

Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2026-2035

Versión	Aprobado parcialmente, Acuerdo CREE 06-2026
Fecha	03 de marzo de 2026
Lugar	Tegucigalpa, Honduras

Dirección de Planificación de la Expansión del Sistema



Contenido

Contenido.....	1
Lista de figuras.....	4
Lista de tablas.....	5
Acrónimos y siglas	7
Acrónimos comunes	7
Siglas de subestaciones existentes.....	8
Siglas de subestaciones planificadas	8
Resumen Ejecutivo.....	9
I Introducción.....	13
1 Objetivo	13
2 Estructura del informe.....	13
II Contexto del subsector eléctrico nacional	15
1 Crecimiento de la demanda	15
2 Matriz eléctrica de Honduras.....	16
3 Topología actual del sistema de transmisión.....	17
III Condiciones de la red de transmisión.....	20
1 El Paraíso	20
2 Zona Sur	21
3 Litoral Atlántico.....	22
4 Olancho	24
5 Zona Occidental.....	25
6 Distrito Central	26
7 Corredor de 138 kV en zona central del país	29
8 Máxima capacidad de transferencia con el Sistema Eléctrico Regional.....	31
9 Estadísticas de falla de elementos de la red de transmisión	33
IV Premisas y criterios de planificación.....	35
1 Horizonte de planificación	35
2 Costos de inversión de proyectos de transmisión.....	35
3 Consideraciones constructivas de los proyectos de transmisión	36
4 Tasa de descuento para obras de transmisión	37
5 Proyección de demanda.....	37
6 Criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo	38
7 Escenarios operativos modelados	38
8 Expansión de la generación indicativa.....	40
V Metodología de planificación de las expansiones en la red de transmisión	44
1 Descripción de las herramientas computacionales	44

2	Proceso de planificación de la expansión de la red de transmisión	44
2.1	Expansión optimizada.....	45
2.2	Expansión orientada a confiabilidad y resiliencia.....	46
2.2.1	Expansión para confiabilidad y resiliencia en cumplimiento al Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional ...	47
2.3	Ampliaciones en la red de transmisión orientadas a la mejora en el servicio de distribución.....	47
VI	Resultados.....	49
1	Proyectos en desarrollo	49
1.1	Compensación reactiva capacitiva	49
1.2	Subestación Terrero Blanco	49
1.3	Línea de transmisión Progreso – San Pedro Sula Sur, y ampliaciones en subestación Santa Marta	49
1.4	Línea de transmisión Láinez – Miraflores	50
1.5	Subestación El Sitio.....	50
1.6	Proyecto Negrito – Yoro Dos – Arenales – Coyoles Central Dos – Reguleto	50
1.7	Ampliaciones para servicio de distribución.....	51
2	Proyectos con financiamiento.....	52
2.1	Proyecto L613 – Zamorano Dos – Danlí Dos – Terrero Blanco.....	52
2.2	Proyecto La Entrada – Santa Rosa II – Santa Rosa.....	53
2.3	Línea Amarateca – Talanga.....	53
2.4	Proyecto Masca – La Victoria – Bermejo.....	53
3	Expansión optimizada	54
3.1	Resultados	54
3.2	Proyectos de transmisión optimizados	56
3.2.1	Subestación Villanueva Dos	56
3.2.2	Repotenciación L512 CHM-LVI	57
3.2.3	Línea de Transmisión Prados – Aguacaliente y repotenciación de líneas L615 PAV-SLU y L617 PRD-Frontera...	57
3.2.4	Línea de transmisión La Victoria – San Pedro Sula Sur y La Victoria – Progreso	58
3.2.5	Línea de transmisión Cañaveral – Rio Lindo	58
4	Expansión orientada a confiabilidad y resiliencia	59
4.1	Resultados	59
4.2	Proyectos para mejoras en la confiabilidad y resiliencia del sistema.....	64
4.2.1	Compensación reactiva capacitiva en Distrito Central	64
4.2.2	Compensación reactiva capacitiva en Litoral Atlántico.....	65
4.2.3	Compensación reactiva inductiva en Zona Sur	65
4.2.4	Compensación serie en líneas L526 y L527 San Pedro Sula Sur – Agua Prieta	65
4.2.5	Subestación El Taladro.....	66
4.2.6	Proyecto Coyoles Central Dos – Ceiba Sur.....	66
4.2.7	Ampliación Caracol 230 kV y habilitación de segundo circuito SPS-SBV.....	67

4.2.8	Subestación Concepción del Sur.....	68
4.2.9	Compensación reactiva capacitiva en Catacamas.....	68
4.2.10	Proyecto Juticalpa Dos – El Carbón	69
4.2.11	Ampliación Cañada 230 kV	69
4.2.12	Línea de transmisión Talanga – Yoro Dos.....	70
4.2.13	Línea de transmisión Terrero Blanco – Juticalpa Dos	70
4.2.14	Línea de transmisión El Bijagual – Zamorano Dos.....	71
5	Proyectos para la mejora a la calidad en el servicio de distribución	72
5.1	Proyecto La Paz – La Esperanza – Erandique	72
5.2	Subestación La Flecha y línea de transmisión La Entrada – La Flecha	73
5.3	Subestación La Labor y línea de transmisión Santa Rosa-La Labor.....	73
5.4	Subestación El Tránsito	73
5.5	Subestación Santa Rita	74
5.6	Subestación Taujica	74
5.7	Subestación Choluteca Este	75
5.8	Subestación El Ocotillo	75
5.9	Subestación Gualala	75
5.10	Subestación Cerro Grande	76
5.11	Subestaciones San Francisco de la Paz y San Esteban	76
5.12	Subestación Mogote	76
5.13	Subestación Armenta	77
5.14	Subestación Arizona	77
5.15	Subestación Tizatillo	77
5.16	Subestación Copán Uno.....	78
5.17	Subestación Tatumbra.....	78
5.18	Subestación El Trapiche	79
5.19	Subestación Pueblo Nuevo	79
5.20	Subestación Chamelecón	79
5.21	Transformador de distribución Ojo de Agua.....	80
5.22	Subestación Cuyamel y línea de transmisión Masca – Cuyamel.....	80
VII	Resultados generales	81
1	Resumen de proyectos	81
2	Prioridades de inversión.....	82
3	Resumen por etapa.....	83

Lista de figuras

Figura 1. Proceso de planificación de la red de transmisión	10
Figura 2. Cronograma de las inversiones consideradas en cada etapa	11
Figura 3. Infraestructura de transmisión.....	11
Figura 4. Sistema Interconectado Nacional (SIN), con ampliaciones del PERT 2026-2035	12
Figura 5. Demanda de energía y máxima demanda de potencia anual histórica 2007-2024.....	15
Figura 6. Diagrama de duración de carga anual periodo 2022-2024	16
Figura 7. Capacidad instalada en el SIN por tecnología, periodo 2007-2024	16
Figura 8. Capacidad instalada en el SIN por tecnología 2022-2024.....	17
Figura 9. Sistema Interconectado Nacional actualizado a septiembre 2025	18
Figura 10. Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central (SIEPAC).....	19
Figura 11. Red de transmisión existente en zona oriental.	20
Figura 12. Condiciones operativas normales en El Paraíso, demanda máxima nocturna, temporada seca	20
Figura 13. Condiciones operativas con indisponibilidad de TRV en El Paraíso, demanda máxima nocturna, temporada seca.....	21
Figura 14. Condiciones operativas sin transferencias en zona sur, demanda máxima diurna, temporada seca	22
Figura 15. Condiciones operativas en zona sur con porteo sur-norte, demanda máxima diurna, temporada seca.....	22
Figura 16. Red de transmisión existente en Litoral Atlántico.....	23
Figura 17. Condiciones operativas del Litoral Atlántico, sin unidades de generación en END.....	23
Figura 18. Condiciones operativas del Litoral Atlántico, con unidades de generación en END.....	23
Figura 19. Red de transmisión existente en zona de Olancho	24
Figura 20. Condiciones operativas normales en Olancho, demanda máxima nocturna, temporada húmeda.....	24
Figura 21. Condiciones operativas en Olancho, demanda máxima nocturna, temporada húmeda, contingencia línea L443 ...	25
Figura 22. Red de transmisión existente en zona occidental	25
Figura 23. Condiciones operativas en Occidente, demanda máxima diurna, temporada seca y ASR a su capacidad máxima ..	26
Figura 24. Condiciones operativas en Occidente, demanda máxima diurna, temporada seca y ASR a mitad de capacidad.....	26
Figura 25. Condiciones operativas en el Distrito Central, demanda máxima diurna, temporada seca	27
Figura 26. Red de transmisión del corredor en 138 Kv.....	29
Figura 27. Condiciones operativas en el Corredor de 138kV, demanda máxima diurna, temporada seca.....	30
Figura 28. Condiciones operativas en Distrito Central ante contingencia del tramo L558 AMT-CYG	31
Figura 29. Máxima capacidad de transferencia de porteo	32
Figura 30. Máxima capacidad de transferencia entre Honduras y Guatemala 2024.....	32
Figura 31. Máxima capacidad de transferencia entre Honduras y El Salvador 2024	32
Figura 32. Máxima capacidad de transferencia entre Honduras y Nicaragua 2024.....	33
Figura 33. Cantidad de fallas registradas por nivel de tensión 2024.....	33
Figura 34. Duración acumulada y energía no suministrada ante fallas de líneas de transmisión, 2024	34
Figura 35. Adiciones y retiros al parque de generación, periodo 2026-2035	43
Figura 36. Flujograma del proceso general de planificación de expansiones en la red de transmisión.....	45
Figura 37. Flujograma de etapa de expansión optimizada de la transmisión	46
Figura 38. Flujograma de etapa de expansión para confiabilidad y resiliencia	47
Figura 39. Comparativa de cantidad de incumplimientos a los CCSDM.....	64
Figura 40. Cronograma de las inversiones consideradas en cada etapa	82

Lista de tablas

Tabla 1. Costos de inversión por etapa del PERT 2026-2035.....	11
Tabla 2. Máxima demanda de potencia anual, periodo 2007-2024.....	15
Tabla 3. Proyección de demanda con tasas de crecimiento.....	37
Tabla 4. Rangos de voltaje permitidos bajo distintas condiciones operativas.....	38
Tabla 5. Flujos de potencia máximo permitidos bajo distintas condiciones operativas.....	38
Tabla 6. Escenarios de operación para estudios eléctricos.....	39
Tabla 7. Incorporaciones previstas al parque de generación, periodo 2026-2035.....	40
Tabla 8. Cronograma de adiciones indicativas al parque de generación, periodo 2026-2035.....	40
Tabla 9. Adiciones indicativas al parque de generación por subestaciones, acumulado para el año 2035.....	41
Tabla 10. Retiros del parque de generación, periodo 2026-2035.....	42
Tabla 11. Bancos de compensación capacitiva por instalar.....	49
Tabla 12. Obras en desarrollo para el sistema de distribución.....	51
Tabla 13. Porcentaje de carga en los distintos elementos de la red de transmisión.....	54
Tabla 14. Lista de circuitos candidatos para mitigar las sobrecargas identificadas.....	55
Tabla 15. Lista de proyectos seleccionados en la etapa de expansión optimizada.....	56
Tabla 16. Porcentaje de carga en los elementos de la red de transmisión después de la etapa de optimización de la red.....	56
Tabla 17. Desglose de costos de inversión para proyecto VND.....	57
Tabla 18. Desglose de costos para proyecto Repotenciación L512 CHM- LVI.....	57
Tabla 19. Desglose de costos de inversión para proyecto PRD-AGC.....	58
Tabla 20. Desglose de costos de inversión para proyecto SPS-LVI-PGR.....	58
Tabla 21. Desglose de costos para proyecto CRL-RLN.....	58
Tabla 22. Sobrecargas identificadas en análisis eléctricos de flujo de potencia.....	59
Tabla 23. Violaciones de bajo voltaje identificadas en análisis de flujo de potencia.....	60
Tabla 24. Violaciones de alto voltaje identificadas en análisis de flujo de potencia.....	61
Tabla 25. Contingencias que provocan no convergencia de la solución de flujo de potencia.....	61
Tabla 26. Proyectos candidatos para la etapa de expansión orientada a confiabilidad y resiliencia.....	62
Tabla 27. Proyectos seleccionados en la etapa de expansión orientada a confiabilidad y resiliencia.....	63
Tabla 28. Desglose de costos para proyecto de compensación capacitiva en Distrito Central.....	64
Tabla 29. Desglose de costos para proyecto de compensación capacitiva en Litoral Atlántico.....	65
Tabla 30. Desglose de costos para proyecto de compensación inductiva en la zona sur.....	65
Tabla 31. Desglose de costos para proyecto de compensación serie L526/L527.....	66
Tabla 32. Desglose de costos para proyecto Subestación El Taladro.....	66
Tabla 33. Desglose de costos para proyecto CCD-CBS.....	67
Tabla 34. Desglose de costos para proyecto Caracol 230 kV.....	67
Tabla 35. Desglose de costos para proyecto CDS.....	68
Tabla 36. Desglose de costos para proyecto Compensación capacitiva Catacamas.....	69
Tabla 37. Desglose de costos para proyecto JUD-CBN.....	69
Tabla 38. Desglose de costos para proyecto CDA 230 kV.....	70
Tabla 39. Desglose de costos para proyecto TLG-YRD.....	70
Tabla 40. Desglose de costos para proyecto TRB-JUD.....	70
Tabla 41. Desglose de costos para proyecto EBI-ZMD.....	71
Tabla 42. Desglose de costos para proyecto LPZ-EPZ-ERA.....	72
Tabla 43. Desglose de costos para proyecto LEC-FLE.....	73
Tabla 44. Desglose de costos para proyecto SRS-LLB.....	73
Tabla 45. Desglose de costos para subestación TRT.....	74
Tabla 46. Desglose de costos para subestación SRT.....	74
Tabla 47. Desglose de costos para subestación TJC.....	74
Tabla 48. Desglose de costos para subestación CHE.....	75
Tabla 49. Desglose de costos para subestación OCT.....	75
Tabla 50. Desglose de costos para subestación GLL.....	75

Tabla 51. Desglose de costos para subestación CRG	76
Tabla 52. Desglose de costos para subestaciones SFP y SEB	76
Tabla 53. Desglose de costos para subestación MGT	77
Tabla 54. Desglose de costos para subestación ART	77
Tabla 55. Desglose de costos para subestación ARZ	77
Tabla 56. Desglose de costos para subestación TZL	78
Tabla 57. Desglose de costos para subestación CPN	78
Tabla 58. Desglose de costos para subestación TTB	78
Tabla 59. Desglose de costos para subestación TPC	79
Tabla 60. Desglose de costos para subestación PNU	79
Tabla 61. Desglose de costos para subestación CHC	80
Tabla 62. Desglose de costos para instalación de transformador en ODA	80
Tabla 63. Desglose de costos para proyecto MAS-CYL	80
Tabla 64. Resumen de costos de inversión por etapas de planificación, PERT 2026-2035	81
Tabla 65. Cronograma de obras en desarrollo y con financiamiento	81
Tabla 66. Cronograma de obras del PERT 2026-2035	81
Tabla 67. Prioridades de inversión, proyectos PERT 2026-2035	83
Tabla 68. Resumen de proyectos en desarrollo	84
Tabla 69. Resumen de proyectos con financiamiento	85
Tabla 70. Resumen de proyectos de expansión optimizada	86
Tabla 71. Resumen de proyectos de expansión para confiabilidad y resiliencia	87
Tabla 72. Resumen de proyectos para mejora del servicio de distribución	89

Acrónimos y siglas

Acrónimos comunes

AC	Corriente Alterna
ACSR	Aluminium Conductor Steel-Reinforced
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CCSD	Criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo de la red
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
IRENA	International Renewable Energy Agency
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MER	Mercado Eléctrico Regional
NT	Norma Técnica
O&M	Operación y Mantenimiento
RLGIE	Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
ROM	Reglamento de Operación del Mercado
SER	Sistema Eléctrico Regional
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIN	Sistema Interconectado Nacional
PERT	Plan de Expansión de la Red de Transmisión
PIEG	Plan Indicativo de la Expansión de la Generación
WACC	Weighted Average Cost of Capital

Siglas de subestaciones existentes

AGC	Agua Caliente	GMC	Guaimaca	RNA	Río Nance
AGF	Agua Fría	GUA	Guaymas	SBV	San Buenaventura
AGP	Agua Prieta	ISL	Isletas	SIS	San Isidro
AMT	Amarateca	FAR	El Faro	SPS	San Pedro Sula Sur
ARN	Arenal	JUT	Juticalpa	SFE	Santa Fe
BCO	Becosa	JUD	Juticalpa II	SLU	Santa Lucia
BVI	Bellavista	LEC	La Entrada	SMT	Santa Marta
BER	Bermejo	LLN	La Leona	SRS	Santa Rosa
BIJ	Bijao	LPT	La Puerta	SHL	Sociedad Hidroeléctrica Olanchana
BOR	Bonito Oriental	LVI	La Victoria	SGT	Siguatopeque
BSV	Brassavola	LNZ	Lainez	SUY	Suyapa
CAH	CAHSA	LFL	Las Flores	TEL	Tela
CAL	Calpules	LIM	Lima	TAL	Térmica Alsthom
CJN	Cajón	LUT	Lufussa III	TSZ	Térmica Sulzer
CDA	Cañada	LSL	Lufussa San Lorenzo	TOC	Tocoa
CRL	Cañaveral	LUV	Lufussa Valle	TON	Toncontin
CAR	Caracol	MAS	Masca	VEG	Vegona
CAT	Catacamas	MER	Merendón	VNU	Villanueva
CTE	Ceiba Térmica	MFL	Miraflores	YOR	Yoro
CDH	Cerro de Hula	MCH	Mochito	ZAM	Zamorano
CHI	Chichicaste	MOR	Morazán	PAN	Panaluya
CHY	Chinchayote	NCO	Naco	15S	15 de Septiembre
CHM	Choloma	NIS	Nispero	LNI	León I
CHP	Chiripa	NNC	Nueva Nacaome	SND	Sandino
CIR	Circunvalación	ODA	Ojo de Agua		
CYG	Comayagua	PAT	Patuca		
CCE	Coyoles Central	PAV	Pavana		
CUY	Cuyamapa	PAZ	Piedras Azules		
DAN	Danlí	PSM	Planta San Marcos		
EBI	El Bijagual	PVR	Porvenir		
EST	El Estadio	PRD	Prados		
ETX	Elcatex	PGR	Progreso		
ELC	Elcosa	PNU	Pueblo Nuevo		
END	Ensenada	RGU	Reguleto		
ERA	Erandique	RLN	Río Lindo		

Siglas de subestaciones planificadas

ART	Armenta	DND	Danlí Dos	SIT	Sitio
ARZ	Arizona	EPZ	La Esperanza	SRT	Santa Rita
CBN	El Carbón	FLE	La Flecha	TJC	Taujica
CBS	Ceiba Sur	GLL	Gualala	TLG	Talanga
CCD	Coyoles Central Dos	LLB	La Labor	TPC	El Trapiche
CDS	Concepción del Sur	LPZ	La Paz	TRB	Terrero Blanco
CEN	Centro	MGT	Mogote	TRT	El Tránsito
CHC	Chamelecón	NEG	Negrito	TTB	Tatumbula
CHE	Choluteca Este	OCT	Ocotillo	TZL	Tizatillo
CPN	Copán Uno	PNU	Pueblo Nuevo	VND	Villanueva Dos
CRG	Cerro Grande	SEB	San Esteban	YRD	Yoro Dos
CYL	Cuyamel	SFP	San Francisco de la Paz	ZMD	Zamorano Dos

Resumen Ejecutivo

El Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de operador del sistema, es responsable de elaborar cada dos años el Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT), el cual se prepara contemplando un horizonte de estudio de diez años, conforme a lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica [1], para el presente estudio, dicho periodo corresponde al 2026–2035.

Dentro de este horizonte, se identifican con base en criterios técnicos y económicos, las obras de infraestructura más adecuadas para incrementar la capacidad de transporte de potencia del sistema, y en consecuencia facilitar el suministro de demanda de forma segura, confiable, y al menor costo posible.

Actualmente la red de transmisión cuenta con diversas restricciones que limitan el suministro de la demanda. Como objetivo prioritario, se busca eliminar estas limitaciones, de forma que la red de transmisión no represente una barrera al crecimiento del consumo eléctrico. El cual constituye un indicador clave del desarrollo social y económico de una región o país.

El PERT utiliza diferentes insumos para su elaboración. Dentro de estos, se encuentra el Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG) 2026-2035. A partir de dicho estudio se consideran diferentes condiciones operativas previsibles en el horizonte de planificación, las cuales se utilizan como punto de partida para los análisis necesarios para elaborar el PERT.

Con el fin de facilitar la elaboración del Plan de Expansión, el proceso se ha estructurado en diferentes etapas. La primera corresponde a una fase preparativa de diagnóstico, en la cual se estudian las restricciones y limitantes que afectan la operación diaria del sistema eléctrico. En esta etapa se identificaron las principales restricciones a causa de la red de transmisión, las cuales se presentan a continuación sin un orden específico de severidad.

- Circuito radial en El Paraíso
- Circuito radial en el Litoral Atlántico
- Circuito radial en Olancho
- Circuito radial en Occidente
- Capacidad de transformación en Distrito Central
- Corredor 138 kV en zona central del país
- Limitantes en la zona sur, líneas de transmisión L615, L637 y L617.
- Capacidad de transferencia de potencia con el Sistema Eléctrico Regional

Como paso intermedio, e insumo a la planificación, se toman en cuenta los proyectos de transmisión que se encuentran en desarrollo, o que cuentan con financiamiento para su ejecución. Estas obras, para efectos del Plan de Expansión, se consideran como decididas y se incluirán en los diferentes modelos usados en el presente estudio. Los proyectos considerados son los siguientes:

- | En desarrollo | Con financiamiento |
|---|--------------------------------|
| • Compensación reactiva capacitiva | • Proyecto LEC-SRD-SRS |
| • Subestación Terrero Blanco | • Línea de transmisión AMT-TLG |
| • Línea de transmisión LNZ-MFL en 138 kV | • Proyecto MAS-LVI-BER |
| • Línea de transmisión PGR-SPS en 230 kV, y ampliaciones en subestación Santa Marta | • Proyecto L613-ZMD-DND-TRB |
| • Subestación El Sitio | |
| • Proyecto NEG-YRD-ARN-CCD-RGU | |

Posterior a la etapa de diagnóstico, se inicia el proceso de planificación de la red de transmisión. El cual se compone de tres etapas secuenciales, la primera corresponde a una etapa de planificación optimizada, orientada a

mitigar las restricciones previamente identificadas, así como las restricciones identificadas posteriores a la incorporación de adiciones óptimas al parque de generación, conforme a lo definido en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG).

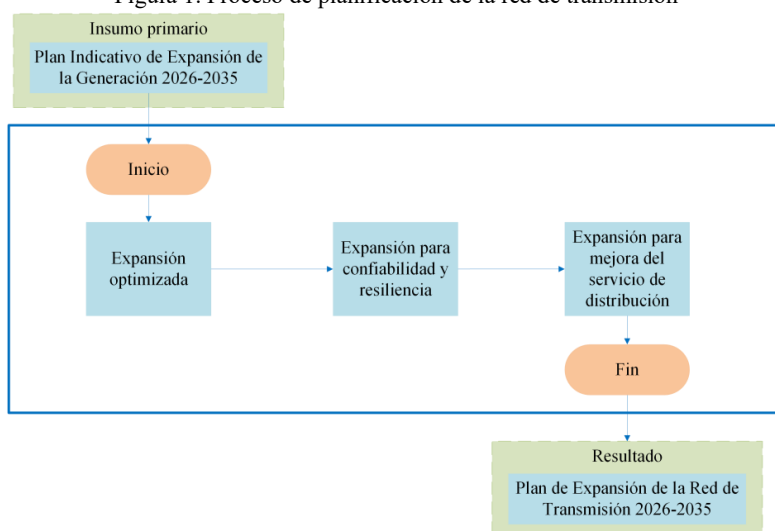
La siguiente etapa de planificación tiene como objetivo principal la confiabilidad y resiliencia del sistema ante condiciones de alta exigencia. Esto para asegurarse que la red de transmisión sea lo suficientemente robusta para enfrentar escenarios adversos, tales como demanda o hidrologías extremas, así como condiciones de emergencia, incluyendo fallas o indisponibilidad de elementos de la red. En esta etapa se busca que la red de transmisión nacional cuente con capacidad de transporte adecuada para mantener el suministro eléctrico continuo y seguro bajo dichas condiciones.

El objetivo conjunto de estas dos etapas es permitir el suministro de demanda bajo el despacho óptimo, resultado del PIEG, mientras se busca que ante condiciones adversas la red de transmisión pueda mantener ese despacho óptimo con impacto mínimo sobre las condiciones operativas esperables en el sistema. Estas dos etapas buscan que la red de transmisión no sea un obstáculo al despacho económico, sino que sea una herramienta para el sistema, de forma que pueda suministrarse la demanda del país al menor costo posible.

La siguiente etapa del proceso de planificación identifica los proyectos de transmisión que buscan mejorar la calidad del servicio a nivel de distribución. Estos proyectos buscan mejorar la capacidad de suministro de demanda a nivel de distribución, lo que en consecuencia habilita un crecimiento de demanda energética sostenible y estratégico a largo plazo, el cual tiene como beneficio agregado un impacto positivo sobre las pérdidas del sistema en los sectores de transmisión y distribución.

Para representar mejor el proceso de planificación de la red de transmisión, la Figura 1 muestra la secuencia en la cual se desarrollan las etapas generales de la elaboración del PERT. La sección V 2 describe con más detalle el procedimiento a seguir en cada una de las etapas.

Figura 1. Proceso de planificación de la red de transmisión



Fuente: Elaboración propia.

Como resultado de la implementación del procedimiento y metodología de planificación de la red de transmisión se identifican 41 proyectos de expansión distribuidos en diferentes zonas del país. Estos proyectos atienden diferentes necesidades para el suministro de demanda a largo plazo. El costo total estimado para todas las obras de transmisión es de **899.10 MUSD** como se observa en la Tabla 1. En la etapa de expansión optimizada se identifican cinco proyectos con un costo de **91.27 MUSD**, la etapa de expansión para confiabilidad y resiliencia

suma 14 proyectos con un costo combinado de **457.66 MUSD**. Para finalizar, los proyectos de expansión orientados a la mejora del servicio a nivel de distribución suman **350.17 MUSD** repartidos en 22 proyectos de expansión.

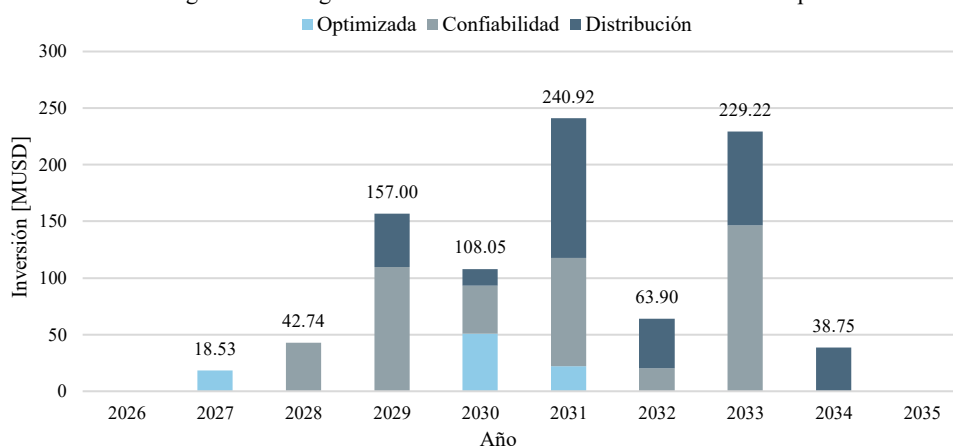
Tabla 1. Costos de inversión por etapa del PERT 2026-2035

Etapa	Costo total de inversión [MUSD]
Expansión optimizada	91.27
Expansión para confiabilidad y resiliencia	457.66
Expansión para mejora en la calidad de distribución	350.17
Total	899.10

Fuente: Elaboración propia.

Se presenta así mismo, en la Figura 2, la temporalidad de las inversiones consideradas en cada etapa del proceso de planificación. Para el año 2031, se proyecta la mayor inversión en obras de transmisión con un monto total de 240.92 MUSD, distribuidos en ocho proyectos de transmisión.

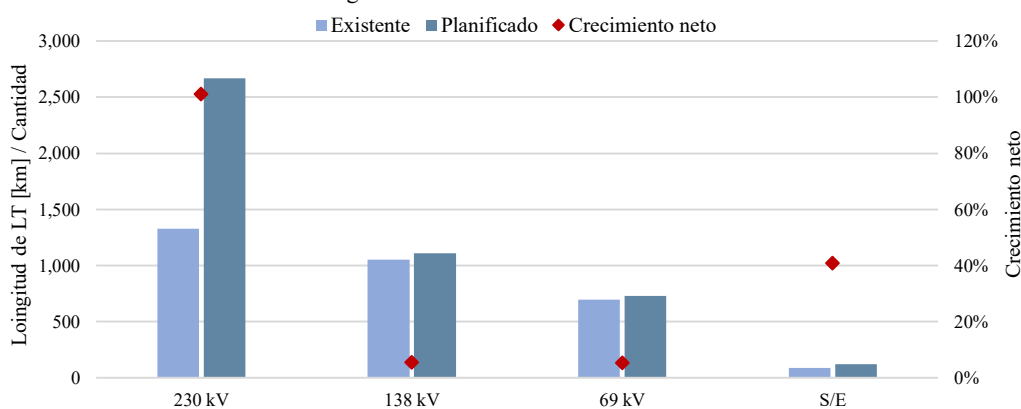
Figura 2. Cronograma de las inversiones consideradas en cada etapa



Fuente: Elaboración propia.

Para ilustrar el impacto de los proyectos identificados, para el año 2025 el Sistema Interconectado Nacional (SIN), cuenta con aproximadamente 1,328 km de líneas de transmisión en 230 kV, 1,053 km en 138 kV y 694 km en 69 kV. Al contabilizar las obras resultantes del Plan de Expansión, se incorporan al sistema 1,341 km de líneas de transmisión en 230 kV, 56 km en 138 kV y 36 km en 69 kV. Además, se incorporan 35 nuevas subestaciones en diferentes proyectos, esto respecto a las 89 subestaciones actualmente operativas en los diferentes niveles de alta tensión. La Figura 3 muestra la comparativa en la longitud de las líneas de transmisión por nivel de tensión, así como la comparativa en la cantidad de subestaciones identificadas en las diferentes etapas de planificación.

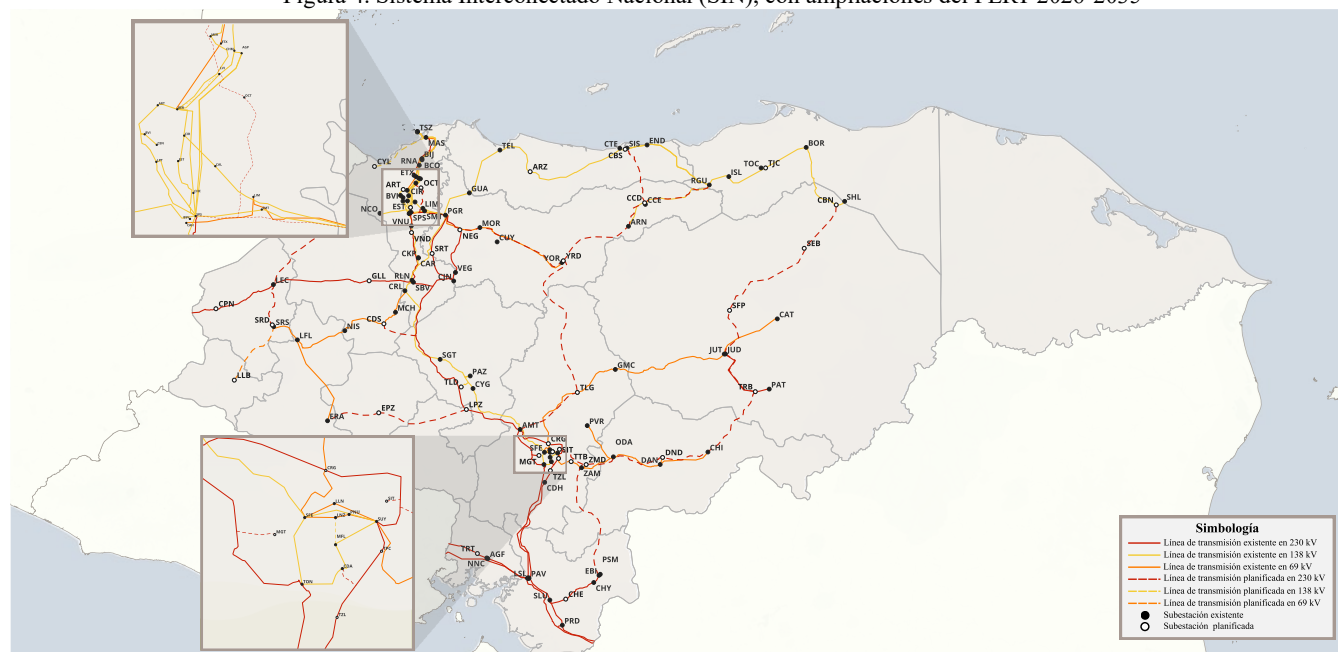
Figura 3. Infraestructura de transmisión



Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 4 se muestra el mapa con la red de transmisión existente, la cual es identificada según los niveles de tensión de transmisión, y las obras resultantes del Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2026-2035.

Figura 4. Sistema Interconectado Nacional (SIN), con ampliaciones del PERT 2026-2035



Fuente: Elaboración propia.

I Introducción

El Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de operador del sistema eléctrico de Honduras, tiene la responsabilidad de elaborar el Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) para el horizonte comprendido entre 2026 y 2035. El estudio tiene como objetivo identificar la infraestructura necesaria para garantizar una transmisión eficiente y confiable de electricidad en todo el territorio nacional.

La planificación de esta infraestructura debe considerar criterios económicos, como la minimización de costos de inversión, y criterios técnicos, como la capacidad de satisfacer la creciente demanda de electricidad, integrar nuevas fuentes de generación, mejorar la confiabilidad del sistema y la calidad del suministro eléctrico.

Entre 2022 y 2024 se ha observado un incremento en la demanda nacional, este crecimiento es notable, incluso considerando el impacto de la pandemia de COVID-19 en 2020. Se registraron demandas máximas de 1788.8 MW, 1820.0 MW y 1949.8 MW para los años 2022, 2023 y 2024 respectivamente. Este crecimiento resalta la necesidad de planificar con anticipación las inversiones en infraestructura para fortalecer la red de transmisión y garantizar la capacidad de transportar la energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo, en cumplimiento con la regulación vigente en el país.

El PERT contempla un horizonte de estudio de diez años, de 2026 a 2035, y busca identificar de manera oportuna las inversiones necesarias para afrontar los desafíos del sistema eléctrico ante nuevas condiciones operativas. Finalmente, en cumplimiento con la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), el PERT 2026-2035 deberá ser presentado a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su revisión y aprobación.

1 Objetivo

El estudio de expansión en la red de transmisión busca identificar las obras más adecuadas para el crecimiento de la red de transmisión, buscando la eficiencia y robustez del sistema eléctrico en el horizonte indicado. El resultado principal de este Plan de Expansión es proporcionar un cronograma de obras que permita el crecimiento de la demanda de forma sostenible desde la perspectiva del sistema de transmisión, habilitando las incorporaciones, identificadas como óptimas, al parque de generación. Y a su vez, permitiendo ampliaciones que mejoren la calidad de servicio a los usuarios finales de distribución.

Para ello se contemplan insumos como el crecimiento esperado en la demanda, los proyectos tanto de transmisión y distribución que se encuentran en desarrollo, las incorporaciones y retiros al parque de generación previstas para el horizonte de estudio. También se toman como insumo los resultados del Plan Indicativo de Expansión de Generación 2026-2035.

2 Estructura del informe

El capítulo II presenta un breve contexto del subsector eléctrico en el país, donde se muestra el crecimiento de la demanda y la proyección para los próximos años dentro del horizonte de planificación. Además, se describe la matriz energética operativa, y se aborda la infraestructura actual de la red de transmisión en el país.

El capítulo III describe con mayor detalle las condiciones operativas del sistema de transmisión, las cuales afectan el suministro de demanda en diferentes zonas del país. Se da una descripción por zona de las circunstancias adversas y limitaciones a la capacidad de transporte, en el sistema de transmisión nacional.

Los capítulos IV y V dan una descripción de las consideraciones utilizadas para la elaboración del Plan de Expansión y también de la metodología utilizada en el presente estudio. Estos capítulos buscan dar una visión general del procedimiento seguido para la identificación de las obras de transmisión más adecuadas a largo plazo para el sistema.

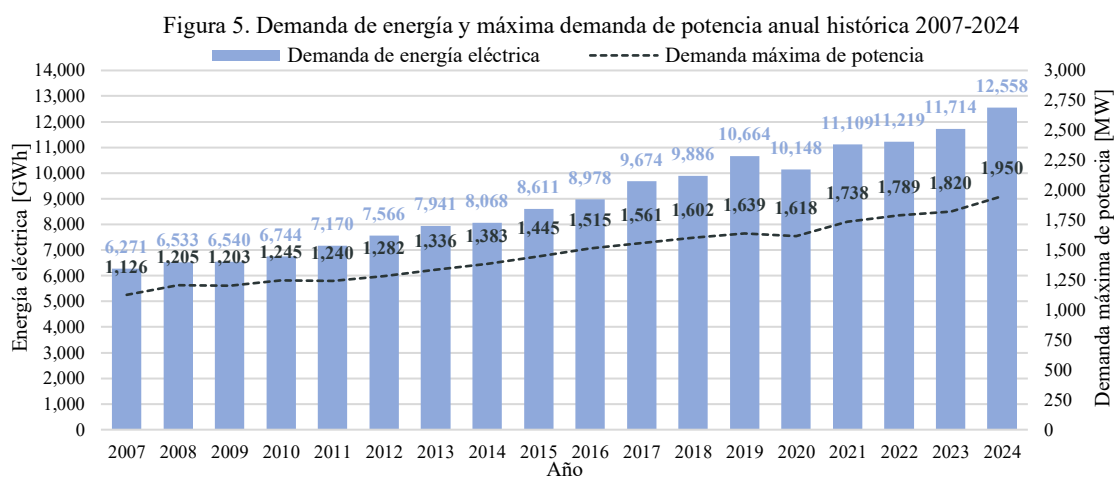
El capítulo VI presenta una descripción de los proyectos que se encuentran en desarrollo. También se presentan los resultados de la planificación, obtenidos en las diferentes etapas establecidas en la metodología, siendo una etapa de optimización, una para confiabilidad y resiliencia del sistema, y finalmente la etapa de ampliaciones para la mejora de calidad del servicio de distribución.

II Contexto del subsector eléctrico nacional

Para realizar la planificación de la expansión de la red de transmisión es necesario contextualizar las particularidades del sistema eléctrico hondureño y su estado actual. En ese sentido, las siguientes secciones presentan el crecimiento de la demanda nacional histórica, la producción y la capacidad instalada de las tecnologías que componen la matriz de generación de energía eléctrica. Además, se describe el sistema de transmisión nacional, los elementos que lo componen, las limitaciones existentes para el transporte de energía, así como los desafíos operativos recurrentes.

1 Crecimiento de la demanda

En la Figura 5 se presenta, para el período 2007 al 2024, la variación de la demanda de energía, así como de la máxima demanda anual de potencia. Comparando los registros desde el 2007 hasta 2024, el consumo de energía ha incrementado de 6,271 GWh a 12,558 GWh, representando un crecimiento anual de 3.93%. Por su parte, la máxima demanda de potencia incrementó de 1,126 MW a 1,950 MW, estimándose un crecimiento anual de 3.10%, exceptuando la demanda del año 2020, la cual fue impactada por las medidas adoptadas de confinamiento. Para el año 2024, el consumo de energía se registró en 12,558 GWh equivalente a un crecimiento de 7.2% comparado con el año 2023. Para la demanda de potencia en el 2024, se registró un valor máximo de 1,950 MW, representando 7.1% de incremento con respecto al registro del año 2023.



Fuente: Elaboración propia con información del CND [3] y Boletines Estadísticos ENEE [4].

Basado en los registros históricos de los boletines estadísticos ENEE [4], la demanda máxima de potencia anual ha ocurrido en los meses de abril y mayo, exceptuando los años 2011 y 2020, cuyo registro de demanda máxima se obtuvo en febrero, así mismo la demanda máxima para el año 2023 registrada en el mes de octubre. En la Tabla 2 se presentan estos registros para cada año del período 2007-2024, especificando el año, valor máximo de demanda, día y hora de la ocurrencia.

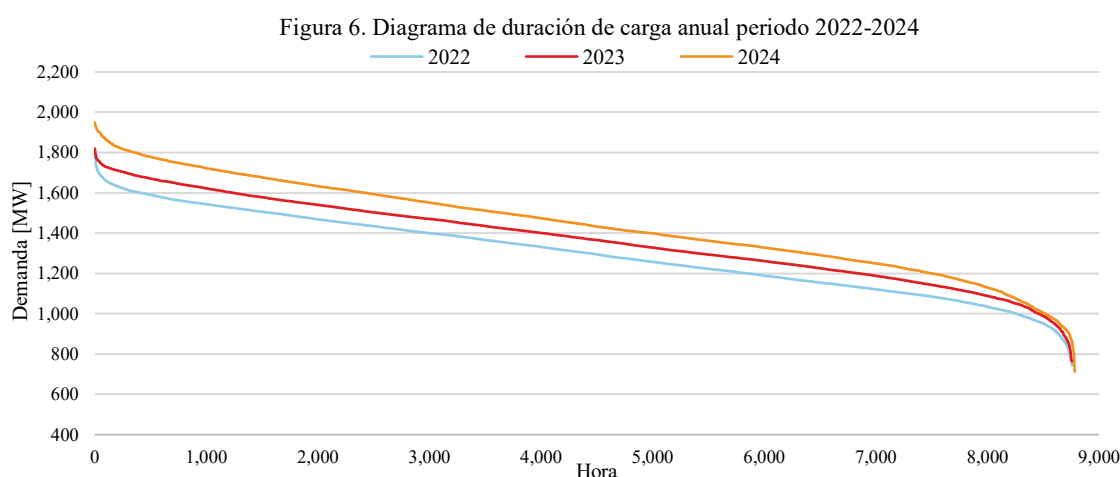
Tabla 2. Máxima demanda de potencia anual, periodo 2007-2024

Año	Registro máximo [MW]	Fecha	Hora
2007	1,126.0	18/04/2007	19:00
2008	1,205.0	07/04/2008	11:30
2009	1,203.0	27/05/2009	11:42
2010	1,245.0	26/04/2010	11:06
2011	1,240.0	28/02/2011	11:24
2012	1,282.0	07/05/2012	18:43
2013	1,336.0	02/04/2013	19:08
2014	1,383.0	08/05/2014	18:56
2015	1,445.0	27/04/2015	19:19
2016	1,514.8	23/05/2016	11:47

Año	Registro máximo [MW]	Fecha	Hora
2017	1,560.5	03/04/2017	19:05
2018	1,602.0	24/04/2018	19:08
2019	1,639.4	14/05/2019	11:44
2020	1,618.3	26/02/2020	19:04
2021	1,738.3	19/05/2021	18:55
2022	1,788.8	07/04/2022	11:57
2023	1,820.0	11/10/2023	18:28
2024	1,949.8	27/05/2024	12:13

Fuente: Elaboración propia con información del CND [3] y Boletines Estadísticos ENEE [4].

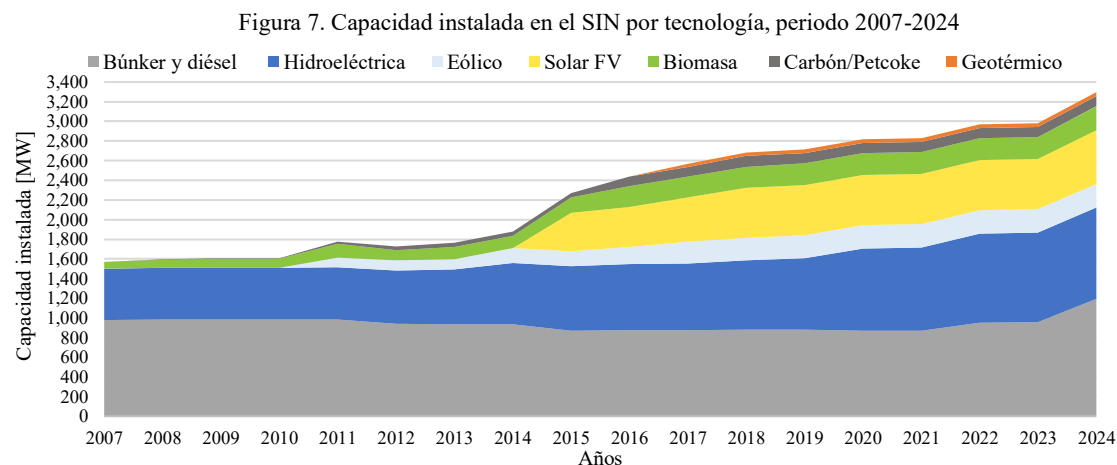
Para analizar la relación del consumo con respecto a su registro horario del período 2022 a 2024, la Figura 6 muestra las respectivas curvas de duración de carga. Para el año 2022, se observa que la demanda excedió los 1,700 MW durante 37 ocasiones y los 1,600 MW en 417 ocasiones. En comparación para el año 2023 donde la demanda supero los 1,800 MW en 3 ocasiones y en 2024 este mismo limite fue superado en 359 ocasiones, finalmente la demanda alcanzo al menos 1,900 MW en 44 ocasiones en el año 2024.



Fuente: Elaboración con información propia [3] y Boletines Estadísticos ENEE [4].

2 Matriz eléctrica de Honduras

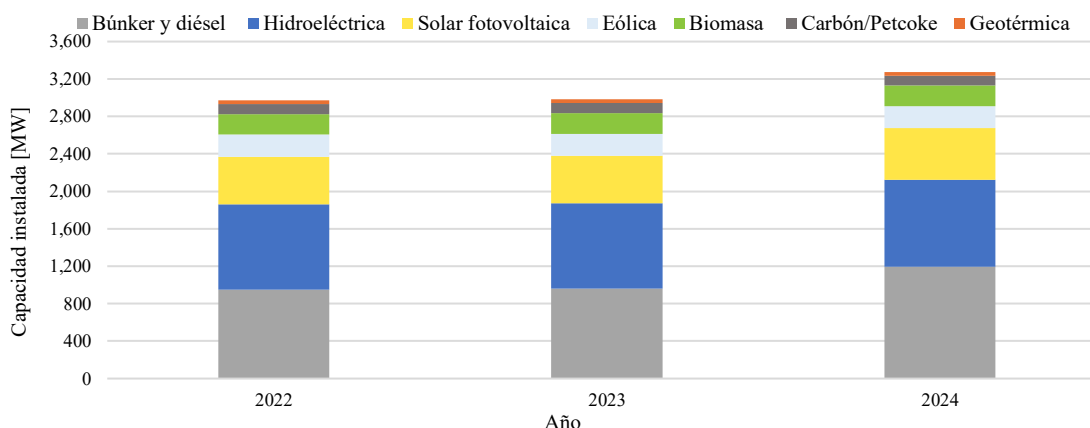
La evolución de la capacidad instalada del sistema durante el periodo 2007-2024, se presenta en la Figura 7. Durante los años 2007-2010 la producción de energía eléctrica era compuesto principalmente por generación hidroeléctrica y térmica, adicional una pequeña proporción de generación basada en biomasa. Siendo a partir del 2011 que la matriz energética alcanza una mayor diversificación al integrarse más proyectos renovables.



Fuente: Elaboración con información propia y Boletines Estadísticos ENEE.

Para el período 2021-2024, la capacidad instalada por tecnología de generación ha tenido un crecimiento notable, principalmente en la capacidad instalada térmica (diésel y búnker), hecho que se ilustra en la Figura 8. La matriz de generación de Honduras para el 2024 se conforma por diversos tipos de tecnologías, cuya integración de acuerdo con el informe de planificación operativa de largo plazo [5], representa una capacidad total instalada de 3,275.8 MW. Esta capacidad se constituye de 39.7%, equivalente a 1,301.6 MW, de centrales termoeléctricas a base de combustible fósil, 28.3% de generación hidroeléctrica, representando 927.4 MW, conformado por centrales con embalse de regulación y las centrales de pasada. La generación basada en energía renovables variables como ser solar fotovoltaica y eólica representa un 24.1%, equivalente a 788.0 MW en conjunto, las centrales basadas en biomasa aportan 218.8 MW, lo que refleja un 6.7% y, finalmente, la única central geotérmica en operación representa un 1.2% de la capacidad instalada con 40 MW.

Figura 8. Capacidad instalada en el SIN por tecnología 2022-2024



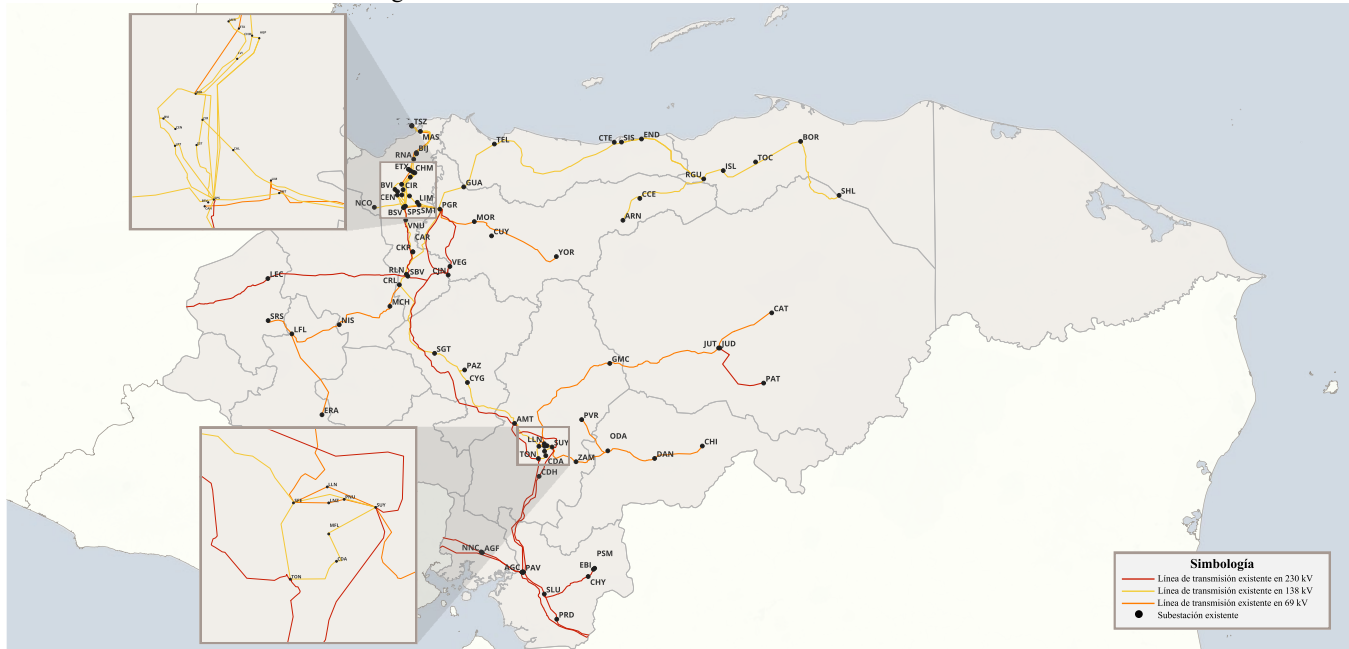
Fuente: Elaboración con información propia y Boletines Estadísticos ENEE [4].

3 Topología actual del sistema de transmisión

La red de transmisión de Honduras se conforma por un conjunto de líneas de transmisión con diferentes niveles de tensión superior a 69 kV, junto con subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar la energía eléctrica a través del SIN. Los niveles de tensión que se utilizan actualmente en la red de transmisión son 69 kV, 138 kV y 230 kV. Hasta mediados de 2025, las líneas de transmisión de 69 kV, 138 kV y 230 kV alcanzaban longitudes alrededor de 694 km, 1,050 km y 1,328 km, respectivamente. La Figura 9 ilustra la red de transmisión nacional, donde es posible identificar los niveles de tensión correspondientes. Cabe mencionar que, de las obras descritas en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2024-2033, se encuentran operativos los proyectos:

- Línea de transmisión San Pedro Sula Sur – San Buenaventura en 230 kV
- Subestación El Centro y línea de transmisión Bellavista – Centro
- Construcción de subestación La Victoria
- Construcción de subestación Calpules
- Construcción de subestación Siguatepeque

Figura 9. Sistema Interconectado Nacional actualizado a octubre 2025



Fuente: Elaboración propia.

Se destaca que existe una alta concentración de consumo de energía eléctrica en la zona norte, mientras que la zona sur alberga una cantidad significativa de generación renovable variable. Esta disparidad provoca un flujo de potencia predominante de sur a norte, transportando la energía desde los principales centros de generación hacia importantes áreas de consumo. La zona norte cuenta, principalmente, con líneas de transmisión en nivel de tensión de 138 kV, formando una red altamente mallada y la zona sur cuenta con una red en 230 kV.

La red de transmisión cuenta con cinco circuitos radiales que suministran energía a diferentes zonas del país, un circuito alimenta la zona occidente, dos alimentan la zona de oriente cubriendo los departamentos de Olancho y El Paraíso, otro parte del departamento de Yoro y el último cubre el Litoral Atlántico. De estos circuitos, el circuito que conecta al Litoral Atlántico opera en 138 kV, mientras los demás circuitos radiales operan en 69 kV. Es importante mencionar que la descripción de los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión existentes en la red de transmisión se detalla en el Anexo I.1 del presente plan de expansión.

En general, la red de transmisión en Honduras comprende un total de 89 subestaciones eléctricas, cada una desempeñando diversas funciones que abarcan desde el suministro de la demanda, la interconexión de centrales de generación y la conmutación entre distintos elementos de transmisión y, en otras circunstancias, una combinación de estas funciones. Considerando las características de los equipos de transformación instalados, estos pueden clasificarse como se describe a continuación:

1. Dos subestaciones con niveles de tensión 230, 138, 69 kV;
2. Tres subestaciones con niveles de tensión 230, 138 kV;
3. Una subestación con niveles de tensión 230, 69 kV;
4. Tres subestaciones con niveles de tensión 138, 69 kV;
5. Dieciocho subestaciones en 230 kV;
6. Treinta y nueve subestaciones en 138 kV;
7. Veinticuatro subestaciones en 69 kV.

Otro grupo de elementos relevantes en la red de transmisión son los transformadores de potencia, que también se clasifican por su función y nivel de tensión al que operan. Los transformadores de potencia que se consideran que forman parte la red de transmisión son los que operan con al menos dos devanados a niveles de alta tensión. Actualmente, el sistema de transmisión cuenta con un total de 18 transformadores que operan en diferentes niveles de tensión, 230, 138 y 69 kV. La información detallada de la configuración de las subestaciones existentes en la red de transmisión se describe en la sección I.2 del Anexo del presente PERT. La descripción de los transformadores de potencia, especificando su nivel de tensión y capacidad es ampliada en la sección I.3 del Anexo del presente PERT.

Para finalizar, es importante destacar la presencia de los enlaces regionales que forman parte integral de la red de transmisión, permitiendo la integración de Honduras con el sistema interconectado centroamericano por medio del Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central por sus siglas, (SIEPAC), las interconexiones que conforman el SIEPAC, se expone en la Figura 10. Estos enlaces habilitan un intercambio operativo de al menos 300 MW entre pares de países, siempre que las condiciones operativas lo permitan. Concretamente, se cuenta con un enlace hacia Guatemala que conecta las subestaciones Panaluya y La Entrada. Además, se mantienen dos enlaces con El Salvador, ambos conectan la subestación 15 de Septiembre, en El Salvador, uno con la subestación Agua Caliente y el segundo con la subestación Nueva Nacaome. Por último, se dispone de dos enlaces con Nicaragua, siendo el primero el que parte de la subestación Agua Caliente y termina en la subestación Sandino, mientras el segundo se origina en la subestación de Prados y finaliza en la subestación León. Adicionalmente se representa en la Figura 10 la interconexión entre las subestaciones Tapachula en México y Los Brillantes en Guatemala la cual no es parte del SIEPAC siendo demostrada con carácter informativo, también se agrega la intención a futuro de la conexión entre las subestaciones Panamá II y Cerro Matoso, esta última en Colombia.

Figura 10. Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central (SIEPAC)



Fuente: Elaboración propia con información del EOR [6].

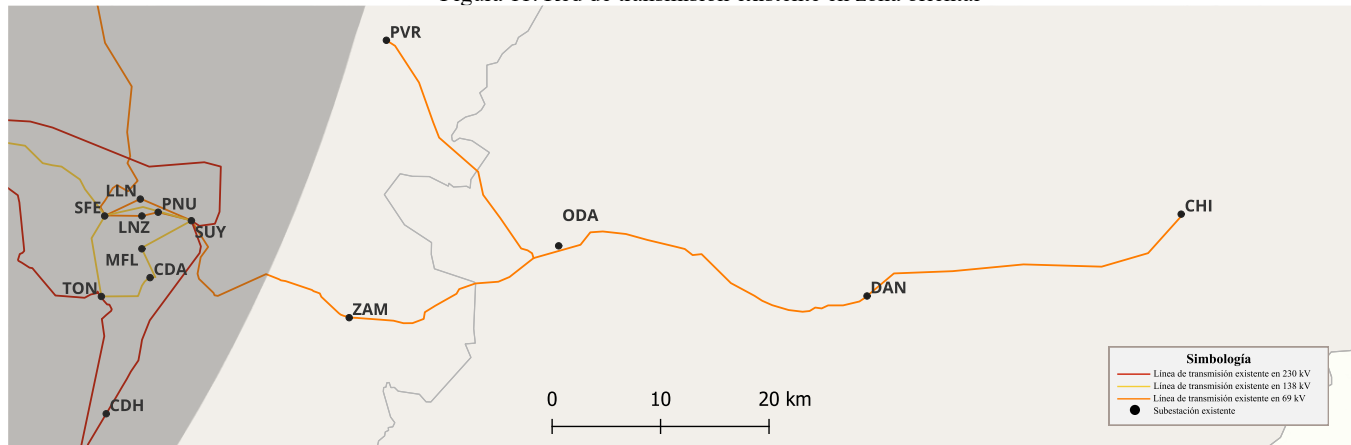
III Condiciones de la red de transmisión

Esta sección busca dar el contexto de las limitantes y los desafíos operativos del sistema de transmisión. Esto para mostrar las regiones del sistema que requieren de mayor atención, y que presentan limitaciones para el suministro de demanda. Las limitaciones que se detallarán a continuación surgen de una combinación de factores, principalmente de la capacidad de líneas de transmisión y transformadores de potencia, así como el suministro de potencia reactiva local.

1 El Paraíso

El departamento de El Paraíso se alimenta de forma radial en 69 kV por medio de la línea de transmisión L422 entre las subestaciones Suyapa y Zamorano con capacidad de 47 MVA como se observa en la Figura 11. Esta zona cuenta con generación local proporcionada por la azucarera Tres Valles, conectada a la subestación El Porvenir, con una capacidad de 22 MW. Dicha producción depende del período de zafra, el cual comprende desde enero hasta agosto. Estos elementos contribuyen a que, en ocasiones, no se logre suministrar completamente la demanda eléctrica de la zona. Además, la limitada capacidad de transporte de las líneas de transmisión y la ausencia de generación local provoca condiciones de bajo voltaje recurrentes.

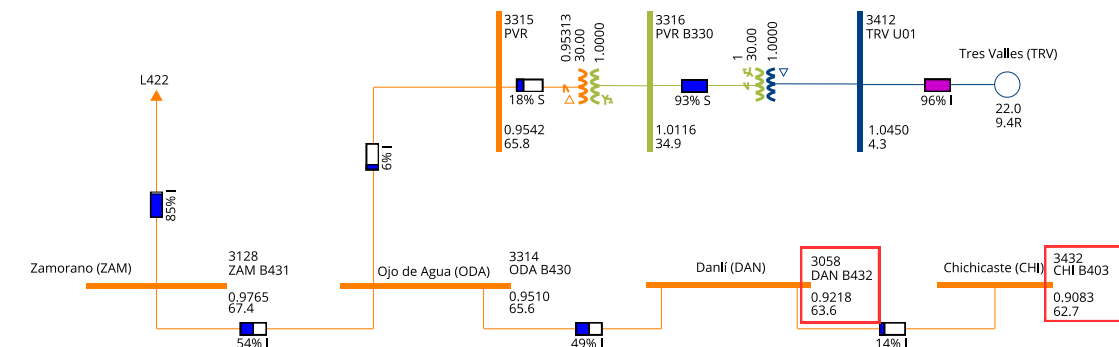
Figura 11. Red de transmisión existente en zona oriental



Fuente: Elaboración propia.

Para ilustrar dicha problemática, en la Figura 12, se presenta una simulación de flujo de potencia en la cual, la central Tres Valles opera a su capacidad máxima, y la línea L422 SUY-ZAM esté cargada en 85% de su capacidad máxima. A pesar de que este escenario parece ser favorable para la zona, es posible observar que el nivel de tensión en las subestaciones Danlí y Chichicaste están por debajo del límite inferior establecido en los CCSDM.

Figura 12. Condiciones operativas normales en El Paraíso, demanda máxima nocturna, temporada seca

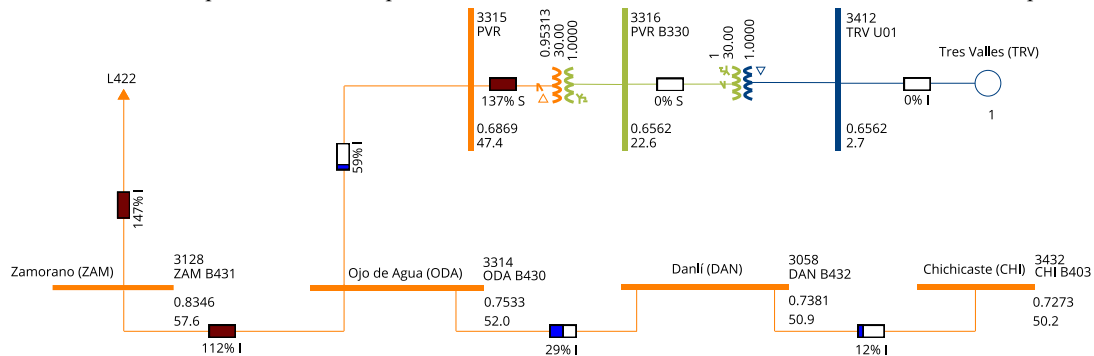


Fuente: Elaboración propia con información de simulaciones realizadas.

Considerando el mismo escenario, se evalúa una condición operativa bajo indisponibilidad de la central Tres Valles. Al analizar esta condición, los problemas de voltaje se acentúan dado que la demanda de la zona es suministrada, en su totalidad, desde la subestación Suyapa, lo cual provoca una sobrecarga severa en la línea L422 y voltajes de 0.738 p.u. y 0.727 p.u. en las subestaciones Danlí y Chichicasté, respectivamente. Dicha condición es presentada en la Figura 13.

La condición descrita, respecto a la falta de generación de la central Tres Valles, ocurre en la temporada lluviosa que es fuera del periodo de zafra de la central. De forma temporal, y para entre otras limitantes, mitigar el efecto de la falta de generación de Tres Valles se dispone de una central en la subestación Danlí. Esta central termoeléctrica es parte de las centrales que operan en modalidad de arrendamiento, la misma opera con diésel y conlleva a costos operativos elevados para el sistema. La central termoeléctrica es una medida transitoria mientras se desarrollan obras de transmisión necesarias para esta región del país.

Figura 13. Condiciones operativas con indisponibilidad de TRV en El Paraíso, demanda máxima nocturna, temporada seca



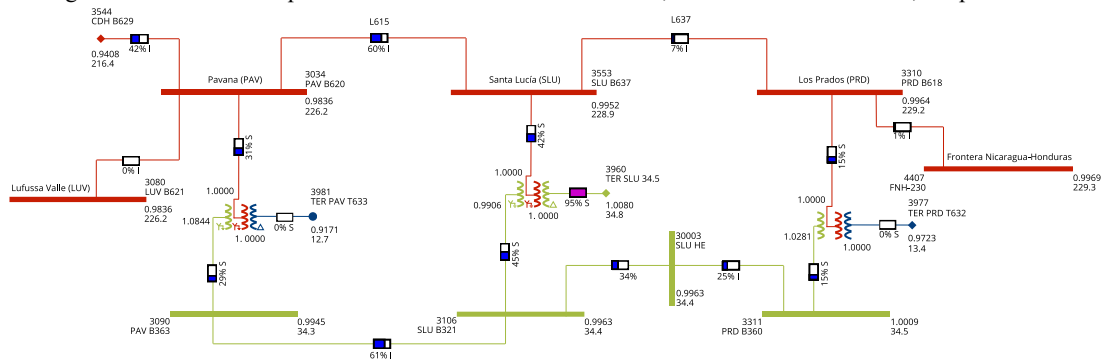
Fuente: Elaboración propia con información de simulaciones realizadas.

2 Zona Sur

En la zona sur del país se concentra la mayor producción de generación solar y eólica a nivel nacional. Dicha producción debe ser transportada hacia los mayores centros de consumo del país, provocando altos flujos de potencia en la zona, más notorio en las líneas L615, Pavana-Santa Lucía, y L637, Santa Lucía-Prados. Además, estos elementos transportan parte del flujo de potencia proveniente del enlace Honduras - Nicaragua en condiciones de transferencia regional.

Frente a condiciones de falla en la línea L615 o L627 Aguacaliente – Sandino, se activan esquemas de desconexión de generación solar fotovoltaica en las subestaciones Santa Lucía y Prados para prevenir sobrecargas en los componentes de la red de transmisión. Esta acción también conlleva a desbalances de generación en el SIN. Considerando un escenario de demanda máxima diurna, temporada seca sin transferencias regionales y con un alto nivel de generación solar, la Figura 14, ilustra que la línea L615 presenta carga del 60% de su capacidad. Es importante destacar que una contingencia en esta línea impacta en una pérdida de alrededor de 152 MW, vitales para el sistema, y que pueden tener consecuencias en la operación del sistema regional.

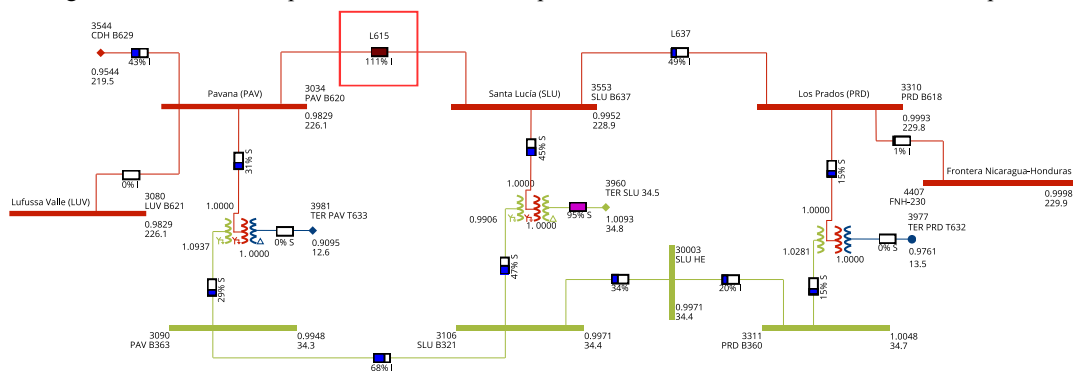
Figura 14. Condiciones operativas sin transferencias en zona sur, demanda máxima diurna, temporada seca



Fuente: Elaboración propia con información de simulaciones realizadas.

Con el mismo escenario de demanda anteriormente mencionado, pero considerando el porteo Sur – Norte de 150 MW de potencia desde Nicaragua, la carga de la línea L615 aumenta a 111%, según se ilustra en la Figura 15, lo cual representa un flujo de potencia de 285 MW circulando a través de esta línea, que son condiciones de alta exigencia en las subestaciones de la zona y líneas de transmisión asociadas.

Figura 15. Condiciones operativas en zona sur con porteo sur-norte, demanda máxima diurna, temporada seca



Fuente: Elaboración propia con información de simulaciones realizadas.

Es importante mencionar, que en las figuras que muestran la problemática de la zona sur del país no se consideran las contingencias que agravan las condiciones operativas de la red. La línea L615 presenta un cuello de botella para evacuar la generación actualmente instalada, así como para las transferencias de potencia entre países de la región. Bajo contingencia simple las condiciones no serían sostenibles y existe un riesgo elevado de impactos adversos a gran escala en el sistema nacional y regional, como se ha registrado históricamente.

3 Litoral Atlántico

Esta zona es energizada de forma radial mediante una línea de transmisión con longitud de 340 km, la cual se extiende desde la subestación Progreso hasta la subestación SHOL como se muestra en la Figura 16. La mayoría de la carga se concentra en las subestaciones Ceiba Térmica y San Isidro, ambas en la ciudad de La Ceiba. Debido a la longitud de la línea de transmisión que transporta energía desde la subestación Progreso, la cual actualmente se encuentra con restricciones operativas, resulta necesaria la inyección de generación térmica forzada en la zona para mantener los niveles de voltaje dentro de los límites establecidos en los CCSDM.

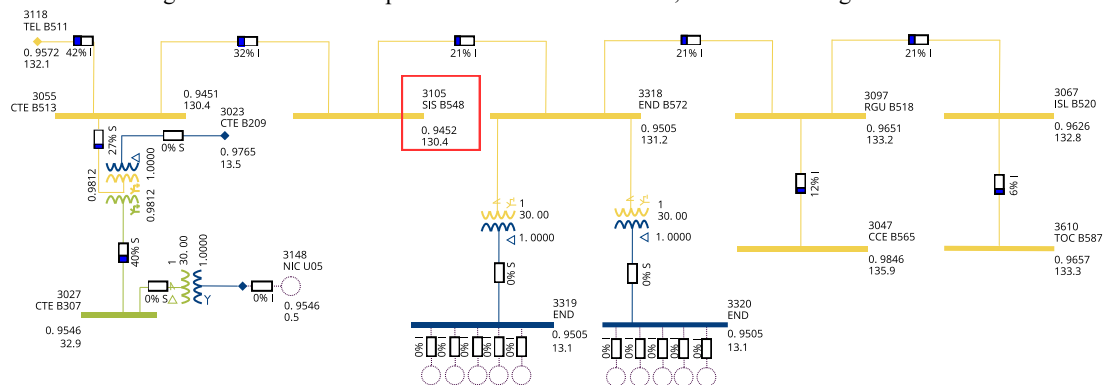
Figura 16. Red de transmisión existente en Litoral Atlántico



Fuente: Elaboración propia.

Esta condición se ilustra en la Figura 17, donde se observa que, las unidades de generación en la subestación La Ensenada (END) se encuentran fuera de servicio, lo cual provoca voltajes cercanos a 0.94 pu en las subestaciones de la zona.

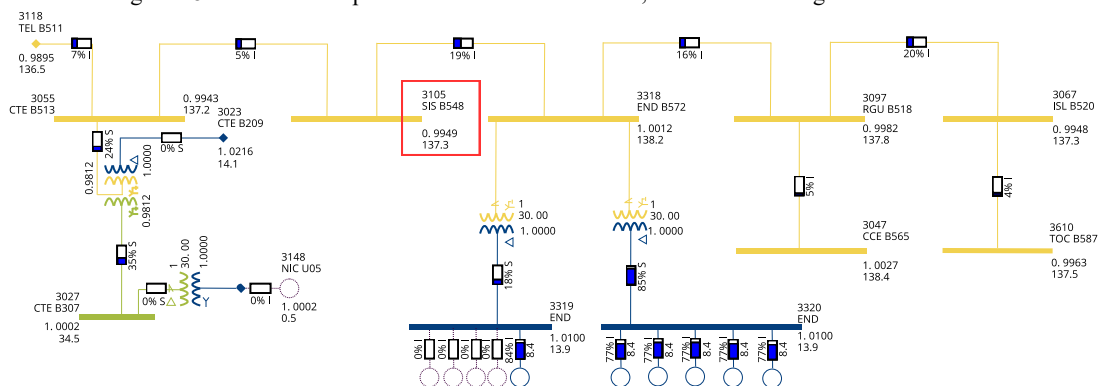
Figura 17. Condiciones operativas del Litoral Atlántico, sin unidades de generación en END



Fuente: Elaboración propia con información de simulaciones realizadas.

La condición anterior mejora al arrancar la generación térmica de la zona, como se ilustra en la Figura 18. En este escenario, seis de las unidades de generación en la central La Ensenada se encuentran operando para poder mantener los voltajes en la zona dentro del rango estipulado.

Figura 18. Condiciones operativas del Litoral Atlántico, con unidades de generación en END

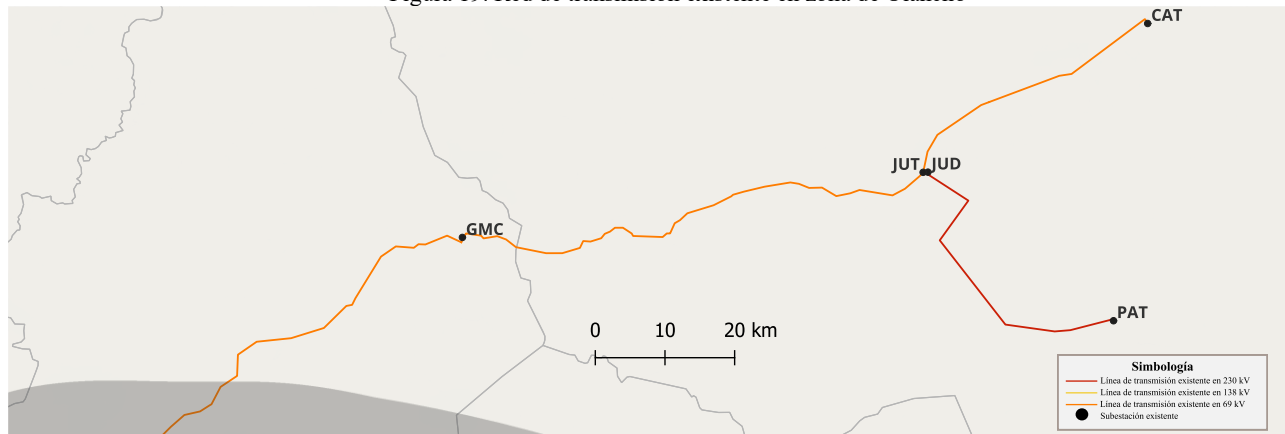


Fuente: Elaboración propia con información de simulaciones realizadas.

4 Olancho

El circuito radial que alimenta la zona de Olancho ha presentado limitaciones para poder abastecer la demanda. Este circuito opera en 69 kV y tiene una longitud alrededor de 194 km como se observa en la Figura 19. Esta zona presenta problemas de inestabilidad de tensión por lo que afecta el servicio eléctrico en dicha zona. Actualmente, esta zona cuenta con la central hidroeléctrica Patuca III con una capacidad instalada de 104 MW, pero a causa de la longitud considerable del circuito y su capacidad térmica de 68 MVA, no es posible aprovechar a su totalidad la capacidad de generación de esta central, limitándose a una generación máxima de 77 MW.

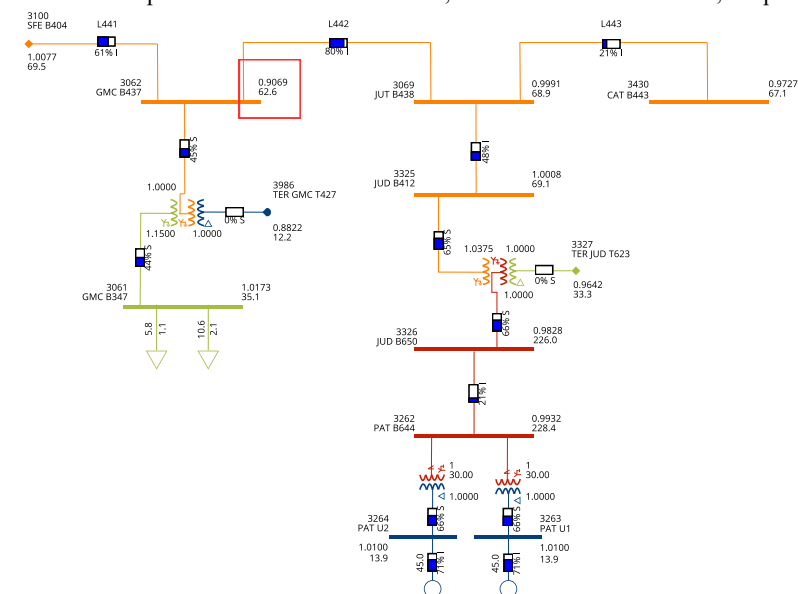
Figura 19. Red de transmisión existente en zona de Olancho



Fuente: Elaboración propia.

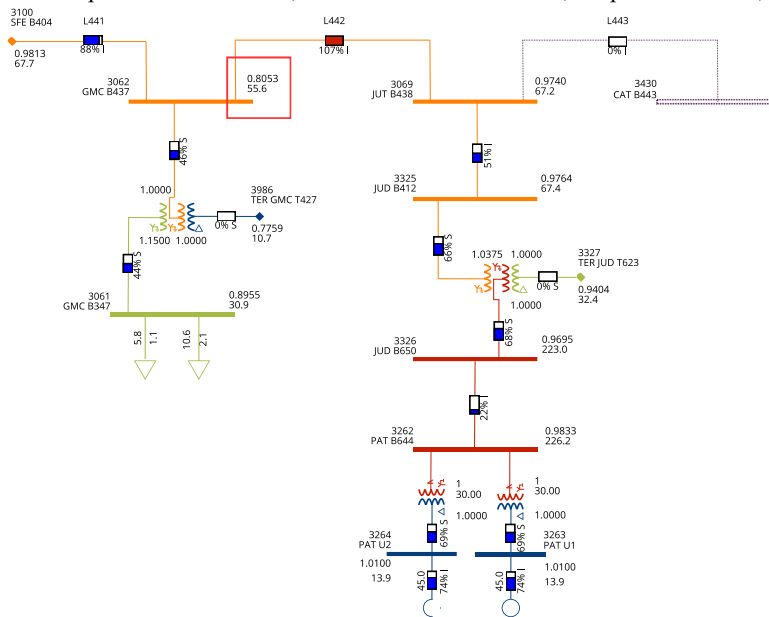
Para un escenario de demanda máxima en estación lluviosa, donde la central Patuca III cuenta con un alto recurso hidrológico, el despacho de la central a 90 MW provoca bajo voltaje en la subestación de Guaimaca, según se ilustra en la Figura 20. Esta condición crítica se agrava ante la contingencia de la línea L443 JUT-CAT, según se ilustra en la Figura 21. Este escenario es causado por la pérdida de la carga en la subestación Catacamas, lo cual produce un aumento en el flujo de potencia transportado por la red de 69 kV. Esta situación impacta directamente en la línea L442 GMC-JUT, en la cual se alcanza un 107% de sobrecarga de su capacidad nominal y, por consiguiente, se obtiene una caída de tensión hasta aproximadamente 0.80 pu en la subestación Guaimaca.

Figura 20. Condiciones operativas normales en Olancho, demanda máxima nocturna, temporada húmeda



Fuente: Elaboración propia con información de simulaciones realizadas.

Figura 21. Condiciones operativas en Olancho, demanda máxima nocturna, temporada húmeda, contingencia línea L443

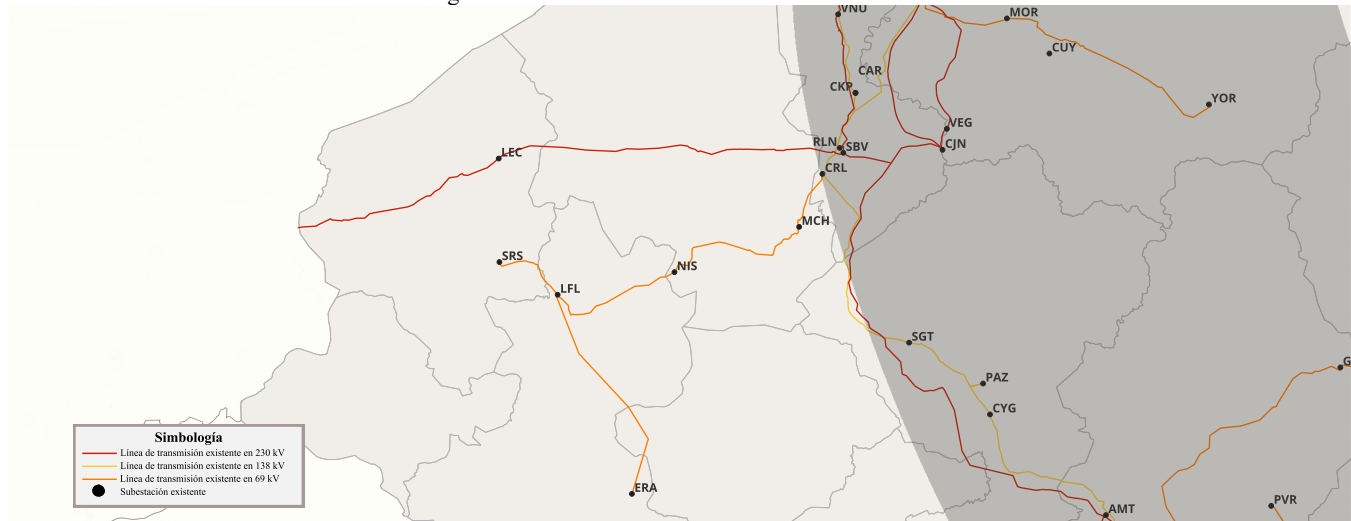


Fuente: Elaboración propia con información de simulaciones realizadas.

5 Zona Occidental

Esta zona está compuesta por las subestaciones de Santa Rosa, Nispero, Las Flores y Erandique, las cuales son energizadas únicamente por la línea de transmisión en 69 kV, L429 CRL-NIS. Esta línea de transmisión, con capacidad de 68 MVA, inicia en la subestación de Cañaveral y se conecta a la subestación Nispero, como se muestra en la Figura 22. Debido a esta configuración radial, y el nivel de tensión en el que opera, la red de transmisión en esta zona del país se observan voltajes por debajo del límite establecido en los CCSDM.

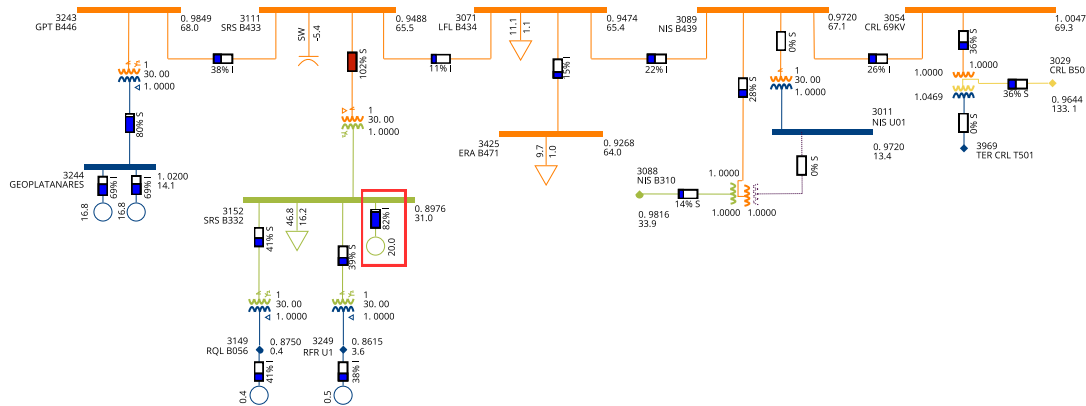
Figura 22. Red de transmisión existente en zona occidental



Fuente: Elaboración propia.

Para mitigar estos problemas de voltaje se dispone de una central termoeléctrica (ASR), en modalidad de arrendamiento, en la subestación Santa Rosa que también es la subestación con la mayor concentración de carga en la zona. En la Figura 23 se observa que, en condiciones de demanda máxima en estación seca, se requiere de toda la capacidad de la central en Santa Rosa, 20 MW, para evitar caídas severas en los voltajes de la zona.

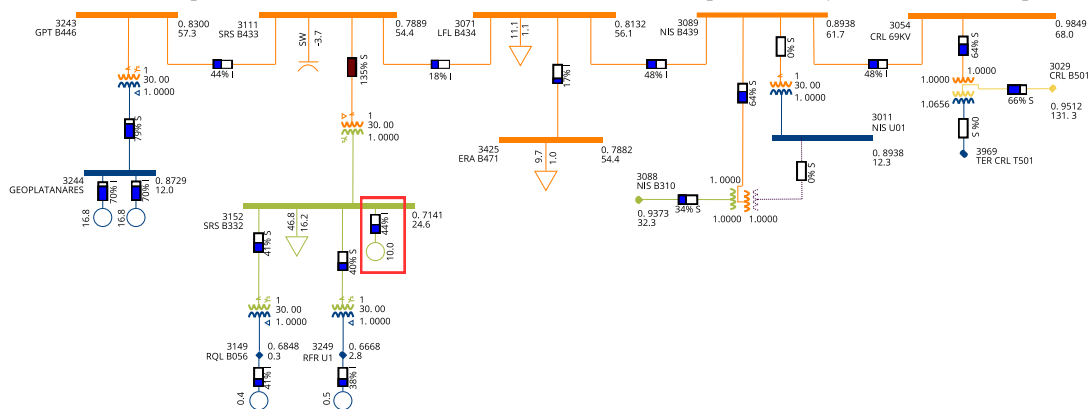
Figura 23. Condiciones operativas en Occidente, demanda máxima diurna, temporada seca y ASR a su capacidad máxima



Fuente: Elaboración propia con información de simulaciones realizadas.

En la Figura 24, se observa que reducir el despacho de esta central, a 10 MW, tiene como consecuencia una reducción notable en los voltajes de la zona, para el caso de la subestación Santa Rosa (SRS) una caída de voltaje hasta 21.2% por debajo de su valor nominal, para la subestación Las Flores (LFL) de 18.7% por debajo de su valor nominal, para la subestación El Nispero (NIS) de 10.6%, provocando para todas las subestaciones anteriores voltajes muy por debajo del límite mínimo establecido en los CCSDM.

Figura 24. Condiciones operativas en Occidente, demanda máxima diurna, temporada seca y ASR a mitad de capacidad



Fuente: Elaboración propia con información de simulaciones realizadas.

Otro aspecto relevante para la zona es la contingencia en la línea L429 CRL-NIS, ante la cual las subestaciones en la zona quedan sin energía. Debido a la antigüedad de la línea y la dificultad de acceso a su ruta, los tiempos de restablecimiento se prolongan. Por lo tanto, es necesario iniciar un protocolo de arranque mediante una señal remota de la central Geoplanatares, lo cual se logra enviando una señal de voltaje a través de un circuito de distribución L358 conectado a la subestación de La Entrada. Este circuito se interconecta con el circuito L338 de la subestación Santa Rosa. Considerando la capacidad limitada de este vínculo, por ser un circuito de distribución, no es posible atender toda la demanda en horarios de alto consumo y en algunas ocasiones no es posible sincronizar la planta de Geoplanatares.

6 Distrito Central

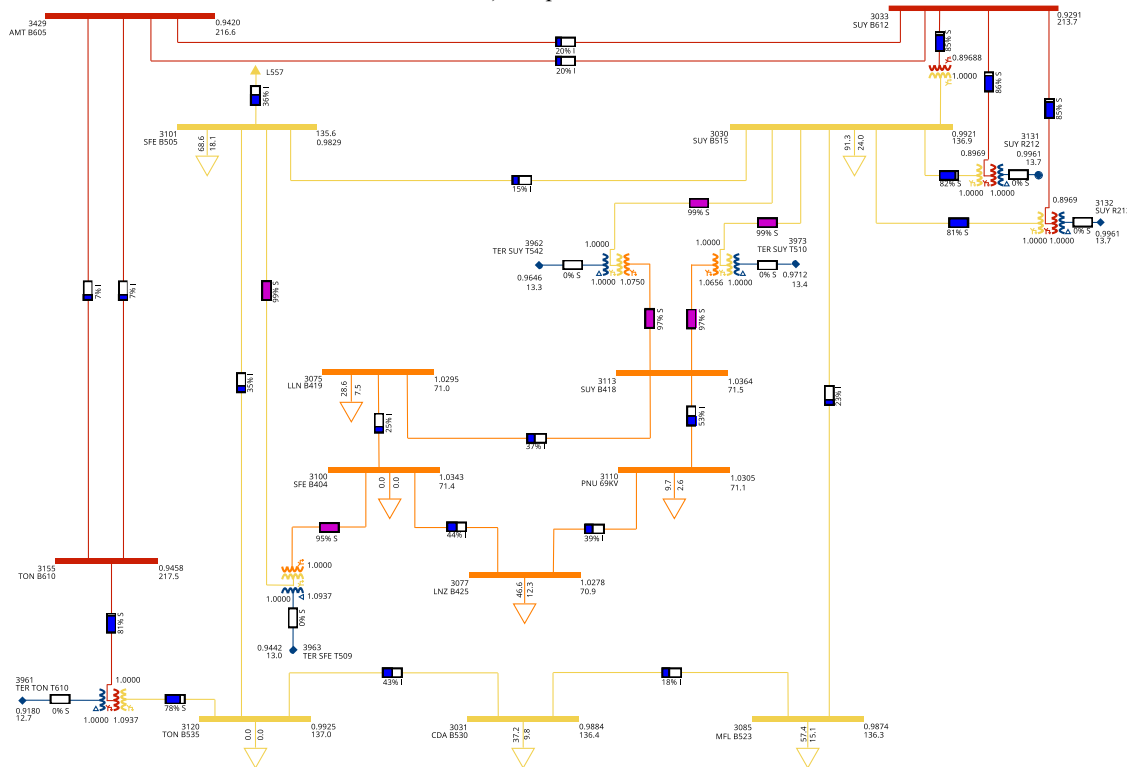
El Distrito Central cuenta con dos anillos a nivel de transmisión, uno en 138 kV y otro en 69 kV, para suministrar la demanda en la zona. Adicionalmente, la subestación Toncontín contribuye al suministro de la demanda desde 230 kV. Esta configuración provoca un flujo de potencia elevado en los transformadores de transmisión en las subestaciones de la zona. En la subestación de Suyapa, se observa en los transformadores 230/138 kV una carga de hasta 86% de su capacidad y en cuanto a los transformadores de 138/69 kV se observan flujos de

potencia equivalentes hasta un 99% de su capacidad en las subestaciones de Santa Fe y Suyapa, y para Toncontín, en el transformador 230/138 kV, hasta un 81%, como se ilustra en la Figura 25-a). Adicionalmente, el crecimiento de la demanda para los próximos años incrementaría la carga de estos elementos, quedando expuestos a futuras sobrecargas y restricciones al suministro de carga.

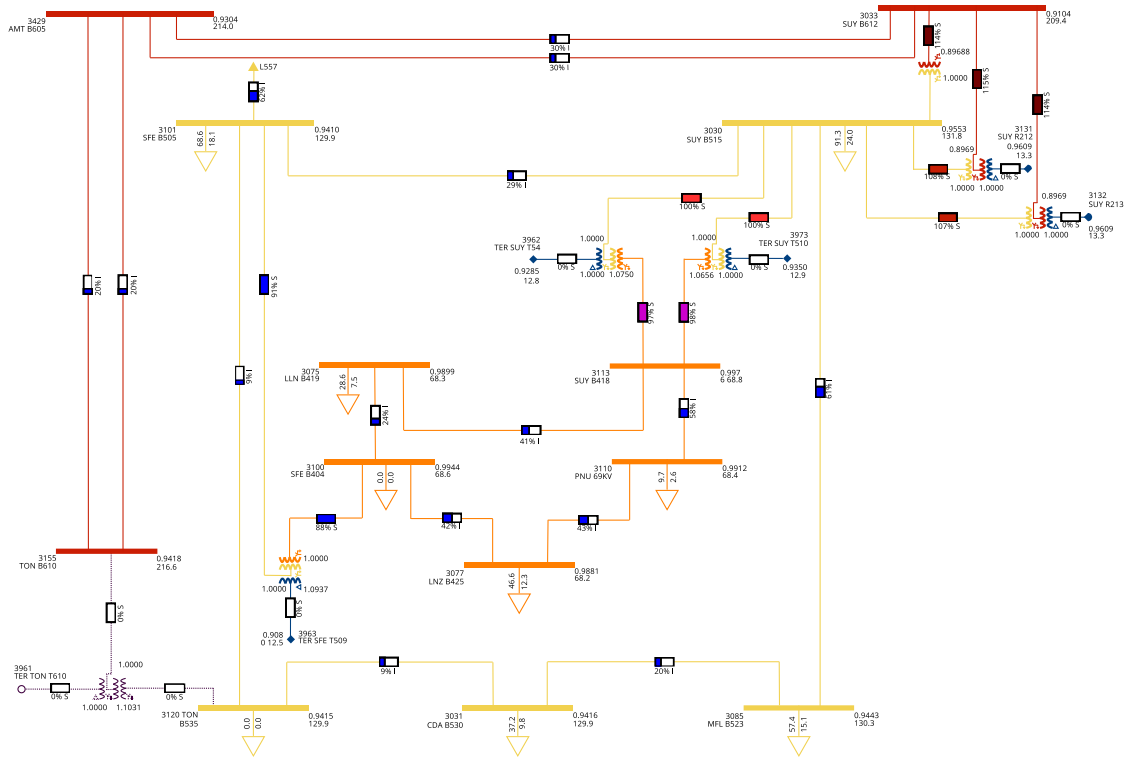
La condición anterior se agrava ante la contingencia del transformador T610 230/138 kV ubicado en la subestación Toncontín, según se ilustra en la Figura 25-b), en la cual se observa un aumento en el flujo de potencia transportado por la red de 69 kV y 138 kV, dicha contingencia provoca un flujo de potencia elevado en los transformadores de transmisión de la subestación de Suyapa 230/138 kV con una sobrecarga de 14% sobre su capacidad nominal y en cuanto a los transformadores de 138/69 kV se observa carga de hasta un 100% en esta subestación, y para los transformadores ubicados en la subestación Santa Fe se alcanza carga de hasta un 91% de su capacidad.

Ante la contingencia de uno de los transformadores 230/138 kV en la subestación Suyapa, según se ilustra en la Figura 25-c), se observa un aumento en el flujo de potencia transportado por la red de 138 kV y 230 kV, para los transformadores de transmisión de la subestación de Suyapa 230/138 kV, presentan una sobrecarga del 13% sobre su capacidad nominal, y para el transformador ubicado en Toncontín se observa una carga del 94%, y para los transformadores de 138/69 kV se observan flujos de hasta un 102% de su capacidad en la subestación Santa Fe.

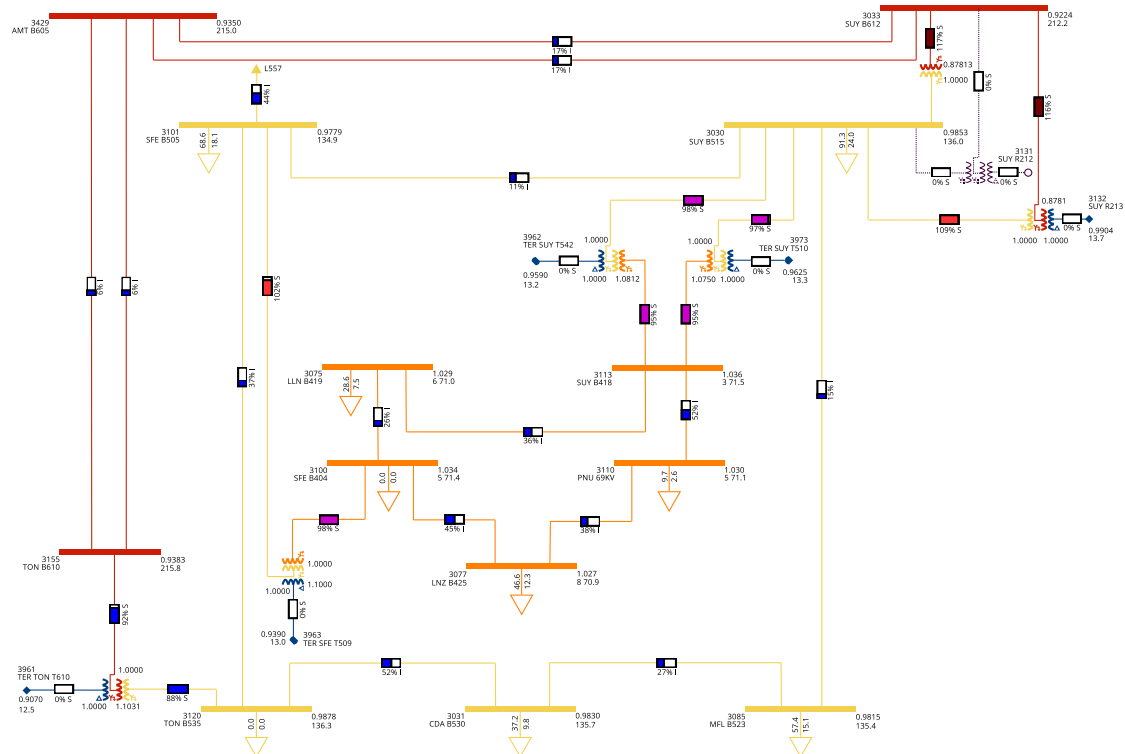
Figura 25. Condiciones operativas en el Distrito Central, demanda máxima diurna, temporada seca
a) Operación normal



b) Contingencia del transformador en la subestación Toncontín – T610



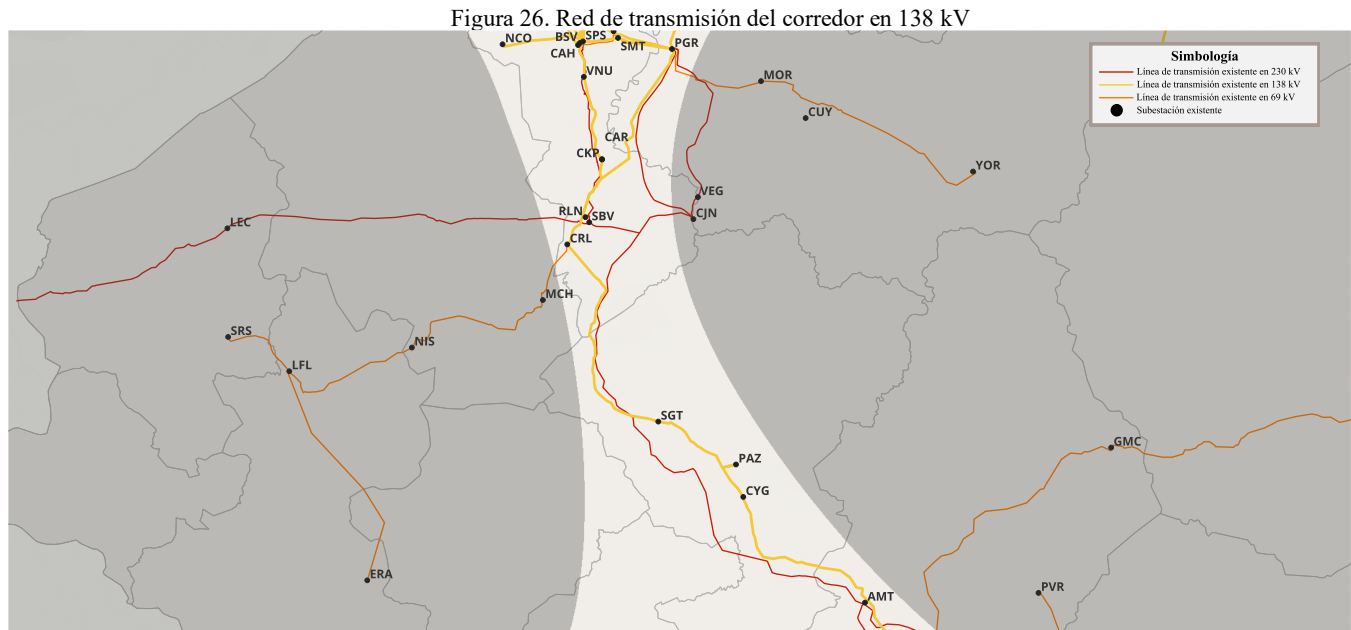
c) Contingencia de uno de los transformadores en la subestación Suyapa



Fuente: Elaboración propia con información de simulaciones realizadas.

7 Corredor de 138 kV en zona central del país

En el país opera un corredor en 138 kV que se extiende desde la subestación de San Pedro Sula Sur (SPS) en el Valle de Sula hasta la subestación de Amarateca (AMT) en el Distrito Central, como se muestra en la Figura 26. Este corredor se compone de los tramos L531 SPS-VNU, L504 VNU-CAR, L502 CAR-RLN, L501 RLN-CRL, L549 CRL-SGT, L550 SGT-PAZ, L551 PAZ-CYG, y L558 CYG-AMT.

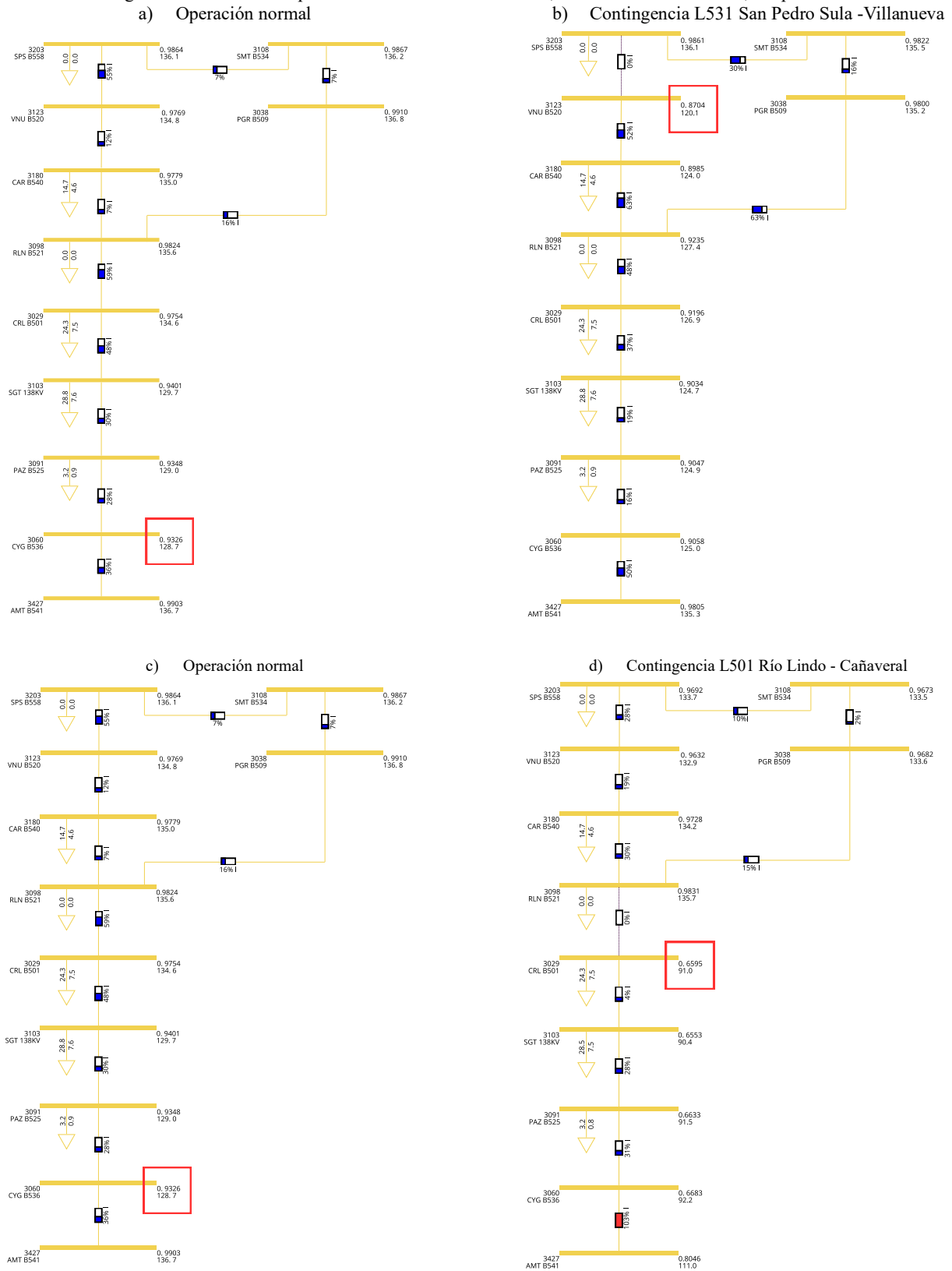


Fuente: Elaboración propia.

La contingencia L531 SPS-VNU, como se expone en la Figura 27-(b), provoca caídas de voltaje en las subestaciones que componen este corredor, siendo la más grave, con una caída de voltaje hasta 0.87 pu en la subestación de Villanueva (VNU), así mismo, provoca niveles de voltaje cercanos a 0.90 pu para las subestaciones de Caracol (CAR), Siguatepeque (SGT), Piedras Azules (PAZ) y Comayagua (CYG), y niveles de voltaje cercanas a 0.92 para el caso de las subestaciones Rio Lindo (RLN) y Cañaveral (CRL), todos los valores de voltaje anteriores se encuentran fuera de los límites establecidos en la regulación.

La contingencia L501 RLN-CRL, como se expone en la Figura 27-(d), provoca niveles de voltaje cercanos a 0.65 p.u. para las subestaciones de Cañaveral (CRL) y Siguatepeque (SGT), y niveles de voltaje cercanos a 0.66 p.u. para subestaciones de Piedras Azules (PAZ) y Comayagua (CYG). En cuanto a la subestación Amarateca (AMT), la anterior contingencia provoca niveles de voltaje de 0.8046 pu y una carga en la línea L558 CYG-AMT de 103% de su capacidad nominal.

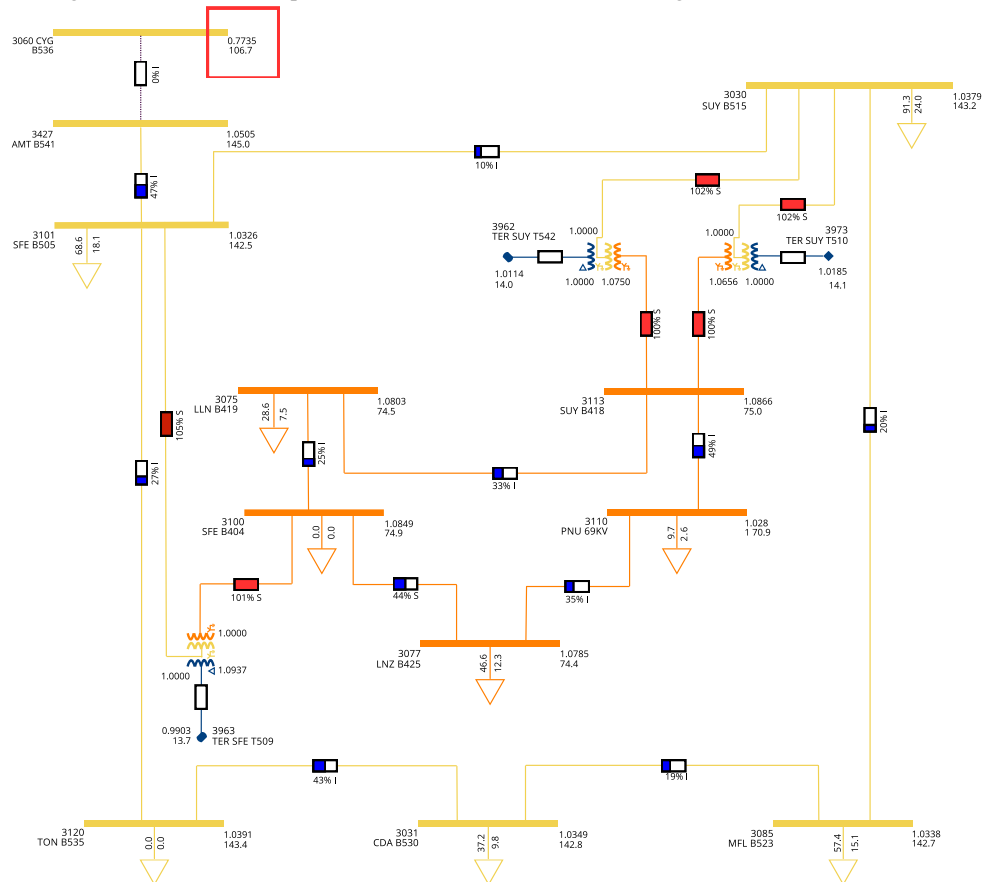
Figura 27. Condiciones operativas en el corredor de 138kV, demanda máxima diurna, temporada seca.



Fuente: Elaboración propia con información de simulaciones realizadas.

En cuanto a la contingencia del tramo L558 CYG-AMT, se observa una caída de voltaje en la subestación Comayagua del 22.6% por debajo de su valor nominal, provocando voltajes muy por debajo del límite mínimo establecido en los CCSDM. Esto se aprecia en la Figura 28, además se aprecia también que el flujo de potencia en los transformadores 138/69 kV en el Distrito Central incrementa, ocasionando sobrecargas en estos elementos. La contingencia de la línea L558 CYG-AMT puede impactar más allá de los niveles de voltaje en las barras de transmisión.

Figura 28. Condiciones operativas en Distrito Central ante contingencia del tramo L558 AMT-CYG

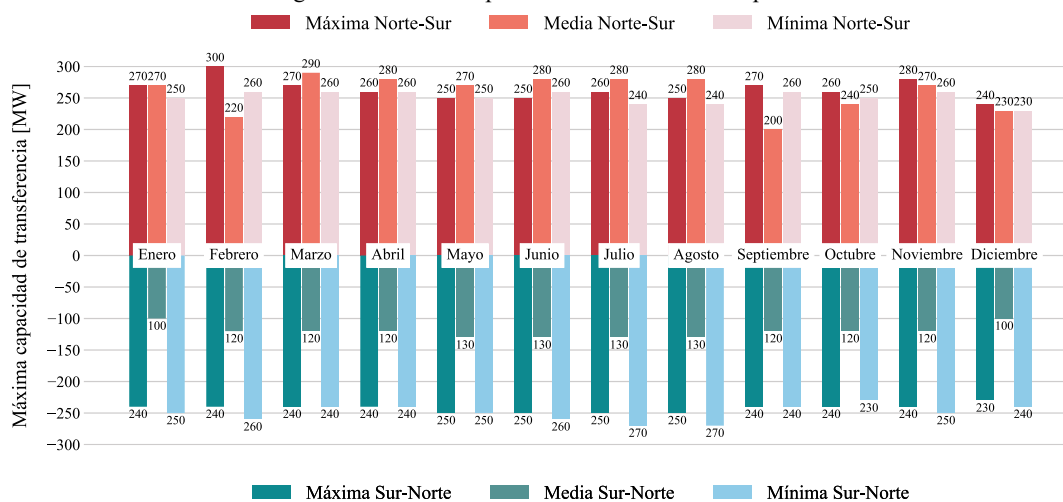


Fuente: Elaboración propia con información de simulaciones realizadas.

8 Máxima capacidad de transferencia con el Sistema Eléctrico Regional

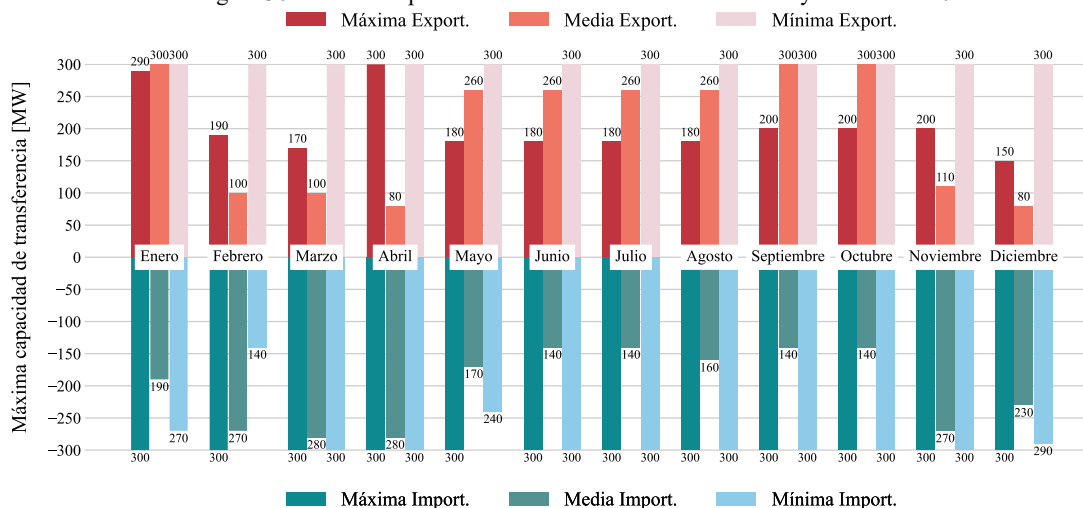
A continuación, se presentan las capacidades operativas de transferencia de Honduras para el año 2024 en demanda máxima, media y mínima a nivel regional, con información de los estudios de máximas capacidades de transferencia de potencia entre áreas de control del Ente Operador Regional [7]. Es importante mencionar que, la demanda media regional corresponde con la demanda máxima en horario diurno nacional.

Figura 29. Máxima capacidad de transferencia de porteo 2024



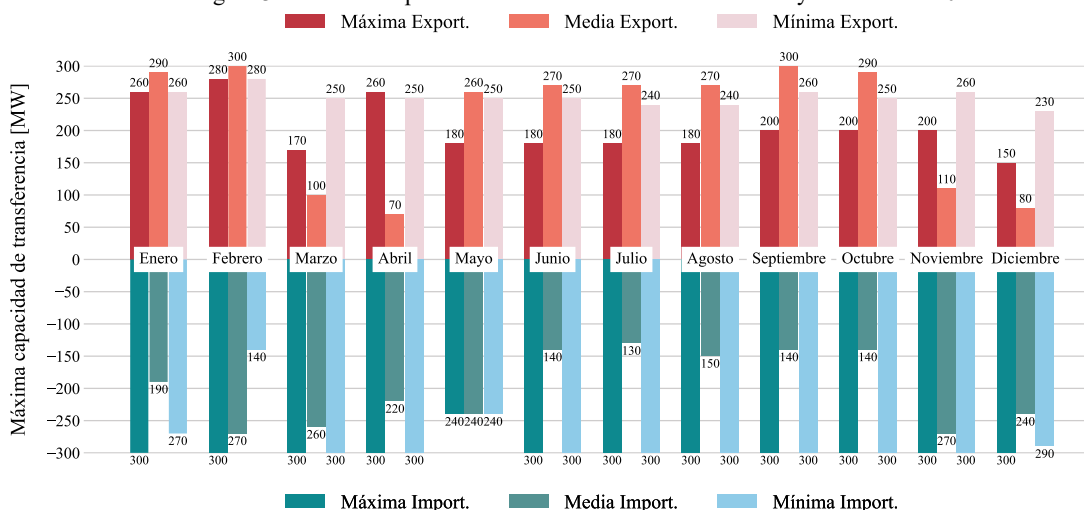
Fuente: Elaboración propia con información del EOR [7].

Figura 30. Máxima capacidad de transferencia entre Honduras y Guatemala 2024



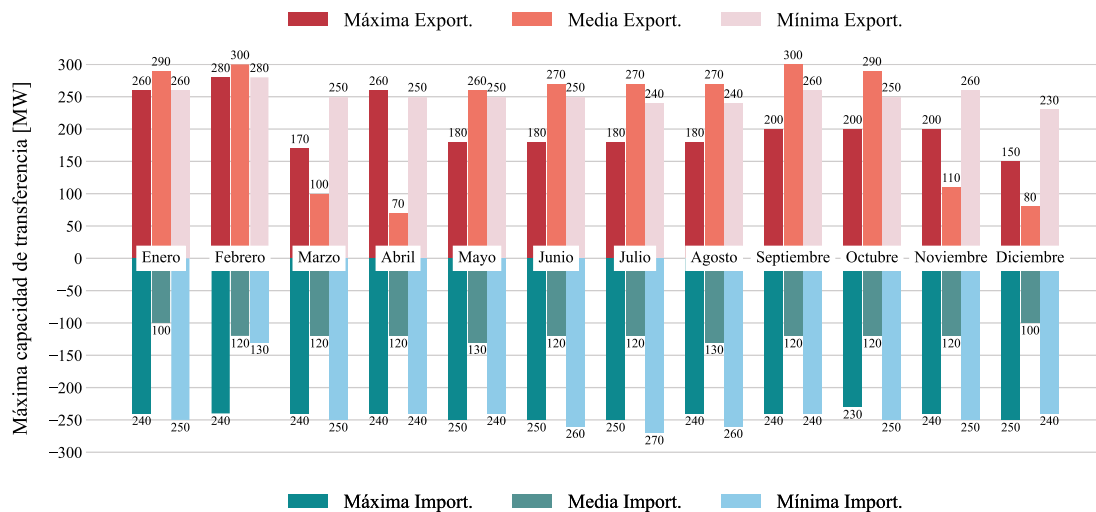
Fuente: Elaboración propia con información del EOR [7].

Figura 31. Máxima capacidad de transferencia entre Honduras y El Salvador 2024



Fuente: Elaboración propia con información del EOR [7].

Figura 32. Máxima capacidad de transferencia entre Honduras y Nicaragua 2024



Fuente: Elaboración propia con información del EOR [7].

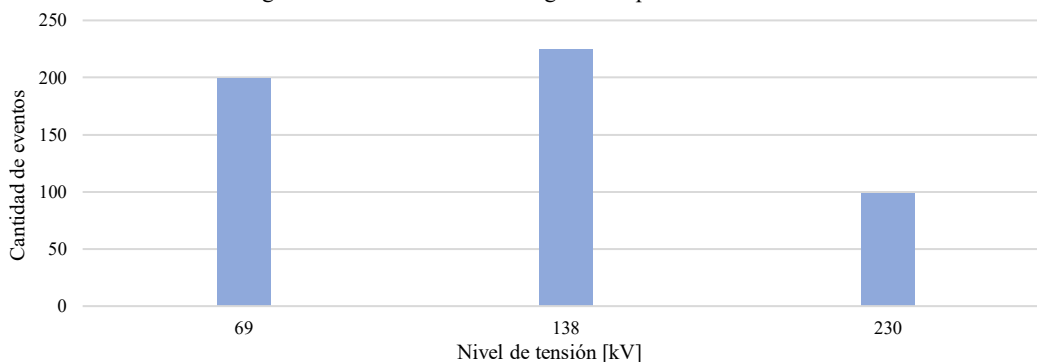
9 Estadísticas de falla de elementos de la red de transmisión

Otro aspecto relevante para la operación del sistema es la incidencia de fallas a nivel de transmisión. Para dar contexto de estas se presenta un resumen de la cantidad de incidencias, duración media, y energía total no suministrada a consecuencia de dichas fallas. Se categorizó por nivel de tensión para mostrar con mayor detalle los elementos que son más propensos a indisponibilidades forzadas.

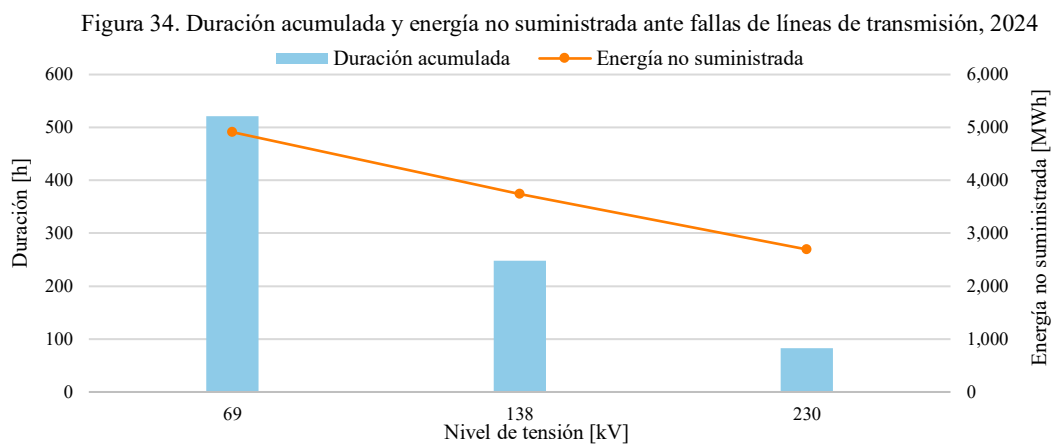
Para 2024 se registraron un total de 99 eventos que causaron desconexión de alguna línea de transmisión en 230 kV. El elemento con mayor incidencia de falla en 230 kV fue la línea L650 PAT-JUD, esta reportó 34 eventos, la mayoría de los cuales se deben a voltajes elevados que provocaron el disparo de la línea de transmisión. En 138 kV la línea de transmisión con mayor incidencia de falla es el tramo L558 CYG-AMT, esta se disparó en 22 ocasiones durante 2024. En total, las líneas en 138 kV se desconectaron debido a fallas un total de 225 ocasiones, y tuvieron una duración acumulada de 248 horas a causa de estos eventos.

Para completar la información, en 69 kV la línea L429 CRL-RLN fue la que presentó mayor cantidad de eventos, específicamente esta se desconectó 25 veces a causa de diferentes fallas. En total, las líneas de transmisión en 69 kV se desconectaron debido a fallas un total de 199 veces, y acumularon un total de 521 horas de indisponibilidad a consecuencia de estas fallas. La Figura 33 y la Figura 34 muestran una comparativa gráfica de la información descrita por nivel de tensión. En la sección I.5 del Anexo del PERT se muestra la cantidad de fallas, duración acumulada y energía no suministrada para cada elemento de la red.

Figura 33. Cantidad de fallas registradas por nivel de tensión 2024



Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Elaboración propia.

IV Premisas y criterios de planificación

Para llevar a cabo el proceso de planificación de manera efectiva y, como resultado, identificar las expansiones de transmisión necesarias para atender aspectos económicos, el crecimiento de la demanda y la generación, el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo, la mejora en la calidad de distribución y además garantizar las transferencias regionales a lo largo del horizonte de planificación, en el presente capítulo se presentan las premisas y criterios que se han establecido como parámetros de entrada esenciales para este proceso.

1 Horizonte de planificación

El horizonte de planificación comprende un período de diez años, desde enero de 2026 hasta diciembre de 2035. Dentro de este horizonte se considera la proyección del crecimiento de la demanda, las incorporaciones al parque de generación que actualmente se encuentran en desarrollo, los resultados encontrados en el PIEG 2026-2035, los proyectos de transmisión en ejecución y obras candidatas para expandir la red de transmisión las cuales serán seleccionadas mediante la solución de un algoritmo de optimización, verificación de cumplimientos de CCSDM y mejora a la calidad de distribución.

2 Costos de inversión de proyectos de transmisión

Para determinar los costos de inversión de los proyectos considerados en el presente estudio de planificación, se utilizan principalmente los insumos obtenidos de la consultoría de estimación de costos de obras de transmisión realizada al CND [8]. Dicha consultoría tuvo como propósito actualizar las referencias utilizadas para estimar las inversiones necesarias para llevar a cabo proyectos en la red de transmisión.

El catálogo de costos de inversión incluye costos de nuevas líneas de transmisión con aislamiento para diferentes niveles de tensión, las cuales pueden ser montadas sobre distintas estructuras. Además, se cuenta con costos referenciales para repotenciación de líneas de transmisión existentes, vestido de conductores sobre infraestructura existente, instalación de transformadores de potencia, equipos de compensación, costos de inversión para equipos a instalar en subestaciones eléctricas, como ser bahías en diferentes arreglos, entre otros. Para la construcción de nuevas subestaciones, se toma como referencia los costos globales compartidos por ENEE Transmisión en el año 2020, que fueron actualizados acorde a índices inflacionarios. [9]

Dentro de la cadena del costo paramétrico de las líneas de transmisión, se incluye el suministro de materiales, construcción y montaje, ingeniería, servidumbre, inspección y administración de la construcción. En cuanto a las bahías de subestación, se considera que los costos paramétricos incluyen dispositivos de interrupción, transformadores de potencia, equipos de protección, control, comunicación y supervisión, estructuras metálicas para barras, protección contra descargas atmosféricas y sistemas de tierras. En ambos casos, líneas de transmisión y obras de subestaciones, se incluye el costo de las obras civiles necesarias para el desarrollo de estos proyectos. Para las ampliaciones en subestaciones eléctricas se consideraron, acorde al caso, costos paramétricos que incluyan la adquisición de terreno para dichas ampliaciones. En condiciones donde las subestaciones cuenten con espacio disponible, este apartado no fue considerado dentro de los costos de referencia.

Dentro de los costos de nuevas subestaciones se incluye el costo del terreno, las calles de acceso, la adecuación del terreno, el cableado de yarda, la casa de control, el servicio propio, los servicios auxiliares y banco de baterías, la caseta de vigilancia, las comunicaciones y el HMI. Mientras que los costos asociados a las bahías de líneas y transformadores contemplan los costos de adquisición y montaje de cuchillas, aisladores, interruptores, transformadores de potencial y corriente, tableros de control y protecciones, el costo de obra civil, la supervisión e ingeniería, entre otros. En cuanto a los transformadores de potencia y obras de compensación los costos contemplan el suministro de equipos mayores e instalación en la subestación.

Es importante esclarecer que los costos de inversión detallados para los proyectos de expansión de la red de transmisión son valores basados en estimaciones, las cuales tienen como referencia costos de desarrollo de proyectos en la región y el país. En ese sentido, estos costos podrían diferir de los costos incurridos en la ejecución de las respectivas obras de inversión y de los costos relacionados con futuras licitaciones. Por otro lado, se resalta que, para caracterizar de forma técnica y económica las líneas de transmisión, se estiman trazas indicativas, las cuales pueden sufrir alteraciones cuando las condiciones reales en el terreno son evaluadas. Por lo tanto, las estimaciones realizadas son tomadas como métricas, las cuales son utilizadas para identificar las mejores obras que deben ser incorporadas para expandir la red de transmisión, cumpliendo con criterios técnicos y económicos.

3 Consideraciones constructivas de los proyectos de transmisión

Con el objetivo de modelar de forma adecuada las características eléctricas de las líneas de transmisión a incorporarse en la red, es necesario considerar las propiedades de los conductores, tomando en cuenta sus especificaciones técnicas para los diferentes niveles de tensión. Es importante resaltar que existe una amplia cartera de opciones de conductores disponibles en el mercado, por lo que, además de las opciones estudiadas en el presente plan, otras alternativas pueden ser exploradas para la construcción de los proyectos de transmisión. Sin embargo, dichas alternativas deben mantener las capacidades térmicas equivalentes o superiores a las descritas en este informe, además se recomienda respetar la cantidad de conductores por fase propuestos en la configuración descrita, esto sin incurrir en un aumento significativo en los costos de inversión respecto a los conductores propuestos.

En el caso de extensión de una línea existente para la interconexión de una subestación nueva, se utilizará tanto en modelado eléctrico como en estimación de costos, el mismo conductor de la línea existente, esto para evitar incompatibilidad del conductor nuevo con el conductor existente en la red. En cuanto a la repotenciación de líneas existentes no se dispone de un tipo de conductor o arreglo particular, dado que el nuevo conductor deberá contar con un peso similar al del conductor existente y la tensión máxima a utilizar no debe exceder la tensión mecánica del conductor original.

En general, para casos de repotenciación se sugiere la consideración de conductores de núcleo compuesto, por ejemplo, los de tipo ACCC debido a que estos pueden operar a temperaturas más elevadas, tienen un peso menor y flecha al de los conductores ACSR actualmente instalados en el sistema [10]. Se menciona que es necesario estudiar el libramiento de las estructuras existentes, esto para considerar las condiciones y libramientos reales en el terreno que abarcan las líneas de transmisión a repotenciar. En la sección III del Anexo del presente plan de expansión, se muestran los tiempos constructivos típicos para las líneas de transmisión en los diferentes niveles de tensión considerados.

Una consideración adicional es la capacidad seleccionada para los transformadores de transmisión. En general se propone colocar transformadores con capacidad similar a la suma de las líneas de transmisión que alimentan dicho elemento. Por ejemplo, si un transformador se utiliza para alimentar un elemento en 69 kV con capacidad de 68 MVA, el transformador sugerido tendrá una capacidad de 75 MVA, debido a que un transformador con mayor capacidad estaría sobredimensionado, ya que el enlace completo se vería limitado por la capacidad de la línea de transmisión y no por el transformador de potencia asociado. En general, para transformadores cuyo lado de baja tensión sea en 69 kV se utilizan transformadores de 75 MVA, para elementos cuyo lado de baja tensión es 138 kV se sugiere transformadores de 150 MVA. Es importante mencionar que esta consideración podría modificarse en casos particulares, debido a la topología de la red que alimenta dichos elementos.

Para estimar los costos de las bahías en subestaciones nuevas, se considera como premisas generales, que para elementos en 69 kV se utiliza una configuración de barra sencilla (BS); para elementos en 138 kV, se considera un arreglo de doble barra (BP+BA), mientras que, para elementos en 230 kV se asume una configuración de interruptor y medio (INT. Y MEDIO), y para subestaciones de carga se utilizó principalmente un arreglo de doble barra

(BP+BA). Los costos de bahía en configuración de interruptor y medio varían dependiendo si se conecta uno o dos alimentadores, debido a la diferencia en la cantidad de elementos que lo componen.

En el caso de ampliaciones a subestaciones existentes en cualquiera de los niveles de tensión mencionados, se considera los costos de las bahías según el tipo de configuración de la subestación. Los arreglos existentes, adicionales a los mencionados en el párrafo previo, son barra principal y barra de transferencia (BP+BT) y anillo (AN).

4 Tasa de descuento para obras de transmisión

En el presente plan se utiliza una tasa de descuento del 10.13%, conforme a lo establecido en la resolución CRIE-03-2025, de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). La metodología aplicada para la obtención de la tasa de descuento se basa en los modelos *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) y *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), determinando el costo de capital propio y de endeudamiento para posteriormente ser ponderados a fin de encontrar el costo de capital [11].

La tasa de descuento es un parámetro económico que le permite a los modelos de planificación anualizar los costos de inversión de los proyectos de expansión y llevar los valores de costos de las distintas etapas de tiempo para el mismo horizonte [12].

5 Proyección de demanda

Se elaboró la proyección de la demanda basado en la metodología presentada en el *Informe Proyección de la Demanda* preparado por la firma consultora PHC Servicios Integrados Group S.A.S., y financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo.

En el estudio de proyección de demanda se analiza el crecimiento de cada sector del país, incluyendo los sectores residencial, comercial, industrial y gubernamental. Además, se consideran otros factores que impactan el consumo energético como las pérdidas en la red de distribución y transmisión, consumo por alumbrado público, transacciones de energía, energía no suministrada, impacto de la autoproducción a diferentes niveles, potencial consumo producto de un incremento en electromovilidad. La proyección se desarrolla mediante el uso de modelos econométricos, modelos autorregresivos, técnicas de análisis de tendencias y modelos estadísticos de difusión, entre otros enfoques analíticos.

Para efectos del presente Plan de Expansión, se consideran las siguientes tasas de crecimiento para potencia y energía, que resultan en los valores mostrados en la Tabla 3.

Tabla 3. Proyección de demanda con tasas de crecimiento

Año	Demanda máxima [MW]	Tasa de crecimiento [%]	Demanda anual de energía [GWh]	Tasa de crecimiento [%]
2024	2,021.05		12,529.58	
2025	2,099.85	3.90%	13,018.11	3.90%
2026	2,176.40	3.65%	13,492.67	3.65%
2027	2,247.48	3.27%	13,933.33	3.27%
2028	2,330.23	3.68%	14,446.37	3.68%
2029	2,414.42	3.61%	14,968.28	3.61%
2030	2,492.97	3.25%	15,455.28	3.25%
2031	2,572.95	3.21%	15,951.13	3.21%
2032	2,662.56	3.48%	16,506.65	3.48%
2033	2,749.71	3.27%	17,046.92	3.27%
2034	2,831.81	2.99%	17,555.92	2.99%
2035	2,920.95	3.15%	18,108.55	3.15%

Fuente: Elaborado para el PIEG, acorde a la metodología descrita en el Anexo C del PIEG 2026-2035.

6 Criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo

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 establecidos en la regulación. Los CCSDM corresponden a parámetros dentro de los cuales deben mantenerse las variables operativas del sistema. Estos criterios son los requerimientos 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.

Para la aplicación de los CCSDM se consideran dos condiciones de operación, la primera denominada condición N, u operación normal, en la cual todos los elementos de transmisión actuales y previstos se encuentran operativos. Mientras que, la segunda condición N-1 considera la contingencia simple de alguno 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 la Tabla 4 y Tabla 5 se resumen, respectivamente, los límites establecidos para los niveles de voltaje en los nodos del sistema de transmisión y para el flujo máximo de potencia en los elementos del sistema de transmisión.

Tabla 4. 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. [13]

Tabla 5. Flujos de potencia máximo permitidos 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. [13]

En el presente plan de expansión se utilizan 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 térmico del elemento.

7 Escenarios operativos modelados

Para llevar a cabo estudios eléctricos, es esencial representar condiciones operativas que sean típicas, pero de alta exigencia en la red de transmisión. Para lograr esto, se consideran diversos escenarios que abarcan la demanda máxima y mínima estacional en cada uno de los años del horizonte de estudio, que se extiende desde 2026 hasta 2035.

Estos escenarios se diferencian en función de las condiciones de demanda máxima durante el día, donde se observa una alta penetración de fuentes de energía renovable variable, principalmente energía solar fotovoltaica, junto con una contribución menor de centrales eólicas. Adicionalmente, se contempla la situación de demanda máxima durante la noche, en la cual resulta necesario el despacho de centrales térmicas debido a la falta de generación solar y al limitado recurso eólico disponible en ese momento.

Por otro lado, se considera un escenario que representa la demanda mínima, correspondiente a las horas de la madrugada. Durante este período se requiere una cantidad reducida de unidades de generación en funcionamiento en el sistema eléctrico y se registra una mayor contribución de las centrales eólicas.

Para complementar los escenarios descritos, se toman dos escenarios adicionales, uno denominado valle matutino, que combina una menor demanda al inicio de la mañana y una reducida participación de la generación

fotovoltaica. Se considera también un escenario de valle vespertino, el cual corresponde a un comportamiento entre los bloques de demanda máxima diurna y demanda máxima nocturna.

Es importante destacar que se realiza una distinción por estaciones del año, considerando el mes de mayo para la operación durante la estación seca y el mes de septiembre para la estación lluviosa. La Tabla 6 resume los escenarios de operación utilizados en los estudios eléctricos. Para un escenario de demanda máxima diurna se utiliza la proyección horaria de demanda correspondiente a las 11:00 AM, para el caso de demanda máxima nocturna se utiliza la demanda esperada a las 7:00 PM, el escenario de demanda mínima corresponde a la demanda de las 3:00 AM, para el escenario de valle matutino se utiliza la demanda esperada a las 9:00 AM, y para completar en el escenario de valle vespertino se utiliza la demanda esperada para las 3:00 PM.

Basado en los cinco escenarios operativos descritos en el párrafo anterior, se desarrollaron, para fines de los estudios eléctricos, diversos escenarios de transferencia regional a partir del año 2028. Este análisis tiene como propósito evaluar el desempeño y la suficiencia de los refuerzos de la red propuestos en el presente Plan de Expansión, en relación con el cumplimiento de los niveles de capacidad de transferencia entre países definidos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional.

Adicionalmente, con base en la planificación regional presentada por el EOR en julio de 2025 [14], se incrementó la magnitud de las transferencias hasta los 450 MW en condiciones de porteo a partir de 2031. Para las transferencias de importación y exportación se mantuvo una magnitud de 300 MW para todo el horizonte de estudio en el presente plan de expansión.

Se analizaron los escenarios descritos considerando tres series hidrológicas diferentes, una serie base que representa el percentil 50 de los aportes hidrológicos para el horizonte de estudio, una serie seca con bajos aportes hidrológicos, y una serie húmeda con mayores aportes hidrológicos. Esto con el objetivo de verificar la capacidad de transporte de la red propuesta en el Plan de Expansión. En la sección V 2.2 se dará más detalle de las consideraciones metodológicas para esta sensibilidad.

Tabla 6. Escenarios de operación para estudios eléctricos

Estación	Demanda	Escenario	Año									
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Seca / Lluviosa	Valle matutino	Sin transferencias regionales	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo sur-norte	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo norte-sur	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación sur-norte	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación norte-sur	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Exportación sur-norte	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Exportación norte-sur	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Máxima diurna	Sin transferencias regionales	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo sur-norte	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo norte-sur	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación sur-norte	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación norte-sur	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Exportación sur-norte	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Exportación norte-sur	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Valle vespertino	Sin transferencias regionales	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo sur-norte	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo norte-sur	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación sur-norte	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación norte-sur	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Exportación sur-norte	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Exportación norte-sur	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Máxima nocturna	Sin transferencias regionales	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo sur-norte	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo norte-sur	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Estación	Demanda	Escenario	Año									
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Mínima nocturna		Importación sur-norte	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación norte-sur	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Exportación sur-norte	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Exportación norte-sur	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Sin transferencias regionales	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo sur-norte	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Porteo norte-sur	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación sur-norte	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Importación norte-sur	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Exportación sur-norte	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Exportación norte-sur	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Fuente: Elaboración propia.

8 Expansión de la generación indicativa

Para el análisis de expansión de la red de transmisión, en los escenarios de operación del presente plan se modela la propuesta de expansión para el parque de generación encontrada en el PIEG 2026 – 2035, dichas propuestas de expansión son localizadas en diferentes puntos de conexión basados en el potencial del recurso renovable y rutas de acceso para el abastecimiento de combustible.

Las adiciones decididas al parque de generación se resumen en la Tabla 7. La fecha de entrada en operación comercial que se muestra es de carácter indicativa y se establece en función de la información proporcionada por el desarrollador del proyecto.

Tabla 7. Incorporaciones previstas al parque de generación, periodo 2026-2035

Proyecto	Capacidad [MW]	Energía [MWh]	Potencia firme [MW]	Fecha prevista de entrada en operación	Punto de conexión
Batería Amarateca	75	300	67.74	Ene-2026	S/E Amarateca 230 kV
Solar FV Patuca	44	-	-	Ene-2026	S/E Terrero Blanco 230 kV

Fuente: Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2026-2035 [2].

Por otro lado, para el 2027 se prevé la ampliación de capacidad en algunas centrales existentes. Entre estas, destaca la central térmica Brassavola, cuya ampliación de 104.41 MW permite alcanzar una capacidad instalada total de 240 MW. Asimismo, se contemplan incrementos de 13.2 MW y 4 MW para las centrales hidroeléctricas Río Lindo y Cañaveral, totalizando capacidades instaladas de 93.2 MW y 33 MW, respectivamente

En cuanto a la generación indicativa, contemplada en el PIEG 2026-2035, se detallan en las incorporaciones por tecnología acorde a lo identificado en el plan de expansión de generación en la Tabla 8.

Tabla 8. Cronograma de adiciones indicativas al parque de generación, periodo 2026-2035

Tecnología	Capacidad anual instalada por tipo de tecnología [MW]									
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Motor de combustión interna a búnker	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Motor de combustión interna a diésel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Motor de combustión interna a gas natural	-	100	-	100	100	100	100	-	-	-
Motor de combustión interna a gas natural/búnker/diésel	-	100	-	-	-	-	-	100	200	-
Motor de combustión interna en ciclo combinado a gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de vapor a carbón/petcoke	-	-	-	105	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas en ciclo abierto a gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30
Turbina de gas en ciclo abierto a gas natural/diésel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina de gas en ciclo combinado a gas natural	-	-	-	250	-	-	-	-	-	-
Solar fotovoltaica	44	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geotérmica	-	-	-	-	40	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica regulable	-	-	-	-	-	-	37.24	-	-	-
Hidroeléctrica no regulable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sistema de almacenamiento de energía en baterías	75	-	-	115	25	-	-	-	-	-

Tecnología		Capacidad anual instalada por tipo de tecnología [MW]									
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Central híbrida:	Solar fotovoltaica	385	200	190	275	125	50	-	-	-	-
	Batería	263	60	57	145	100	15	-	-	-	-
Central híbrida:	Eólica	-	-	130	100	170	50	-	-	-	-
	Batería	-	-	13	10	17	5	-	-	-	-
Central híbrida:	Solar fotovoltaica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hidroeléctrica de bombeo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Central híbrida:	Solar fotovoltaica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Batería	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hidroeléctrica de bombeo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2026-2035 [2].

Para modelar la interacción de esta generación indicativa con la red de transmisión, se colocaron las adiciones de capacidad, acorde a la Tabla 9, en los siguientes nodos del sistema. La ubicación de la generación indicativa se colocó acorde a la disponibilidad de recursos, tanto primarios, como logísticos acorde a la tecnología de generación considerada.

Tabla 9. Adiciones indicativas al parque de generación por subestaciones, acumulado para el año 2035^{1,2}

Subestación	Voltaje [kV]	MCI-GN	MCI-D	TV-Carbón	TG-CA	TG-CC	GT	H-REG	SAEB	FV+SAEB	EO+SAEB	Total
AGC	230	200	300	-	-	-	-	-	-	-	-	500
AGF	230	-	-	-	-	-	-	-	50	-	-	50
AGP	138	100	-	-	-	-	-	-	-	100	-	200
AMT	230	-	-	-	-	-	-	-	-	250	-	250
BCO	138	-	-	105	-	-	-	-	-	-	-	105
CCE	138	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	50
CDH	230	-	-	-	-	-	-	-	15	-	-	15
CHM	138	-	-	-	-	-	-	-	-	150	-	150
CJN	230	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	50
CTE	138	-	-	-	30	-	-	-	-	-	-	30
DND	230	-	-	-	-	-	-	-	-	50	50	100
EBI	230	-	-	-	-	-	-	37.24	-	-	300	337.2
ERA	69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	50
GUA	138	-	-	-	-	-	-	-	-	25	-	25
LEC	230	-	-	-	-	-	-	-	-	20	-	20
LFL	69	-	-	-	-	-	-	-	-	20	-	20
MAS	230	-	-	-	-	250	-	-	-	250	-	500
NCO	138	-	-	-	-	-	-	-	-	20	-	20
NNC	230	-	-	-	-	-	-	-	-	75	-	75
PAV	230	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-	20
PGR	230	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	50
PRD	230	-	-	-	-	-	-	-	25	-	-	25
RGU	138	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	100
RGU	230	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	200
SLU	230	-	-	-	-	-	-	-	50	-	-	50
SPS	138	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	50
TLG	69	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-	20
TON	230	-	-	-	-	-	-	-	-	20	50	70
VNU	138	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	50
ZAM	69	-	-	-	-	-	-	-	-	20	-	20

Fuente: Elaboración propia.

¹ Las columnas representan MCI-GN: Motor de combustión interna a gas natural, MCI-D: Motor de combustión interna gas natural/búnker/diésel, TV-Carbón: Turbina de vapor a carbón/petcoke, TG-CA: Turbina a gas en ciclo abierto, TG-CC: Turbina a gas en ciclo combinado, GT: Geotermia, H-REG: Hidroeléctrica regulable, SAEB: sistema de almacenamiento de energía en baterías, FV+SAEB: Central híbrida fotovoltaica con almacenamiento en baterías, EO+SAEB: Central híbrida eólica con almacenamiento en baterías

² La capacidad de las centrales híbridas mostrada representa únicamente la capacidad del sistema fotovoltaico o eólico. El almacenamiento asociado es, en general, proporcional a la capacidad instalada fotovoltaica o eólica.

Las consideraciones para los retiros del parque de generación existente durante el período de estudio se basan en varios criterios. Se contempla el retiro de centrales cuyos contratos con ENEE finalizan, de acuerdo con la información suministrada por la Subgerencia de Contratos de Generación. También se consideran las centrales que operan en el Mercado Eléctrico de Oportunidad (MEO) y aquellas bajo la modalidad de arrendamiento.

En el caso de las centrales térmicas en modalidad de arrendamiento, su retiro se ha considerado para cuatro años después de su puesta en marcha. Por lo tanto, las centrales que iniciaron operaciones en 2024 y 2025 saldrán del sistema en 2028 y 2029, respectivamente.

Asimismo, se anticipa la salida del sistema, en 2029, de las centrales que, tras la conclusión de sus contratos de suministro, continuaban operando en el MEO. Este grupo incluye a las centrales Becosa y Lufussa III. Dichos retiros se contemplan por la posible integración de nuevas centrales térmicas de mayor capacidad y costos operativos más bajos.

A partir del año 2030, se proyecta la salida de las centrales cuyos contratos de suministro concluyen, como Enersa Cogeneración, que depende directamente de la central Enersa. Por último, las centrales térmicas de propiedad estatal serán retiradas ya que han alcanzado su vida útil. Se considera factible su reemplazo por tecnologías de mayor eficiencia y menores costos operativos.

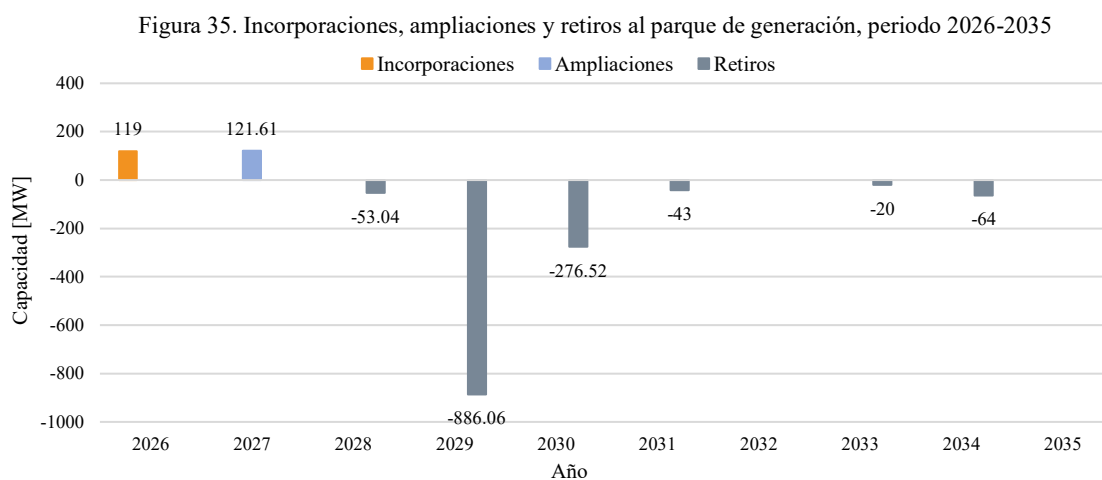
La Tabla 10 muestra la programación de retiros para el período 2026-2035, proporcionando detalles sobre la tecnología, el recurso energético, la capacidad, el estado comercial y la fecha de retiro de cada central.

Tabla 10. Retiros del parque de generación, periodo 2026-2035

Central generadora	Tecnología	Recurso	Capacidad [MW]	Estado comercial	Fecha de retiro
Arrendamiento Laeisz San Isidro	Motor de combustión interna	Diésel	20	MEO	mar-2028
Arrendamiento Laeisz Danlí	Motor de combustión interna	Diésel	11	MEO	abr-28
Arrendamiento Santa Rosa	Motor de combustión interna	Diésel	22.04	MEO	ago-28
Becosa	Turbina de vapor	Carbón/petcoke	105	Contrato	ene-29
Lufussa III	Motor de combustión interna	Búnker	240	Contrato	ene-29
Ceiba Térmica	Motor de combustión interna	Búnker	10	MEO	ene-29
Elcosa	Motor de combustión interna	Búnker	80	MEO	ene-29
Emce Choloma	Motor de combustión interna	Búnker	48	MEO	ene-29
Laeisz Juticalpa	Motor de combustión interna	Diésel	35	MEO	ene-29
Laeisz La Esperanza	Motor de combustión interna	Diésel	12	MEO	ene-29
La Puerta	Turbina en ciclo abierto	Diésel	15	MEO	ene-29
Lufussa Valle	Motor de combustión interna	Búnker	84	MEO	ene-29
Pecsa	Motor de combustión interna	Búnker	63.06	MEO	ene-29
Planta Térmica Laeisz	Motor de combustión interna	Diésel	27	MEO	ene-29
Térmica Villanueva	Motor de combustión interna	Búnker	17	MEO	ene-29
Arrendamiento El Progreso	Motor de combustión interna	Diésel	30	MEO	mar-29
Arrendamiento Nispero	Motor de combustión interna	Diésel	10	MEO	mar-29
Arrendamiento Villanueva	Motor de combustión interna	Diésel	90	MEO	abr-29
Arrendamiento Santa Marta	Motor de combustión interna	Diésel	20	MEO	abr-29
Santa Fe	Motor de combustión interna	Diésel	1.5	MEO	ene-30
Enersa	Motor de combustión interna	Búnker	258.02	Contrato	may-30
Enersa Cogeneración	Turbina de vapor	Búnker	17	Contrato	may-30
El Faro	Motor de combustión interna	Búnker	43	Contrato/MEO	feb-31
Laeisz San Isidro	Motor de combustión interna	Búnker	20	Contrato	jul-33
Laeisz Ceiba	Motor de combustión interna	Búnker	22	Contrato	mar-34
Laeisz Reguleto	Motor de combustión interna	Búnker	42	Contrato/MEO	oct-34

Fuente: Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2026-2035 [2].

A continuación, se presenta la Figura 35, donde se ilustra las adiciones y retiros del parque de generación durante el período 2026-2035. Para efectos de referencia, las adiciones son presentadas en el eje positivo de la figura, mientras los retiros se muestran en el eje negativo.



Fuente: Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2026-2035 [2].

V Metodología de planificación de las expansiones en la red de transmisión

Posterior a la obtención del plan indicativo de expansión de la generación, es necesario realizar el estudio de expansión de la red de transmisión para identificar obras que garanticen la capacidad de transporte de energía desde las centrales generadoras hasta los centros de consumo. Estas obras deben atender tanto el criterio de mínimo costo de inversión como el aumento de la confiabilidad del sistema. Por lo tanto, este capítulo busca describir la metodología que permite, así como las herramientas computacionales que facilitan, el estudio de planificación y el proceso realizado.

1 Descripción de las herramientas computacionales

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 una herramienta computacional especializado para la planificación de la transmisión, desarrollado por la firma brasileña PSR 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 un modelo linealizado de flujo de potencia [15]

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 basadas en los candidatos potenciales preestablecidos. Esta herramienta toma como entrada, los despachos obtenidos de las simulaciones operativa de la expansión de la generación [15], [16].

Para realizar estudios eléctricos mediante el análisis de flujo de potencia, se utiliza la herramienta PSS/E de Siemens-PTI, el cual permite evaluar redes eléctricas trifásicas en corriente alterna. Esta herramienta realiza flujos de potencia AC para distintos escenarios de generación y demanda. Además, PSS/E permite analizar los efectos de contingencias en los elementos de la red. [17].

Asociado a la herramienta PSSE, se utiliza el complemento LineProp, el cual permite calcular los parámetros eléctricos de una línea de transmisión. Para esto, se requiere del arreglo de los conductores, cantidad de conductores por fase, tipo de conductor, tipo de hilo de guarda e información básica. Esta herramienta proporciona la información de resistencia, impedancia y susceptancia, en secuencia positiva, negativa y cero, de las líneas de transmisión para el nivel de tensión deseado.

2 Proceso de planificación de la expansión de la red de transmisión

Inicialmente, a partir de información histórica y eventos relevantes ocurridos en el sistema, se estima la condición actual de la red de transmisión, mediante la identificación de las limitaciones en la red para satisfacer la demanda eléctrica. En seguida, se identifican sobrecargas en el sistema durante la operación normal, considerando el crecimiento de la demanda en el período de estudio. Las sobrecargas son estimadas bajo un despacho óptimo, el cual se obtiene mediante la solución de un modelo lineal de flujo de potencia. Una vez detectadas estas sobrecargas, se conforma un conjunto de proyectos candidatos tomando en cuenta sus respectivos costos, los tiempos de construcción de nuevas líneas de transmisión, subestaciones y la modernización de líneas existentes. Una vez definida esta cartera de proyectos, se utiliza el modelo de optimización OptNet para minimizar los costos de inversión y determinar el cronograma óptimo de obras de expansión, identificando el año de entrada en operación de cada proyecto.

Después de obtener los proyectos de expansión mediante la solución del algoritmo de optimización, se realiza una evaluación del sistema bajo condiciones de operación normal y en contingencia simple, utilizando la herramienta computacional PSSE para determinar el flujo de potencia AC. Con la solución obtenida, se evalúan los CCSDM. En caso de que estos criterios no sean atendidos, se procede a evaluar proyectos de transmisión adicionales para garantizar la operación segura de la red. Estos proyectos son seleccionados en función tanto de sus costos de

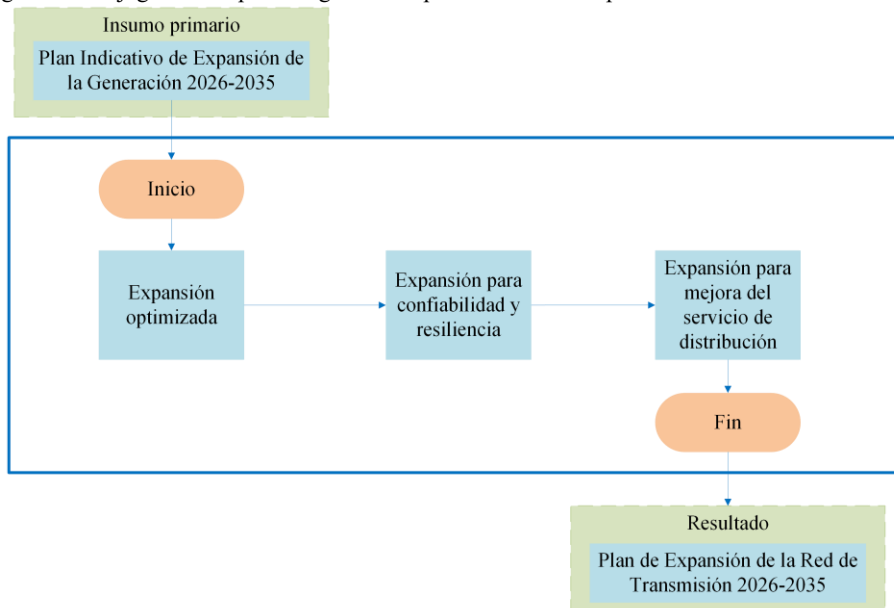
inversión, como del cumplimiento de los CCSDM en condiciones de operación normal y contingencia. Dentro de estos proyectos, se incluyen líneas de transmisión, repotenciación de líneas existentes o equipos de compensación reactiva. Es importante destacar que, mediante el análisis de flujo de potencia, es posible modificar el cronograma de proyectos identificado en el paso previo, siempre que sea factible desde el punto de vista constructivo. En esta etapa se consideran también ampliaciones que sean necesarias, bajo los análisis de flujo de potencia AC, para el cumplimiento de capacidad de transferencia entre países de la región, esto acorde a lo estipulado en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional.

El Plan de Expansión de la Red de Transmisión también incluye las obras de transmisión que ya están en ejecución y se complementa con proyectos destinados a mejorar la calidad del servicio eléctrico en la red de distribución. Los proyectos en desarrollo se detallan como una categoría independiente dado su fecha definida de entrada en operación. Es necesario mencionar que los costos de inversión descritos en este plan de expansión se refieren exclusivamente a obras en el sistema de transmisión, incluyendo aquellas que permitirían ampliaciones en el sistema de distribución para mejorar la calidad del servicio eléctrico y las obras que robustecen la red para incorporar generación de gran escala más eficiente, acorde a lo contemplado en el plan indicativo de expansión de la generación previamente propuesto.

En resumen, el proceso de planificación de la expansión de la red de transmisión nacional, en el horizonte de estudio, es definido por la ejecución de tres etapas secuenciales mostradas en la Figura 36.

- I. Expansión optimizada
- II. Expansión para confiabilidad y resiliencia
- III. Ampliaciones para la mejora de la calidad de servicio de distribución.

Figura 36. Flujograma del proceso general de planificación de expansiones en la red de transmisión



Fuente: Elaboración propia.

2.1 Expansión optimizada

Una vez que se ha obtenido el escenario de expansión indicativo de generación de mínimo costo, se inicia la etapa de expansión optimizada de la red de transmisión. El propósito principal de esta etapa es abordar las congestiones que se producen en la red de transmisión durante la operación normal, sin considerar situaciones de contingencia. Estas congestiones pueden tener múltiples orígenes, incluyendo limitaciones actuales en la red de

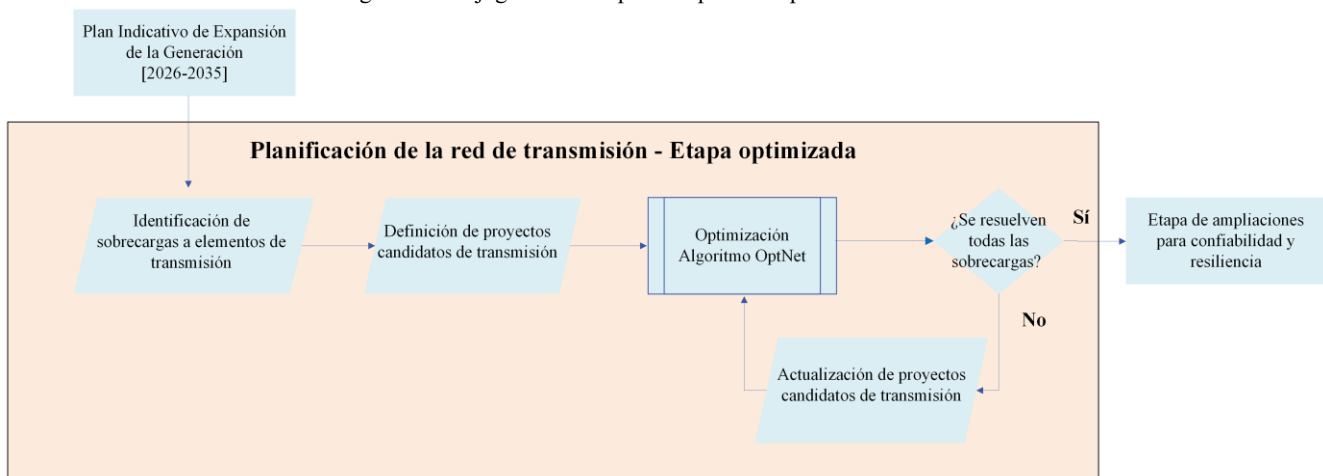
transmisión, congestiones resultantes de los proyectos indicativos de generación y futuras congestiones debido al crecimiento de la demanda.

Para llevar a cabo esta etapa, se utiliza el algoritmo de OptNet, el cual identifica los nuevos elementos de transmisión de menor costo, los cuales permiten eliminar las sobrecargas en la red. Para esto, se genera un conjunto de proyectos candidatos de expansión que tienen la capacidad de aliviar las sobrecargas en el momento en que son identificadas por el algoritmo. A continuación, se describe el conjunto de pasos para obtener el cronograma de inversión óptimo.

1. Simulación operativa, del plan de expansión de generación, con la red de transmisión existente, incluyendo las obras de transmisión en desarrollo;
2. Identificación de sobrecargas en la red de transmisión;
3. Definición de proyectos candidatos de transmisión que eliminen las sobrecargas identificadas;
4. Ejecución del módulo OptNet para obtener un cronograma de inversiones óptimo;
5. Posteriormente se realiza una verificación en caso de existir sobrecargas, se actualiza la lista de circuitos candidatos y se repiten los pasos (4) y (5) de manera iterativa hasta aliviar las sobrecargas identificadas.

En la Figura 37, se presenta el flujograma de las fases involucradas en la etapa de expansión optimizada de la red de transmisión.

Figura 37. Flujograma de etapa de expansión optimizada de la transmisión



Fuente: Elaboración propia.

2.2 Expansión orientada a confiabilidad y resiliencia

Con el cronograma de obras de expansión para la red de transmisión, obtenido en la etapa optimizada, se procede a identificar los elementos adicionales de transmisión necesarios para garantizar el cumplimiento de los CCSDM establecidos por la regulación. Para llevar a cabo esta evaluación, se realizan estudios eléctricos para los escenarios contemplados del horizonte de estudio, utilizando la herramienta de análisis de sistemas de potencia PSSE.

Estos estudios eléctricos comprenden el análisis de flujos de potencia tanto en condiciones normales de operación como en situaciones de contingencia simple (N-1). El propósito consiste en evaluar el comportamiento del cronograma de adiciones previamente planificado en términos de confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico.

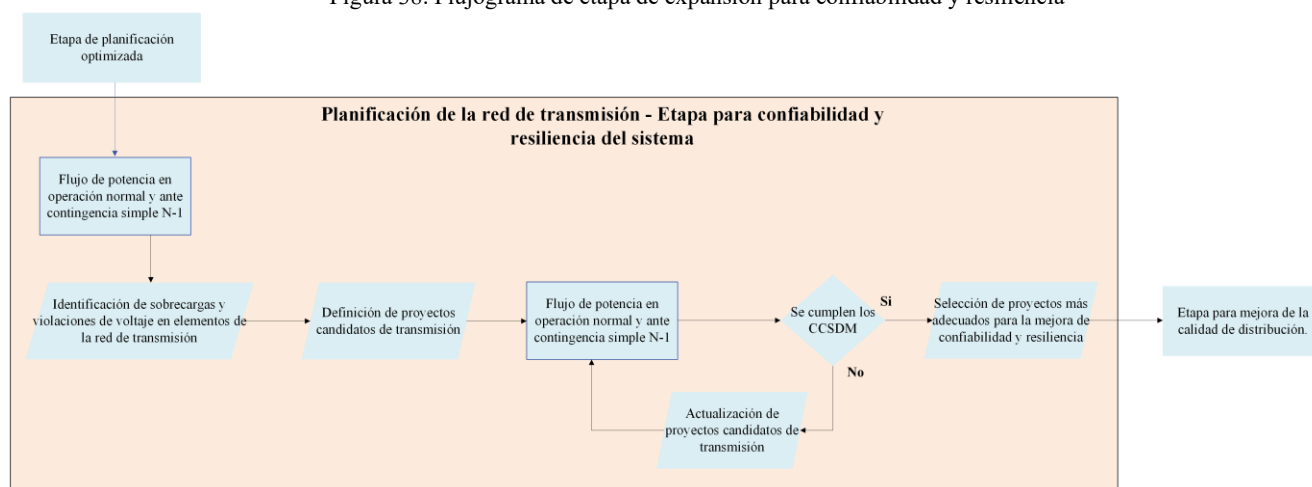
En esta etapa se analizan diferentes escenarios hidrológicos, esto para considerar los posibles escenarios extremos de hidrología y prever que el sistema de transmisión tenga la capacidad de suministrar la demanda y

evacuar la generación óptima ante estas condiciones de alta exigencia. Se analizará el despacho óptimo bajo tres escenarios hidrológicos, uno con hidrología seca, un escenario que represente el percentil 50 de los escenarios hidrológicos, y uno final que represente condiciones de alta hidrología.

Las series hidrológicas elegidas contemplan una serie que representa el percentil 5 de hidrología, una que representa el percentil 95 de las series hidrológicas usadas en la optimización operativa de las adiciones del PIEG, y la serie media, que representa el percentil 50 de los aportes hidrológicos identificados.

En resumen, esta fase de evaluación busca garantizar que el plan de expansión de la red de transmisión no solo cumpla con la operación normal del sistema evaluada en la etapa optimizada, sino que se ajuste rigurosamente a diferentes escenarios de operación del sistema. Incluyendo casos de transferencia de potencia entre las diferentes áreas de control del sistema eléctrico regional. El flujograma del proceso implementado para la etapa de cumplimiento de CCSDM es presentado en la Figura 38.

Figura 38. Flujograma de etapa de expansión para confiabilidad y resiliencia



Fuente: Elaboración propia.

2.2.1 Expansión para confiabilidad y resiliencia en cumplimiento al Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional

Como se mencionó en esta sección, parte de los análisis de confiabilidad busca identificar si la Red de Transmisión cuenta con la capacidad suficiente para soportar las transferencias regionales. Esto acorde a lo estipulado en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, del cual Honduras forma parte. El Tratado establece que los países deberán mantener una capacidad de transferencia entre países de al menos 300 MW. Se verificará la efectividad de los refuerzos propuestos en esta etapa para alcanzar dicha capacidad de transporte. Además, en línea con la planificación regional, se verificará a partir del año 2031 si la red cuenta con capacidad de transportar 450 MW para transferencias de porteo, tanto en dirección sur-norte como dirección norte-sur. [14]

2.3 Ampliaciones en la red de transmisión orientadas a la mejora en el servicio de distribución

Las obras de transmisión no son el único enfoque del plan de expansión, ya que también se consideran una serie de proyectos que influyen en la calidad del servicio eléctrico a nivel de distribución. Estos proyectos involucran inversiones en el nivel de transmisión que son necesarias para establecer nuevas subestaciones eléctricas, y ampliaciones en subestaciones existentes, destinadas al suministro de carga en distribución.

Los proyectos contemplados en esta etapa no buscan atender una restricción directa en la red de transmisión. Las etapas anteriores de la metodología buscan atender las restricciones al despacho óptimo identificado en el proceso de planificación, tanto de la generación como de la transmisión. Así mismo, en las etapas previas, se busca

preparar la red de transmisión para condiciones de alta exigencia para la operación, incrementando la confiabilidad del sistema de transmisión.

En otras palabras, no solo se busca mejorar la confiabilidad del sistema a nivel de transmisión, sino que también se busca garantizar la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica, cumpliendo con los estándares requeridos para satisfacer las necesidades de los consumidores finales.

VI Resultados

En este capítulo se presenta una descripción de los proyectos de expansión que están en diferentes etapas de desarrollo, y los proyectos de transmisión obtenidos como resultado de implementar el proceso de planificación. Este capítulo detalla tanto los proyectos obtenidos en la fase optimizada como los obtenidos en la etapa de confiabilidad y resiliencia, así como los proyectos para la mejora de calidad de distribución.

1 Proyectos en desarrollo

En este apartado se incluyen los proyectos que se encuentran en ejecución, que al momento de elaboración del presente Plan de Expansión se encuentren al menos adjudicados para su construcción, o con las obras, tanto civiles como electromecánicas, ya en ejecución.

1.1 Compensación reactiva capacitiva

Actualmente, ENEE Transmisión se encuentra realizando ampliaciones en diversas subestaciones del país para la puesta en servicio de bancos de compensación reactiva, principalmente en la red de 138 kV. El objetivo de esta compensación es mejorar la capacidad de regulación de voltaje en el sistema. Esto incrementa la capacidad de transporte de la red, al proporcionar un suministro local de potencia reactiva. La compensación reactiva tendrá diferente capacidad instalada en cada subestación, acorde a lo descrito en la Tabla 11.

Tabla 11. Bancos de compensación capacitiva por instalar

Subestación	Voltaje [kV]	Capacidad [MVar]
Progreso	138	32.4
La Puerta	138	32.4
Villanueva	138	32.4
Circunvalación	138	32.4
La Victoria	138	32.4
Comayagua	138	36
Santa Marta	138	18.9
Zamorano	69	9.4

Fuente: Elaboración propia con información de ENEE Transmisión.

1.2 Subestación Terrero Blanco

La Unidad Especial de Proyectos de Energía Renovable, UEPER, ha iniciado la construcción de una central fotovoltaica con capacidad de 44 MW en AC, como punto de conexión de esta central se seleccionó la línea de transmisión L650 PAT-JUD, aproximadamente a 9 km de la subestación Patuca. Para interconectar esta central se construirá la subestación Terrero Blanco en dicha ubicación. Esta subestación tendrá inicialmente el propósito de inyectar la potencia producida por el parque fotovoltaico, y en un futuro servir para conexión de la línea de transmisión Danlí Dos – Terrero Blanco, la cual forma parte del proyecto L613-ZMD-DND-TRB, este proyecto busca robustecer los circuitos radiales en 69 kV que alimentan la zona oriental del país en los departamentos de Olancho y El Paraíso.

1.3 Línea de transmisión Progreso – San Pedro Sula Sur, y ampliaciones en subestación Santa Marta

La construcción contempla una línea de transmisión de aproximadamente 27 km, la cual será construida en un arreglo de doble circuito entre las subestaciones Progreso y San Pedro Sula Sur en 230 kV, las líneas se construirán en un arreglo de doble conductor por fase ACSR Flicker 477 MCM, en estructuras tipo celosía y algunos tramos en postes. Para este proyecto, se considera el aprovechamiento de la servidumbre de la actual línea L410 PGR-LIM, inhabilitando parte de este tramo en 69 kV hasta la subestación Santa Marta. Cabe mencionar que actualmente la subestación Santa Marta se enlaza a 69 kV mediante una conexión en derivación de la línea L410, la cual será normalizada con obras complementarias en este proyecto.

De forma complementaria a la línea de transmisión instalará en la subestación Santa Marta, un nuevo transformador en 138/69 kV con capacidad de 50 MVA con sus bahías correspondientes en 138 kV y 69 kV, el cual se conectará a la barra actual B534. Además, se enlazarla la salida de 69 kV del nuevo transformador al tramo restante de la línea L410 que llega hasta la subestación La Lima. Esta conexión será la nueva alimentación a La Lima, dado que la línea L410 desaparecerá para usar su servidumbre para las dos nuevas líneas en 230 kV, como se mencionó previamente.

Con la construcción del doble circuito entre las subestaciones de Progreso y San Pedro Sula Sur se logra un aumento de capacidad de transporte de potencia entre la zona centro – sur y norte del país. Además, se logra un aumento de confiabilidad del sistema ante contingencia simple cuando se presente la indisponibilidad ya sea por falla o mantenimiento de la línea San Buenaventura – San Pedro Sula Sur.

1.4 Línea de transmisión Láinez – Miraflores

Actualmente, se está ejecutando la construcción de una línea de transmisión en 138 kV para enlazar las subestaciones Miraflores y Láinez. La línea está siendo construida en postes de acero troncocónicos con una longitud aproximada de 4 km, operando en circuito sencillo con un conductor por fase ACSR Condor 795 MCM. Cabe destacar que en la subestación de Láinez se instalará un transformador de potencia en 138/13.8 kV con capacidad de 50 MVA. El propósito de este refuerzo es el alivio de carga en el anillo de 69 kV en la zona centro del país, reduciendo la carga en los transformadores SFE T509, SUY T510 y SUY T542.

1.5 Subestación El Sitio

La subestación El Sitio planea ser construida en arreglo de barra principal con barra de transferencia, compuesta por tres bahías en 230 kV. De estas bahías, dos son destinadas a la apertura de una de las líneas L612 o L613. La derivación se realizará a aproximadamente a 6.5 km de la subestación de Suyapa. Para la tercera bahía, se plantea su uso para alimentar un transformador de 230/13.8 kV con capacidad de 50 MVA. Con esta apertura de línea, se forman dos nuevas líneas, una entre El Sitio y Suyapa y entre Amarateca y El Sitio.

1.6 Proyecto Negrito – Yoro Dos – Arenales – Coyoles Central Dos – Reguleto

Como etapa inicial, la implementación de este proyecto involucra la construcción de una nueva subestación de maniobras denominada Negrito (NEG) en arreglo de interruptor y medio, que seccionará la línea L602 VEG-PGR, ubicada a unos 18 km de la subestación Progreso. En vista de no contar con espacio suficiente en la actual subestación Yoro (YOR) para las ampliaciones necesarias en 230 kV, construirá una nueva subestación de maniobra denominada Yoro II (YRD), la cual se localiza a aproximadamente 2.6 km de la actual subestación Yoro, según información de ENEE Transmisión.

En la nueva subestación YRD se incluye un transformador con relación de 230/69 kV con capacidad de 75 MVA. Además, se considera la construcción de un enlace en 69 kV, de aproximadamente 0.2 km, entre la nueva subestación YRD y la línea L414, la cual será seccionada a aproximadamente 2.4 km de la subestación YOR, en conductor ACSR Flicker 477 MCM, soportado en postes de concreto. Por otro lado, para la línea de transmisión NEG – YRD, cuya distancia es aproximadamente 71.8 km, su construcción se contempla en 230 kV en estructuras de acero con una configuración de doble circuito, montando inicialmente un circuito y dejando disponible el espacio del segundo circuito para futuras expansiones y así aprovechar la servidumbre. Para este proyecto, la capacidad de transporte es de 317 MVA por circuito, utilizando un conductor por fase ACSR Condor 795 MCM en torres de acero.

La segunda etapa de este proyecto consiste en una conexión en 230 kV de aproximadamente 53 km, partiendo de la subestación YRD hasta la subestación Arenal (ARN). La línea tendrá una capacidad de transporte de 317

MVA, en configuración de un conductor por fase ACSR Condor 795 MCM, también construida en estructuras para doble circuito, montando inicialmente uno de ellos.

Considerando que la actual subestación Coyoles Central (CCE) no posee el espacio físico suficiente para ser ampliada a una subestación con arreglo interruptor y medio en 230 kV, se construirá la subestación Coyoles Central II (CCD) en 230 kV, con arreglo interruptor y medio. Adicionalmente se incluye un transformador con relación de 230/138 kV con capacidad de 150 MVA para mantener el vínculo con CCE.

La nueva subestación CCD estará equipada con las bahías necesarias para conectar la línea de transmisión existente entre las subestaciones ARN y CCE la cual cuenta con aislamiento para 230 kV, operando actualmente en 138 kV. En ese sentido, se contempla un cambio de conexión de esta línea a 230 kV en la nueva subestación CCD. Por lo tanto, como resultado se propone la nueva línea ARN – CCD, operando en 230 kV. Dejando la subestación de CCE conectada a la nueva subestación CCD a través de un tramo de línea de 138 kV de aproximadamente 800 metros.

Como tercera etapa del proyecto, se considera la construcción de una línea de transmisión en 230 kV entre CCD y Reguleto (RGU). Para dicha construcción, se propone estructuras de acero con una configuración de doble circuito, montando inicialmente un circuito y dejando disponible el espacio del segundo circuito para futuras expansiones, cada circuito consta con capacidad de transporte de 317 MVA, un conductor por fase ACSR Condor 795 MCM. Dentro de las expansiones, se plantea la instalación de un transformador en la subestación de RGU, este transformador en RGU cuenta con una relación de transformación de 230/138 kV y con capacidad de 150 MVA.

Cabe mencionar que este proyecto habilita parcialmente la zona de Colón para la instalación de generación eficiente a gran escala. Se puede explorar para un futuro, y acorde a las estrategias más adecuadas para aprovechar la infraestructura de diferentes rubros, la posibilidad de reforzar la red de transmisión desde la zona de Puerto Castilla hacia Reguleto.

1.7 Ampliaciones para servicio de distribución

ENEE Distribución instalará nuevos transformadores de potencia en diferentes subestaciones del país, esto para incrementar la capacidad de suministro de demanda hacia media tensión. La Tabla 12 resume las obras en desarrollo para el sistema de distribución.

Tabla 12. Obras en desarrollo para el sistema de distribución

No.	Subestación	Proyecto	Fecha de entrada en operación
1	Juticalpa	Transformador 230/34.5 kV, 50 MVA	abr-26
2	La Paz	Subestación 230 kV, y transformador 230/34.5 kV 50 MVA	2028
3	San Pedro Sula Sur	Transformador 230/34.5 kV, 50 MVA	2029
4	Toncontín	Transformador 230/13.8 kV, 50 MVA	2029
5	Tela	Transformador 138/34.5 kV, 50 MVA	abr-26
6	Ceiba Térmica	Transformador 138/34.5 kV, 50 MVA	2029
7	Rio Lindo	Transformador 138/34.5 kV, 50 MVA	2029
8	Masca	Transformador 138/34.5 kV, 50 MVA	abr-26
9	Naco	Transformador 138/34.5 kV, 50 MVA	2029
10	Térmica Sultzer	Transformador 138/13.8 kV, 50 MVA	2029
11	Estadio Olímpico	Transformador 138/13.8 kV, 50 MVA	2029
12	Choloma	Transformador 138/13.8 kV, 50 MVA	feb-26
13	Bermejo	Transformador 138/13.8 kV, 50 MVA	feb-26
14	La Puerta	Transformador 138/13.8 kV, 50 MVA	feb-26
15	Santa Fe	Transformador 138/13.8 kV, 50 MVA	feb-26
16	Santa Rosa	Transformador 69/34.5 kV, 30 MVA	abr-26
17	El Progreso	Transformador 69/34.5 kV, 30 MVA	2029
18	Danlí	Transformador 69/34.5 kV, 30 MVA	dic-25

Fuente: Elaboración propia con información de la Unidad Técnica de Control de Distribución, UTCD.

2 Proyectos con financiamiento

Esta sección incluye proyectos cuyo financiamiento haya sido definido por parte de la Empresa de Transmisión, también se incluyen los proyectos que se encuentren en etapa de licitación, pero que, al momento de elaboración de este Plan de Expansión, no hayan sido adjudicados a un contratista como resultado del proceso de licitación pública internacional.

2.1 Proyecto L613 – Zamorano Dos – Danlí Dos – Terrero Blanco

En la primera fase del proyecto, se propone la construcción de la nueva subestación Zamorano II (ZMD) en arreglo de interruptor y medio en 230 kV, la cual funcionará como punto de conexión para la nueva línea de transmisión. Esta línea se origina a partir del seccionamiento de la línea de transmisión L612 o L613 (SUY-AMT), a una distancia aproximada de 2.1 km de la subestación Suyapa, y se extiende a lo largo de aproximadamente 22.6 km en 230 kV, en configuración de doble circuito, doble conductor por fase ACSR Brant 397.5 MCM, en torres de acero. Cada circuito cuenta con capacidad de transportar 405 MVA hasta la nueva subestación ZMD.

Además, se contempla la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 3 km en doble circuito, un conductor por fase ACSR Partridge 266.8 MCM montada en postes de concreto en 69 kV, entre la nueva subestación ZMD y la línea existente L423 ZAM-ODA, la cual será interceptada en aproximadamente 2 km de la subestación ZAM. La nueva subestación ZMD incluye un transformador con relación de 230/69 kV con capacidad de 75 MVA y un transformador de distribución de 230/34.5 kV con capacidad mínima de 50 MVA, el cual servirá para el traslado parcial de la carga de la subestación ZAM. Los costos del transformador 230/34.5 kV, 50 MVA corren a cargo de ENEE distribución.

Para la segunda fase del proyecto se plantea la construcción de la nueva subestación Danlí II (DND), con elementos en 230 y 69 kV. En esta subestación se construirán dos bahías de línea en 69 kV para enlazar la subestación DND con la red existente de 69 kV. Se contempla la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 3.5 km en doble circuito, un conductor por fase ACSR Partridge 266.8 MCM montada en postes de concreto en 69 kV, entre la nueva subestación DND y la línea existente L425 ODA-DAN, la cual será interceptada a aproximadamente 500 m de la existente subestación DAN.

Respecto a los elementos en 230 kV para la subestación DND, se considera la construcción de una línea de transmisión en este nivel de tensión entre las subestaciones ZMD y DND. Esta línea tendrá una longitud aproximada de 48 km y se contempla su construcción en doble circuito utilizando un conductor por fase ACSR Condor 795 MCM, el cual será sostenido por torres de acero. Además, para enlazar la nueva red en 230 kV con la red en 69 kV existente, se instalará un transformador 230/69 kV de 75 MVA en la subestación Danlí Dos, así como un transformador 230/34.5 kV de 50 MVA. El costo del transformador 230/34.5 kV correrá a cargo de ENEE Distribución.

Para completar el proyecto, se construirá una nueva línea de transmisión entre las subestaciones Terrero Blanco (TRB) y Danlí Dos. Esta línea se construirá en una configuración de doble circuito, montando inicialmente uno de ellos. Se utilizará un conductor por fase ACSR Condor 795 MCM en torres de acero, y la longitud de esta línea de transmisión será de aproximadamente 82 km.

Para complementar las líneas de transmisión en 230 kV, y mitigar el efecto capacitivo de estas en escenarios de baja demanda, se contempla también la instalación de un bloque de compensación inductiva de 15 MVAR compuesto por tres etapas de 5 MVAR cada una. Este bloque de compensación se instalará en la subestación Juticalpa II.

2.2 Proyecto La Entrada – Santa Rosa II – Santa Rosa

Para este proyecto se construirá la nueva subestación Santa Rosa II (SRD) en un arreglo de interruptor y medio en 230 kV. Se propone la construcción de una línea de transmisión en 230 kV, cuya longitud es de aproximadamente 30 km, extendiéndose desde la subestación La Entrada hasta la nueva subestación Santa Rosa II. Esta línea operará en configuración de circuito sencillo y utilizará un conductor ACSR Condor 795 MCM por fase, con soporte en estructuras de acero.

Además, se contempla la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 4 km en doble circuito, un conductor por fase ACSR Flicker 477 MCM montada en postes de concreto en 69 kV, entre la nueva subestación SRD y la subestación existente SRS. Por otra parte, el proyecto también incluye la instalación de un transformador con relación de 230/69 kV con capacidad de 75 MVA y un transformador de distribución con relación de 230/34.5 kV de al menos 50 MVA de capacidad, ambos a instalar en la nueva subestación SRD. Los costos del transformador 230/34.5 kV correrán a cargo de ENEE distribución.

2.3 Línea Amarateca – Talanga

Para este proyecto, se considera la construcción de un enlace en 230 kV con una capacidad de 317 MVA. Este enlace conectará la subestación Amarateca con una nueva subestación denominada Talanga (TLG) en arreglo de interruptor y medio al mismo nivel de tensión. Para la nueva línea, con longitud aproximada de 42 km, construida en configuración de doble circuito, un conductor ACSR Condor 795 MCM por fase, montando inicialmente un circuito, el espacio para el segundo circuito corresponde a futuras expansiones y aprovechar de esta forma la servidumbre.

La nueva subestación Talanga (TLG) seccionará la actual línea L441, SFE-GMC, a una distancia de aproximadamente 48 km de la subestación de Santa Fe. Para enlazar los elementos en 230 y 69 kV en TLG, se instalará un transformador 230/69 kV de 75 MVA. Se proyecta que dicha subestación sirva para abastecer la demanda de la zona de Talanga, demanda que actualmente es suministrada desde las subestaciones El Porvenir y Guaimaca, se contempla que la nueva subestación de TLG tome parte de la carga de estas subestaciones. Para este proyecto se prevé la instalación de un transformador de distribución que operara en 230/34.5 kV con una capacidad de al menos 50 MVA. Es importante destacar que el costo del transformador 230/34.5 kV será responsabilidad de ENEE distribución.

2.4 Proyecto Masca – La Victoria – Bermejo

Este proyecto consiste en la ampliación en 230 kV de las subestaciones de Masca y La Victoria, ambas en arreglo interruptor y medio. Además, se incluye la construcción de una línea de transmisión en 230 kV de aproximadamente 33 km, con configuración de doble circuito, cada uno con capacidad de transporte de 455 MVA. Cada circuito se propone en doble conductor por fase ACSR Flicker 477 MCM en torres de acero, estos circuitos conectarán la subestación de Masca con la subestación La Victoria.

Debido a las restricciones de espacio en la subestación Bermejo, lo cual impide la inclusión de elementos en 230 kV, se propone establecer una conexión entre la subestación La Victoria y la subestación Bermejo mediante una línea de transmisión de 138 kV. Dicha línea, la cual se proyecta para ser paralela a la línea existente L512, consta de aproximadamente 7 km de longitud, en doble circuito con capacidad de transporte de 273 MVA por circuito. La construcción de cada circuito se propone en doble conductor por fase ACSR Flicker 477 MCM en postes de concreto.

Además de las líneas de transmisión, se requieren transformadores de potencia para conectar los elementos de 230 kV con los elementos de 138 kV. En la subestación Masca, se propone incorporar un transformador con relación

de 230/138 kV con capacidad de 200 MVA y, para la subestación La Victoria, se contemplan tres transformadores con las mismas características anteriores.

3 Expansión optimizada

En la presente sección se discuten los proyectos de transmisión obtenidos como resultados de la etapa de optimización. Para estos proyectos se incluyen los elementos de transmisión asociados y sus respectivos costos de inversión.

3.1 Resultados

Se evaluaron un total de 10 escenarios hidrológicos por año, con 24 bloques de demanda para cada mes. Después de realizar una simulación operativa sin limitar los flujos en los distintos elementos de la red de transmisión se identificaron distintas sobrecargas en cada elemento de la red de transmisión para distintos escenarios, y se tomó el valor máximo encontrado.

Seguidamente, con base a los resultados de SDDP, se encuentran las siguientes sobrecargas mostradas en la Tabla 13, de color rojo los elementos que superaron su capacidad térmica y en color amarillo aquellos elementos que alcanzaron un valor entre el 90% y 100% de su capacidad. Para facilitar la lectura de los resultados, se colocan las sobrecargas más críticas en la red de transmisión y que no son atendidas directamente por proyectos decididos.

Tabla 13. Porcentaje de carga en los distintos elementos de la red de transmisión.

Elemento	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
L531 VNU-SPS	87.2	123.3	130.5	122.3	144.3	142.9	147.8	155.5	141.3	153.8	130.7
L615 SLU-PAV	55.0	55.2	52.8	80.5	73.6	124.5	130.6	126.5	124.4	124.0	115.3
L501 CRL-RLN	81.2	91.3	100.4	103.6	105.6	98.4	100.5	99.5	103.7	101.1	105.9
L528 SMT-SPS	71.1	53.1	78.4	62.7	95.2	97.6	97.1	102.9	90.4	101.6	91.5
L508 BER-CIR	61.1	75.7	72.0	61.8	140.4	129.4	136.8	139.1	132.7	140.2	133.8
L510 BER-BVI	42.2	50.5	42.3	44.0	82.2	80.3	82.6	88.5	90.1	88.6	86.1
L558 CYG-AMT	53.2	65.1	64.6	67.6	76.4	79.6	88.3	88.4	87.5	96.7	94.2
L518 END-SIS	78.3	94.6	66.9	79.5	59.8	81.3	72.5	76.0	76.3	90.9	90.8
L539 END-RGU	56.0	82.0	66.9	79.5	40.6	58.8	72.5	76.0	76.3	90.9	90.8
SPS T663	51.3	42.4	56.9	57.1	74.7	88.8	84.5	85.3	87.0	77.9	85.1
SPS T664	51.3	42.4	56.9	57.1	74.7	88.8	84.5	85.3	87.0	77.9	85.1
L635 SLU-CHY	23.9	23.9	24.1	47.0	50.1	84.9	85.8	86.6	91.0	86.5	82.8
L512 CHM-LVI	139.5	112.7	107.7	108.2	101.3	87.4	77.2	79.8	75.8	78.8	77.3
L541 MER-CHM	94.3	98.1	74.3	74.1	63.0	62.9	63.2	64.3	64.5	64.7	62.9
L512 LVI-BER	115.3	87.1	83.9	81.0	50.0	48.9	51.2	52.3	52.2	52.7	52.1
L422 SUY-ZAM	126.7	131.1	134.6	41.4	56.0	40.8	47.7	48.5	48.1	48.9	48.6
ZMD T6XX	0.0	0.0	0.0	96.7	50.1	40.5	41.6	43.3	44.7	45.9	48.4
L513 MAS-CHM	122.4	38.9	17.7	15.5	29.7	34.8	36.2	37.9	38.1	39.3	34.6
L513 TSZ-MAS	141.4	55.4	39.0	26.4	15.4	22.5	24.4	23.4	25.1	25.4	26.0
L423 ZMD-ODA	0.0	0.0	0.0	108.8	20.0	24.0	22.8	24.6	23.0	28.8	24.7
L564 TSZ-BIJ	101.1	29.0	29.3	29.1	25.9	25.2	25.0	24.6	24.7	29.4	25.3
SFE T509 D1	106.2	105.9	91.5	58.7	64.0	15.3	14.0	14.8	14.5	14.8	16.8
BER T505 D1	120.4	81.8	72.0	64.5	36.4	35.9	15.7	15.7	16.1	16.4	15.2
SUY T510 D1	101.0	101.9	90.5	45.4	43.2	10.9	10.8	11.2	11.9	12.6	12.7
SUY T542 D1	100.2	101.1	89.8	45.1	42.9	10.8	10.7	11.1	11.8	12.5	12.6

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, en la Tabla 14, se definen los circuitos candidatos de transmisión que eliminen las sobrecargas identificadas.

Tabla 14. Lista de circuitos candidatos para mitigar las sobrecargas identificadas

No.	Proyecto	Elementos	Año mínimo de entrada	Costo [MUSD]
1	SPS-VND	Subestación Villanueva II (VND) Línea de transmisión SPS-VND 230 kV	2027	13.8
2	CAR-VND	Línea de transmisión CAR-VND 230 kV Transformador CAR 230/138 kV Habilitación del tramo L504	2028	18.7
3	CAR-SBV	Línea de transmisión CAR-SBV 230 kV Habilitación del tramo L502	2028	5.5
4	SBV-VND	Línea de transmisión SBV-VND 230 kV Habilitación del tramo L502, L504	2028	7.0
5	JUD-TLG	Línea de transmisión JUD-TLG 230 kV	2028	61.7
6	JUD-CBN	Línea de transmisión JUD-CBN 230 kV Transformador CBN 230/138 kV	2028	95.9
7	TLG-YRD	Línea de transmisión TLG-YRD 230 kV	2028	59.5
8	NCO-LEC	Línea de transmisión NCO-LEC 230 kV Transformador NCO 230/138 kV	2028	65.8
9	CCD-SIS	Línea de transmisión CCD-SIS 230 kV Transformador SIS 230/138 kV	2028	42.9
10	PRD-L627	Línea de transmisión PRD-L627 230 kV Reconstrucción de Línea de transmisión L615, L637, L617	2028	43.4
11	SLU-AGC	Línea de transmisión SLU-AGC 230 kV Reconstrucción de Línea de transmisión L615, L637, L617	2028	53.0
12	NIS-GLL	Línea de transmisión NIS-GLL 230 kV Transformador NIS 230/69 kV Subestación Gualala (GLL)	2028	45.6
13	EBI-ZMD	Línea de transmisión EBI-ZMD 230 kV	2028	53.3
14	SMT-VNU	Línea de transmisión SMT-VNU 138 kV	2030	10.3
15	SMT-CAR	Línea de transmisión SMT-CAR 138 kV	2030	19.5
16	SBV-CRL	Línea de transmisión SBV-CRL 230 kV Transformador CRL 230/138 kV	2028	25.6
17	SBV-CRL	Línea de transmisión SBV-CRL 138 kV Transformador SBV 230/138 kV	2028	20.5
18	CRL-RLN	Línea de transmisión CRL-RLN 138 kV	2028	7.4
19	MAS-TEL	Línea de transmisión MAS-TEL 230 kV Transformador TEL 230/138 kV	2028	50.6
20	MAS-TEL	Línea de transmisión MAS-TEL 138 kV	2028	28.6
21	NEG-RGU	Montar segundo circuito NEG-RGU 230 kV	2028	62.1
22	RLN-SBV y CRL-SBV	Seccionamiento de la L501 Línea CRL-SBV 138 kV Línea RLN-SBV 138 kV Transformador SBV 230/138 kV	2028	15.9
23	JRD-CDS	Seccionamiento de la L608 Línea CJN-CDS Línea AMT-CDS 230 kV Transformador CDS 230/69 kV Subestación Concepción del Sur (CDS)	2028	38.1
24	LVI-SPS LVI-PGR	Seccionamiento de un circuito SPS-PGR Línea LVI-SPS Línea LVI-PGR	2028	21.9
25	Repotenciación L512	Repotenciación L512 CHM-LVI	2027	4.7
26	Enlace El Taladro	Transformador TLD 230/138 kV Subestación el Taladro (TLD)	2028 2028	28.6
27	Enlace Jardines	Enlace 230/138 JRD Transformador JRD 230/138 kV Subestación Jardines (JRD)	2028 2028 2028	25.8
28	Enlace Siguatopeque	Enlace 230/138 SGT Transformador SGT 230/138 kV	2028 2028	24.7
29	Compensación Serie	Compensación Serie L526 y L527 AGP-SPS	2027	15.1

Fuente: Elaboración propia.

Para optimizar las incorporaciones a la red de transmisión se utilizó el módulo OptNet, parte del software de Optimización Netplan, para obtener un cronograma de inversiones que responda a las necesidades identificadas a largo plazo. La lista de proyectos optimizados se muestra a continuación en la Tabla 15.

Tabla 15. Lista de proyectos seleccionados en la etapa de expansión optimizada

No.	Proyecto	Elementos	Año de entrada
1	SPS-VND	Subestación Villanueva II (VND) Línea de transmisión SPS-VND 230 kV	2027
2	Repotenciación L512	Repotenciación L512 CHM-LVI	2027
3	PRD-AGC Repotenciación L615	Línea de transmisión PRD-AGC 230 kV Repotenciación L615 PAV-SLU	2030
4	LVI-SPS LVI-PGR	Seccionamiento de un circuito SPS-PGR Línea LVI-SPS Línea LVI-PGR	2031
5	CRL-RLN	Línea de transmisión CRL-RLN 138 kV	2030

Fuente: Elaboración propia.

Con los nuevos refuerzos de transmisión se reduce el máximo flujo de potencia en los circuitos sobrecargados, en la Tabla 16 se muestra los porcentajes obtenidos para los distintos elementos. Se indica en la misma tabla el proyecto, referenciado en la Tabla 15, que mitiga la sobrecarga correspondiente. En los casos donde no se asocia un proyecto a una sobrecarga particular se debe a la consideración de proyectos en desarrollo o con financiamiento.

Tabla 16. Porcentaje de carga en los elementos de la red de transmisión después de la etapa de optimización de la red

Elemento	Proyecto	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
L531 VNU-SPS	1	86.7	119.8	80.2	81.7	100.1	90.5	81.2	91.8	83.3	85.0	78.1
L615 SLU-PAV	3	55.0	55.2	52.8	80.5	72.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
L501 CRL-RLN	5	81.2	92.0	99.4	99.2	107.6	52.3	49.2	50.6	50.0	52.0	53.2
L528 SMT-SPS	4	72.7	53.1	83.4	71.2	104.0	105.2	59.9	62.5	58.9	65.3	61.5
L508 BER-CIR	4	61.1	74.5	74.0	64.9	129.8	139.9	57.9	65.9	62.7	64.1	67.1
L510 BER-BVI	4	42.2	51.0	43.5	40.1	76.0	82.4	47.1	54.3	56.7	58.5	55.7
L558 CYG-AMT	5	52.5	65.1	60.7	68.9	70.5	78.2	82.4	85.5	82.4	87.3	90.3
L518 END-SIS	N/A	80.7	98.2	72.5	77.0	60.6	78.5	74.0	74.1	75.6	89.5	91.3
L539 END-RGU	N/A	56.0	82.0	72.5	77.0	41.0	56.2	74.0	74.1	75.6	89.5	91.3
SPS T663	4	51.3	42.4	59.8	43.2	76.7	81.3	36.3	45.0	42.0	44.9	41.2
SPS T664	4	51.3	42.4	59.8	43.2	76.7	81.3	36.3	45.0	42.0	44.9	41.2
L635 SLU-CHY	3	23.9	23.9	24.1	46.8	50.1	85.7	84.8	86.6	91.2	89.5	82.7
L512 CHM-LVI	2	139.5	113.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
L514 MER-CHM	2	94.3	98.7	74.3	74.2	63.0	63.1	56.0	57.8	57.7	55.1	57.6
L512 LVI-BER	2	115.3	88.2	84.7	79.6	46.6	52.2	23.6	28.3	28.3	29.3	28.1
L422 SUY-ZAM	N/A	126.7	131.1	135.3	41.2	55.8	40.5	47.5	48.3	49.1	48.6	49.8
ZMD T6XX	N/A	0.0	0.0	0.0	96.3	49.1	40.6	41.4	43.3	44.6	46.1	46.9
L513 MAS-CHM	N/A	122.4	38.9	18.3	15.4	28.7	35.7	20.7	24.9	24.0	24.6	23.9
L513 TSZ-MAS	N/A	141.4	55.4	39.6	26.4	15.4	23.1	16.3	16.0	15.7	18.2	20.3
L423 ZMD-ODA	N/A	0.0	0.0	0.0	108.8	20.1	23.1	22.0	25.2	26.6	28.9	23.3
L564 TSZ-BIJ	N/A	101.1	28.9	29.7	29.1	26.2	25.6	27.0	23.7	24.0	25.9	24.7
SFE T509 D1	N/A	106.2	105.9	92.0	59.3	64.8	16.4	14.3	14.3	14.6	15.4	16.3
BER T505 D1	N/A	120.4	81.7	72.1	64.1	36.0	35.9	8.3	10.0	10.2	10.3	9.7
SUY T510 D1	N/A	101.0	101.9	90.3	45.6	43.2	11.1	11.2	11.3	11.9	12.8	13.0
SUY T542 D1	N/A	100.2	101.1	89.6	45.3	42.8	11.0	11.1	11.2	11.8	12.7	12.9

Fuente: Elaboración propia.

3.2 Proyectos de transmisión optimizados

3.2.1 Subestación Villanueva Dos

Debido al crecimiento de la demanda en las subestaciones de Villanueva y Caracol, se identificaron sobrecargas en diferentes escenarios en la línea L531 SPS-VNU. Para aliviar esta sobrecarga se considera adecuado construir una nueva subestación Villanueva II en 230 kV, seccionando la línea en 230 kV L653 SPS-SBV y tomar

carga de la actual subestación Villanueva. Para este proyecto se prevé la instalación de dos transformadores de distribución que operaran en 230/34.5 kV con una capacidad 50 MVA cada uno. Es importante destacar que el costo de los transformadores 230/34.5 kV será responsabilidad de ENEE distribución.

Tabla 17. Desglose de costos de inversión para proyecto VND

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación VND 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	Bahía 230 kV VND, INT. Y MEDIO, dos alimentadores LT+T	5,657,185.50	2	11.31
Total				13.82

Fuente: Elaboración propia.

3.2.2 Repotenciación L512 CHM-LVI

Para atender restricciones en la zona de Choloma, se considera la repotenciación del tramo Choloma – La Victoria. Actualmente esta línea de transmisión opera con un conductor ACSR Flicker 477 MCM en arreglo de un conductor por fase. Para seguir utilizando las estructuras, tanto por restricciones de peso y libramientos para 138 kV, se recomienda utilizar para la repotenciación un conductor de núcleo compuesto. Estos conductores cuentan con una menor distancia de flecha, y con peso similar incrementan sustancialmente la capacidad de transporte de una línea de transmisión. Para este caso particular se sugiere conductor ACCC Hawk 611 MCM en arreglo de un conductor por fase. Esta configuración permite transportar 292 MVA en condiciones de operación normal.

Si bien es cierto, este proyecto contempla una repotenciación de la línea de transmisión, la capacidad de corriente de los equipos ya instalados en ambas subestaciones fue dimensionada para una línea de transmisión de 151 MVA, debido a esto se contempla necesario el reemplazo de las bahías existentes en ambas subestaciones esto incluye interruptores, seccionadoras, equipo de barra y demás elementos asociados. Los costos estimados para este proyecto se resumen a continuación.

Tabla 18. Desglose de costos para proyecto Repotenciación L512 CHM- LVI

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía 138 kV LVI, INT. Y MEDIO, un alimentador LT	2,229,716.68	1	2.23
2	Bahía de línea 138 kV CHM, BS	1,684,047.39	1	1.68
3	Repotenciación L512 CHM-LVI, 292 MVA, ACCC Hawk 611 1C/F	209,479.05	3.78 km	0.79
Total				4.71

Fuente: Elaboración propia.

3.2.3 Línea de Transmisión Prados – Aguacaliente y repotenciación de líneas L615 PAV-SLU y L617 PRD-Frontera

La alta concentración de generación renovable variable en la zona sur del país presenta desafíos significativos para su transporte a la zona centro y norte del país. Durante las horas de máxima producción solar, esta generación concentrada en la zona sur produce un elevado flujo de potencia en las líneas L615 PAV-SLU y L637 SLU-PRD. Estas condiciones representan un escenario de alta exigencia para la red de transmisión en la zona y, en general, para el sistema, esto debido al flujo de potencia en dirección sur-norte. Además, vale la pena resaltar que las líneas L615 y L637, restringen la capacidad de las transferencias regionales tanto para importación como porteo.

Para abordar estas restricciones y mejorar la capacidad de transmisión, se propone la construcción de un tramo de línea de transmisión en 230 kV que seccionará el segundo circuito de la nueva línea SIEPAC. Este proyecto se conforma de una línea de transmisión que se extiende desde la subestación Prados hasta las estructuras de la línea L627, con una longitud de aproximadamente 3 km, en estructuras para doble circuito, un conductor por fase ACAR 1024.5 MCM, manteniendo el enlace adicional entre Honduras, desde la subestación Prados, hasta Nicaragua.

Adicionalmente, se propone repotenciar las líneas de transmisión L615 PAV-SLU, L637 SLU-PRD y L617 PRD-FNH a una capacidad de transporte de 455 MVA cada una. Para esta repotenciación se propone reconstruir las líneas L615, L637, y L617, construyendo nuevas torres para dos circuitos, montando inicialmente uno, con una configuración propuesta de dos conductores por fase ACSR Flicker 477 MCM, conductores alternativos pueden

utilizarse, mientras mantengan al menos la capacidad del conductor propuesto. En resumen, la Tabla 19 presenta el desglose de los costos de inversión requeridos en este proyecto.

Tabla 19. Desglose de costos de inversión para proyecto PRD-AGC

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía 230 kV PRD, INT. Y MEDIO, dos alimentadores LT+LT	6,427,153.19	1	6.43
2	LT 230 kV PRD-L627, 349 MVA, ACAR 1024.5 MCM 2C 1C/F, Torre de acero	682,355.47	3 km	2.05
3	LT 230 kV L615 PAV-SLU, 455 MVA, ACSR Flicker 477 2C M1C, 2C/F, Torre de Acero	572,811.16	20 km	11.46
4	LT 230 kV L637 SLU-PRD, 455 MVA, ACSR Flicker 477 2C M1C, 2C/F, Torre de Acero	572,811.16	17 km	9.74
5	LT 230 kV L617 PRD-FNH, 455 MVA, ACSR Flicker 477 2C M1C, 2C/F, Torre de Acero	572,811.16	24 km	13.75
Total				43.42

Fuente: Elaboración propia.

3.2.4 Línea de transmisión La Victoria – San Pedro Sula Sur y La Victoria – Progreso

Para reforzar la capacidad de transporte desde el Valle de Sula hacia el centro y sur del país, se identifica adecuado un enlace desde la subestación La Victoria hacia las subestaciones de San Pedro Sula Sur y El Progreso. El nuevo enlace en 230 kV permitirá aliviar posibles sobrecargas en la zona norte, por ejemplo, en las líneas L528 SPS-SMT, L524 CIR-CAL y los transformadores SPS T663, SPS T664. Esta adición mejora la capacidad de transporte en la zona norte permitiendo tener una red en 230 kV de forma continua hasta la subestación de Masca. Para los nuevos enlaces LVI-PGR y LVI-SPS se proyecta seccionar uno de los circuitos SPS-PGR y vincular cada uno de los extremos con la subestación de LVI, las nuevas líneas de transmisión se construirán en una configuración de dos conductores por fase ACSR Flicker 477 MCM, con una capacidad de 455 MVA cada una, montando los dos circuitos sobre una misma estructura. El desglose de los costos de inversión se resume en la siguiente tabla.

Tabla 20. Desglose de costos de inversión para proyecto SPS-LVI-PGR

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	LT 230 kV LVI-L6XX PGR-SPS, 455 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 2C 2C/F Torre de acero	675,514.36	23 km	15.54
2	Bahía 230 kV LVI, INT. Y MEDIO, dos alimentadores LT+LT	6,427,153.19	1	6.43
Total				21.96

Fuente: Elaboración propia.

3.2.5 Línea de transmisión Cañaveral – Río Lindo

Actualmente, las subestaciones Cañaveral y Río Lindo están conectadas mediante una línea de transmisión en 138 kV con capacidad de 151 MVA, el cual es un enlace esencial para el funcionamiento del corredor norte-sur. Sin embargo, la desconexión de esta línea ha generado problemas de tensión en subestaciones ubicadas en la zona central, como Cañaveral, Siguatepeque y Piedras Azules. En ese sentido, se propone la construcción de una línea adicional en paralelo al enlace CRL-RLN. Esta adición mejora la confiabilidad del corredor en 138 kV y también previene posibles sobrecargas en el enlace existente para casos de contingencia en la línea L558 AMT-CYG. Esta nueva línea de transmisión es planificada para una capacidad de transporte de 151 MVA y se propone para ser construida en arreglo de doble circuito, montando inicialmente uno, usando un conductor por fase ACSR Flicker 477 MCM instalado en estructuras de acero, el desarrollador podrá utilizar un conductor con prestaciones iguales o superiores a las del conductor propuesto. El desglose de los costos de inversión se resume en la siguiente tabla.

Tabla 21. Desglose de costos para proyecto CRL-RLN

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 138 kV CRL BP + BA	1,755,118.12	1	1.76
2	Bahía 138 kV RLN, INT. Y MEDIO, un alimentador LT	2,263,201.07	1	2.26
3	LT 138 kV CRL-RLN, 151 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 2C M1C, 1C/F, Torre de acero	371,514.33	9 km	3.34

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
Total				7.36

Fuente: Elaboración propia.

4 Expansión orientada a confiabilidad y resiliencia

Adicionalmente a los proyectos de transmisión identificados de la etapa de optimización, en la presente sección se detallan las obras asociadas a la mejora de la confiabilidad de la red de transmisión. Específicamente se evaluó el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo, CCSDM. Se identificaron los elementos que no cumplen con estos criterios, en condiciones operativas normales y condiciones de contingencia simple, y se proponen los elementos necesarios para permitir la operación segura del sistema ante condiciones de alta exigencia para el sistema.

4.1 Resultados

Para esta etapa, se utilizan los resultados de los despachos de la optimización realizada con la herramienta SDDP para cada hidrología seleccionada. En las estaciones seca y lluviosa se consideran cinco escenarios que representan bloques horarios con condiciones operativas que representan diferentes combinaciones de despacho y condiciones de demanda para el sistema. Estos escenarios operativos se modelan para elaboración de estudios eléctricos utilizando la herramienta PSS/E y se realizan análisis de flujo de potencia en condiciones de operación normal, y bajo contingencia simple de todos los elementos de la red de transmisión. Se identifican las violaciones a los CCSDM en los escenarios analizados, las condiciones operativas en las cuales ocurren, y si aplica, la contingencia que provoca dichas violaciones.

Las siguientes tablas resumen las sobrecargas identificadas, así como las violaciones al rango permitido de voltaje en las barras de transmisión. En estas tablas también se colocan los proyectos candidatos para mejorar la confiabilidad de la red. Los proyectos candidatos a los que se hace referencia se encuentran en la Tabla 26.

La Tabla 22 muestra los elementos con sobrecargas identificadas en esta etapa, también indica la máxima sobrecarga encontrada, la contingencia que provoca dicha sobrecarga, así como la cantidad de escenarios operativos en los cuales se encontró la sobrecarga descrita, y la cantidad de contingencias ante las cuales se identifican las violaciones a los CCSDM.

La Tabla 23 y la Tabla 24 muestran las barras los voltajes fuera de rango identificados en los análisis de flujo de potencia. De forma similar a la tabla descrita previamente, se indica la peor violación identificada, la contingencia que provoca dicho incumplimiento, y la cantidad de escenarios y contingencias bajo las cuales se identifica la condición de bajo o alto voltaje. A su vez se indican los proyectos candidatos, acorde a la Tabla 26, para atender cada problema identificado.

Para complementar la información presentada, la Tabla 25 muestra las contingencias para las cuales no se logró convergencia numérica del flujo de potencia. Esto ya que la condición de no convergencia es un indicador de déficit de potencia reactiva en la zona de influencia de dicha contingencia. Se muestra también la cantidad de escenarios para los cuales no se obtuvo la convergencia de cada contingencia en particular. Y también los proyectos candidatos para atender estas limitaciones.

Tabla 22. Sobrecargas identificadas en análisis eléctricos de flujo de potencia

Elemento	Máxima sobrecarga [%]	Contingencia	Conteo Escenarios	Conteo Contingencias	Proyectos candidatos
SUY T510	141.3	SUY_T542	3	2	<u>1, 10, 19,</u>
SUY T542	142.1	SUY_T510	4	2	<u>1, 10, 19</u>
SFE T509	130.8	SUY_T542	2	3	<u>1, 10, 19</u>
L442 GMC-JUT	141.0	L6X1_TRB-DND	11	14	<u>9, 15, 16, 17</u>
L512 CHM-LVI	124.2	L534_CHM-BER	4	3	<u>5</u>
L531 SPS-VNU	103.9	L558_CYG-AMT	3	2	<u>5</u>
L525 CHM-AGP	104.8	L526_SPS-SGP	2	1	<u>5</u>

Elemento	Máxima sobrecarga [%]	Contingencia	Conteo Escenarios	Conteo Contingencias	Proyectos candidatos
L515A PGR-GUA	121.6	L518_SIS-END	20	4	<u>6</u>
L515B GUA-TEL	112.6	L539_END-RGU	20	7	<u>6</u>
SUY T612	108.6	TON_T610	2	3	<u>1, 10, 19</u>
SUY T611	107.8	TON_T610	2	3	<u>1, 10, 19</u>
SUY T613	107.2	TON_T610	2	3	<u>1, 10, 19</u>
L501 CRL-RLN	120.7	L558_CYG-AMT	7	1	<u>4, 21</u>
L518 SIS-END	168.4	L6X1_NEG-YRD	22	7	<u>6, 11, 18</u>
CRL T501	134.5	L531_SPS-VNU	3	150	<u>7, 20</u>
L519 RGU-CCE	135.0	RGU_T6XX	12	3	<u>9, 12, 16, 17</u>
L520 RGU-ISL	111.9	RGU_T6XX	7	5	<u>6, 9, 12, 16, 17</u>
CCD T6XX	120.6	RGU_T6XX	5	139	<u>6, 9, 12</u>
L441B GMC-TLG	131.8	L6X1_TRB-DND	3	1	<u>9, 15, 16, 17</u>
L539 END-RGU	168.8	L6X1_NEG-YRD	21	6	<u>6, 11, 18</u>
AMT T605	107.5	L550A_CRL-SGT	8	2	<u>4, 19, 21</u>
L550A CRL-SGT	126.2	L558_CYG-AMT	13	1	<u>4, 21</u>
RGU T6XX	176.0	L519_RGU-CCE	30	164	<u>6, 18</u>
L558 AMT-CYG	123.2	L550A_CRL-SGT	5	1	<u>4, 21</u>
L517 CTE-SIS	122.0	L6X1_NEG-YRD	4	3	<u>6, 11, 18</u>
PGR T520	150.2	L6X1_NEG-YRD	5	1	<u>11, 18</u>
TON T610	110.9	AMT_T605	2	4	<u>10, 19</u>
L414A MOR-CUY	132.8	L6X1_NEG-YRD	2	1	<u>11, 18</u>
L412 PGR-MOR	113.1	L6X1_NEG-YRD	1	1	<u>11, 18</u>
L414B CUY-YRD	113.4	L6X1_NEG-YRD	1	1	<u>11, 18</u>
YRD T6XX	123.1	L6X1_NEG-YRD	1	1	<u>11, 18</u>

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos por simulaciones.

Tabla 23. Violaciones de bajo voltaje identificadas en análisis de flujo de potencia

Elemento	Voltaje nominal	Voltaje mínimo [pu]	Contingencia	Conteo escenarios	Conteo contingencias	Zona	Proyecto Candidato
CYG B536	138	0.8872	BASE CASE	5	1	CE	<u>4, 21</u>
PAZ B525	138	0.8864	BASE CASE	5	1	CE	<u>4, 21</u>
SGT B574	138	0.8903	BASE CASE	4	1	CE	<u>4, 21</u>
AMT B541	138	0.9107	L614_CDH-SUY	6	8	CE	<u>1, 4, 19, 21</u>
CDA B530	138	0.9153	TON_T610	1	1	CE	<u>1</u>
MFL B523	138	0.9200	TON_T610	1	2	CE	<u>1</u>
SFE B505	138	0.9150	TON_T610	2	3	CE	<u>1</u>
LNZ B5XX	138	0.9193	TON_T610	1	2	CE	<u>1</u>
TON B535	138	0.9152	TON_T610	1	1	CE	<u>1</u>
CHP B5XX	138	0.7683	BASE CASE	39	1	LA	<u>2, 6, 12, 16, 17</u>
BOR B571	138	0.7393	BASE CASE	50	1	LA	<u>2, 6, 12, 16, 17</u>
CTE B513	138	0.7427	BASE CASE	57	1	LA	<u>2, 6, 12, 16, 17</u>
ISL B520	138	0.7798	BASE CASE	38	1	LA	<u>2, 6, 12, 16, 17</u>
RGU B518	138	0.8094	BASE CASE	24	1	LA	<u>2, 6, 12, 16, 17</u>
SIS B548	138	0.7413	BASE CASE	56	1	LA	<u>2, 6, 12, 16, 17</u>
SHL B572	138	0.7410	BASE CASE	42	1	LA	<u>2, 6, 12, 16, 17</u>
END B572	138	0.7581	BASE CASE	36	1	LA	<u>2, 6, 12, 16, 17</u>
TOC B587	138	0.7620	BASE CASE	42	1	LA	<u>2, 6, 12, 16, 17</u>
CCE B565	138	0.8464	BASE CASE	5	1	LA	<u>2, 6, 12, 16, 17</u>
TEL B511	138	0.8709	BASE CASE	6	1	LA	<u>2, 6, 12, 16, 17</u>
CCD B6XX	230	0.7678	BASE CASE	12	1	LA	<u>2, 6, 12, 16, 17</u>
ARN B6XX	230	0.7843	BASE CASE	12	1	LA	<u>2, 6, 12, 16, 17</u>
RGU B6XX	230	0.7296	BASE CASE	14	1	LA	<u>2, 6, 12, 16, 17</u>
CCD B5XX	138	0.8754	BASE CASE	1	1	LA	<u>2, 6, 12, 16, 17</u>
ARN B586	138	0.8467	BASE CASE	4	1	LA	<u>2, 6, 12, 16, 17</u>
CUY B4XX	69	0.8441	L6X1_NEG-YRD	9	4	NO	<u>2, 11, 18</u>
PGR B603	230	0.8995	BASE CASE	1	1	NO	<u>2, 11, 18</u>
YRD B6XX	230	0.8451	BASE CASE	8	1	NO	<u>2, 11, 18</u>
CRL B501	138	0.9258	BASE CASE	1	1	NO	<u>4, 7, 20, 21</u>
CRL B4XX	69	0.8595	L531_SPS-VNU	33	6	NO	<u>4, 7, 20, 21</u>
VNU B520	138	0.6932	L531_SPS-VNU	7	3	NO	<u>4, 7, 20, 21</u>
GUA B537	138	0.4496	L515A_PGR-GUA	55	11	NO	<u>2, 6</u>
CAR B540	138	0.7676	L531_SPS-VNU	26	17	NO	<u>22</u>
CKP B576	138	0.7676	L531_SPS-VNU	26	17	NO	<u>22</u>
SPS B653	230	0.9275	L602A_VEG-NEG	2	2	NO	<u>22</u>

Elemento	Voltaje nominal	Voltaje mínimo [pu]	Contingencia	Conteo escenarios	Conteo contingencias	Zona	Proyecto Candidato
MOR B435	69	0.8348	L6X1_NEG-YRD	8	4	NO	<u>11, 18</u>
RLN B521	138	0.8321	L531_SPS-VNU	26	27	NO	<u>22</u>
CUY B4XX	69	0.8441	L6X1_NEG-YRD	9	4	NO	<u>11, 18</u>
YRD B4XX	69	0.8508	YRD_T6XX	42	9	NO	<u>11, 18</u>
NEG B6XX	230	0.8814	L602A_VEG-NEG	2	23	NO	<u>11, 18</u>
VND B6XX	230	0.9216	L602A_VEG-NEG	2	7	NO	<u>22</u>
PGR B422	69	0.8764	L6X1_NEG-YRD	2	1	NO	<u>11, 18</u>
ERA B471	69	0.8987	BASE CASE	5	1	OC	<u>7, 20</u>
SRD B6XX	230	0.9229	BASE CASE	2	1	OC	<u>7, 20</u>
LFL B434	69	0.5336	L433_SRS-GPT	30	21	OC	<u>7, 20</u>
NIS B439	69	0.6537	L433_SRS-GPT	19	5	OC	<u>7, 20</u>
SRS B433	69	0.4876	L433_SRS-GPT	6	3	OC	<u>7, 20</u>
SRD B4XX	69	0.9295	L6XX_LEC-SRD	1	1	OC	<u>7, 20</u>
TLG B4XX	69	0.9122	L6X1_TRB-DND	1	1	OR	<u>9, 15, 16, 17</u>

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos por simulaciones.

Tabla 24. Violaciones de alto voltaje identificadas en análisis de flujo de potencia

Elemento	Voltaje nominal	Voltaje máximo [pu]	Contingencia	Conteo escenarios	Conteo contingencias	Zona	Proyecto Candidato
SUY B612	230	1.0729	BASE CASE	5	1	CE	<u>3</u>
TON B610	230	1.0711	BASE CASE	4	1	CE	<u>3</u>
AMT B605	230	1.0717	BASE CASE	4	1	CE	<u>3</u>
CDH B629	230	1.0760	BASE CASE	5	1	CE	<u>3</u>
T43 AMT	230	1.0508	BASE CASE	2	1	CE	<u>3</u>
SIT B6XX	230	1.0727	BASE CASE	3	1	CE	<u>3</u>
TLG B6XX	230	1.0589	BASE CASE	1	1	CE	<u>3</u>
SUY B418	69	1.0950	L651_TRB-PAT	22	15	CE	<u>3</u>
ZMD B6XX	230	1.0793	BASE CASE	3	1	OR	<u>3, 14</u>
DND B6XX	230	1.0810	BASE CASE	3	1	OR	<u>3, 14</u>
PAV B620	230	1.0739	BASE CASE	3	1	SU	<u>3, 14</u>
LSL B628	230	1.0739	BASE CASE	3	1	SU	<u>3, 14</u>
LUV B621	230	1.0739	BASE CASE	3	1	SU	<u>3, 14</u>
PSM 230	230	1.0717	BASE CASE	3	1	SU	<u>3, 14</u>
NNC B639	230	1.0740	BASE CASE	3	1	SU	<u>3, 14</u>
AGC B624	230	1.0746	BASE CASE	3	1	SU	<u>3, 14</u>
PRD B618	230	1.0725	BASE CASE	3	1	SU	<u>3, 14</u>
CHY B647	230	1.0720	BASE CASE	3	1	SU	<u>3, 14</u>
LUT B622	230	1.0746	BASE CASE	3	1	SU	<u>3, 14</u>
SLU B637	230	1.0725	BASE CASE	3	1	SU	<u>3, 14</u>
EBI B635	230	1.0717	BASE CASE	3	1	SU	<u>3, 14</u>
AGF B641	230	1.0740	BASE CASE	3	1	SU	<u>3, 14</u>

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos por simulaciones.

Tabla 25. Contingencias que provocan no convergencia de la solución de flujo de potencia

Contingencia	Conteo escenarios	Proyecto Candidato
L615_PAV-SLU	14	<u>14</u>
L444_JUT-JUD	83	<u>13, 15, 16, 17</u>
L650_JUD-TRB	84	<u>13, 15, 16, 17</u>
L519_RGU-CCE	32	<u>6, 18, 9, 11, 12, 16, 17</u>
L540_CCE-ARN	18	<u>6, 18, 9, 11, 12, 16, 17</u>
L433_SRS-GPT	17	<u>7, 20</u>
L501_CRL-RLN	15	<u>4, 21</u>
L558_CYG-AMT	25	<u>4, 21, 19</u>
L522_BOR-SHL	9	<u>9, 12, 16, 17</u>
L521B_TOC-CHP	1	<u>9, 12, 16, 17</u>
L541_TOC-BOR	1	<u>9, 12, 16, 17</u>
CCD_T6XX	13	<u>6, 18</u>
L515A_PGR-GUA	45	<u>6, 18</u>
L515B_GUA-TEL	42	<u>6, 18</u>
L5XX_CCE-CCD	13	<u>6, 9, 12, 16, 17, 18</u>
L6X1_ARN-CCD	46	<u>6, 9, 12, 16, 17, 18</u>
L608_CJN-AMT	1	<u>11, 13</u>
L516_TEL-CTE	24	<u>6, 18</u>
L539_END-RGU	35	<u>6, 18</u>
L518_SIS-END	35	<u>6, 18</u>

Contingencia	Conteo escenarios	Proyecto Candidato
L6X1_NEG-YRD	18	<u>11, 18</u>
L517_CTE-SIS	4	<u>6, 18</u>
L6X1_YRD-ARN	29	<u>11, 18</u>
L6X1_TRB-DND	6	<u>9, 15, 16, 17</u>
L623_SBV-LEC	34	<u>7, 20</u>
RGU_T6XX	22	<u>6, 18</u>
SRD_T6XX	12	<u>7, 20</u>
L6XX_LEC-SRD	12	<u>7, 20</u>
L6XX_RGU-CCD	8	<u>6, 18</u>
L550A_CRL-SGT	1	<u>4, 21</u>

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos por simulaciones.

Considerando las limitaciones e incumplimientos a los CCSDM descritos de la Tabla 22 a la Tabla 25 se proponen los siguientes proyectos candidatos para solucionar las restricciones identificadas. Para algunas de las violaciones a los CCSDM no se proponen candidatos, especialmente en los años iniciales del horizonte de estudio ya que esas serán atendidas por los proyectos ya en desarrollo, con financiamiento, o los proyectos identificados en la etapa optimizada de la planificación. La Tabla 26 resume los proyectos candidatos considerados para esta etapa, así como sus componentes principales y costos de inversión estimados.

Tabla 26. Proyectos candidatos para la etapa de expansión orientada a confiabilidad y resiliencia

No.	Proyecto	Elementos	Año mínimo de entrada	Costo [MUSD]
1	Compensación reactiva capacitiva en Distrito Central	Compensación capacitiva CDA 40 MVar Compensación capacitiva SUY 30 MVar	2028	4.85
2	Compensación reactiva capacitiva en Litoral Atlántico	Compensación capacitiva ISL 24 MVar Compensación capacitiva CTE 24 MVar	2028	5.36
3	Compensación reactiva inductiva en Zona Sur	Compensación inductiva AGC 30 MVar Compensación inductiva EBI 30 MVar	2028	17.52
4	Subestación El Taladro	Línea de transmisión 138 kV TLD-L551 Línea de transmisión 230 kV TLD-L609 Transformador 230/138 kV de 150 MVA TLD Subestación TLD 230 kV	2029	30.64
5	Compensación serie L526 y L527	Compensación serie 65% en líneas L526 y L527	2028	15.01
6	Proyecto Coyoles Central Dos – Ceiba Sur	Subestación CBS 230 kV Línea de transmisión 230 kV CCD-CBS Transformador 230/138 kV de 150 MVA CBS	2029	46.53
7	Subestación Concepción del Sur	Subestación CDS 230 kV Línea de transmisión 230 kV L608-CDS Transformador 230/69 kV de 75 MVA CDS	2030	40.67
8	Compensación reactiva capacitiva en Catacamas	Compensación capacitiva CAT, 12 MVar	2030	1.98
9	Proyecto Juticalpa II – El Carbón	Línea de transmisión JUD-CBN 230 kV Transformador 230/138 kV de 150 MVA CBN Subestación El Carbón (CBN) 230 kV	2031	95.85
10	Ampliación Cañada 230 kV	Transformador 230/138 kV de 150 MVA CDA Línea de transmisión 230 kV L614-CDA,	2032	20.08
11	Línea de transmisión Talanga – Yoro Dos	Línea de transmisión 230 kV TLG-YRD	2033	62.26
12	Línea de transmisión Reguleto – Bonito Oriental - Carbón	Línea de transmisión 230 kV RGU- BOR-CBN	2033	86.85
13	Línea de transmisión Terrero Blanco – Juticalpa Dos	Línea de Transmisión 230 kV TRB-JUD	2033	30.86
14	Línea de transmisión El Bijagual – Zamorano Dos	Línea de transmisión 230 kV EBI-ZMD	2033	53.27
15	Línea de transmisión Juticalpa Dos - Talanga	Línea de transmisión 230 AMT-JUD	2033	62.80
16	Línea de transmisión Juticalpa Dos- Isletas	Transformador 138/230 kV ISL Línea de transmisión 230 kV ISL - BOR	2031	110.59
17	Línea de transmisión Juticalpa Dos- Bonito Oriental	Transformador 138/230 kV BOR Línea de transmisión 230 kV JUD - BOR	2031	107.81

No.	Proyecto	Elementos	Año mínimo de entrada	Costo [MUSD]
18	Segundo circuito Negrito-Yoro Dos-Arenales-Coyoles Central Dos-Reguleto	Línea de transmisión 230kV NEG-YRD-ARN-CCD-RGU	2031	61.95
19	Transformador 230/138 kV 150 MVA en subestación Toncontin y Transformador 230/138 kV 150 MVA en subestación Amarateca	Transformador 230/138 kV TON 150 MVA Transformador 230/138 kV AMT 150 MVA	2032	25.00
20	Subestación Nispero Dos y LT L623-NID	Subestación NID Línea de transmisión 230 kV L623-NID Transformador 230/69 kV 75 MVA, NID	2030	48.39
21	Subestación Siguatopeque Dos	Línea de transmisión 138 kV SGD-L551 Línea de Transmisión 230 kV SGD-L609 Transformador 230/138 kV de 150 MVA SGD Subestación SGD 230 kV	2029	30.64
22	Ampliación Caracol 230 kV	Transformador 230/138 kV de 150 MVA CAR Habilitación de segundo circuito SPS-SBV con conexión en CAR Construcción de 10 km en 138 kV de L504 y L502	2029	32.77

Fuente: Elaboración propia.

Se identificaron los proyectos que permitan atender de mejor forma, y al menor costo de inversión, las restricciones identificadas a causa de incumplimientos a los CCSDM. Los proyectos seleccionados posterior a la verificación de su efectividad se muestran en la Tabla 27.

Tabla 27. Proyectos seleccionados en la etapa de expansión orientada a confiabilidad y resiliencia

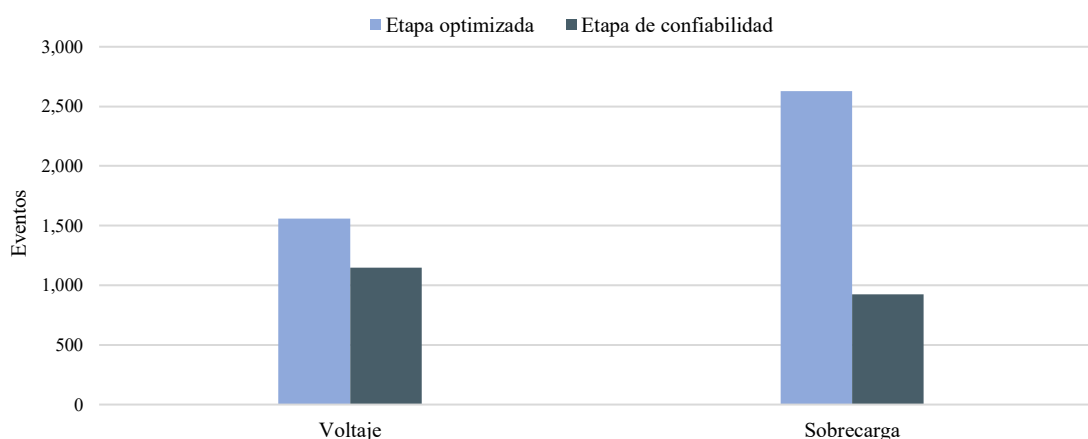
No.	Proyecto	Elementos	Año mínimo de entrada	Costo [MUSD]
1	Compensación reactiva capacitiva en Distrito Central	Compensación capacitiva CDA 40 MVar Compensación capacitiva SUY 30 MVar	2028	4.85
2	Compensación reactiva capacitiva en Litoral Atlántico	Compensación capacitiva ISL 24 MVar Compensación capacitiva CTE 24 MVar	2028	5.36
3	Compensación reactiva inductiva en Zona Sur	Compensación inductiva AGC 30 MVar Compensación inductiva EBI 30 MVar	2028	17.52
4	Compensación serie L526 y L527	Compensación serie 65% en líneas L526 y L527	2028	15.01
5	Subestación El Taladro	Línea de transmisión 138 kV TLD-L551 Línea de transmisión 230 kV TLD-L609 Transformador 230/138 kV de 150 MVA TLD Subestación TLD 230 kV	2029	30.64
6	Proyecto Coyoles Central Dos – Ceiba Sur	Subestación CBS 230 kV Línea de transmisión 230 kV CCD-CBS Transformador 230/138 kV de 150 MVA CBS	2029	46.53
7	Ampliación Caracol 230 kV	Transformador 230/138 kV de 150 MVA CAR Habilitación de segundo circuito SPS-SBV Conexión 230 kV CAR Línea de transmisión T51-T62 de L502 Línea de transmisión T74-T93 de L502 y L504	2029	32.77
8	Subestación Concepción del Sur	Subestación CDS 230 kV Línea de transmisión 230 kV JRD-CDS Transformador 230/69 kV de 75 MVA CDS	2030	40.67
9	Compensación reactiva capacitiva en Catacamas	Compensación capacitiva CAT 12 MVar	2030	1.98
10	Línea de transmisión El Bijagual – Zamorano Dos	Línea de transmisión 230 kV EBI-ZMD	2033	53.27
11	Proyecto Juticalpa II – El Carbón	Línea de transmisión JUD-CBN 230 kV Transformador 230/138 kV de 150 MVA CBN Subestación El Carbón (CBN) 230 kV	2031	95.85
12	Ampliación Cañada 230 kV	Transformador CDA 230/138 kV de 150 MVA	2032	20.08

No.	Proyecto	Elementos	Año mínimo de entrada	Costo [MUSD]
		Línea de transmisión 230 kV L614-CDA,		
13	Línea de transmisión Talanga – Yoro Dos	Línea de transmisión 230 kV TLG-YRD	2033	62.26
14	Línea de transmisión Terrero Blanco – Juticalpa Dos	Línea de transmisión 230 kV TRB-JUD	2033	30.86

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, y para mostrar la efectividad de los proyectos identificados en la etapa de expansión orientada a confiabilidad, se presenta la comparativa de la cantidad de eventos en los cuales se registran violaciones a los CCSDM para los elementos de transmisión. Es apreciable, en la Figura 39, una reducción significativa en la cantidad de violaciones a los CCSDM identificadas, específicamente de sobrecargas en los elementos de transmisión. Esto es un indicador que muestra la mejora en la capacidad del sistema, tanto en capacidad de transporte, como en resiliencia y confiabilidad ante condiciones de alta exigencia y diferentes escenarios operativos esperables a largo plazo.

Figura 39. Comparativa de cantidad de incumplimientos a los CCSDM.



Fuente: Elaboración propia a partir de resultados obtenidos.

4.2 Proyectos para mejoras en la confiabilidad y resiliencia del sistema

4.2.1 Compensación reactiva capacitiva en Distrito Central

Con el propósito de mejorar los perfiles de tensión en la red eléctrica nacional, especialmente en áreas con alta demanda de potencia reactiva, se ha identificado la necesidad de instalar bancos de compensación capacitiva paralela en la zona central. Esta medida tiene como objetivo principal suministrar potencia reactiva de forma local, lo que permitiría, además de mejorar los voltajes en la zona, también reducir la carga de los transformadores de 230/138 kV y 138/69 kV ubicados en el Distrito Central, contribuyendo significativamente a mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico en la zona. Para el proyecto de compensación la Tabla 28 presenta el respectivo desglose de costos. Se recomienda la instalación de los bancos de compensación en tres bloques o pasos para facilitar el control en la regulación de voltaje en la zona de influencia del proyecto.

Tabla 28. Desglose de costos para proyecto de compensación capacitiva en Distrito Central

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bloque de compensación capacitiva 138 kV, 40 MVar CDA	1,324,400.19	1	1.32
2	Bloque de compensación capacitiva 69 kV, 30 MVar SUY	1,082,434.24	1	1.08
3	Bahía de compensación 138 kV, CDA	1,386,865.34	1	1.39
4	Bahía de compensación 69 kV, SUY	1,055,324.24	1	1.06
Total				4.85

Fuente: Elaboración propia.

4.2.2 Compensación reactiva capacitiva en Litoral Atlántico

Actualmente, al ser alimentado mediante un circuito radial en 138 kV, el Litoral Atlántico requiere de generación local, en ocasiones más costosa, para suministrar la potencia reactiva en la zona. Para atender esta problemática, y con tiempos constructivos menores al de las líneas de transmisión, se considera la instalación de bancos de compensación capacitiva en las subestaciones de Ceiba Térmica e Isletas, con capacidad de 24 MVAR cada uno. Se recomienda que los bancos de compensación se instalen en tres bloques de igual capacidad, para facilitar la regulación de voltaje local. Cabe mencionar que, en caso no sea posible la instalación en la subestación Ceiba Térmica, se obtendrán beneficios equivalentes instalando los bancos de compensación en la subestación San Isidro. La siguiente tabla describe los costos de inversión del proyecto.

Tabla 29. Desglose de costos para proyecto de compensación capacitiva en Litoral Atlántico

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de compensación 138 kV, CTE	1,386,865.34	1	1.39
2	Bahía de compensación 138 kV, ISL	1,386,865.34	1	1.39
3	Bloque de compensación capacitiva 138 kV, 24 MVAR CTE	1,292,644.25	1	1.29
4	Bloque de compensación capacitiva 138 kV, 24 MVAR ISL	1,292,644.25	1	1.29
Total				5.36

Fuente: Elaboración propia.

4.2.3 Compensación reactiva inductiva en Zona Sur

En condiciones de baja demanda, y baja producción de energía, principalmente en horas de la madrugada, se observa en la red de 230 kV de la zona sur del país que los voltajes tienden a elevarse, superando la cota establecida en la regulación nacional. Esto suele darse en condiciones de operación normal, esto debido a que la combinación de las condiciones descritas provoca que las líneas de transmisión en 230 kV inyecten potencia reactiva adicional al sistema. Para mitigar estas condiciones, se propone la instalación de bancos de reactores en las subestaciones Aguacaliente y El Bijagual. Los bancos de reactores se consideran con capacidad de 30 MVAR cada uno, y deberán instalarse en tres bloques de 10 MVAR cada uno para facilitar el control de voltaje local.

En caso no sea posible la instalación del banco de reactores en Aguacaliente por limitaciones de espacio, se obtendrá un beneficio equivalente al instalar los equipos en la subestación Pavana. La siguiente tabla detalla los costos de inversión estimados para este proyecto.

Tabla 30. Desglose de costos para proyecto de compensación inductiva en la zona sur

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bloque de compensación inductiva 230 kV, 30 MVAR AGC	6,566,676.82	1	6.57
2	Bloque de compensación inductiva 230 kV, 30 MVAR EBI	6,566,676.82	1	6.57
3	Bahía obra de compensación 230 kV, AGC	2,192,776.78	1	2.19
4	Bahía obra de compensación 230 kV, EBI	2,192,776.78	1	2.19
Total				17.52

Fuente: Elaboración propia.

4.2.4 Compensación serie en líneas L526 y L527 San Pedro Sula Sur – Agua Prieta

Este proyecto es propuesto para mejorar las condiciones operativas a corto plazo de la red en 138 kV de la zona norte del país. Dado que al presentarse contingencias de la línea existente L512 CHM-LVI o la línea futura L514 CHM-BER se identifican sobrecargas en líneas adyacente, ya sea la línea L512 o la línea L514. Para abordar esta problemática y mejorar la capacidad de transporte de los elementos de transmisión, se propone la instalación de compensadores serie en las líneas de transmisión L526 y L527 que conectan las subestaciones de Agua Prieta y San Pedro Sula Sur. La compensación serie corresponde al 65%, que equivale a 6.64Ω por línea, de las reactancias de cada una de las líneas y permite aprovechar de mejor forma la capacidad de estos elementos, y a la vez evitar sobrecargas en la zona de influencia del proyecto.

Tabla 31. Desglose de costos para proyecto de compensación serie L526/L527

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Compensación serie L526/L527	6,117,852.19	2	12.24
2	Bahía obra de compensación 138 kV, SPS	1,386,865.34	2	2.77
Total				15.01

Fuente: Elaboración propia.

4.2.5 Subestación El Taladro

Actualmente la zona centro del país, específicamente el departamento de Comayagua es alimentado a través de un circuito en 138 kV, el cual se extiende desde la subestación de Villanueva en el Valle de Sula, hasta la subestación de Amarateca al norte del Distrito Central. Esta configuración hace que el corredor centro-norte en 138 kV sea vulnerable ante contingencias N-1, lo cual conlleva a que la pérdida de uno de sus elementos puede impactar significativamente el suministro eléctrico, especialmente para las subestaciones en el departamento de Comayagua. Por lo tanto, se propone la alternativa para conectar la red de 230 kV, que se encuentra en las proximidades, con la red de 138 kV a partir de una nueva subestación denominada El Taladro (TLD).

Para la conexión de la nueva subestación TLD con las líneas de transmisión existentes, se propone una línea de aproximadamente 6 km en 138 kV, la cual seccionará la actual L551 CYG-PAZ, construyéndose en doble circuito, un conductor ACSR Flicker 477 MCM por fase y aproximadamente 2 km de línea de transmisión para interceptar la línea L609 en doble circuito, doble conductor ACSR Brant 397.5 MCM por fase. Además, se propone un transformador con relación de 230/138 kV con capacidad de 150 MVA y un transformador de distribución 230/34.5 kV de al menos 50 MVA, los costos del transformador 230/34.5 kV correrán a cargo de ENEE distribución. Para este enlace, los costos de inversión estimados se presentan en la Tabla 32.

Tabla 32. Desglose de costos para proyecto Subestación El Taladro

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación TLD 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	Bahía 230 kV TLD, INT. Y MEDIO, dos alimentadores T+LT	5,657,185.50	2	11.31
4	Bahía de línea 138 kV TLD, BP + BA	1,738,375.93	2	3.48
5	Bahía de transformador 138 kV TLD, BP + BA	1,512,979.18	1	1.51
6	LT 138 kV TLD-L551, 151 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 2C 1C/F, Torre de acero	435,351.75	6 km	2.61
7	LT 230 kV TLD-L609, 405 MVA, ACSR Brant 397.5 MCM 2C 2C/F, Torre de acero	654,309.32	2 km	1.31
8	Transformador 230/138 kV de 150 MVA TLD	7,912,571.71	1	7.91
Total				30.64

Fuente: Elaboración propia.

4.2.6 Proyecto Coyoles Central Dos – Ceiba Sur

Una vez completado el vínculo entre las subestaciones de NEG-YRD-ARN-CCD, se propone la construcción de un nuevo enlace en 230 kV entre la nueva subestación CCD y una nueva subestación en La Ceiba, esta nueva subestación denominada Ceiba Sur (CBS). El propósito principal de este proyecto es mejorar los niveles de voltaje de las subestaciones de Tela, Ceiba Térmica, y San Isidro ante falla o mantenimiento en las líneas existentes L515 PGR-TEL o L539 END-RGU.

La nueva subestación Ceiba Sur seccionará la línea L517 CTE-SIS, aproximadamente a dos kilómetros de la subestación San Isidro, con una extensión de línea de aproximadamente un kilómetro desde el punto de seccionamiento hasta la posible ubicación de la subestación CBS. Para esta extensión de línea en 138 kV, será necesaria la construcción de una línea de transmisión en postes de concreto con capacidad para dos circuitos, utilizando conductor ACSR Flicker 477 MCM en un conductor por fase. La nueva línea de transmisión en 230 kV, de aproximadamente 40 km, se propone en estructuras tipo torre de acero con capacidad para doble circuito montando inicialmente uno de ellos, utilizando un arreglo de dos conductores ACSR Brant 397.5 MCM por fase. El desarrollador podrá utilizar un conductor con prestaciones iguales o superiores a las del conductor propuesto.

Además, se plantea la instalación de un transformador de potencia con relación de 230/138 kV y capacidad de 150 MVA en la subestación Ceiba Sur, el desglose de costos de inversión se presenta en la Tabla 33.

Tabla 33. Desglose de costos para proyecto CCD-CBS

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación CBS 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	Complemento bahía 230 kV CCD, INT. Y MEDIO, un alimentador LT	2,527,220.22	1	2.53
3	Bahía 230 kV CBS, INT. Y MEDIO, dos alimentadores LT+T	5,657,185.50	1	5.66
4	Bahía de transformador 138 kV CBS, BP+BA	1,512,979.18	1	1.51
5	Bahía de línea 138 kV CBS, BP+BA	1,738,375.93	2	3.48
6	LT 230 kV CCD-CBS, 405 MVA, ACSR Brant 397.5 MCM 2C M1C 2C/F, Torre de acero	561,705.92	40 km	22.47
7	LT 138 kV L517 - CBS, 151 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 2C, 1C/F, Poste de concreto	470,709.15	1 km	0.47
8	Transformador 230/138 kV de 150 MVA CBS	7,912,571.71	1	7.91
Total				46.53

Fuente: Elaboración propia.

4.2.7 Ampliación Caracol 230 kV y habilitación de segundo circuito SPS-SBV

Con el propósito de utilizar de forma más eficiente la línea de transmisión en 230 kV L653 SPS-SBV, y considerando que esta línea comparte servidumbre con las líneas L502 CAR-RLN y L504 CAR-VNU, se contempla la ampliación de la subestación Caracol para que pueda albergar elementos en 230 kV. De esta forma será posible enlazar la red de 138 y 230 kV en la zona, y al mismo tiempo permitir ampliaciones de distribución desde 230 kV, fortaleciendo la capacidad de ENEE Distribución para el suministro de carga al sur del Valle de Sula. En la subestación Caracol se considera la instalación de un transformador 230/138 kV de 150 MVA, y un transformador 230/34.5 kV de 50 MVA. El costo de este segundo transformador corresponde a ENEE Distribución.

Para la construcción de la línea de transmisión SPS-SBV fue necesario utilizar parte de la servidumbre de las líneas de transmisión L502 y L504, por lo cual actualmente estas líneas de transmisión comparten parte de las estructuras de la línea L653 SPS-SBV. Es necesario para este proyecto la construcción de ciertos tramos en 138 kV para permitir la operación simultánea de los dos enlaces en 230 kV SPS-SBV, ya construidos, y la operación de las líneas L502 y L504. Este proyecto requiere también la construcción del complemento de bahías en 230 kV en las subestaciones SPS y SBV para conectar la segunda línea de transmisión.

El primero de estos tramos en 138 kV se extiende desde la estructura T51 hasta la estructura T62 de la línea SPS-SBV y tiene una longitud aproximada de 3 km. Para la construcción de este tramo es necesario reemplazar las estructuras de la línea L503 PGR-RLN en este tramo por estructuras tipo torre de acero con capacidad para dos circuitos en 138 kV, utilizando un conductor por fase ACSR Flicker 477 MCM. De esta forma, por aproximadamente 3 km, las líneas L502 CAR-RLN y L503 PGR-RLN compartirán estructuras.

El segundo tramo, que se extiende desde la estructura T74 hasta la estructura T93, deberá utilizar una servidumbre independiente y se estima una longitud aproximada de 7 km. Este tramo de 7 km se construirá aislado para 138 kV sobre postes de concreto con capacidad de un circuito utilizando un conductor por fase ACSR Flicker 477 MCM. Los costos estimados para estas obras se detallan en la Tabla 34. Se incluye el costo de las bahías de línea de transmisión en 138 kV para la subestación Caracol, esto debido a que actualmente los interruptores asociados a las líneas L502 y L504 se encuentran fuera de servicio, y es necesario habilitar las bahías para la operación correcta de los elementos propuestos.

Tabla 34. Desglose de costos para proyecto Caracol 230 kV

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Complemento bahía 230 kV SPS, INT. Y MEDIO, un alimentador LT	2,527,220.22	1	2.53
2	Complemento bahía 230 kV SBV, INT. Y MEDIO, un alimentador LT	2,527,220.22	1	2.53
3	Bahía 230 kV CAR, INT. Y MEDIO, dos alimentadores LT+T	5,751,032.90	2	11.50

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
4	Bahía de línea 138 kV CAR, BS	1,684,047.39	2	3.37
5	Bahía de transformador 138 kV CAR, BS	1,333,611.07	1	1.33
6	Transformador 230/138 kV de 150 MVA CAR	7,912,571.71	1	7.91
7	LT 138 kV T51-T62, 151 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 2C 1C/F, Torre de acero	435,351.75	3 km	1.31
8	LT 138 kV T74-T93, 151 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 1C, 1C/F, Poste de concreto	328,144.72	7 km	2.30
Total				32.77

Fuente: Elaboración propia.

4.2.8 Subestación Concepción del Sur

Este proyecto busca dar un punto adicional de conexión para la zona occidental del país. Esta región se alimenta actualmente de forma radial por una red en 69 kV que inicia en la subestación Cañaveral. El objetivo de este proyecto es acercar la red en 230 kV a este circuito radial. La subestación Concepción del Sur (CDS) complementa el proyecto La Entrada – Santa Rosa Dos – Santa Rosa, el cual cuenta con financiamiento por parte del BCIE, pero que no ha iniciado su ejecución.

La subestación Concepción del Sur seccionará la línea en 69 kV L429 CRL-NIS, aproximadamente a 27 km de la subestación Cañaveral. Para la conexión en 230 kV a la subestación CDS se propone derivar la línea en 230 kV L608 AMT-CJN, aproximadamente a 49 km de la subestación CJN, la derivación se construirá en estructuras de doble circuito utilizando conductor ACSR Brant 397.5 en arreglo de doble conductor por fase. La extensión de línea de transmisión tendrá una longitud aproximada de 25 km desde el punto de seccionamiento hasta la nueva subestación CDS.

En esta subestación se contempla la instalación de un transformador 230/69 kV de 75 MVA para el enlace entre ambos niveles de tensión. Complementario, se considera la instalación de un transformador de carga 230/34.5 kV de al menos 50 MVA para suministro de demanda en la zona. El costo de este transformador 230/34.5 kV correrá a cargo de ENEE Distribución. Los costos correspondientes a este proyecto se detallan a continuación.

Tabla 35. Desglose de costos para proyecto CDS

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación CDS 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	LT 230 kV L608-CDS, 405 MVA, ACSR Brant 397.5 MCM 2C 2C/F, Torre de acero	654,309.32	25 km	16.36
3	Bahía 230 kV CDS, INT. Y MEDIO, dos alimentadores LT+T	5,657,185.50	2	11.31
5	Bahía de línea 69 kV CDS, BS	1,333,648.36	2	2.67
6	Bahía de transformador 69 kV CDS, BS	1,299,100.79	1	1.30
7	Transformador 230/69 kV de 75 MVA CDS	6,525,109.31	1	6.53
Total				40.67

Fuente: Elaboración propia.

4.2.9 Compensación reactiva capacitiva en Catacamas

Para mejorar las condiciones de voltaje en la subestación Catacamas se contempla la instalación de un bloque de compensación capacitiva de 12 MVAR. Actualmente Catacamas es la subestación final en el circuito radial de 69 kV en Olancho. Considerando el desarrollo del proyecto L613-ZMD-DND-TRB, la subestación Catacamas seguirá alimentada por una línea en 69 kV de 41 km de longitud. Estas condiciones provocan que los voltajes tiendan a reducirse por debajo de los límites establecidos en los CCSDM, especialmente en años posteriores considerando el incremento de demanda natural de la zona. El costo de inversión de esta ampliación se detalla en la siguiente tabla.

Tabla 36. Desglose de costos para proyecto Compensación capacitiva Catacamas.

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bloque de compensación capacitiva 69 kV 12 MVar, CAT	921,901.50	1	0.92
2	Bahía de compensación 69 kV, CAT	1,055,324.24	1	1.06
Total				1.98

Fuente: Elaboración propia.

4.2.10 Proyecto Juticalpa Dos – El Carbón

Este proyecto pretende mejorar la robustez de la red en las zonas de Olancho y el Litoral Atlántico. En cuanto al Litoral, este proyecto pretende dar una ruta alternativa para suministrar la demanda en las subestaciones de los extremos, Isletas, Chiripa y Bonito Oriental, ante condiciones de contingencia simple o condiciones de baja producción de energía eléctrica de la central hidroeléctrica SHOL. En cuanto al circuito de Olancho, este proyecto permite suministrar la demanda en Juticalpa y Catacamas, bajo condiciones de contingencia simple del enlace Juticalpa Dos - Terrero Blanco. El objetivo principal de este nuevo enlace entre Juticalpa II y la nueva subestación denominada El Carbón (CBN) es el cumplimiento de los CCSDM ante condiciones de contingencia simple. Un beneficio potencial de este proyecto es la posibilidad de instalar subestaciones de carga a lo largo de la nueva línea de transmisión, permitiendo mejorar la calidad del servicio de los usuarios finales de la zona.

La implementación de este proyecto involucra la construcción de una nueva subestación de maniobras denominada El Carbón, la cual seccionará la línea L522 BOR-SHOL, aproximadamente a 6 km de la subestación SHOL. Asimismo, se proyecta la construcción de la nueva línea de transmisión Juticalpa II – Carbón cuya distancia es aproximadamente 130 km. Esta línea de transmisión se propone en 230 kV, en estructuras para doble circuito montando inicialmente uno de ellos, en conductor ACSR Condor 795 MCM, también se podrá utilizar un conductor con prestaciones iguales o superiores a las del conductor propuesto. El espacio para un segundo circuito corresponde para futuras expansiones y aprovechar de esta forma la servidumbre. Además, se propone la instalación de un transformador con relación de 230/138 kV con capacidad de 150 MVA en la subestación El Carbón. Este proyecto tiene un desglose de costos de inversión según se estima en la Tabla 37.

Tabla 37. Desglose de costos para proyecto JUD-CBN

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación El Carbón (CBN) 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	Complemento bahía 230 kV JUD, INT. Y MEDIO, un alimentador LT	2,527,220.22	1	2.53
3	Bahía 230 kV CBN, INT. Y MEDIO, dos alimentadores T+LT	5,657,185.50	1	5.66
4	Bahía de línea 138 kV CBN, BP+BA	1,738,375.93	2	3.48
5	Bahía de transformador 138 kV CBN, BP+BA	1,512,979.18	1	1.51
6	Transformador 230/138 kV de 150 MVA CBN	7,912,571.71	1	7.91
7	LT 230 kV JUD-CBN, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 2C M1C 1C/F, Torre de Acero	555,856.19	130 km	72.26
Total				95.85

Fuente: Elaboración propia.

4.2.11 Ampliación Cañada 230 kV

Para robustecer la red en 138 kV del Distrito Central, y proporcionar puntos alternos de conexión desde la red en 230 kV, se considera la ampliación de la subestación Cañada para instalar elementos en 230 kV. Se considera el seccionamiento, y extensión, de la línea L614 SUY-CDH. El seccionamiento de la línea será aproximadamente a 9 km de la subestación Suyapa, y la extensión de línea de transmisión será de aproximadamente 3 km.

Se recomienda construir la extensión de línea en postes de concreto, y deberán ser estructuras de doble circuito, utilizando un conductor ACSR Condor 795 MCM por fase, como el instalado actualmente en la línea L614. Para complementar la ampliación en 230 kV, es necesaria la instalación de un transformador 230/138 kV de 150 MVA de capacidad. Los costos de inversión de este proyecto se describen en la Tabla 38.

Tabla 38. Desglose de costos para proyecto CDA 230 kV

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía 230 kV CDA, INT. Y MEDIO, dos alimentadores T+LT	5,657,185.50	1	5.66
2	Bahía 230 kV CDA, INT. Y MEDIO, un alimentador LT	3,606,715.29	1	3.61
3	Bahía de transformador 138 kV CDA, BS	1,316,868.88	1	1.32
4	Transformador 230/138 kV de 150 MVA, CDA	7,912,571.71	1	7.91
5	LT 230 kV L614-CDA, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 2C 1C/F, Poste de concreto	529,865.54	3	1.59
Total				20.08

Fuente: Elaboración propia.

4.2.12 Línea de transmisión Talanga – Yoro Dos

Actualmente, la zona central y zona norte del país se conectan eléctricamente mediante dos vínculos que comparten estructuras, específicamente las líneas L608 AMT-CJN y L609 AMT-SBV. Las dos líneas de transmisión se convierten en un cuello de botella para la transferencia de potencia entre ambas regiones, especialmente en casos de mantenimiento o ante contingencia de una de las líneas. Además, se identificaron posibles sobrecargas en la red en 138 kV en la zona del Litoral Atlántico, especialmente ante contingencia del tramo NEG-YRD, lo cual fuerza el flujo de potencia hacia los elementos en 138 kV que inician en la subestación Reguleto.

Para atender estas restricciones identificadas y robustecer la red de transmisión, se propone la construcción de una línea en 230 kV entre las subestaciones futuras Talanga y Yoro Dos. Esta línea de transmisión tendrá una longitud aproximada de 98 km, y se plantea en torres de acero preparadas para dos circuitos, montando inicialmente uno de ellos. La línea se propone utilizando conductor ACSR Brant 397.5 MCM en configuración de dos conductores por fase, existiendo la posibilidad de usar un conductor con prestaciones iguales o superiores a las del conductor propuesto.

Tabla 39. Desglose de costos para proyecto TLG-YRD

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de línea 230 kV TLG, INT. Y MEDIO, un alimentador	3,606,715.29	1	3.61
2	Bahía de línea 230 kV YRD, INT. Y MEDIO, un alimentador	3,606,715.29	1	3.61
3	LT 230 kV TLG-YRD, 405 MVA, ACSR Brant 397.5 MCM 2C M1C 2C/F, Torre de acero	561,705.92	98 km	55.05
Total				62.26

Fuente: Elaboración propia.

4.2.13 Línea de transmisión Terrero Blanco – Juticalpa Dos

Para robustecer la zona de Olancho, proporcionar redundancia al extremo del circuito de 69 kV, y mitigar sobrecargas en la zona del Litoral Atlántico ante contingencias del tramo TRB-JUD se contempla la construcción de un circuito paralelo a la línea L650 JUD-TRB. Actualmente este vínculo se encuentra construido en estructuras de circuito sencillo. Se contempla la opción de reemplazar estas torres por estructuras para dos circuitos.

La nueva línea de transmisión aprovecharía la servidumbre existente, y se montaría sobre torres de acero con capacidad de dos circuitos, utilizando un arreglo de dos conductores por fase de tipo ACSR Flicker 477 MCM. Los costos de inversión estimados para este proyecto se desglosan en la Tabla 40.

Tabla 40. Desglose de costos para proyecto TRB-JUD

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía 230 kV JUD, INT. Y MEDIO, un alimentador LT	3,606,715.29	1	3.61
2	Bahía 230 kV TRB, INT. Y MEDIO, un alimentador LT	3,606,715.29	1	3.61
3	LT 230 kV JUD-TRB, 455 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 2C 2C/F, Torre de acero	675,514.36	35 km	23.64
Total				30.86

Fuente: Elaboración propia.

4.2.14 Línea de transmisión El Bijagual – Zamorano Dos

Con el fin de aumentar la capacidad de transporte de sur a norte y mejorar la capacidad para transferencias regionales, se propone la construcción de una línea de transmisión que conectará la subestación El Bijagual y la nueva subestación Zamorano II en 230 kV. Con esta alternativa, es posible transportar la potencia desde la zona sur del país hacia los diferentes centros de consumo, principalmente en escenarios que permitan soportar 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, como ser las líneas L610, L611 TON-AGC 0 L614 SUY-CDH. Esta nueva línea de transmisión consiste en aproximadamente 82 km, la cual se plantea construir en configuración de doble circuito montando inicialmente un circuito en estructuras de torre de acero, con capacidad de transporte de 405 MVA, con doble conductor ACSR Brant 397.5 MCM por fase, se podrá utilizar un conductor con prestaciones iguales o superiores a las del conductor propuesto. El espacio para el segundo circuito corresponde para futuras expansiones y aprovechar de esta forma la servidumbre. Los costos de inversión para el proyecto EBI-ZMD se presentan en la Tabla 41.

Tabla 41. Desglose de costos para proyecto EBI-ZMD

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía 230 kV ZMD, INT. Y MEDIO, un alimentador LT	3,606,715.29	1	3.61
2	Bahía 230 kV EBI, INT. Y MEDIO, un alimentador LT	3,606,715.29	1	3.61
3	LT 230 kV EBI-ZMD, 405 MVA, ACSR Brant 397.5 MCM 2C M1C 2C/F, Torre de acero	561,705.92	82 km	46.06
Total				53.27

Fuente: Elaboración propia.

5 Proyectos para la mejora a la calidad en el servicio de distribución

Esta sección resume los proyectos de transmisión necesarios para mejorar las condiciones, y la capacidad de suministro, a nivel de distribución. Estos proyectos no buscan atender restricciones directas en la red de transmisión, pero son obras orientadas a mejorar la calidad del servicio al usuario final. Estos proyectos se basan principalmente de incorporación de nuevas subestaciones a la red de transmisión.

5.1 Proyecto La Paz – La Esperanza – Erandique

Este proyecto tiene como objetivo principal mejorar la calidad del suministro eléctrico en los departamentos de La Paz e Intibucá, donde la mayoría de la demanda se abastece a través de circuitos de distribución en 34.5 kV que se originan en la subestación Comayagua. Para la etapa inicial, se plantea la construcción de una nueva subestación denominada La Paz (LPZ), ubicada aproximadamente a 37 km de la subestación Amarateca. Para la conexión de esta subestación, se debe realizar el seccionamiento de la línea L608 AMT-CJN o L609 AMT-SBV. Además, en la subestación LPZ se incluirá un transformador 230/34.5 kV con una capacidad de al menos 50 MVA, los costos del transformador 230/34.5 kV estarán a cargo de ENEE Distribución.

En la segunda fase del proyecto, se llevará a cabo la construcción de una subestación denominada La Esperanza (EPZ). Esta subestación contará con un transformador con relación de 230/34.5 kV y capacidad de 50 MVA, el transformador 230/34.5 kV será financiado por ENEE Distribución. Para conectar la subestación La EPZ con la subestación LPZ, se contempla la construcción de una línea de transmisión en 230 kV en configuración de doble circuito montando inicialmente uno de ellos. Se sugiere el uso de un conductor ACSR Condor 795 MCM por fase, con capacidad de 317 MVA, de aproximadamente 55 km soportados en torres de acero.

En la tercera fase del proyecto, se contempla la construcción de una línea de transmisión de 33 km en 230 kV que conectará las subestaciones Erandique y La Esperanza. Para esta línea también se sugiere un conductor ACSR Condor 795 MCM por fase, con capacidad de 317 MVA, construida en estructuras de doble circuito montando inicialmente uno de ellos. También se podrá utilizar un conductor con prestaciones iguales o superiores a las del conductor propuesto. Adicionalmente, será necesario instalar un transformador de 230/69 kV, 75 MVA, el cual permitirá la conexión entre la red de 230 kV y la red de 69 kV de la zona occidente. El desglose de costos para todo el proyecto se presenta en la Tabla 42.

Tabla 42. Desglose de costos para proyecto LPZ-EPZ-ERA

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación LPZ 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	Bahía 230 kV LPZ, INT. Y MEDIO, dos alimentadores LT+LT	6,427,153.19	1	6.43
3	Bahía 230 kV LPZ, INT. Y MEDIO, dos alimentadores T+LT	5,657,185.50	1	5.66
4	Subestación EPZ 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
5	Bahía 230 kV EPZ, INT. Y MEDIO, dos alimentadores LT+T	5,657,185.50	1	5.66
6	Bahía 230 kV EPZ, INT. Y MEDIO, un alimentador LT	3,606,715.29	1	3.61
7	LT 230 kV LPZ-EPZ, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 2C M1C 1C/F, Torre de acero	555,856.19	55 km	30.57
8	Bahía 230 kV ERA, INT. Y MEDIO, dos alimentadores LT+T	5,751,032.90	1	5.75
9	Bahía de transformador 69 kV ERA, BS	1,304,123.39	1	1.30
10	LT 230 kV EPZ-ERA, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 2C M1C 1C/F, Torre de acero	555,856.19	33 km	18.34
11	Transformador 230/69 kV de 75 MVA ERA	6,525,109.31	1	6.53
Total				88.86

Fuente: Elaboración propia.

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

Este proyecto tiene como objetivo la construcción de una nueva subestación denominada La Flecha (FLE) en 230 kV. Esta subestación permitirá tomar parte de la carga que actualmente se está suministrando desde las subestaciones La Entrada y Naco. Al acortar la longitud de los circuitos de distribución de estas subestaciones se mejorará, entre otros aspectos, la regulación de voltaje en el sistema de distribución.

Para conectar esta nueva subestación al sistema eléctrico, se propone la construcción de una línea de transmisión de 230 kV, de aproximadamente 47 km, en configuración de doble circuito montando inicialmente uno de ellos, con un conductor ACSR Condor 795 MCM por fase, y una capacidad de 317 MVA, utilizando un conductor ACSR Condor 795 MCM por fase, con capacidad de 317 MVA, el desarrollador podrá utilizar un conductor con prestaciones iguales o superiores a las del conductor propuesto. Adicionalmente, en la subestación La Flecha se considera la inclusión de un transformador 230/34.5 kV con capacidad de 50 MVA a cargo de ENEE distribución. Los costos de inversión son presentados en la Tabla 43.

Tabla 43. Desglose de costos para proyecto LEC-FLE

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación FLE 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	Bahía 230 kV LEC, INT. Y MEDIO, un alimentador LT	3,700,562.69	1	3.70
3	Bahía de línea 230 kV FLE, BP+BA	2,744,361.70	1	2.74
4	Bahía de transformador 230 kV FLE, BP+BA	2,349,742.83	1	2.35
5	LT 230 kV LEC-FLE, 317 MVA, ACSR Condor 795 MCM 2C M1C, 1C/F, Torre de Acero	555,856.19	47 km	26.13
Total				37.43

Fuente: Elaboración propia.

5.3 Subestación La Labor y línea de transmisión Santa Rosa-La Labor

Se presenta la propuesta de construir una nueva subestación denominada La Labor (LLB) operando en 69 kV para reducir la longitud de los circuitos de distribución que suministran la demanda del departamento de Ocotepeque desde las subestaciones Erandique, Santa Rosa y La Entrada. Esta subestación será alimentada de manera radial desde la subestación Santa Rosa a través de una línea de transmisión en 69 kV.

La línea de transmisión de aproximadamente 44 km se plantea en una configuración de doble circuito, montando inicialmente uno de ellos, con una capacidad de 94 MVA utilizando un conductor ACSR Condor 795 MCM por fase montado sobre postes de concreto, se podrá utilizar un conductor con prestaciones iguales o superiores a las del conductor propuesto. Adicionalmente, se prevé que esta nueva subestación incluirá la instalación de un transformador 69/34.5 kV, con una capacidad mínima de 30 MVA, a cargo de ENEE distribución. Los costos de inversión son resumidos en la Tabla 44.

Tabla 44. Desglose de costos para proyecto SRS-LLB

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación LLB 69 kV	2,125,703.29	1	2.13
2	Bahía de línea SRS 69 kV, BS	1,333,648.36	1	1.33
3	LT 69 kV SRS-LLB, 94 MVA, ACSR Condor 795 MCM 2C M1C, 1C/F, Poste de concreto	435,655.80	44 km	19.17
4	Bahía de línea LLB 69 kV, BS	1,333,648.36	1	1.33
5	Bahía de transformador LLB 69 kV, BS	1,299,100.79	1	1.30
Total				25.26

Fuente: Elaboración propia.

5.4 Subestación El Tránsito

Actualmente, el departamento de Valle no cuenta con subestaciones para suministro de carga de distribución. Se ha implementado una solución transitoria para mitigar las restricciones existentes en la zona. Una gran parte del

departamento de Valle se abastece del circuito, en 34.5 kV, L368 que se origina en la subestación Pavana en el departamento de Choluteca. Para poder abastecer la demanda de este circuito, reducir pérdidas técnicas, aliviar la carga en la infraestructura de distribución y mejorar la calidad del servicio en los municipios del departamento de Valle se propone la construcción de una subestación cerca de la aldea El Tránsito, en el municipio de Nacaome. Esta subestación seccionará la línea de transmisión en 230 kV L640 NNC – 15S.

En esta subestación se considera la instalación de un transformador de distribución 230/34.5 kV de 50 MVA, el cual correrá a cargo de ENEE Distribución. Debido a la ubicación de esta subestación, y que pretende seccionar uno de los enlaces Honduras – El Salvador, se considera adecuado la construcción de esta subestación en arreglo de interruptor y medio, esto para mejorar la redundancia y confiabilidad del arreglo.

Tabla 45. Desglose de costos para subestación TRT

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación TRT 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	Bahía 230 kV TRT, INT. Y MEDIO, dos alimentadores LT+T	5,657,185.50	1	5.66
3	Bahía 230 kV TRT, INT. Y MEDIO, un alimentador LT	3,606,715.29	1	3.61
Total				11.77

Fuente: Elaboración propia.

5.5 Subestación Santa Rita

Este proyecto consiste en seccionar la actual línea de transmisión L604, CJN – PGR, aproximadamente a una distancia de 23 km de la subestación El Cajón para la construcción de la nueva subestación Santa Rita (SRT) ubicada en el departamento de Yoro. Se tiene previsto la instalación de un transformador 230/34.5 kV con al menos una capacidad de 50 MVA, cuyos costos del transformador correrán a cargo de ENEE distribución.

Esta obra tiene como propósito descargar los circuitos de distribución PGR L319, VNU L324 y MOR L396 los cuales operan en valores superiores a capacidad nominal. Esto permitirá mejorar la calidad del suministro eléctrico de la zona, reduciendo la distancia de los circuitos de distribución y por ende reduciendo las pérdidas técnicas. En la Tabla 46 se resumen los costos asociados a la construcción de dicha subestación.

Tabla 46. Desglose de costos para subestación SRT

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación SRT 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	Bahía de línea 230 kV SRT, BP+BA	2,744,361.70	2	5.49
3	Bahía de transformador 230 kV SRT, BP+BA	2,349,742.83	1	2.35
Total				10.34

Fuente: Elaboración propia.

5.6 Subestación Taujica

De forma transitoria se ha instalado un transformador móvil en las cercanías de Tocoa, esto para atender parte de la demanda en el Valle del Aguan. Para proporcionar una solución más duradera al suministro de demanda en la ciudad de Tocoa, se propone la construcción de una subestación en 138 kV al este de la ciudad de Tocoa. Esta subestación seccionará la línea L541 TOC-BOR aproximadamente a 28 km de Bonito Oriental, y deberá contar con un transformador de carga de 50 MVA en 138/34.5 kV. El costo del transformador, y ampliaciones en media tensión correrán a cargo de ENEE Distribución. Esta subestación busca suministrar la demanda de los extremos de los circuitos ISL L345, ISL L347, BOR L351 y CHP L348. El desglose de costos de inversión para esta subestación se detalla en la Tabla 47.

Tabla 47. Desglose de costos para subestación TJC

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación TJC 138 kV	2,320,848.60	1	2.32
2	Bahía de línea 138 kV TJC, BP+BA	1,738,375.93	2	3.48

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
3	Bahía de transformador 138 kV TJC, BP+BA	1,512,979.18	1	1.51
Total				7.31

Fuente: Elaboración propia.

5.7 Subestación Choluteca Este

Para atender el crecimiento de demanda en la ciudad de Choluteca, se propone la construcción de una nueva subestación de carga al este de dicha ciudad. Se contempla construir esta nueva seccionando la línea de transmisión en 230 kV L635 SLU-CHY, aproximadamente a 12 km de Santa Lucía. En esta subestación se instalará un transformador de 230/34.5 kV de 50 MVA, el cual correrá a cargo de ENEE Distribución, así como las adecuaciones en media tensión necesarias. La estimación de costos para este proyecto se muestra a continuación.

Tabla 48. Desglose de costos para subestación CHE

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación CHE 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	Bahía de línea 230 kV CHE, BP+BA	2,744,361.70	2	5.49
3	Bahía de transformador 230 kV CHE, BP+BA	2,349,742.83	1	2.35
Total				10.34

Fuente: Elaboración propia.

5.8 Subestación El Ocotillo

El sector El Ocotillo en el municipio de Choloma, y zonas aledañas presentan deficiencias y limitaciones en el suministro eléctrico. El objetivo principal de este proyecto es aliviar la carga de los circuitos de distribución BER L205, CAL L295, CHM L216 y LVI L235 los cuales han presentado cargamentos en la línea trocal superior a su capacidad nominal. Esto permitirá mejorar la calidad del suministro eléctrico de la zona, reduciendo la distancia de los circuitos de distribución y por ende reduciendo las pérdidas técnicas.

Para solucionar la problemática descrita, y aprovechando la identificación del proyecto SPS-LVI-PGR en la etapa de optimización, se propone la construcción de una nueva subestación en 230 kV denominada El Ocotillo (OCT) la cual se conectará a una de las líneas de transmisión que inician en la subestación La Victoria hacia el Valle de Sula. El costo del transformador y de las ampliaciones en media tensión correrán a cargo de ENEE Distribución. El desglose de costos se encuentra en la siguiente tabla.

Tabla 49. Desglose de costos para subestación OCT

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación OCT 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	Bahía de línea 230 kV OCT, BP+BA	2,744,361.70	2	5.49
3	Bahía de transformador 230 kV OCT, BP+BA	2,349,742.83	1	2.35
Total				10.34

Fuente: Elaboración propia.

5.9 Subestación Gualala

Para reducir la carga en los transformadores de distribución de las subestaciones Nispero y Cañaveral, y a la vez mejorar la calidad de servicio para el usuario final, se propone la construcción de una subestación en el departamento de Santa Barbara. Específicamente se propone seccionar la línea L623 SBV-LEC a aproximadamente 27 km de San Buenaventura. En esta subestación se contempla la instalación de un transformador 230/34.5 kV de 50 MVA, el costo del cual correrá a cargo de ENEE Distribución. El desglose de costos estimado para este proyecto se muestra en la Tabla 50.

Tabla 50. Desglose de costos para subestación GLL

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación GLL 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	Bahía 230 kV GLL, INT. Y MEDIO, dos alimentadores LT+T	5,657,185.50	1	5.66

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
3	Bahía 230 kV GLL, INT. Y MEDIO, un alimentador LT	3,606,715.29	1	3.61
Total				11.77

Fuente: Elaboración propia.

5.10 Subestación Cerro Grande

En esta nueva subestación denominada Cerro Grande (CRG), se plantea llevar a cabo el seccionamiento de la línea L612, AMT-SUY, aproximadamente a una distancia de 24 km de Amarateca. Se tiene previsto la inclusión de dos transformadores de carga, uno operando en 230/13.8 kV y otro en 230/34.5 kV, ambos con una capacidad de 50 MVA. Los costos asociados a estos transformadores serán cubiertos por la ENEE distribución. Este proyecto tiene como objetivo principal tomar parte de la carga que actualmente está siendo abastecida desde las subestaciones La Leona y Santa Fe, aliviando así los transformadores y líneas de transmisión existentes en el Distrito Central. El desglose de los costos de inversión asociados a este proyecto es presentado en la Tabla 51.

Tabla 51. Desglose de costos para subestación CRG

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación CRG 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	Bahía de línea 230 kV CRG, BP+BA	2,744,361.70	2	5.49
3	Bahía de transformador 230 kV CRG, BP+BA	2,349,742.83	2	4.70
Total				12.69

Fuente: Elaboración propia.

5.11 Subestaciones San Francisco de la Paz y San Esteban

Con el propósito de mejorar la atención a los usuarios al norte del Departamento de Olancho se contempla la construcción de dos nuevas subestaciones de distribución. Se pretende que estas subestaciones aprovechen el proyecto en 230 kV JUD-CBN, identificado en la etapa orientada a confiabilidad de la red. Se propone que ambas subestaciones seccionen dicha línea de transmisión para instalar transformadores de distribución. De esta forma se reduce sustancialmente la longitud de los circuitos en media tensión, específicamente interviniendo el circuito JUT L380.

La subestación San Francisco de la Paz (SFP) se considera a construirse aproximadamente a 33 km de Juticalpa, y la subestación San Esteban aproximadamente a 97 km desde Juticalpa. En cada una de estas subestaciones se considera la instalación de un transformador de carga 230/34.5 kV de 50 MVA. El costo de estos transformadores correrá a cargo de ENEE Distribución. El costo estimado de las obras en alta tensión necesarias para este proyecto se desglosa en la Tabla 52.

Tabla 52. Desglose de costos para subestaciones SFP y SEB

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación SFP 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	Bahía de línea 230 kV SFP, BP+BA	2,744,361.70	2	5.49
3	Bahía de transformador 230 kV SFP, BP+BA	2,349,742.83	1	2.35
1	Subestación SEB 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	Bahía de línea 230 kV SEB, BP+BA	2,744,361.70	2	5.49
3	Bahía de transformador 230 kV SEB, BP+BA	2,349,742.83	1	2.35
Total				20.69

Fuente: Elaboración propia.

5.12 Subestación Mogote

Para atender de mejor forma los circuitos de distribución al occidente de Comayagüela se contempla la construcción de una subestación en 230 kV denominada Mogote. Esta subestación se plantea en la zona al oeste de la colonia Arturo Quezada. Se considera para esta subestación realizar una extensión de una de las líneas de transmisión en 230 kV TON-AMT, L630 o L631, para ello se requiere la construcción de una línea de transmisión

en doble circuito montada sobre torres de acero, utilizando un arreglo de dos conductores ACSR 477 MCM por fase, con capacidad de 455 MVA por circuito. La extensión de línea de transmisión necesaria es de aproximadamente 6 km de longitud. Esta subestación deberá contar con un transformador de carga de 50 MVA en 230/13.8 kV, el costo de este y demás adecuaciones en media tensión correrán a cargo de ENEE Distribución. El desglose de costos estimado para este proyecto se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 53. Desglose de costos para subestación MGT

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación MGT 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	Bahía de línea 230 kV MGT, BP+BA	2,744,361.70	2	5.49
3	Bahía de transformador 230 kV MGT, BP+BA	2,349,742.83	1	2.35
4	LT 230 kV LT MGT-L630, 455 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 2C 2C/F Torre de acero	675,514.36	6 km	4.05
Total				14.40

Fuente: Elaboración propia.

5.13 Subestación Armenta

Esta subestación busca atender el crecimiento urbano en la zona norte de San Pedro Sula, aliviando la carga de los circuitos de distribución existentes y a la vez acercando la red de transmisión a los centros de consumo en la zona. Para ello se propone seccionar la línea de transmisión en 138 kV L510 BVI-BER, aproximadamente a 2.5 km de la subestación Bermejo. En esta subestación se deberá instalar un transformador de distribución 138/13.8 kV de 50 MVA, el cual correrá a cargo de ENEE Distribución, al igual que las adecuaciones necesarias en media tensión.

Tabla 54. Desglose de costos para subestación ART

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación ART 138 kV	2,320,848.60	1	2.32
2	Bahía de línea 138 kV ART, BP+BA	1,738,375.93	2	3.48
3	Bahía de transformador 138 kV ART, BP+BA	1,512,979.18	1	1.51
Total				7.31

Fuente: Elaboración propia.

5.14 Subestación Arizona

Para mejorar la calidad de servicio de los usuarios de distribución en el departamento de Atlántida, específicamente entre las ciudades de Tela y La Ceiba se contempla la construcción de una subestación en 138 kV en las cercanías de Arizona. Esta subestación seccionará la línea L516 TEL-CTE. Se considera que esta subestación deberá contar con un transformador de distribución 138/34.5 kV de 50 MVA, del cual los costos serán asumidos por ENEE Distribución. Se pretende que esta nueva subestación tome carga de los circuitos TEL L309 y CTE L312, la zona de influencia de esta subestación beneficia los usuarios en los extremos de ambos circuitos.

Tabla 55. Desglose de costos para subestación ARZ

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación ARZ 138 kV	2,320,848.60	1	2.32
2	Bahía de línea 138 kV ARZ, BP+BA	1,738,375.93	2	3.48
3	Bahía de transformador 138 kV ARZ, BP+BA	1,512,979.18	1	1.51
Total				7.31

Fuente: Elaboración propia.

5.15 Subestación Tizatillo

La zona sur del Distrito Central se atiende parcialmente desde la subestación Cerro de Hula, ubicada en el municipio de Santa Ana, mediante el circuito L345. También se suministra carga desde el circuito L307 originado en la subestación Santa Fe. Estos circuitos operan en 34.5 kV y cuentan con una extensión considerable, lo que impacta sobre la calidad del servicio a los usuarios de esta zona. Además, ENEE Distribución ha identificado

necesidad de mejorar la capacidad de suministro para atender los desarrollos residenciales y comerciales en la zona sur del Distrito Central.

Para ello se propone la construcción de una nueva subestación en 230 kV en la zona de Tizatillo. Para ello se propone seccionar la línea L614 CDH-SUY aproximadamente a 8 km de la subestación Cerro de Hula. En esta subestación se considera la instalación de un transformador en 230/34.5 kV de 50 MVA. El costo del transformador mencionado, y demás ampliaciones en media tensión, corresponden a ENEE Distribución. El desglose de costos estimado para este proyecto se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 56. Desglose de costos para subestación TZL

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación TZL 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	Bahía de línea 230 kV TZL, BP+BA	2,744,361.70	2	5.49
3	Bahía de transformador 230 kV TZL, BP+BA	2,349,742.83	1	2.35
Total				10.34

Fuente: Elaboración propia.

5.16 Subestación Copán Uno

Para mejorar la calidad del servicio en el occidente del departamento de Copán en el circuito LEC L357, aliviar la carga del transformador de distribución en La Entrada, y a la vez reducir pérdidas en media tensión, se propone la construcción de una nueva subestación en el municipio de Santa Rita en Copán. Esta subestación seccionaría la línea de transmisión L629 LEC-Panaluya, aproximadamente a 40 km de La Entrada. Esta subestación se convertiría en el nuevo punto frontera para la interconexión con Guatemala. En dicha subestación se deberá instalar un transformador de distribución 230/34.5 kV de 50 MVA. El costo de este transformador, y demás ampliaciones en media tensión, correrá a cargo de ENEE Distribución. La Tabla 57 resume los costos de inversión estimados para dicho proyecto.

Tabla 57. Desglose de costos para subestación CPN

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación CPN 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	Bahía 230 kV CPN, INT. Y MEDIO, dos alimentadores LT+T	5,657,185.50	1	5.66
3	Bahía 230 kV CPN, INT. Y MEDIO, un alimentador LT	3,606,715.29	1	3.61
Total				11.77

Fuente: Elaboración propia.

5.17 Subestación Tatumbla

Considerando el desarrollo del proyecto L613-ZMD-DND-TRB, actualmente en proceso de licitación, se propone la construcción de una subestación de distribución en el municipio de Tatumbla. Esto para mejorar la calidad del servicio, y a la vez dar margen de crecimiento a los desarrollos habitacionales en dicha zona. Se propone seccionar la línea L422 SUY-ZAM aproximadamente a 15 km de la subestación Suyapa.

Para esta subestación se contempla la instalación de un transformador de distribución 69/34.5 kV de 30 MVA. Se pretende que la subestación Tatumbla tome principalmente la demanda del circuito ZAM L383. El costo del transformador mencionado, y las adecuaciones en media tensión corren a cargo de ENEE Distribución. El desglose de los costos estimados para este proyecto se muestra a continuación.

Tabla 58. Desglose de costos para subestación TTB

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación TBL 69 kV	2,125,703.29	1	2.13
2	Bahía de línea TBL 69 kV, BS	1,333,648.36	2	2.67
3	Bahía de transformador TBL 69 kV, BS	1,299,100.79	1	1.30
Total				6.09

Fuente: Elaboración propia.

5.18 Subestación El Trapiche

Considerando la creciente demanda en el Distrito Central, y atender de mejor forma los circuitos de distribución al oriente de Tegucigalpa, se considera adecuado construir una subestación en 230 kV en la zona del Trapiche, al oriente de la Capital. Para ello se propone seccionar la actual línea de transmisión L614 SUY-CDH aproximadamente a 4 km de la subestación Suyapa.

Esta subestación deberá contar con al menos un transformador de distribución en 230/13.8 kV de 50 MVA, el costo de estos elementos, y demás adecuaciones en media tensión corresponden a ENEE Distribución. Este proyecto permitirá suministrar la demanda desde niveles de tensión de transmisión superiores, 230 kV, proporcionando un mayor margen de crecimiento para futuros desarrollos en el Distrito Central. Los costos de inversión estimados para este proyecto se detallan en la Tabla 59.

Tabla 59. Desglose de costos para subestación TPC

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación TPC 230 kV	2,505,814.63	1	2.51
2	Bahía de línea 230 kV TPC, BP+BA	2,744,361.70	2	5.49
3	Bahía de transformador 230 kV TPC, BP+BA	2,349,742.83	1	2.35
Total				10.34

Fuente: Elaboración propia.

5.19 Subestación Pueblo Nuevo

De forma complementaria a la subestación Cerro Grande, se identificaron alternativas para permitir el suministro de demanda en el centro de Tegucigalpa, esto considerando las limitaciones a largo plazo del anillo en 69 kV del Distrito Central, y la antigüedad de esta infraestructura. Para ello se propone la construcción de una subestación en 69 kV que seccione la línea L402 LNZ-SUY en la ubicación de la actual subestación Pueblo Nuevo.

Debido a las restricciones de espacio en la zona, se recomienda el uso de elementos encapsulados para alta y media tensión, de esta forma se reduce la cantidad de espacio necesario para la construcción del proyecto. Esta subestación deberá contar con un transformador en 69/13.8 kV de 30 MVA. El costo del transformador y ampliaciones en media tensión correrán a cargo de ENEE Distribución. El desglose de costos de este proyecto se resume a continuación. Cabe mencionar que los costos descritos en este informe son indicativos y corresponden a subestaciones no encapsuladas, las estimaciones específicas deberán ser realizadas por el área ejecutora del proyecto.

Tabla 60. Desglose de costos para subestación PNU

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación PNU 69 kV	2,125,703.29	1	2.13
2	Bahía de línea PNU 69 kV, BS	1,333,648.36	2	2.67
5	Bahía de transformador PNU 69 kV, BS	1,299,100.79	1	1.30
Total				6.09

Fuente: Elaboración propia.

5.20 Subestación Chamelecón

Actualmente la zona sur de San Pedro Sula se abastece desde la subestación La Puerta, especialmente de los circuitos LPT L249 y LPT L250. Estos circuitos se encuentran cercanos a su capacidad nominal, por ende, restringen el crecimiento de la demanda en la zona. En adición, ENEE Distribución proyecta que esta zona tendrá expansiones residenciales en el mediano plazo, por tanto, consideran estratégico incrementar la capacidad de transformación de alta a media tensión en la zona.

Para atender estas condiciones, se propone la construcción de una subestación en 138 kV seccionando la línea L509 BER-SPS o la línea L505 o L507 LPT-SPS. Esto sujeto a la disponibilidad de terrenos para la nueva

subestación. Dentro de la misma se contempla la instalación de al menos un transformador 138/13.8 kV de 50 MVA. El costo de este elemento, y demás ampliaciones en media tensión, corren a cargo de ENEE Distribución. Los costos de este proyecto se desglosan a continuación.

Tabla 61. Desglose de costos para subestación CHC

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación CHC 138 kV	2,320,848.60	1	2.32
2	Bahía de línea 138 kV CHC, BP+BA	1,738,375.93	2	3.48
3	Bahía de transformador 138 kV CHC, BP+BA	1,512,979.18	1	1.51
Total				7.31

Fuente: Elaboración propia.

5.21 Transformador de distribución Ojo de Agua

Con el fin de mejorar la calidad del servicio en parte del departamento de El Paraíso, y reducir pérdidas en media tensión, se propone la instalación de un transformador de distribución en la subestación Ojo de Agua. Esta subestación actualmente funciona como conexión de maniobras para derivar la red de transmisión hacia la subestación Porvenir. Al instalar un transformador de 69/34.5 kV de 30 MVA se mejora la calidad del servicio para los usuarios al extremo del circuito ZAM L385. El costo del transformador mencionado, y ampliaciones de media tensión corresponden a ENEE Distribución. Los costos de las ampliaciones en transmisión estimadas para este proyecto se muestran a continuación.

Tabla 62. Desglose de costos para instalación de transformador en ODA

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Bahía de transformador ODA 69 kV, BS	1,299,100.79	1	1.30
Total				1.30

Fuente: Elaboración propia.

5.22 Subestación Cuyamel y línea de transmisión Masca – Cuyamel

Este proyecto involucra la construcción de una nueva subestación em 138 kV denominada Cuyamel (CYL). Esta subestación será alimentada de forma radial desde la subestación Masca mediante una línea de transmisión con una capacidad de 151 MVA en configuración de doble circuito montando inicialmente uno de ellos, utilizando un conductor por fase ACSR Flicker 477 MCM, en estructuras de poste de concreto, existiendo la posibilidad de utilizar un conductor con prestaciones similares al propuesto. Además de la subestación, se tiene previsto la instalación de un transformador de distribución con capacidad de 50 MVA, que operará en 138/34.5 kV. El costo de este transformador y demás ampliaciones en media tensión corresponde a ENEE Distribución. El desglose de costos de inversión estimado para este proyecto se muestra en la Tabla 63.

Tabla 63. Desglose de costos para proyecto MAS-CYL

No.	Elemento	Costo unitario [USD]	Cantidad	Costo [MUSD]
1	Subestación CYL 138 kV	2,320,848.60	1	2.32
2	Bahía de línea 138 kV CYL, BP+BA	1,738,375.93	1	1.74
3	Bahía de transformador 138 kV CYL, BP+BA	1,512,979.18	1	1.51
4	Bahía de línea 138 kV MAS, BP+BA	1,738,375.93	1	1.74
5	LT 138 kV MAS-CYL, 151 MVA, ACSR Flicker 477 MCM 2C-M1C 1C/F, Poste de concreto	362,689.48	38	13.78
Total				21.09

Fuente: Elaboración propia.

VII Resultados generales

En el presente capítulo se muestra un resumen de los proyectos identificados en el proceso de planificación de la red de transmisión, además se da una breve descripción de sus características principales, su año propuesto de entrada en operación, e información relevante para la toma de decisiones de cada uno de ellos.

1 Resumen de proyectos

El costo estimado de los proyectos contemplados en el presente Plan de Expansión es de **899.10 MUSD**, y contemplan refuerzos con diferentes beneficios para la red de transmisión, con impacto directo también sobre la calidad del servicio a nivel de distribución. Es importante mencionar que, para los proyectos en desarrollo o que ya cuentan con financiamiento definido, no se cuantifica su costo de inversión en el presente plan. A continuación, la Tabla 64 desglosa los costos de inversión para cada etapa de expansión.

Tabla 64. Resumen de costos de inversión por etapas de planificación, PERT 2026-2035

Etapas	Costo de inversión [MUSD]
Expansión optimizada	91.27
Expansión para confiabilidad y resiliencia	457.66
Proyectos de mejora en la calidad de distribución	350.17
Total	899.10

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 65, se muestra el cronograma de entrada de las obras que se encuentran en desarrollo y los que cuentan con financiamiento. Se muestra también el cronograma de obras propuesto para el presente Plan de Expansión. En general, los proyectos se incorporaron acorde a la necesidad identificada en cada etapa de planificación, y tomando en cuenta los tiempos constructivos de cada tipo de proyecto. La Tabla 66 muestra de forma resumida el año de entrada en operación de todos los proyectos considerados en el PERT, y con una clasificación por etapa en la cual se identificó cada proyecto.

Tabla 65. Cronograma de obras en desarrollo y con financiamiento

Año	Proyecto	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
En desarrollo	Compensación capacitiva	●	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	TRB	●	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LNZ-MFL	●	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	BVI-CEN	●	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PGR-SPS y SMT	-	●	-	-	-	-	-	-	-	-
	SIT	-	●	-	-	-	-	-	-	-	-
	NEG-YRD	-	-	●	-	-	-	-	-	-	-
	YRD-ARN-CCD	-	-	-	●	-	-	-	-	-	-
	CCD-RGU	-	-	-	-	●	-	-	-	-	-
Con financiamiento	L613-ZMD	-	-	●	-	-	-	-	-	-	-
	MAS-LVI-BER	-	-	-	●	-	-	-	-	-	-
	ZMD-DND	-	-	-	●	-	-	-	-	-	-
	AMT-TLG	-	-	-	-	●	-	-	-	-	-
	TRB-DND	-	-	-	-	●	-	-	-	-	-
	LEC-SRD-SRS	-	-	-	-	●	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 66. Cronograma de obras del PERT 2026-2035

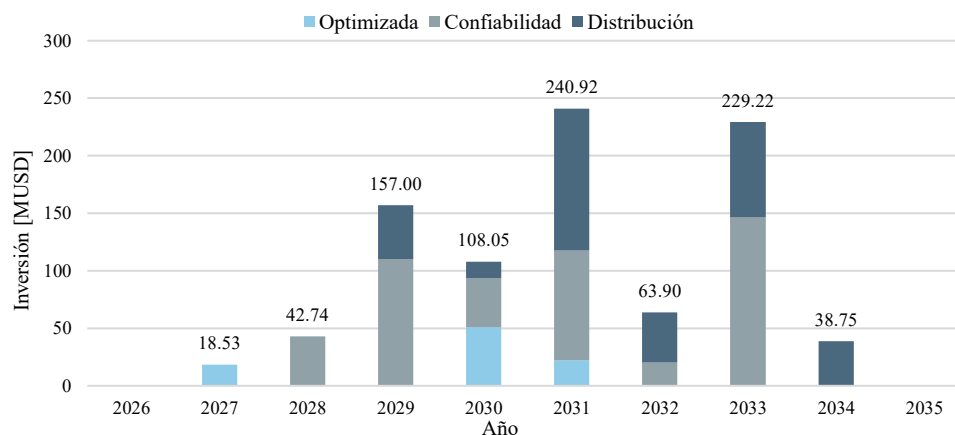
Año	Proyecto	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Optimizados	VND	-	●	-	-	-	-	-	-	-	-
	L512 CHM-LVI	-	●	-	-	-	-	-	-	-	-
	PRD-AGC	-	-	-	-	●	-	-	-	-	-
	CRL-RLN-2	-	-	-	-	●	-	-	-	-	-
	LVI-SPS y LVI-PGR	-	-	-	-	-	●	-	-	-	-
Confiabilidad	Compensación DC	-	-	●	-	-	-	-	-	-	-
	Compensación LA	-	-	●	-	-	-	-	-	-	-
	Compensación Sur	-	-	●	-	-	-	-	-	-	-
	Comp. Serie L526 y L527	-	-	●	-	-	-	-	-	-	-
	TLD	-	-	-	●	-	-	-	-	-	-
	CCD-CBS	-	-	-	●	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Año	Proyecto	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Distribución	CAR 230 kV	-	-	-	●	-	-	-	-	-	-
	CDS	-	-	-	-	●	-	-	-	-	-
	Compensación CAT	-	-	-	-	●	-	-	-	-	-
	JUD-CBN	-	-	-	-	-	●	-	-	-	-
	CDA 230 kV	-	-	-	-	-	-	●	-	-	-
	TLG-YRD	-	-	-	-	-	-	-	●	-	-
	TRB-JUD	-	-	-	-	-	-	-	●	-	-
	EBI-ZMD	-	-	-	-	-	-	-	●	-	-
	SRT	-	-	-	●	-	-	-	-	-	-
	LPZ	-	-	-	●	-	-	-	-	-	-
	TRT	-	-	-	●	-	-	-	-	-	-
	CHE	-	-	-	●	-	-	-	-	-	-
	TJC	-	-	-	-	●	-	-	-	-	-
	ARZ	-	-	-	-	●	-	-	-	-	-
	OCT	-	-	-	-	-	●	-	-	-	-
	SRS-LLB	-	-	-	-	-	●	-	-	-	-
	LPZ-EPZ	-	-	-	-	-	●	-	-	-	-
	CRG	-	-	-	-	-	●	-	-	-	-
	CPN	-	-	-	-	-	●	-	-	-	-
	SFP y SEB	-	-	-	-	-	●	-	-	-	-
	TZL	-	-	-	-	-	-	●	-	-	-
	MGT	-	-	-	-	-	-	●	-	-	-
	ART	-	-	-	-	-	-	●	-	-	-
	GLL	-	-	-	-	-	-	●	-	-	-
	LEC-FLE	-	-	-	-	-	-	-	●	-	-
	EPZ-ERA	-	-	-	-	-	-	-	●	-	-
	PNU	-	-	-	-	-	-	-	●	-	-
	TTB	-	-	-	-	-	-	-	●	-	-
	ODA	-	-	-	-	-	-	-	●	-	-
	CHC	-	-	-	-	-	-	-	-	●	-
	TPC	-	-	-	-	-	-	-	-	●	-
	MAS-CYL	-	-	-	-	-	-	-	-	●	-

Fuente: Elaboración propia.

De forma complementaria, se muestra en la Figura 40 el costo de inversión estimado para cada año del horizonte de estudio, mostrando también la clasificación por etapas de planificación en la cual se seleccionó cada uno de los proyectos.

Figura 40. Cronograma de las inversiones consideradas en cada etapa



Fuente: Elaboración propia.

2 Prioridades de inversión

A continuación, se presenta la priorización de los proyectos contemplados en este Plan de Expansión. Esta se fundamenta en la severidad del problema que aborda cada proyecto y en el impacto positivo que pueden generar sobre distintos aspectos del sistema eléctrico nacional.

Tabla 67. Prioridades de inversión, proyectos PERT 2026-2035

Proyecto	Año	Costo [MUSD]	Prioridad
Etapa de expansión optimizada			
Subestación Villanueva II y línea de transmisión SPS-VNU	2027	13.82	Alta
Repotenciación de la línea L512 CHM-LVI	2027	4.71	Alta
Línea de transmisión PRD-AGC y repotenciación de L615, L617 y L637	2030	43.42	Alta
Línea de transmisión LVI-SPS y LVI-PGR	2031	21.96	Media
Línea de transmisión CRL-RLN	2030	7.36	Alta
Etapa de expansión para confiabilidad y resiliencia			
Compensación reactiva capacitiva en Distrito Central	2028	4.85	Alta
Compensación reactiva capacitiva en Litoral Atlántico	2028	5.36	Alta
Compensación reactiva inductiva en Zona Sur	2028	17.52	Media
Compensación serie en líneas L526 y L527	2028	15.01	Media
Subestación El Taladro	2029	30.64	Alta
Proyecto Coyoles central II y Ceiba Sur	2029	46.53	Alta
Ampliación Caracol 230 kV	2029	32.77	Alta
Subestación Concepción del Sur	2030	40.67	Media
Compensación reactiva capacitiva en Catacamas	2030	1.98	Baja
Proyecto Juticalpa Dos – El Carbón	2031	95.85	Baja
Ampliación de subestación Cañada	2032	20.08	Media
Línea de transmisión Talanga – Yoro II	2033	62.26	Media
Línea de transmisión Terrero Blanco - Juticalpa II	2033	30.86	Media
Línea de transmisión El Bijagual - Zamorano II	2033	53.27	Media
Ampliaciones para mejora del servicio de distribución			
Subestación El Ocotillo	2031	10.34	Media
Subestación Santa Rita	2029	10.34	Alta
Subestación La Flecha y línea de transmisión La Entrada – La Flecha	2033	37.43	Alta
Subestación La Labor y línea de transmisión Santa Rosa - La Labor	2031	25.26	Alta
Subestación LPZ	2029	14.59	Alta
Subestación EPZ	2031	42.34	Alta
Línea de transmisión ERA-EPZ	2033	31.92	Media
Subestación Taujica	2030	7.31	Alta
Subestación Chamelecón	2034	7.31	Baja
Subestación Cerro grande	2031	12.69	Media
Subestación Tizatillo	2032	10.34	Media
Subestación Pueblo Nuevo	2033	6.09	Baja
Subestación El Tránsito	2029	11.77	Alta
Subestación El Trapiche	2034	10.34	Baja
Subestación Mogote	2032	14.40	Media
Subestación Armenta	2032	7.31	Media
Subestación Arizona	2030	7.31	Media
Subestación Tatumbla	2033	6.09	Baja
Subestación Cholulaca Este	2029	10.34	Alta
Subestación Gualala	2032	11.77	Media
Subestación Copán I	2031	11.77	Media
Transformador Ojo de Agua	2033	1.30	Baja
Subestación San Francisco de La Paz y San Esteban	2031	20.69	Baja
Subestación Cuyamel y Línea de transmisión CYL-MAS	2034	21.09	Baja

Fuente: Elaboración propia.

3 Resumen por etapa

Las siguientes tablas describen de forma simplificada, y por etapa de planificación, los proyectos incluidos en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2026-2035. Se da una descripción breve del alcance de cada proyecto, su costo de inversión estimado y el año de entrada en operación considerado en el Plan de Expansión.

Tabla 68. Resumen de proyectos en desarrollo

Nº	Proyectos	Año de entrada en operación	Descripción	
1	Compensación reactiva capacitiva	2026	Compensación reactiva capacitiva en subestaciones Circunvalación (32.4 MVar), La Victoria (32.4 MVar), La Puerta (32.4 MVar), Villanueva (32.4 MVar), Progreso (32.4 MVar), Santa Marta (18.9 MVar), Comayagua (36 MVar) y Zamorano (9.4 MVar).	
2	Subestación Terrero Blanco	2026	Subestación TRB en 230 kV y central solar fotovoltaica de 44 MW AC seccionando la línea L650 PAT-JUD a 9 km de PAT.	
3	Línea de transmisión LNZ-MFL y ampliación de subestación Laínez	2026	Nueva línea de transmisión LNZ-MFL de 138 kV, en configuración circuito sencillo con capacidad de 191 MVA, 4 km. Transformador LNZ 138/13.8 kV de 50 MVA.	
4	Línea de transmisión PGR-SPS y ampliación de subestación Santa Marta	2027	Nueva línea de transmisión PGR-SPS de 230 kV, en configuración circuito doble de 455 MVA por circuito, 27 km. Normalización en 69 kV y transformador en 138/69 kV de 50 MVA de capacidad en SMT.	
5	Subestación El Sitio	2027	Subestación SIT en 230 kV y transformador en 230/13.8 kV de 50 MVA, seccionando la línea L612 AMT-SUY a 6 km de la subestación SUY.	
6	Proyecto NEG-YRD-ARN-CCD-RGU ³	NEG-YRD	2028	Subestación de maniobra NEG en 230 kV, seccionando la línea L602 VEG-PGR a 18 km de PGR. Subestación de YRD en 230 kV y transformador 230/69 kV de 75 MVA a 2.6 km de YOR. Nueva línea de transmisión NEG-YRD de 230 kV, en configuración circuito doble de 317 MVA por circuito, montando inicialmente un circuito, 71.8 km. Nueva línea de transmisión YOR-YRD de 69 kV, en configuración circuito doble de 68 MVA por circuito, 0.2 km, seccionando la línea L414 YOR-CUY a 2.4 km de YOR.
		YRD-ARN-CCD	2029	Nueva línea de transmisión ARN-YRD de 230 kV, en configuración circuito doble de 317 MVA por circuito, montando inicialmente un circuito, 53.7 km. Subestación CCD en 230kV y transformador 230/138 kV de 150 MVA. Cambio de conexión, línea de transmisión ARN-CCD de 230 kV, de 455 MVA, 21 km y línea de transmisión CCD-CCE de 138 kV, en configuración circuito sencillo de 275 MVA, 0.8 km.
		CCD-RGU	2030	Transformador RGU 230/138 kV de 150 MVA. Línea de transmisión CCD-RGU de 230 kV, en configuración circuito doble de 317 MVA por circuito, montando inicialmente un circuito, 51 km.

Fuente: Elaboración propia.

³ Año a partir del cual se modeló la entrada en operación de las etapas del proyecto. Al no haber iniciado construcción su fecha de entrada en operación es menos certera.

Tabla 69. Resumen de proyectos con financiamiento

Tabla 69. Resumen de proyectos con financiamiento					
Nº	Proyectos	Año de entrada en operación ⁴	Costo referencial [MUSD]	Descripción	
1	Proyecto LEC-SRD-SRS	2030	42.74	Subestación SRD en 230 kV, transformador 230/69 kV de 75 MVA y transformador de distribución 230/34.5 kV de al menos 50 MVA. Línea de transmisión LEC-SRD de 230 kV, en configuración circuito sencillo con capacidad de 317 MVA, 29.9 km. Línea de transmisión SRS-SRD de 69 kV, en configuración circuito doble con capacidad de 68 MVA por circuito, 4 km.	
2	Línea de transmisión AMT-TLG y subestación Talanga	2030	45.13	Nueva subestación TLG en 230 kV, transformador 230/69 kV de 75 MVA y transformador de distribución 230/34.5 kV con capacidad de al menos 25 MVA, seccionando la línea L441 SFE-GMC a 48 km de SFE. Línea de transmisión TLG-AMT de 230 kV, en configuración circuito doble de 317 MVA por circuito, montando inicialmente un circuito, 42 km.	
3	Proyecto MAS-LVI-BER	2029	98.52	Ampliación de subestación MAS y LVI en 230 kV. Cuatro transformadores 230/138 kV de 200 MVA: tres en LVI y uno en MAS. Línea de transmisión MAS-LVI de 230 kV, en configuración circuito doble de 455 MVA por circuito, 33 km. Línea de transmisión LVI-BER de 138 kV, en configuración circuito doble de 300 MVA por circuito, 7 km.	
4	Proyecto L613-ZMD-DND-TRB	L613-ZMD	2028	40.27	Nueva subestación ZMD en 230 kV, transformador 230/69 kV de 75 MVA y transformador de distribución 230/34.5 kV de 50 MVA. Nueva línea de transmisión de 230 kV, seccionando la línea L613 AMT-SUY a 2.1 km de SUY, en configuración circuito doble de 405 MVA por circuito, 22.6 km. Línea de transmisión de 69 kV, seccionando la línea L423 ZAM-ODA a 2.0 km de ZAM, en configuración circuito doble de 47 MVA por circuito, 3.0 km.
		ZMD-DND	2029	42.72	Nueva subestación DND en 230 kV, transformador 230/69 kV de 75 MVA y dos transformadores de distribución de 230/34.5 kV de al menos 25 MVA c/u. Nueva línea de transmisión de 69 kV, seccionando la línea L425 ODA-DAN a 0.5 km de DAN, en configuración circuito doble de 47 MVA por circuito, 3.5 km. Línea de transmisión ZMD-DND de 230 kV, en configuración circuito doble de 317 MVA por circuito, 48 km.
		TRB-DND	2030	78.76	Línea de transmisión DND-TRB en 230 kV, en configuración circuito doble de 317 MVA por circuito, montando inicialmente un circuito, 82 km. Compensación inductiva en subestación Juticalpa II, 15 MVar.

Fuente: Elaboración propia.

⁴ Año a partir del cual se modeló la entrada en operación de las etapas del proyecto. Al no haber iniciado construcción su fecha de entrada en operación es menos certera.

Tabla 70. Resumen de proyectos de expansión optimizada

Nº	Proyectos	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Año de entrada en operación	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
1	Subestación Villanueva II	-	✓	-	2027	13.82	Subestación VND en 230 kV y dos transformadores de distribución 230/34.5 kV de 50 MVA. Subestación VND secciona línea en 230 kV L653 SPS-SBV
2	Repotenciación de la línea L512 CHM-LVI	-	✓	-	2027	4.71	Repotenciación de L512 CHM-LVI en 138 kV a 292 MVA y adecuación de bahías en ambas subestaciones.
3	Línea de transmisión PRD-AGC y repotenciación de L615, L617 y L637	✓	-	✓	2030	43.42	Línea de transmisión PRD-L627 en 230 kV, en configuración circuito doble de 349 MVA por circuito, 3 km. Repotenciación de líneas de transmisión L615 PAV-SLU, L637 SLU-PRD y L617 PRD-FNH de 230 kV, en configuración circuito doble de 455 MVA por circuito, montando inicialmente un circuito.
4	Línea de transmisión LVI-SPS y LVI-PGR	✓	-	✓	2031	21.96	Extensión de línea de transmisión LVI-L6XX PGR-SPS en 230 kV de aproximadamente 23 km. Seccionando un circuito de la línea PGR-SPS a 6 km de SPS, en configuración circuito doble de 455 MVA por circuito.
5	Línea de transmisión CRL-RLN	✓	-	-	2030	7.36	Línea de transmisión CRL-RLN de 138 kV, en estructura preparada para doble circuito, montando inicialmente uno de ellos, de 151 MVA por circuito, 9 km.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 71. Resumen de proyectos de expansión para confiabilidad y resiliencia

Nº	Proyectos	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Año de entrada en operación	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
1	Compensación reactiva capacitiva en Distrito Central	✓	-	-	2028	4.85	Compensación reactiva capacitiva en subestaciones Cañada (40 MVar) y Suyapa (30 MVar).
2	Compensación reactiva capacitiva en Litoral Atlántico	-	✓	-	2028	5.36	Compensación reactiva capacitiva en subestaciones Ceiba térmica (24 MVar) e Isletas (24 MVar).
3	Compensación reactiva inductiva en Zona Sur	-	✓	-	2028	17.52	Compensación reactiva inductiva en subestaciones Agua caliente (30 MVar) y El Bijagual (30 MVar).
4	Compensación serie en líneas L526 y L527	✓	-	✓	2028	15.01	Compensación serie del 65% en líneas L526 y L527 SPS-AGP
5	Subestación El Taladro	✓	-	-	2029	30.64	Subestación TLD en 230 kV, transformador en 230/138 kV de 150 MVA y un transformador de distribución 230/34.5 kV de 50 MVA. Nueva línea de transmisión en 230 kV, seccionando la línea L609 SBV-AMT a 52 km de AMT, en configuración circuito doble de 405 MVA por circuito, 2 km. Nueva línea de transmisión en 138 kV, seccionando la línea L551 CYG-PAZ a 10 km de CYG, en configuración circuito doble de 151 MVA por circuito, 6 km.
6	Proyecto Coyoles central II y Ceiba Sur	✓	-	✓	2029	46.53	Subestación CBS en 230 kV, transformador 230/138 kV de 150 MVA. Nueva línea de transmisión en 138 kV, seccionando la línea L517 CTE-SIS a 2.0 km de SIS, en configuración circuito doble de 151 MVA por circuito, 1 km. Línea de transmisión CBS-CCD en 230 kV, en configuración circuito doble de 405 MVA por circuito, 40 km.
7	Ampliación Caracol 230 kV	-	✓	-	2029	32.77	Ampliación 230 kV en CAR, transformador 230/138 kV de 150 MVA, transformador 230/34.5 kV de 50 MVA, y construcción de 10 km de línea de transmisión en 138 kV para habilitación de tramos de LT SPS-SBV
8	Subestación Concepción del Sur	✓	-	✓	2030	40.67	Subestación CDS en 230 kV, transformador 230/69 kV de 75 MVA y un transformador de distribución 230/34.5 kV de 50 MVA seccionando la línea L429 CRL-NIS a 27 km de CRL. Nueva línea de transmisión en 230 kV, seccionando la línea L608 AMT-CJN a 49 km de CJN, en configuración circuito doble de 405 MVA por circuito, 25 km.
9	Compensación reactiva capacitiva en Catacamas	-	✓	-	2030	1.98	Compensación reactiva capacitiva en subestación Catacamas, 12 MVar.
10	Proyecto Juticalpa Dos – El Carbón	✓	-	✓	2031	95.85	Subestación de maniobra CBN en 230 kV, seccionando la línea L522 BOR-SHOL a 6 km de BOR, transformador en 230/138 kV de 150 MVA. Línea de transmisión CBN-JUD en 230 kV, en configuración circuito doble de 317 MVA por circuito, montando inicialmente un circuito, 130 km.

Nº	Proyectos	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Año de entrada en operación	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
11	Ampliación de subestación Cañada 230 kV	-	✓	-	2032	20.08	Ampliación de subestación CDA en 230 kV y transformador 230/138 kV de 150 MVA. Nuevo tramo de línea de transmisión en 230 kV, seccionando la línea L614 SUY-CDH a 9 km de SUY, en configuración circuito doble de 317 MVA por circuito, 3 km.
12	Línea de transmisión Talanga – Yoro II	-	✓	-	2033	62.26	Línea de transmisión TLG-YRD en 230 kV, en configuración circuito doble de 405 MVA, montando inicialmente un circuito, 98 km.
13	Línea de transmisión Terrero Blanco - Juticalpa II	-	✓	-	2033	30.86	Nueva línea de transmisión TRB-JUD en 230 kV, en configuración circuito doble de 455 MVA por circuito, 35 km.
14	Línea de transmisión El Bijagual - Zamorano II	✓		-	2033	53.27	Línea de transmisión EBI-ZMD en 230 kV, en configuración circuito doble de 405 MVA, montando inicialmente un circuito, 82 km.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 72. Resumen de proyectos para mejora del servicio de distribución

Nº	Proyectos	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Año de entrada en operación	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
1	Subestación El Ocotillo	✓	-	-	2031	10.34	Subestación OCT en 230 kV, seccionando la línea de transmisión L6XX LVI-SPS en un radio de 5km de LVI y transformador de distribución 230/13.8 kV de 50 MVA.
2	Subestación Santa Rita	✓	-	-	2029	10.34	Subestación SRT en 230 kV, seccionando la línea L604 CJN-PGR a 23 km de CJN y transformador de distribución 230/34.5 kV de al menos 50 MVA.
3	Subestación La Flecha y línea de transmisión La Entrada – La Flecha	✓	-	-	2033	37.43	Subestación FLE en 230 kV y transformador 230/34.5 kV de 50 MVA. Línea de transmisión FLE-LEC en 230 kV, en configuración doble circuito, montando inicialmente uno de ellos, de 317 MVA, 47 km.
4	Subestación La Labor y línea de transmisión Santa Rosa - La Labor	✓	-	-	2031	25.26	Subestación LLB en 69 kV y transformador de distribución 69/34.5 kV de al menos 30 MVA. Línea de transmisión SRS-LLB en 69 kV, en configuración de circuito doble, montando inicialmente uno, de 94 MVA, 44 km.
5	Proyecto La Paz – La Esperanza – Erandique	Subestación LPZ	-	-	2029	14.59	Subestación LPZ en 230 kV, seccionando la línea de transmisión L609 AMT-SBV/L608 AMT-CJN a 37 km de AMT y transformador 230/34.5 kV de al menos 50 MVA.
		Subestación EPZ	-	-	2031	42.34	Subestación EPZ en 230 kV y transformador de distribución 230/34.5 kV de 50 MVA. Línea de transmisión LPZ-EPZ en 230 kV, en configuración circuito doble de 317 MVA por circuito, montando inicialmente un circuito, 55 km.
		Línea de transmisión ERA-EPZ	-	-	2033	31.92	Transformador ERA 230/69 kV de 75 MVA. Línea de transmisión EPZ-ERA de 230 kV, en configuración circuito doble de 317 MVA por circuito, montando inicialmente un circuito, 33 km.
6	Subestación Taujica	-	✓	-	2030	7.31	Subestación TJC en 138 kV, seccionando la línea de transmisión L541 TOC-BOR a aproximadamente 28 km de BOR y transformador de distribución 138/34.5 kV de 50 MVA.
7	Subestación Chamelecón	-	✓	-	2034	7.31	Subestación CHC en 138 kV, seccionando la línea de transmisión L509 BER-SPS o L505/L507 LPT-SPS y transformador de distribución 138/13.8 kV de 50 MVA.
8	Subestación Cerro grande	✓	-	-	2031	12.69	Subestación CRG en 230 kV, seccionando la línea de transmisión L612 AMT-SUY a 24 km de AMT y dos transformadores de distribución 230/34.5 y 230/13.8 kV de 50 MVA c/u.
9	Subestación Tizatillo	-	✓	-	2032	10.34	Subestación TZL en 230 kV, seccionando la línea de transmisión L614 CDH-SUY a 8 km de CDH y transformador de distribución 230/34.5 kV de 50 MVA.
10	Subestación Pueblo Nuevo	-	✓	-	2033	6.09	Subestación PNU aislada por gas, en 69 kV y transformador de distribución 69/13.8 kV de 30 MVA.

Nº	Proyectos	Planificado previamente	Planificado por adición	Modificación	Año de entrada en operación	Costo de inversión [MUSD]	Descripción
11	Subestación El Tránsito	-	✓	-	2029	11.77	Subestación TRT en 230 kV, seccionando la línea de transmisión L640 NNC-15S a aproximadamente 6 km de NNC y transformador de distribución 230/34.5 kV de 50 MVA.
12	Subestación El Trapiche	-	✓	-	2034	10.34	Subestación TPC en 230 kV, seccionando la línea de transmisión L614 SUY-CDH a 4 km de SUY y transformador de distribución 230/34.5 kV de 50 MVA.
13	Subestación Mogote	✓	-	✓	2032	14.40	Subestación MGT en 230 kV. Extensión de línea de transmisión en 230 kV, seccionando la línea L630 o L631 TON-AMT, en configuración circuito doble, de 455 MVA por circuito, 6 km. Transformador de distribución 230/13.8 kV de 50 MVA
14	Subestación Armenta	-	✓	-	2032	7.31	Subestación ART en 138 kV, seccionando la línea de transmisión L510 a aproximadamente 2.5 km de BER y transformador de distribución 138/13.8 kV de 50 MVA.
15	Subestación Arizona	-	✓	-	2030	7.31	Subestación ARZ en 138 kV, seccionando la línea de transmisión L516 TEL-CTE a 30 km de TEL y transformador de distribución 138/34.5 kV de 50 MVA.
16	Subestación Tatumbla	-	✓	-	2033	6.09	Subestación TTB en 69 kV, seccionando la línea de transmisión L422 SUY-ZAM a 15 km de SUY y transformador de distribución 69/34.5 kV de 30 MVA.
17	Subestación Choluteca Este	-	✓	-	2029	10.34	Subestación CHE en 230 kV, seccionando la línea de transmisión L635 SLU-CHY a 12 km de SLU. Transformador de distribución 230/34.5 kV de 50 MVA.
18	Subestación Gualala	✓	-	✓	2032	11.77	Subestación GLL en 230 kV, seccionando la línea de transmisión L623 SBV-LEC a 27 km de SBV. Transformador de distribución 230/34.5 kV de 50 MVA.
19	Subestación Copán I	-	✓	-	2031	11.77	Subestación CPN en 230 kV, seccionando la línea de transmisión L629 LEC-PAN a 40 km de LEC. Transformador de distribución 230/34.5 kV de 50 MVA.
20	Transformador Ojo de Agua	-	✓	-	2033	1.30	Transformador de distribución 69/34.5 kV de 30 MVA.
21	Subestación San Francisco de La Paz y San Esteban	✓	-	✓	2031	20.69	Subestación SFP en 230 kV, seccionando la línea de transmisión L6XX JUD-CBN a aproximadamente 33 km de JUD. Subestación SEB en 230 kV, seccionando la línea de transmisión L6XX JUD-CBN a 97 km de JUD.
22	Subestación Cuyamel y Línea de transmisión CYL-MAS	✓	-	-	2034	21.09	Subestación CYL en 138 kV y transformador de distribución 138/34.5 kV 50 MVA. Línea de transmisión MAS-CYM en 138 kV, en configuración circuito doble, montando inicialmente uno de ellos, de 151 MVA, aproximadamente 38 km.

Fuente: Elaboración propia.

Referencias

- [1] Congreso Nacional de Honduras, «Ley General de la Industria Eléctrica,» 2014. [En línea]. Available: <https://www.cree.gob.hn/leyes-reglamentos-y-normas-tecnicas/>.
- [2] Centro Nacional de Despacho (CND), «Plan Indicativo de Expansión de la Generación,» 2025. [En línea]. Available: <https://cnd.enee.hn/pieg-y-pert-2026-2035/>.
- [3] Centro Nacional de Despacho (CND), «Informe Anual Operación del Mercado,» 2024. [En línea]. Available: <https://cnd.enee.hn/informe-anual-operacion-del-mercado/>.
- [4] Empresa Nacional de Energía Eléctrica, «Boletines Estadísticos,» ENEE, [En línea]. Available: <https://www.enee.hn/control-interno>.
- [5] Centro Nacional de Despacho (CND), «Planificación Operativa de Largo Plazo,» 2025. [En línea]. Available: <https://cnd.enee.hn/planificacion-operativa-de-largo-plazo-2025/>.
- [6] Ente Operador Regional (EOR), «Identificación de la RTR,» ARWEB.com, 2025. [En línea]. Available: <https://www.enteoperador.org/identificacion-de-la-red-de-transmision-regional/>.
- [7] Ente Operador Regional (EOR), «Estudios de Máxima Capacidades de Transferencia,» 2025. [En línea]. Available: https://www.enteoperador.org/historico-estudios-de-maximas-capacidades-de-transferencia/#elf_11_Lw.
- [8] Ingeniería y Tecnologías Gráficas S.A. de C.V, «Catálogo de Costos de Transmisión en Obras de Transmisión,» 2025.
- [9] Banco Central de Honduras (BCH), «Índice Subyacente de Inflación,» [En línea]. Available: <https://www.bch.hn/estadisticas-y-publicaciones-economicas/publicaciones-de-precios/indice-subyacente-de-inflacion>.
- [10] M. J. Pooya Parvizi, «Beyond traditional conductors: Aluminium conductor composite core's role in next-generation high temperature-low sag technologies – A review,» *Electric Power Systems Research*, vol. 239, nº 111251, 2025.
- [11] Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, «Resolución CRIE-03-2025,» 2025. [En línea]. Available: <https://crie.org.gt/resolucion/29-01-2025-crie-03-2025/>.
- [12] PSR, «Manual de Usuario SDDP».
- [13] Operador del Sistema, «Norma Técnica de Programación de la Operación,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.cree.gob.hn/leyes-reglamentos-y-normas-tecnicas/>.
- [14] Ente Operador Regional (EOR), «Reporte de la Planificación de la Generación Regional Correspondiente al Horizonte 2026-2040,» 2025.
- [15] PSR-Inc, «Netplan/OptNet Model Methodology Manual,» 2018.
- [16] PSR-Inc, «Transmission Network Analysis and Expansion Planning User Manual,» 2018.
- [17] SIEMENS-PTI, «Program Application Guide Volume 1 & 2 PSSE 35.6.2,» 2024.