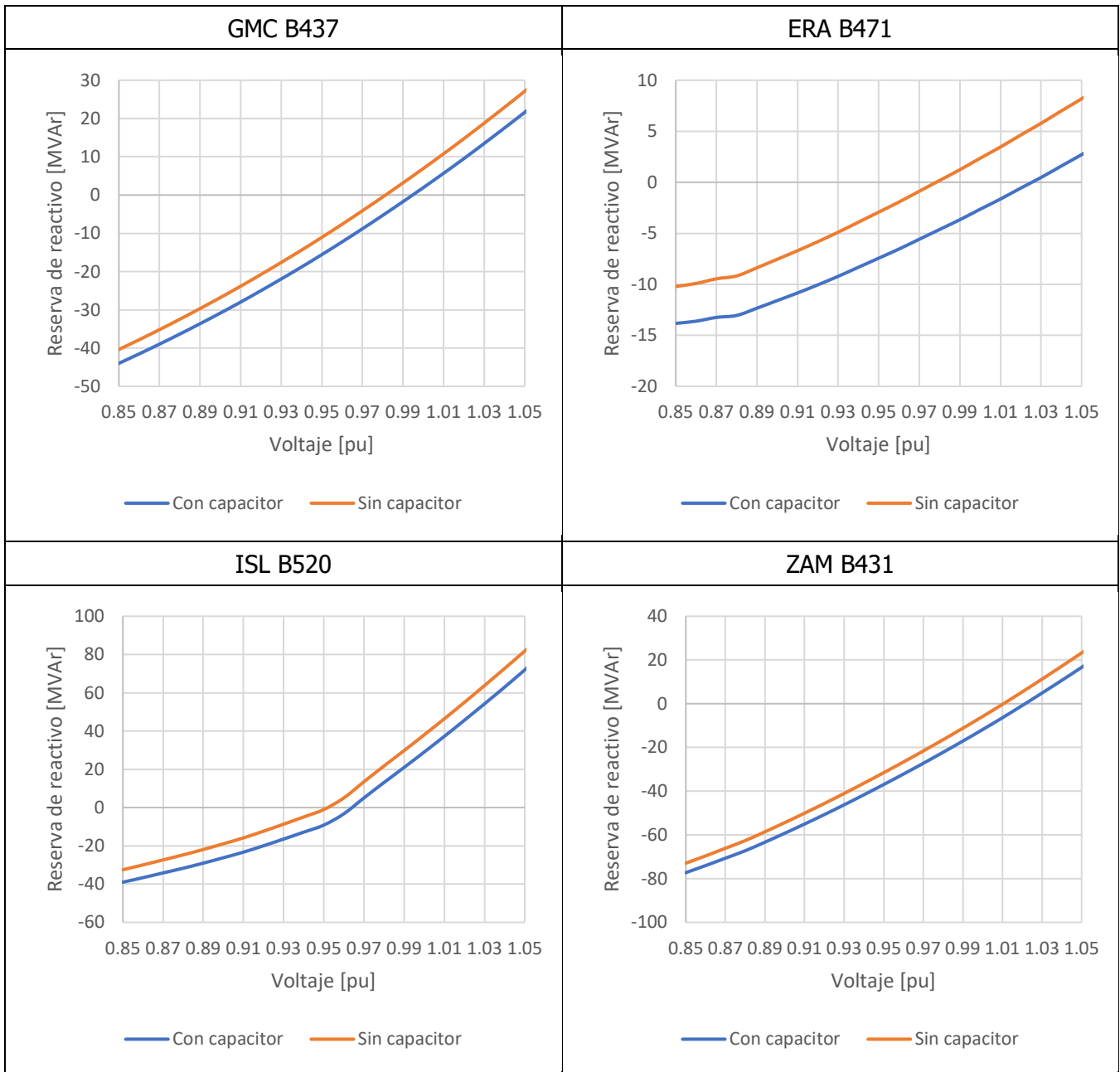
Barra	Con capacitor [pu]	Sin capacitor [pu]	Delta de voltaje [%]
BER B507	0.9792	0.9699	0.9%
PGR B510	0.9884	0.9786	1.0%
CIR B526	0.9803	0.9702	1.0%
CYG B536	0.9951	0.9737	2.1%
LPT B503	0.9782	0.9676	1.1%
SMT B534	0.9865	0.9809	0.6%
VNU B519	0.9896	0.9791	1.0%
MFL B523	1.0088	0.9816	2.7%
SFE B404	1.0254	0.9984	2.7%
JUT B438	0.9908	0.9756	1.5%
GMC B437	0.9947	0.9814	1.3%
ZAM B431	1.0219	1.0105	1.1%
DAN B432	1.0031	0.9897	1.3%
ERA B471	1.0255	0.9783	4.7%
ISL B520	0.9639	0.9517	1.2%
SRS B433	1.0053	0.9813	2.4%

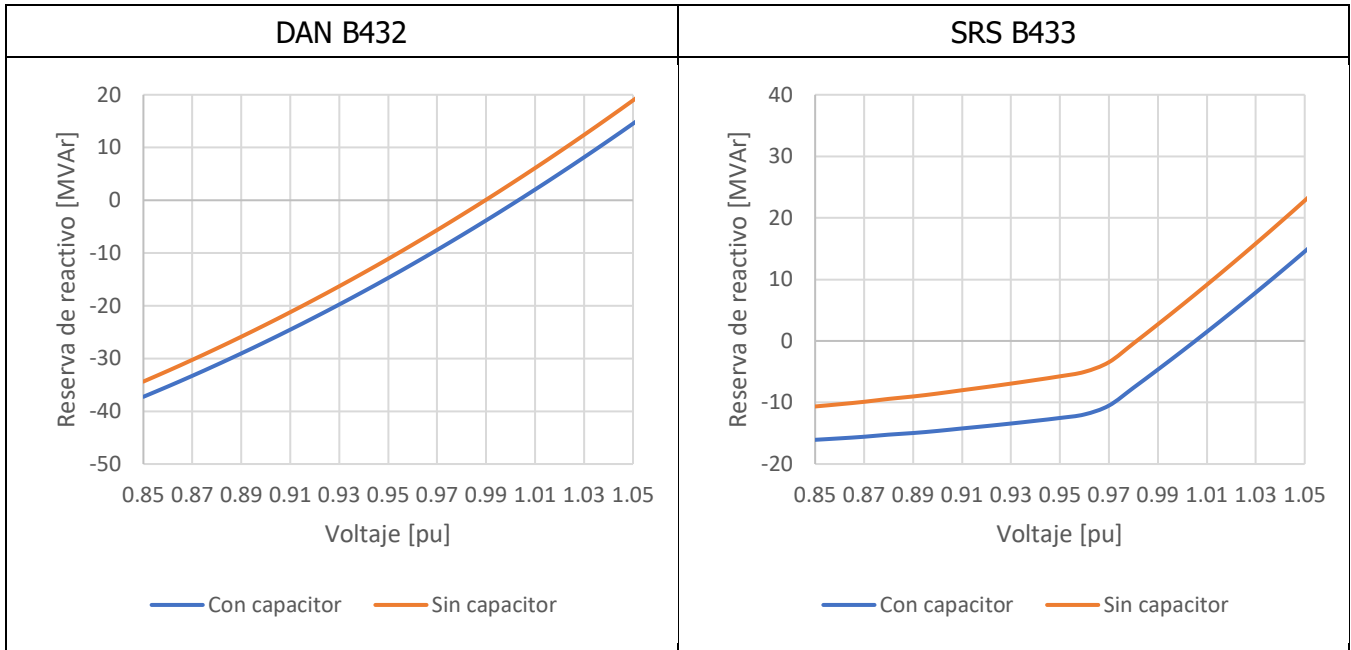
13.7.4 Curvas QV, operación normal, con y sin capacitor individual, escenario de demanda diurna 2025 con importación sur-norte de 300 MW











13.8 Características eléctricas de barras de subestaciones con compensación capacitiva paralela planificada

13.8.1 Estación seca 2022

Subestación		Demanda máxima diurna					
Barra	Voltaje [kV]	Demanda activa [MW]	Demanda reactiva [MVar]	Factor de potencia	Corriente de cortocircuito [kA]	Potencia de cortocircuito [MVA]	Ratio X/R
BER	138	91.5	22.1	0.9721	10.6	2540.3	11.66
PGR	138	40.2	10.8	0.9655	10.4	2497.5	11.04
CIR	138	64.3	18.0	0.9630	10.0	2394.9	10.31
DAN	69	22.3	3.0	0.9910	1.3	155.1	3.16
CYG	138	48.6	8.1	0.9864	3.8	898.1	6.29
GMC	69	15.6	5.8	0.9375	1.5	178.2	5.60
ISL	138	21.9	6.3	0.9609	1.3	315.3	7.17
JUT	69	14.0	2.3	0.9866	1.4	166.8	10.66
LPT	138	77.1	23.5	0.9566	9.0	2156.3	8.96
MFL	138	41.2	11.3	0.9642	5.7	1354.4	9.64
SFE	69	56.2	10.6	0.9826	5.5	651.4	11.38
SMT	138	23.9	6.4	0.9658	9.0	2140.2	8.76
SRS	69	18.5	6.1	0.9496	1.3	152.1	7.20
VNU	138	89.9	24.6	0.9645	7.9	1898.7	7.91
ZAM	69	7.2	0.8	0.9933	2.5	301.5	3.96
ERA	69	5.2	0.5	0.9945	0.8	90.7	5.09

Subestación		Demanda máxima nocturna					
Barra	Voltaje [kV]	Demanda activa [MW]	Demanda reactiva [MVar]	Factor de potencia	Corriente de cortocircuito [kA]	Potencia de cortocircuito [MVA]	Ratio X/R
BER	138	91.1	25.7	0.9625	12.3	2950.2	10.32
PGR	138	49.6	10.6	0.9777	11.5	2746.3	9.89
CIR	138	57.3	14.7	0.9685	11.4	2726.5	9.15
DAN	69	19.8	1.9	0.9953	1.3	158.3	3.17
CYG	138	49.6	7.3	0.9892	3.8	912.1	6.15
GMC	69	14.5	3.4	0.9733	1.5	179.3	5.56
ISL	138	23.5	4.7	0.9802	1.5	359.3	7.25
JUT	69	30.4	5.0	0.9867	1.4	168.0	10.66
LPT	138	79.8	20.1	0.9697	10.1	2418.0	8.03
MFL	138	37.4	9.3	0.9707	5.9	1407.9	9.56
SFE	69	64.3	11.5	0.9844	5.7	680.8	11.38
SMT	138	29.4	7.9	0.9657	9.8	2352.1	7.89

Subestación		Demanda máxima nocturna					
Barra	Voltaje [kV]	Demanda activa [MW]	Demanda reactiva [MVar]	Factor de potencia	Corriente de cortocircuito [kA]	Potencia de cortocircuito [MVA]	Ratio X/R
SRS	69	17.4	4.3	0.9713	1.3	152.0	7.21
VNU	138	83.2	19.8	0.9728	8.7	2072.4	7.26
ZAM	69	13.5	0.8	0.9981	2.6	309.5	3.93
ERA	69	6.1	0.2	0.9993	0.8	90.7	5.09

13.8.2 Estación Lluviosa 2022

Subestación		Demanda máxima diurna					
Barra	Voltaje [kV]	Demanda activa [MW]	Demanda reactiva [MVar]	Factor de potencia	Corriente de cortocircuito [kA]	Potencia de cortocircuito [MVA]	Ratio X/R
BER	138	91.5	22.8	0.9704	10.5	2508.0	11.71
PGR	138	40.1	11.2	0.9634	10.3	2470.0	10.68
CIR	138	64.2	18.5	0.9607	9.9	2375.7	10.42
DAN	69	22.3	3.1	0.9904	1.3	155.4	3.17
CYG	138	48.5	8.3	0.9855	3.7	890.7	6.32
GMC	69	15.6	6.0	0.9339	1.5	178.0	5.60
ISL	138	21.9	6.5	0.9586	1.8	428.5	8.19
JUT	69	14.0	2.4	0.9857	1.4	166.7	10.67
LPT	138	77.0	24.2	0.9540	9.0	2158.5	9.18
MFL	138	41.2	11.7	0.9621	5.6	1338.3	9.71
SFE	69	56.2	10.9	0.9815	5.4	646.7	11.23
SMT	138	23.9	6.6	0.9638	9.0	2146.9	8.87
SRS	69	18.5	6.3	0.9466	1.3	151.9	7.23
VNU	138	89.8	25.4	0.9624	7.9	1888.4	7.91
ZAM	69	7.2	0.9	0.9929	2.5	301.9	3.97
ERA	69	5.2	0.6	0.9942	0.8	90.6	5.10

Subestación		Demanda máxima nocturna					
Barra	Voltaje [kV]	Demanda activa [MW]	Demanda reactiva [MVar]	Factor de potencia	Corriente de cortocircuito [kA]	Potencia de cortocircuito [MVA]	Ratio X/R
BER	138	90.9	26.4	0.9603	12.1	2886.5	10.37
PGR	138	49.4	11.0	0.9763	11.6	2770.5	9.92
CIR	138	57.2	15.2	0.9666	11.3	2690.5	9.25
DAN	69	19.7	2.0	0.9950	1.3	158.2	3.20
CYG	138	49.5	7.6	0.9885	3.7	894.0	6.21

Subestación		Demanda máxima nocturna					
Barra	Voltaje [kV]	Demanda activa [MW]	Demanda reactiva [MVar]	Factor de potencia	Corriente de cortocircuito [kA]	Potencia de cortocircuito [MVA]	Ratio X/R
GMC	69	14.4	3.5	0.9716	1.5	178.3	5.57
ISL	138	23.4	4.9	0.9790	2.1	495.9	8.11
JUT	69	30.4	5.2	0.9858	1.4	167.7	10.71
LPT	138	79.6	20.7	0.9679	10.1	2407.1	8.20
MFL	138	37.3	9.5	0.9689	5.6	1327.5	9.31
SFE	69	64.2	11.8	0.9834	5.5	652.8	10.88
SMT	138	29.4	8.1	0.9637	9.9	2367.8	8.02
SRS	69	17.3	4.4	0.9695	1.3	152.0	7.21
VNU	138	83.0	20.4	0.9712	8.6	2058.0	7.27
ZAM	69	13.5	0.9	0.9979	2.6	307.0	3.98
ERA	69	6.1	0.2	0.9993	0.8	90.7	5.09

13.8.3 Estación seca 2025

Subestación		Demanda máxima diurna					
Barra	Voltaje [kV]	Demanda activa [MW]	Demanda reactiva [MVar]	Factor de potencia	Corriente de cortocircuito [kA]	Potencia de cortocircuito [MVA]	Ratio X/R
BER	138	88.9	20.0	0.9757	14.8	3529.5	3.69
PGR	138	45.1	11.2	0.9707	13.6	3245.1	4.45
CIR	138	59.6	15.0	0.9697	13.6	3249.4	3.67
DAN	69	25.0	3.1	0.9924	2.5	302.6	2.59
CYG	138	54.5	8.3	0.9885	4.2	998.1	3.69
GMC	69	17.5	6.0	0.9465	3.3	400.1	3.21
ISL	138	18.0	4.9	0.9646	2.7	636.0	3.26
JUT	69	15.7	2.4	0.9886	4.2	503.3	4.36
LPT	138	74.7	21.3	0.9616	12.5	2980.6	3.59
MFL	138	38.2	9.7	0.9693	7.4	1776.3	3.39
SFE	69	41.7	6.6	0.9878	7.7	917.3	4.38
SMT	138	26.8	6.6	0.9710	11.6	2765.6	3.94
SRS	69	20.8	6.3	0.9570	2.2	260.8	4.01
VNU	138	54.5	12.3	0.9757	12.3	2942.4	4.61
ZAM	69	8.0	0.9	0.9944	5.3	634.2	8.14
ERA	69	5.9	0.6	0.9954	0.9	110.9	3.18

Subestación		Demanda máxima nocturna					
Barra	Voltaje [kV]	Demanda activa [MW]	Demanda reactiva [MVar]	Factor de potencia	Corriente de cortocircuito [kA]	Potencia de cortocircuito [MVA]	Ratio X/R
BER	138	88.2	23.6	0.9660	18.1	4332.4	4.55
PGR	138	55.1	11.2	0.9801	15.1	3602.1	5.08
CIR	138	49.4	11.8	0.9727	16.4	3918.2	4.46
DAN	69	22.0	2.0	0.9958	2.5	300.3	2.43
CYG	138	55.1	7.7	0.9904	4.2	1005.1	3.69
GMC	69	16.1	3.6	0.9761	3.3	394.8	3.23
ISL	138	19.3	3.9	0.9804	2.6	632.1	3.23
JUT	69	33.8	5.3	0.9881	4.1	485.0	4.14
LPT	138	75.5	18.8	0.9703	14.7	3521.8	4.25
MFL	138	33.9	8.0	0.9736	7.5	1784.5	3.54
SFE	69	45.1	7.0	0.9881	7.7	916.1	4.71
SMT	138	32.7	8.3	0.9693	13.0	3101.8	4.42
SRS	69	19.3	4.5	0.9743	2.1	250.8	3.83
VNU	138	58.7	13.3	0.9754	13.7	3274.2	5.34
ZAM	69	15.0	0.9	0.9983	5.3	631.1	7.34
ERA	69	6.8	0.2	0.9994	0.9	109.9	3.03

13.8.4 Estación lluviosa 2025

Subestación		Demanda máxima diurna					
Barra	Voltaje [kV]	Demanda activa [MW]	Demanda reactiva [MVar]	Factor de potencia	Corriente de cortocircuito [kA]	Potencia de cortocircuito [MVA]	Ratio X/R
BER	138	88.5	22.3	0.9696	14.9	3569.5	3.74
PGR	138	44.9	12.5	0.9634	13.5	3235.0	4.47
CIR	138	59.3	16.8	0.9622	13.7	3282.6	3.71
DAN	69	24.9	3.5	0.9904	2.4	291.8	2.53
CYG	138	54.3	9.3	0.9855	4.1	985.4	3.65
GMC	69	17.4	6.7	0.9339	3.3	399.4	3.21
ISL	138	17.9	5.5	0.9560	2.6	629.1	3.24
JUT	69	15.6	2.7	0.9857	4.2	501.4	4.35
LPT	138	74.4	23.8	0.9523	12.6	3014.9	3.64
MFL	138	38.0	10.8	0.9617	7.4	1764.2	3.37
SFE	69	41.5	7.3	0.9847	7.6	911.5	4.32
SMT	138	26.7	7.4	0.9638	11.6	2782.2	3.98
SRS	69	20.7	7.0	0.9466	2.2	261.2	4.04
VNU	138	54.3	13.7	0.9696	13.0	3112.1	4.79

Subestación		Demanda máxima diurna					
Barra	Voltaje [kV]	Demanda activa [MW]	Demanda reactiva [MVar]	Factor de potencia	Corriente de cortocircuito [kA]	Potencia de cortocircuito [MVA]	Ratio X/R
ZAM	69	8.0	1.0	0.9929	5.0	595.5	7.62
ERA	69	5.8	0.6	0.9942	0.9	111.0	3.19

Subestación		Demanda máxima nocturna					
Barra	Voltaje [kV]	Demanda activa [MW]	Demanda reactiva [MVar]	Factor de potencia	Corriente de cortocircuito [kA]	Potencia de cortocircuito [MVA]	Ratio X/R
BER	138	88.4	25.8	0.9598	17.2	4117.4	4.29
PGR	138	55.2	12.2	0.9763	15.0	3574.6	4.99
CIR	138	49.5	12.9	0.9677	15.5	3712.0	4.19
DAN	69	22.1	2.2	0.9950	2.4	288.5	2.36
CYG	138	55.3	8.4	0.9885	4.2	1002.7	3.69
GMC	69	16.1	3.9	0.9716	3.3	392.5	3.23
ISL	138	19.3	4.2	0.9767	2.7	633.4	3.24
JUT	69	33.9	5.8	0.9858	4.0	478.8	4.08
LPT	138	75.7	20.6	0.9648	14.1	3368.0	4.04
MFL	138	34.0	8.7	0.9687	7.4	1776.0	3.49
SFE	69	45.2	7.7	0.9859	7.6	912.7	4.66
SMT	138	32.8	9.1	0.9637	12.8	3058.2	4.33
SRS	69	19.3	4.9	0.9695	2.1	251.3	3.83
VNU	138	58.9	14.6	0.9708	14.5	3459.7	5.45
ZAM	69	15.0	1.0	0.9979	5.0	600.3	6.94
ERA	69	6.8	0.3	0.9993	0.9	110.1	3.03

13.9 Corrientes de cortocircuito y potencias de cortocircuito en barras de subestaciones con compensación reactiva

SIN TRANSFERENCIAS REGIONALES
DEMANDA MAXIMA DIURNA- ESTACIÓN SECA 2025

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X			MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3037 [BER B507 138.00]	3PH		3529.46	14766.2	-74.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:1.554+j5.728, 3.68642			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X			MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3038 [PGR B509 138.00]	3PH		3245.05	13576.3	-77.32
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:1.417+j6.298, 4.44504			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X			MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3052 [CIR B537 138.00]	3PH		3249.40	13594.5	-74.74
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:1.697+j6.220, 3.66555			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X			MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3058 [DAN B432 69.000]	3PH		302.62	2532.2	-68.89
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:6.234+j16.144, 2.58969			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3060 [CYG B536 138.00] 3PH	998.08	4175.6	-74.85
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:5.485+j20.259, 3.69357		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3062 [GMC B437 69.000] 3PH	400.15	3348.2	-72.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:3.892+j12.496, 3.21037		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3067 [ISL B520 138.00] 3PH	635.97	2660.7	-72.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:9.671+j31.488, 3.25604		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3069 [JUT B438 69.000] 3PH	503.34	4211.6	-77.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:2.326+j10.141, 4.35908		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3078 [LPT B503 138.00] 3PH	2980.58	12469.8	-74.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.887+j6.770, 3.58833		

<-SCMVA-> <-Sym I³k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3085 [MFL B523 138.00] 3PH	1776.33	7431.6	-73.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:3.337+j11.311, 3.38944		

<-SCMVA-> <-Sym I³k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3100 [SFE B404 69.000] 3PH	917.25	7675.0	-77.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.272+j5.566, 4.37527		

<-SCMVA-> <-Sym I³k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3108 [SMT B534 138.00] 3PH	2765.61	11570.5	-75.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.861+j7.342, 3.94476		

<-SCMVA-> <-Sym I³k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3111 [SRS B433 69.000] 3PH	260.82	2182.4	-75.99
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:4.862+j19.482, 4.00705		

<-SCMVA-> <-Sym I³k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3123 [VNU B520 138.00] 3PH	2942.38	12310.0	-77.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.510+j6.958, 4.60748		

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3128 [ZAM B431 69.000] 3PH	634.15	5306.2	-82.99
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:1.007+j8.197, 8.13593			

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3425 [ERA B471 69.000] 3PH	110.92	928.1	-72.55
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:14.155+j45.043, 3.18211			

**SIN TRANSFERENCIAS REGIONALES
DEMANDA MAXIMA NOCTURNA- ESTACIÓN SECA 2025**

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3037 [BER B507 138.00] 3PH	4332.39	18125.4	-77.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:1.037+j4.723, 4.55495			

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3038 [PGR B509 138.00] 3PH	3602.06	15069.9	-78.86
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:1.124+j5.706, 5.07861			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3052 [CIR B537 138.00] 3PH	3918.17	16392.4	-77.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.169+j5.217, 4.46428		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3058 [DAN B432 69.000] 3PH	300.35	2513.1	-67.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:6.635+j16.125, 2.43035		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3060 [CYG B536 138.00] 3PH	1005.13	4205.2	-74.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:5.454+j20.115, 3.68790		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3062 [GMC B437 69.000] 3PH	394.78	3303.2	-72.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:3.924+j12.672, 3.22936		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3067 [ISL B520 138.00] 3PH	632.09	2644.5	-72.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:9.798+j31.660, 3.23124		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3069 [JUT B438 69.000] 3PH	485.05	4058.6	-76.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:2.537+j10.495, 4.13733		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3078 [LPT B503 138.00] 3PH	3521.79	14734.1	-76.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.362+j5.790, 4.25266		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3085 [MFL B523 138.00] 3PH	1784.50	7465.8	-74.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:3.191+j11.297, 3.54037		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3100 [SFE B404 69.000] 3PH	916.07	7665.1	-78.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.188+j5.592, 4.70847		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3108 [SMT B534 138.00] 3PH	3101.76	12976.8	-77.24
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.492+j6.587, 4.41533		

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3111 [SRS B433 69.000] 3PH	250.76	2098.2	-75.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:5.282+j20.206, 3.82512		

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3123 [VNU B520 138.00] 3PH	3274.20	13698.2	-79.40
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.177+j6.289, 5.34179		

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3128 [ZAM B431 69.000] 3PH	631.11	5280.7	-82.24
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.120+j8.222, 7.33967		

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3425 [ERA B471 69.000] 3PH	109.94	919.9	-71.74
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:14.930+j45.236, 3.02996		

SIN TRANSFERENCIAS REGIONALES
DEMANDA MINIMA NOCTURNA- ESTACIÓN SECA 2025

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3037 [BER B507 138.00] 3PH	2587.24	10824.2	-76.54
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:1.884+j7.874, 4.17860			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3038 [PGR B509 138.00] 3PH	2591.51	10842.1	-78.24
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:1.647+j7.914, 4.80484			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3052 [CIR B537 138.00] 3PH	2470.49	10335.8	-76.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:1.978+j8.246, 4.16963			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3058 [DAN B432 69.000] 3PH	274.37	2295.7	-71.05
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:6.200+j18.053, 2.91196			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3060 [CYG B536 138.00] 3PH	948.65	3968.9	-76.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:5.078+j21.490, 4.23173			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3062 [GMC B437 69.000] 3PH	366.76	3068.9	-75.26
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:3.632+j13.810, 3.80177			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3067 [ISL B520 138.00] 3PH	377.56	1579.6	-70.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:18.874+j52.175, 2.76443			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3069 [JUT B438 69.000] 3PH	372.89	3120.1	-76.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:3.281+j13.656, 4.16281			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3078 [LPT B503 138.00] 3PH	2320.57	9708.6	-76.34
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:2.132+j8.772, 4.11448			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3085 [MFL B523 138.00] 3PH	1729.09	7234.0	-78.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:2.495+j11.856, 4.75132			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3100 [SFE B404 69.000] 3PH	866.58	7251.0	-80.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:0.991+j5.962, 6.01765		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3108 [SMT B534 138.00] 3PH	2242.21	9380.7	-76.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:2.106+j9.102, 4.32142		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3111 [SRS B433 69.000] 3PH	250.95	2099.8	-79.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:3.760+j20.528, 5.45899		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3123 [VNU B520 138.00] 3PH	2383.48	9971.8	-78.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.738+j8.615, 4.95623		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3128 [ZAM B431 69.000] 3PH	607.00	5079.0	-84.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:0.878+j8.583, 9.77909		

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3425 [ERA B471 69.000] 3PH	108.08	904.4	-75.05
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:12.498+j46.815, 3.74576		

SIN TRANSFERENCIAS REGIONALES
DEMANDA MAXIMA DIURNA - ESTACIÓN LLUVIOSA 2025

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3037 [BER B507 138.00] 3PH	3569.73	14934.7	-75.03
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.516+j5.669, 3.73882		

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3038 [PGR B509 138.00] 3PH	3235.16	13534.9	-77.39
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.414+j6.319, 4.46954		

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3052 [CIR B537 138.00] 3PH	3282.72	13733.9	-74.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.660+j6.162, 3.71269		

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3058 [DAN B432 69.000] 3PH	291.85	2442.0	-68.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:6.603+j16.685, 2.52686			

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3060 [CYG B536 138.00] 3PH	985.38	4122.5	-74.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:5.616+j20.504, 3.65078			

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3062 [GMC B437 69.000] 3PH	399.43	3342.1	-72.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:3.896+j12.519, 3.21337			

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3067 [ISL B520 138.00] 3PH	629.09	2631.9	-72.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:9.828+j31.817, 3.23741			

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3069 [JUT B438 69.000] 3PH	501.35	4195.0	-77.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:2.339+j10.181, 4.35169			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3078 [LPT B503 138.00] 3PH	3015.02	12613.9	-74.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.842+j6.699, 3.63769		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3085 [MFL B523 138.00] 3PH	1764.23	7381.0	-73.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:3.381+j11.382, 3.36641		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3100 [SFE B404 69.000] 3PH	911.55	7627.3	-76.98
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.294+j5.598, 4.32483		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3108 [SMT B534 138.00] 3PH	2782.32	11640.4	-75.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.833+j7.303, 3.98414		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3111 [SRS B433 69.000] 3PH	261.21	2185.6	-76.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:4.819+j19.462, 4.03836		

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X				MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3123 [VNU B520 138.00]	3PH	3112.06	13019.9		-78.20	
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:1.376+j6.589, 4.78880						

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X				MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3128 [ZAM B431 69.000]	3PH	595.48	4982.7		-82.52	
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:1.144+j8.720, 7.61902						

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X				MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3425 [ERA B471 69.000]	3PH	110.95	928.4		-72.61	
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:14.106+j45.045, 3.19321						

**SIN TRANSFERENCIAS REGIONALES
DEMANDA MAXIMA NOCTURNA - ESTACIÓN LLUVIOSA 2025**

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X				MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3037 [BER B507 138.00]	3PH	4117.42	17226.0		-76.87	
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:1.155+j4.955, 4.28867						

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3038 [PGR B509 138.00] 3PH	3574.61	14955.1	-78.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.151+j5.746, 4.99346		

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3052 [CIR B537 138.00] 3PH	3712.03	15530.0	-76.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.310+j5.489, 4.19030		

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3058 [DAN B432 69.000] 3PH	289.83	2425.1	-67.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:7.049+j16.638, 2.36012		

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3060 [CYG B536 138.00] 3PH	1002.69	4195.0	-74.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:5.467+j20.164, 3.68806		

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3062 [GMC B437 69.000] 3PH	392.46	3283.9	-72.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:3.951+j12.746, 3.22568		

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3067 [ISL B520 138.00] 3PH	633.41	2650.0	-72.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:9.757+j31.601, 3.23891			

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3069 [JUT B438 69.000] 3PH	478.81	4006.4	-76.24
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:2.601+j10.624, 4.08491			

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3078 [LPT B503 138.00] 3PH	3368.01	14090.7	-76.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:1.495+j6.037, 4.03747			

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3085 [MFL B523 138.00] 3PH	1775.95	7430.0	-74.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:3.250+j11.339, 3.48886			

<-SCMVA-> <-Sym I[']k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3100 [SFE B404 69.000] 3PH	912.68	7636.7	-77.89
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:1.204+j5.610, 4.66003			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3108 [SMT B534 138.00] 3PH	3058.20	12794.6	-76.99
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.542+j6.674, 4.32728		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3111 [SRS B433 69.000] 3PH	251.31	2102.8	-75.38
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:5.261+j20.164, 3.83246		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3123 [VNU B520 138.00] 3PH	3459.64	14474.1	-79.60
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.093+j5.956, 5.44933		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3128 [ZAM B431 69.000] 3PH	600.25	5022.6	-81.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.245+j8.636, 6.93761		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3425 [ERA B471 69.000] 3PH	110.05	920.8	-71.74
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:14.912+j45.193, 3.03077		

SIN TRANSFERENCIAS REGIONALES
DEMANDA MINIMA NOCTURNA - ESTACIÓN LLUVIOSA 2025

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3037 [BER B507 138.00] 3PH	2708.97	11333.5	-76.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:1.763+j7.529, 4.27000			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3038 [PGR B509 138.00] 3PH	2752.59	11516.0	-78.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:1.476+j7.466, 5.05851			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3052 [CIR B537 138.00] 3PH	2580.07	10794.2	-76.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:1.857+j7.904, 4.25748			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3058 [DAN B432 69.000] 3PH	283.51	2372.3	-71.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:5.860+j17.518, 2.98942			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3060 [CYG B536 138.00] 3PH	957.63	4006.4	-76.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:5.001+j21.296, 4.25798			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3062 [GMC B437 69.000] 3PH	377.15	3155.8	-74.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:3.689+j13.387, 3.62908			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3067 [ISL B520 138.00] 3PH	485.87	2032.7	-74.14
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:11.786+j41.473, 3.51881			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3069 [JUT B438 69.000] 3PH	457.52	3828.2	-79.65
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:2.056+j11.261, 5.47567			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3078 [LPT B503 138.00] 3PH	2431.20	10171.4	-76.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:1.986+j8.384, 4.22163			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3085 [MFL B523 138.00] 3PH	1735.29	7259.9	-78.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:2.493+j11.812, 4.73811			

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3100 [SFE B404 69.000] 3PH	873.44	7308.4	-80.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:0.983+j5.915, 6.01766		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3108 [SMT B534 138.00] 3PH	2354.58	9850.8	-77.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.945+j8.682, 4.46384		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3111 [SRS B433 69.000] 3PH	261.88	2191.3	-79.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:3.490+j19.691, 5.64154		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3123 [VNU B520 138.00] 3PH	2651.71	11093.9	-79.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:1.439+j7.768, 5.39808		

<-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3128 [ZAM B431 69.000] 3PH	568.21	4754.4	-83.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:0.998+j9.163, 9.18444		



OPERADOR DEL SISTEMA

<-SCMVA-> <-Sym I³k rms-->

X----- BUS -----X	MVA	/I/ AMP	AN(I) DEG
3425 [ERA B471 69.000] 3PH	109.61	917.2	-75.12
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)	Z+:12.270+j46.176, 3.76332		

