Empresa de Transmisión Eléctrica S.A

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional

Tomo III - Plan de Expansión del Sistema de Transmisión

2026-2040



Gerencia de Planeamiento

Septiembre 2026

PANAMA

-

Contenido

1. INTRODUCCION 17
2. RESUMEN EJECUTIVO 21
   2.1 Alcance y lectura ejecutiva 21
   2.2 Señales de operación futura 21
   2.3 Diagnóstico y necesidades inmediatas del SPT 22
   2.4 Generación obligada y dependencia operativa 23
   2.5 Límites funcionales de transferencia y comportamiento de los corredores 24
   2.6 Comparación técnica de las alternativas de largo plazo 25
   2.7 Criterio de decisión y recomendación 25
   2.8 Inversión requerida y perfil anual de desembolsos 26
3. CONFIGURACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 31
   3.1 Descripción general 31
   3.2 Líneas de Transmisión 31
   3.3 Subestaciones y Capacidad de Transformación 33
   3.4 Compensación Reactiva 35
   3.5 Esquemas de protección especial y acciones remediales 36
4. CRITERIOS, ESCENARIOS Y METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN 41
   4.1 Enfoque y alcance de la planificación 41
   4.2 Marco Normativo y principios aplicables 41
   4.3 Horizontes de Planificación 42
   4.4 Información y premisas de planificación 43
   4.5 Definición de escenarios 45
   4.6 Criterios para la definición de los despachos 46
   4.7 Criterios técnicos de evaluación 46
   4.8 Requerimientos operativos del SIN 48
   4.9 Metodología para la evaluación de la expansión 50
   4.10 Definición del Plan de Expansión 51
5. COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 55
   5.1 Objetivo y alcance 55
   5.2 Síntesis de la composición futura 55
   5.3 Evolución de la demanda 56

5.4 Evolución del plantel de generación....59
5.5 Evolución de la red de transmisión....61
5.6 Evolución de la red de distribución....63
5.7 Construcción de los casos de estudio....63
5.8 Validación y control de consistencia....64
5.9 Configuración adoptada para los análisis....65
6. DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DE CORTO PLAZO....69
6.1 Evaluación Del Desempeño Del Sistema De Transmisión Corto Plazo....69
6.2 Análisis específicos de zonas con restricciones....79
6.3 Síntesis integrada del corto plazo....105
7. PLAN DE EXPANSION DE CORTO PLAZO....109
7.1 Nuevas Subestaciones....109
7.2 Compensación Reactiva....112
7.3 Aumento de Capacidad de Transformación....113
7.4 Repotenciación y Nuevas Líneas de Transmisión....118
8. DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DE LARGO PLAZO....127
8.1 Evaluación Del Desempeño Del Sistema De Transmisión Largo Plazo....127
8.2 Evaluación comparativa de las alternativas de expansión....132
8.3 Criterio de planificación y selección técnica....138
8.4 Conclusiones y recomendación técnica....140
8.5 Análisis Económico Comparativo....141
8.6 Conclusión y recomendación Económicas....145
9. PLAN DE EXPANSION DE LARGO PLAZO....149
9.1 Nuevas Subestaciones....149
9.2 Compensación Reactiva....151
9.3 Repotenciación y Nuevas Líneas de Transmisión....152
10. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS ESTRATÉGICAS PARA EL FORTALECIMIENTO Y LA EXPANSIÓN DEL SIN....159
10.1 Evaluación del desempeño dinámico del SIN y del aporte del SAEB....159
10.2 Evaluación de Sistemas de Compensación Reactiva en Panamá III....173
10.3 Interconexión de la provincia de Darién al Sistema Interconectado Nacional....180
11. PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES....193
11.1 Perfiles de los proyectos de Expansión del Sistema de Comunicaciones....193

12. PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO 199
12.1 Perfiles de los proyectos de reposición de Corto Plazo 199
13. PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO 217
13.1 Perfiles de los proyectos de reposición de Largo Plazo 217
14. PLAN DE PLANTA GENERAL 227
14.1 Programa de Tecnología de La Información 227
14.2 Programa de Planta e Infraestructura General 237
15. PLAN DE CONEXIÓN Y ADQUISICIONES 253
15.1 Nuevas Subestaciones 253
15.2 Adquisición de Naves de 230kV Propiedad de Otros Agentes 253
15.3 Adquisición de Líneas 254
16. PROYECTOS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN 257
17. CONCLUSIONES 261

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Tablas

Tabla 2.1 Señales Operativas 22
Tabla 2.2 Necesidades Prioritarias 23
Tabla 2.3 Resumen de Generación Obligada 24
Tabla 2.4 Limitaciones de transferencia 24
Tabla 2.5 Aspectos Relevantes de las Alternativas de Largo Plazo 25
Tabla 2.6 Composición de la Inversión Programada 26
Tabla 2.7 Concentración temporal de los desembolsos 27
Tabla 3.1 Líneas del Sistema de Transmisión 230kV 32
Tabla 3.2 Líneas del Sistema de Transmisión 115kV 33
Tabla 3.3 Subestaciones reductoras y transformadores 34
Tabla 3.4 Compensación reactiva instalada en el SPT 35
Tabla 3.5 Esquemas de protección especial y acciones remediales del SPT 37
Tabla 4.1 Normativa 42
Tabla 4.2 Periodos de Estudio 43
Tabla 4.3 Fuente de Información 44
Tabla 4.4 Escenario Operativos 45
Tabla 4.5 Análisis Realizados 48
Tabla 4.6 Requerimientos Operativos del SIN 49
Tabla 5.1 Síntesis de la composición futura 56
Tabla 5.2 Periodos de Demanda 59
Tabla 5.3 Proyectos del Sistema de Transmisión en ejecución 62
Tabla 5.4 Proyectos del Sistema de Distribución 63
Tabla 5.5 Definición de los Casos 64
Tabla 5.6 Criterios de Aceptación 64
Tabla 6.1 Configuraciones consideradas en el diagnóstico de corto plazo. 69
Tabla 6.2 Generación obligada y desplazada por escenario. 71
Tabla 6.3 Variación del despacho obligado sin proyectos vs con proyectos 72
Tabla 6.4 Variación de las transferencias atribuible a los proyectos de transmisión 74
Tabla 6.5 Máximos de potencia activa observados en las líneas críticas. 75
Tabla 6.6 Consumo reactivo de las líneas críticas. 76
Tabla 6.7 Reserva reactiva por configuración y tipo de despacho. 77
Tabla 6.8 Criterio de interpretación de la reserva reactiva. 78
Tabla 6.9 Capacidad de Transformación Actual S/E San Bartolo 81
Tabla 6.10 Flujos Máximos T1 S/E San Bartolo 81
Tabla 6.11 Evaluación de las alternativas de expansión 82
Tabla 6.12 Transferencias y cargabilidad de la S/E Boquerón III 87
Tabla 6.13 Proyectos Evaluados 91
Tabla 6.14 Síntesis comparativa 91
Tabla 6.15 Variación de la Tensiones en las barras Panamá Oeste–Panamá 230 kV 95
Tabla 6.16 Variación de las Tensiones en las barras comunes del área de Colón. 97
Tabla 6.17 Desempeño de la red en estado N, Sin Refuerzos 101

Tabla 6.18 Síntesis de las condiciones críticas 103
Tabla 8.1 Evolución de las transferencias hacia centro de carga 129
Tabla 8.2 Flujos por líneas Criticas 131
Tabla 8.3 Alternativas Evaluadas 133
Tabla 8.4 Comparación de las Alternativas 137
Tabla 8.5 Criterios de Evaluación 139
Tabla 8.6 Evidencia Cuantitativa 140
Tabla 8.7 Alternativas a Evaluar 142
Tabla 8.8 Premisas Económicas 142
Tabla 8.9 Costos de Inversión 143
Tabla 8.10 Valor Residual 143
Tabla 8.11 Costos Evaluados 144
Tabla 8.12 Beneficios 145
Tabla 8.13 Sensibilidad a la Tasa 145
Tabla 10.1 Respuesta de Frecuencia 160
Tabla 10.2 Parametros de SAEBs 165
Tabla 10.3 Respuesta ante Subfrecuencia 165
Tabla 10.4 Respuesta ante Sobrefrecuencia 165
Tabla 10.5 Respuestas del SAEBs 167
Tabla 10.6 Alcance comparativo de las alternativas 174
Tabla 10.7 Comparación del desempeño de tensión 175
Tabla 10.8 Resultados de CAPEX y OPEX 178
Tabla 10.9 Comparación económica en valor presente 178
Tabla 10.10 Síntesis técnica y económica 179
Tabla 10.11 Datos del Proyecto 180
Tabla 10.12 Supuestos de Referencia 181
Tabla 10.13 Alternativa de 34.5kV 182
Tabla 10.14 Alternativa de 115kV 183
Tabla 10.15 Alternativa de 230kV 185
Tabla 10.16 Comparación del Desempeño Interconexión de Darien 186
Tabla 10.17 Configuración de la Interconexión 187
Tabla 12.1 Resumen de la programación financiera PRCP 199
Tabla 13.1 Resumen de la programación financiera PRLP 217
Tabla 14.1 Plan de inversiones de la Dirección de Tecnología de la Información 236
Tabla 14.2 Inversión en cercas de fincas 238
Tabla 14.3 Inversión en pozos sépticos 239
Tabla 14.4 Inversión en vehículos 239
Tabla 14.5 Inversión en galeras 241
Tabla 14.6 Inversión en sistemas de seguridad 242
Tabla 14.7 Inversión en centrales de aires acondicionados 243
Tabla 14.8 Adecuaciones de sitios de comunicación 244
Tabla 14.9 Inversión en modulares 244
Tabla 14.10 Inversión de adecuaciones en subestación a nivel nacional 245
Tabla 14.11Inversión en Cercas en Subestación 246

Tabla 14.12Inversión en luces fotovoltaicas perimetrales para subestaciones.....246
Tabla 14.13 Inversión de Caseta de San Bartolo.....247
Tabla 14.14Inversión de Conexión de Aguas Residuales CND.....247
Tabla 14.15 Inversión de Adecuaciones de Subestaciones zona 1, zona 2 y zona 3 248
Tabla 14.16 Inversión de mobiliario de oficina 249
Tabla 14.17 Inversión de adecuaciones de sitios de comunicación. (Zona 1) 249
Tabla 14.18 Inversión en adecuaciones estacionamientos S/E Panamá/CND 250
Tabla 16.1 Proyectos de Expansión del SPT 257

Figuras

Figura 3.1 Evolución de la longitud del Sistema de Transmisión 115kV.....33
Figura 3.2 Evolución de la capacidad de transformación del Sistema de Transmisión 34
Figura 3.3 Mapa geográfico del Sistema Principal de Transmisión 36
Figura 4.1 Metodología para la Planificación de la Expansión 50
Figura 5.1 Distribución de la demanda por provincia o zona eléctrica. 58
Figura 6.1 Consumo reactivo de las líneas críticas y efecto del despacho obligado.....75
Figura 6.2 Condición con un solo transformador épocas lluviosas de 2028 y 2029.....82
Figura 6.3 Configuración T1 + T2 en condición Normal.....84
Figura 6.4 Configuración T1 + T2 en N-1.....84
Figura 6.5 Configuración T1 + T2 + T3 en N-1: flujos dentro de los límites modelados 85
Figura 6.6 Condición sin T2: época seca de 2029 (izq) y máxima generación (der).....88
Figura 6.7 Máxima generación: sin T2, con T2 en condición normal y con T2 bajo N-1. 89
Figura 6.8 Tensiones en Panamá Oeste–Panamá 230 kV con compensación reactiva.....96
Figura 6.9 Tensiones en Panamá Oeste–Panamá 230 kV sin compensación reactiva 97
Figura 6.10 Tensiones en el Área de Colón 115/230 kV con compensación reactiva.....99
Figura 6.11 Tensiones en el Área de Colón 115/230 kV sin compensación reactiva. 99
Figura 6.12 Flujos del corredor en condición normal sin el refuerzo completo.....102
Figura 6.13 Sobrecargas de los circuitos 230-10 y 230-25A ante la salida del 230-9A. 102
Figura 6.14 Condición N-1 con el refuerzo.....104
Figura 8.1 Reserva reactiva mínima por alternativa 133
Figura 10.1 Flujo de carga de la alternativa de 34.5 kV en condición N 182
Figura 10.2 Flujo de carga de la alternativa de 34.5 kV en condición N-1 183
Figura 10.3 Flujo de carga de la alternativa de 115 kV en condición N 184
Figura 10.4 Flujo de carga de la alternativa de 115 kV en condición N-1 184
Figura 10.5 Flujo de carga de la alternativa de 230 kV en condición N 185
Figura 10.6 Flujo de carga de la alternativa de 230 kV en condición N-1 186

Gráficos

Gráfico 2.1 Evolución de la transferencia Central–Oriente vs la Reserva Reactiva 22
Gráfico 2.2 Perfil anual de desembolsos 27
Gráfico 5.1 Evaluación de demanda y Pronóstico escenario de referencia, 2026–2040. 57
Gráfico 5.2 Perfil horario de demanda, generación solar y generación eólica. 59
Gráfico 5.3 Evolución de la capacidad instalada y futura por tecnología 2026–2040 60
Gráfico 5.4 Comportamiento horario de la Generación Solar y Eólica 61
Gráfico 6.1 Composición del despacho ideal con proyectos de transmisión 70
Gráfico 6.2 Variación del despacho obligado sin proyectos vs con proyectos. 72
Gráfico 6.3 Generación obligada, desplazada y reducida por sobreoferta. 73
Gráfico 6.4 Transferencias entre zonas bajo despacho obligado. 74
Gráfico 6.5 Reserva reactiva en el área de Panamá 115 kV. 77
Gráfico 6.6 Comparación de la cargabilidad máxima del devanado de 34.5 kV 83
Gráfico 6.7 Cargabilidad de la transformación (barra B) - máxima generación. 89
Gráfico 6.8 Generación obligada con y sin el conjunto de compensación. 92
Gráfico 6.9 Reserva reactiva con y sin el conjunto de compensación. 93
Gráfico 6.10 Curvas QV comparativas 94
Gráfico 6.11 Tensiones en las barras del corredor Panamá Oeste–Panamá 230 kV 95
Gráfico 6.12 Tensiones en las barras comunes del área de Colón. 97
Gráfico 6.13 Cargabilidades críticas antes y después del refuerzo. 103
Gráfico 8.1 Composición del despacho ideal por tecnología y época 128
Gráfico 8.2 Evolución de las principales transferencias en época seca 128
Gráfico 8.3 Reserva reactiva mínima del área Panamá 115 kV 130
Gráfico 8.4 Consumo de potencia reactiva de Líneas críticos 131
Gráfico 8.5 Transferencia hacia Centro de Carga en 2038. 134
Gráfico 8.6 Generación obligada requerida para recuperar condiciones operativas. 135
Gráfico 8.7 Compensación Reactiva Adicional 136
Gráfico 8.8 Composición del valor presente de los costos por alternativa 144
Grafico 10.1 Respuesta de la frecuencia ante contingencias 160
Grafico 10.2 Comportamiento del intercambio neto ante contingencias 161
Grafico 10.3 Respuesta de la generación hidroeléctrica ante contingencias 161
Grafico 10.4 Figura 4. Respuesta de la generación térmica ante contingencias 162
Grafico 10.5 Tensión en el nodo crítico ante la pérdida de 200 MW de carga. 163
Grafico 10.6 Tensión en el nodo crítico ante la pérdida de 200 MW de generación. 163
Grafico 10.7 Tensión en el nodo crítico ante la salida de la línea de transmisión 164
Grafico 10.8 Aporte de potencia activa del SAEB ante contingencias 167
Grafico 10.9 Comparación de la frecuencia con y sin SAEB ante Falla de generación. 168
Grafico 10.10 Comparación de la frecuencia con y sin SAEB ante falla de carga 168
Grafico 10.11 Intercambio neto con y sin SAEB ante falla de carga. 169
Grafico 10.12 Figura 12. Intercambio neto con y sin SAEB ante falla de generación. 169
Grafico 10.13 Tensión con y sin SAEB ante falla de generación. 170
Grafico 10.14 Tensión con y sin SAEB ante falla de carga. 170

Grafico 10.15 Respuesta de tensión en Panamá 230 kV 174
Grafico 10.16 Aporte de los Equipos en Panama III 176
Grafico 10.17 Comparación de curvas QV en Panamá 115 kV 177

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 1
INTRODUCCIÓN

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

1. INTRODUCCION

El Sistema de Transmisión constituye la infraestructura que permite transportar la energía eléctrica desde las zonas de generación hasta los principales centros de consumo, integrar las diferentes regiones eléctricas del país y mantener el intercambio con el Sistema Eléctrico Regional. Su expansión debe anticipar la evolución conjunta de la demanda, la generación y las condiciones operativas del Sistema Interconectado Nacional (SIN), de manera que la red disponga de capacidad suficiente para operar con seguridad, calidad y confiabilidad.

Durante el horizonte 2026–2040 se prevé un crecimiento sostenido de la demanda, acompañado de una mayor participación de generación renovable, principalmente solar, eólica e hidroeléctrica. Debido a su localización geográfica y variabilidad horaria y estacional, esta transformación de la matriz energética modifica la magnitud y dirección de los flujos, incrementa las transferencias entre regiones y exige mayores recursos para el control de tensión y el suministro de potencia reactiva. En consecuencia, la suficiencia del SPT no puede evaluarse únicamente mediante la cargabilidad de líneas y transformadores, sino que también requiere considerar su desempeño ante contingencias N-1, la reserva reactiva, las pérdidas, la generación obligada y la capacidad de evacuación de las distintas zonas.

El presente Plan de Expansión analiza estas condiciones mediante escenarios representativos de corto y largo plazo. Para el periodo 2026–2029 se identifican necesidades inmediatas relacionadas con la capacidad de transformación en las subestaciones San Bartolo y Boquerón III, el soporte reactivo en las áreas de Panamá y Llano Sánchez, y el fortalecimiento del corredor Mata de Nance–Boquerón III–Progreso–Frontera. Estas obras permiten corregir restricciones locales, reducir la dependencia de medidas operativas y facilitar la incorporación de nueva generación.

En el horizonte 2030–2040, los resultados muestran una reducción progresiva de los márgenes operativos. El aumento de las transferencias hacia los principales centros de carga incrementa el consumo de potencia reactiva y las pérdidas en los corredores existentes. Posteriormente, algunos escenarios dejan de alcanzar una condición operativa aceptable y otros presentan déficits de reserva reactiva, lo que evidencia que la restricción evoluciona desde una necesidad localizada de soporte hacia una limitación estructural de transferencia.

A partir de este diagnóstico se comparan alternativas de expansión basadas en compensación reactiva, construcción de circuitos paralelos, generación obligada y desarrollo de una cuarta línea de transmisión en 230 kV o 500 kV. La evaluación permite diferenciar las medidas que corrigen condiciones locales o transitorias de aquellas que incorporan una nueva trayectoria de transporte y aumentan estructuralmente la capacidad del sistema.

El propósito del Plan es establecer una secuencia coordinada de inversiones que atienda las restricciones identificadas en el momento requerido, reduzca la dependencia de redespachos y generación desplazada, y prepare al SPT para integrar el crecimiento futuro

de la demanda y la generación. Las recomendaciones se sustentan en indicadores técnicos verificables, de modo que las fechas y características de las obras puedan actualizarse conforme evolucione el SIN.

CAPÍTULO 2
RESUMEN EJECUTIVO

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

2. RESUMEN EJECUTIVO

Plan de Expansión del Sistema Principal de Transmisión · 2026–2040

MENSAJE CENTRAL El sistema puede atender las primeras etapas del horizonte con las obras de corto plazo, pero las señales operativas muestran una reducción progresiva de los márgenes. Las restricciones evolucionan desde necesidades localizadas de transformación, evacuación y soporte reactivo hacia una limitación estructural de transferencia. Por ello, las medidas locales son indispensables en 2026–2029 y la cuarta línea de transmisión (4LT) debe desarrollarse como la solución estructural del largo plazo. La ejecución de esta secuencia representa una inversión programada de B/. 1,989.2 millones; el 57.9 % se concentra entre 2025 y 2029, mientras que los hitos de la cuarta línea generan una segunda presión financiera en 2034 y 2036.

2.1 Alcance y lectura ejecutiva

El Plan evalúa el desempeño del SPT para el periodo 2026–2040 mediante escenarios estacionales, despachos representativos, flujos de potencia, contingencias N-1 y análisis de reserva reactiva. El diagnóstico distingue dos horizontes: el corto plazo, donde deben completarse proyectos ya identificados para corregir restricciones inmediatas; y el largo plazo, donde el crecimiento de la demanda, la concentración geográfica de la generación y el aumento de las transferencias requieren una expansión de alcance nacional.

2029	**121 %**	**90.6 %**	**≈2,000 MW**
Solar: 60 % seca / 58 % lluviosa	Máxima sobrecarga N-1 del corredor occidental	Reducción de generación obligada con compensación 2028–2029	Transferencia Central-Oriente en el punto crítico

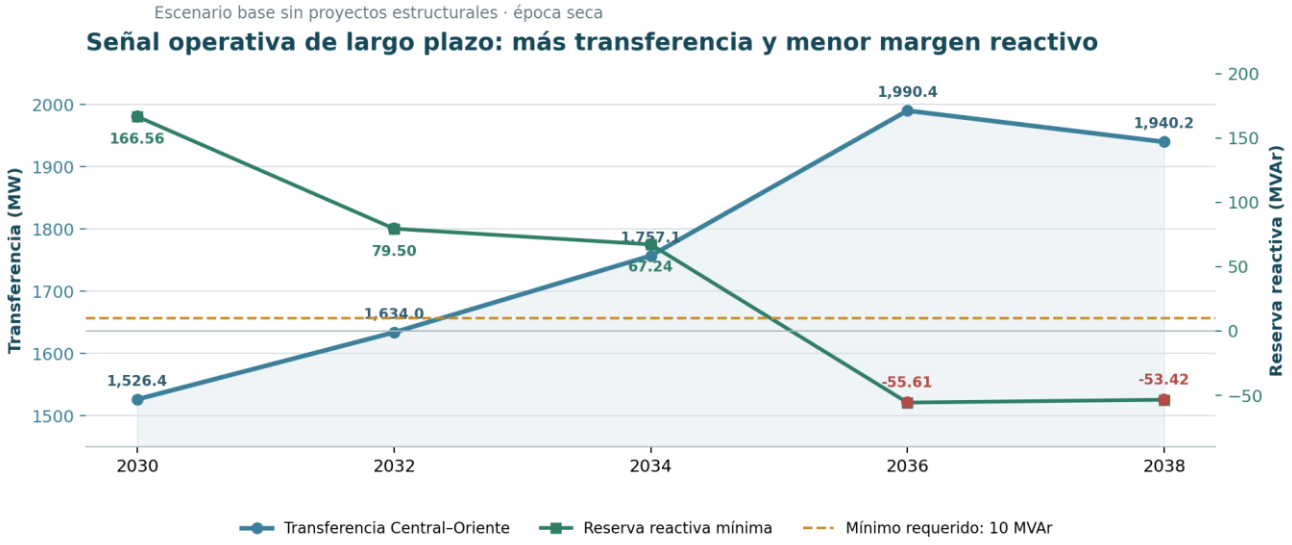
2.2 Señales de operación futura

La expansión de la oferta renovable no elimina la necesidad de transmisión. En 2029 la generación solar representa aproximadamente 60 % del despacho en época seca y 58 % en época lluviosa. Esta concentración horaria, combinada con la ubicación de los proyectos y la variación estacional de la hidroelectricidad, incrementa la sensibilidad del SIN a cambios de irradiancia, sobreoferta, restricciones de evacuación y déficits de soporte reactivo. La reducción de 299 MW solares identificada para 2029 corresponde a sobreoferta de generación y no a sobrecarga de las líneas evaluadas. En el largo plazo, la señal se profundiza: los casos lluviosos del caso base dejan de presentan condiciones de inoperatividad desde 2034.

Tabla 2.1 Señales Operativas

Señal	Evidencia	Implicación para la planificación
Crecimiento de transferencias	Central–Oriente aumenta de 1,526.4 MW (2030 seca) a 1,990.4 MW (2036 seca).	Mayor exigencia sobre los corredores que abastecen los centros de carga.
Pérdida de margen reactivo	La reserva mínima cae de 67.24 MVAr (2034 seca) a −55.61 MVAr (2036 seca).	La tensión puede permanecer admisible, pero sin margen suficiente ante aumentos de flujo o contingencias.
Consumo reactivo de líneas	Siete líneas supervisadas pasan de 252.0 MVAr (2034) a 456.4 MVAr (2036).	Las líneas absorben más MVAr y trasladan el requerimiento de soporte hacia las áreas receptoras.

Gráfico 2.1 Evolución de la transferencia Central–Oriente vs la Reserva Reactiva



2.3 Diagnóstico y necesidades inmediatas del SPT

En el corto plazo, las líneas y transformadores generales permanecen por debajo de sus límites en los casos analizados; sin embargo, la seguridad no puede evaluarse únicamente con MW o MVA. Las restricciones determinantes aparecen ante contingencias, concentración de generación y agotamiento de la reserva reactiva. Las siguientes actuaciones atienden causas diferentes y deben ejecutarse de forma coordinada.

Tabla 2.2 Necesidades Prioritarias

Zona o necesidad	Diagnóstico técnico	Respuesta requerida
S/E San Bartolo	Con un transformador, el devanado de 34.5 kV alcanza 132 %. Con T1+T2, la salida de una unidad lleva el equipo remanente a 106 %.	Instalar T2 para suficiencia en N y T3 para capacidad firme N-1. Con tres unidades, la máxima carga N-1 baja a 51 %.
S/E Boquerón III	Sin T2, la transformación de la barra B alcanza 97 % en máxima generación; más de 98 % de la inyección de la barra corresponde a generación.	Restituir T2. La carga se distribuye en torno a 49 % por unidad y el remanente opera alrededor de 78 % ante N-1.
Panamá–Panamá II–Llano Sánchez	Los casos secos presentan déficits reactivos y los lluviosos pueden no converger sin ajustes de despacho.	Incorporar bancos de 80+80+60 MVAr desde 2028 y STATCOM Panamá III de 240 MVAr desde 2029.
Mata de Nance–Boquerón III–Progreso–Frontera	La red cumple en N, pero la salida de 230-9A o 230-25A produce sobrecargas de 102 %, 104 % y hasta 121 %.	Completar el refuerzo del corredor. La matriz analizada reduce la máxima cargabilidad N-1 a aproximadamente 70 %.

CRITERIO OPERATIVO La generación desplazada y el redespacho preservan temporalmente la seguridad, pero no sustituyen la expansión. Mientras persista la restricción, la nueva generación aumentará la magnitud o duración de las reducciones de producción, especialmente de fuentes renovables con costo variable de despacho cero.

2.4 Generación obligada y dependencia operativa

La generación obligada es el ajuste del despacho requerido para recuperar criterios de calidad y seguridad. Su magnitud funciona como una señal económica y técnica: cuanto mayor y más recurrente sea el redespacho, menor es la suficiencia estructural de la red y mayor la exposición a costos operativos y desplazamiento de generación renovable.

Tabla 2.3 Resumen de Generación Obligada

Horizonte o escenario	Generación obligada	Lectura ejecutiva
Corto plazo: 2026 lluviosa	147 MW	Primera señal relevante de ajuste de despacho.
Corto plazo: 2027 lluviosa	225 MW	Mayor requerimiento de los escenarios generales 2026–2029.
Compensación 2028–2029	641 »» 60MW	Los bancos y el STATCOM reducen 581 MW acumulados, equivalentes a 90.6 %.
Sin 4LT: 2034 lluviosa	148 MW	Comienza una dependencia operativa asociada al punto de quiebre.
Sin 4LT: 2038 seca / lluviosa	272 MW / 614 MW	La medida operativa adquiere carácter recurrente y de gran magnitud.
4LT 230 kV: 2036 / 2038 lluviosa	85 MW / 292 MW	La nueva ruta reduce el redespacho, pero no lo elimina si actúa sin compensación adicional.
4LT 230 kV + compensación	0 MW en los casos evaluados	La combinación de capacidad activa y soporte reactivo elimina la generación obligada modelada.

2.5 Límites funcionales de transferencia y comportamiento de los corredores

El Plan no identifica un único límite nacional de transferencia expresado en MW. La capacidad efectiva depende del despacho, la estación, la topología, el soporte reactivo y la contingencia analizada. Por ello, el límite funcional se reconoce cuando el sistema incumple N-1, agota la reserva reactiva, requiere redespachos crecientes o deja de encontrar una solución operativa.

Tabla 2.4 Limitaciones de transferencia

Indicador	Escenario base	Con nueva ruta
Corredor occidental N-1	Salida 230-9A: 230-10 llega a 121 % y 230-25A a 104 %. Salida 230-25A: 230-9A llega a 102 %.	El refuerzo mostrado limita la máxima carga a aproximadamente 70 %.
Central–Oriente, 2038 seca	1,940.2 MW	4LT 230 kV: 1,575.9 MW (−18.8 %). 4LT 500 kV: 1,396.4 MW.
Flujo por la 4LT	No aplica	230 kV: 371.3 MW en seca y 543–611 MW en lluviosa. 500 kV: 547.6 MW en seca y 908.5 MW en lluviosa.
Compensación sin nueva línea, 2038 lluviosa	Central–Oriente alcanza 2,240 MW y se requieren hasta 960 MVAr.	La 4LT reduce la carga de los corredores existentes y el volumen de compensación complementaria.

2.6 Comparación técnica de las alternativas de largo plazo

Tabla 2.5 Aspectos Relevantes de las Alternativas de Largo Plazo

Alternativa	Efecto principal	Limitación o condición
Compensación reactiva	Recupera la reserva de tensión y permite convergencia.	No reduce materialmente los MW transportados; requiere hasta 960 MVAr distribuidos en 2038 lluvioso.
Circuitos paralelos	Descargan tramos específicos y reducen pérdidas por reparto local.	Requiere cinco obras lineales y 270 MVAr en 2038 lluvioso; reserva mínima de 19.90 MVAr.
4LT en 230 kV	Incorpora una trayectoria nacional adicional y descarga los corredores existentes.	Con generación obligada requiere 85 MW en 2036 y 292 MW en 2038 lluviosos.
4LT 230 kV + compensación	Combina transferencia activa y soporte local; elimina redespacho en los casos evaluados.	Requiere 90 MVAr en 2036 y 420 MVAr en 2038 lluviosos; márgenes de 21.14 y 21.76 MVAr.
4LT operando en 500 kV	Mayor capacidad de transferencia, mayor descarga de la red y mayores reservas.	Exige reactores, maniobras y coordinación de tensión por el efecto capacitivo del corredor.

2.7 Criterio de decisión y recomendación

El punto de quiebre del escenario de referencia ocurre en 2034 para la época lluviosa y en 2036 para la época seca. Estas fechas no deben interpretarse como umbrales rígidos: la necesidad puede adelantarse o retrasarse si cambian la demanda, la generación, la topología o las fechas de los proyectos. La señal de decisión debe basarse en condiciones eléctricas observables.

CONDICIÓN DE INDISPENSABILIDAD DE LA 4LT La nueva línea se vuelve indispensable cuando la restricción deja de ser local o exclusivamente reactiva y pasa a limitar estructuralmente las transferencias: casos inoperables, incumplimiento N-1 o reserva inferior al mínimo que no puedan corregirse con medidas locales de alcance razonable. La decisión se refuerza cuando coinciden de forma persistente al menos tres señales: transferencias crecientes, compensación masiva y distribuida, múltiples circuitos paralelos, generación obligada recurrente, desplazamiento de renovables o utilización significativa de la nueva ruta en los estudios.

Recomendación técnica. Ejecutar las obras de corto plazo como condición habilitante y avanzar desde ahora con el desarrollo de la 4LT, debido a que su ciclo de estudios, permisos, servidumbres, contratación, construcción y puesta en servicio puede requerir aproximadamente ocho años. La solución en 230 kV constituye la configuración mínima que añade una ruta estructural; su operación en 500 kV deberá adoptarse cuando las transferencias, la reducción de reserva o los estudios N-1 demuestren que la alternativa en 230 kV depende de generación obligada o compensación creciente para mantener la seguridad. La fecha final y el nivel de tensión deben actualizarse mediante indicadores técnicos y no únicamente por año calendario.

SEGUIMIENTO TÉCNICO La fecha y el nivel de tensión de la solución deberán revisarse con la evolución real de la demanda y la generación, las transferencias Occidente–Centro y Central–Oriente, las pérdidas, el consumo de MVAr, la matriz N-1, la reserva mínima de 10 MVAr y el costo acumulado de la generación obligada.

2.8 Inversión requerida y perfil anual de desembolsos

El programa financiero consolidado asciende a B/. 1,989.2 millones para el periodo 2025–2037. Este monto corresponde a inversión de capital programada y no a costos operativos anuales. La composición evidencia que el 89.6 % se concentra en la expansión del sistema de transmisión de corto y largo plazo; el resto corresponde a reposiciones, comunicaciones, planta general, conexión y adquisiciones. Los valores provienen del cronograma de desembolsos actualizado a julio de 2026 y deben revisarse conforme avancen los diseños, licitaciones y contratos.

Tabla 2.6 Composición de la Inversión Programada

Componente	Inversión (B/. millones)	Participación	Lectura ejecutiva
Expansión de corto plazo	827.4	0.416	Obras habilitantes y refuerzos requeridos principalmente hasta 2030.
Expansión de largo plazo	953.9	0.48	Incluye la cuarta línea y su posterior energización a 500 kV.
Reposición	139	0.07	Sustitución de activos críticos y reducción del riesgo por obsolescencia.
Otros programas	68.9	0.035	Comunicaciones, planta general, conexión y adquisiciones.

La programación presenta dos ciclos de mayor exigencia financiera. El primero ocurre entre 2025 y 2029, con B/. 1,152.0 millones, equivalentes al 57.9 % del total; dentro de este bloque, 2026 registra B/. 399.0 millones y constituye el máximo del corto plazo. El segundo ciclo se concentra en 2034, con B/. 609.8 millones, principalmente por la construcción de la cuarta línea, y en 2036, con B/. 190.3 millones asociados a su energización a 500 kV. En conjunto, ambos hitos representan B/. 786.9 millones de inversión directa en la cuarta línea, equivalente al 39.6 % del programa consolidado.

Gráfico 2.2 Perfil anual de desembolsos



Tabla 2.7 Concentración temporal de los desembolsos

Periodo / hito	Desembolso	Peso del total	Implicación
2025–2029	B/. 1,152.0 millones	0.579	Exige continuidad presupuestaria para evitar que retrasos acumulados preserven restricciones y redespachos.
2034 y 2036	B/. 800.1 millones	0.402	Requiere preparar con anticipación financiamiento, permisos, servidumbres y contratación de la cuarta línea.

LECTURA DE COSTOS ANUALES. Los años con desembolso nulo o reducido no significan ausencia de necesidades técnicas; reflejan la programación financiera vigente y la concentración de pagos en hitos específicos. La principal exposición es de ejecución: diferir las obras prioritarias puede trasladar inversión hacia años posteriores y prolongar costos de generación obligada, restricciones de transferencia, pérdidas y desplazamiento de generación renovable. Estos costos operativos evitables no están cuantificados

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 3
CONFIGURACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

3. CONFIGURACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

3.1 Descripción general

El Sistema Principal de Transmisión (SPT), constituye la infraestructura estratégica para el transporte de energía eléctrica a nivel nacional. Este sistema permite la interconexión de los centros de generación con las empresas distribuidoras, los grandes clientes y las interconexiones regionales que forman parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La red está integrada principalmente por líneas de transmisión de 230 kV y 115 kV, subestaciones, transformadores de potencia, equipos de compensación reactiva y sistemas de protección y control, distribuidos estratégicamente a lo largo del territorio nacional.

La infraestructura existente permite transportar la energía desde las principales zonas de generación hacia los centros de consumo, integrar las distintas regiones eléctricas del país y mantener condiciones adecuadas de seguridad, confiabilidad y calidad del servicio.

3.2 Líneas de Transmisión

La red de 230 kV constituye el eje troncal del sistema eléctrico panameño. Mediante sus principales corredores de transmisión, conecta las regiones occidental, central y oriental del país, permitiendo el transporte de grandes bloques de energía hacia los principales centros de carga.

Entre estos corredores se encuentran las redes asociadas a Bayano–Panamá, Panamá–Mata de Nance, Panamá II–Guasquitas, Changuinola y la Tercera Línea de Transmisión. Asimismo, la red permite la interconexión eléctrica con Costa Rica y la integración de instalaciones ubicadas en las regiones atlántica y occidental del país.

Esta configuración facilita el intercambio de energía entre regiones y contribuye a fortalecer la confiabilidad operativa del SIN. No obstante, debido a la concentración geográfica de la generación y la demanda, algunos corredores desempeñan un papel crítico en el transporte de energía y en la seguridad operativa del sistema.

Tabla 3.1 Líneas del Sistema de Transmisión 230kV

LINEA	NOMBRE DE LINEA	ID	SUBESTACIONES	LONGITUD (Km.)	CAPACIDAD (MVA) N/N-1
LINEAS 230KV DOBLE CIRCUITO	Linea Bayano - Panama	230-1A	BAYANO - PACORA (1)	50.88	202/349
		230-1B	PACORA - PANAMA II (1)	19.01	202/349
		230-1C	PANAMA II - PANAMA	13.09	335/354
		230-2A	BAYANO - 24 DICIEMBRE (1)	59.68	202/349
		230-2B	24 DICIEMBRE - PANAMA II (1)	10.67	202/349
		230-2C	PANAMA II - PANAMA	13.09	335/354
	Linea 1 - Panama - Mata de Nance	230-3A	PANAMA - CHORRERA	40.48	249/374
		230-3B	CHORRERA - EL HIGO	60.81	249/374
		230-3C	EL HIGO - LLANO SANCHEZ	81.93	249/374
		230-4A	PANAMA - CHORRERA	40.48	249/374
		230-4B	CHORRERA - EL HIGO	60.81	249/374
		230-4C	EL HIGO - LLANO SANCHEZ	81.93	249/374
		230-5A	LLANO SANCHEZ - VELADERO	110.65	249/374
		230-6A	LLANO SANCHEZ - BELLA VISTA (6)	107.97	249/374
		230-6B	BELLA VISTA - VELADERO (6)	8.66	249/374
		230-5B	VELADERO - MATA NANCE (10)	85.60	611/648
		230-6C	VELADERO - MATA NANCE (10)	85.60	611/648
	Linea Fortuna - Mata de Nance	230-7	MATA NANCE - FORTUNA	37.72	249/374
		230-8	MATA NANCE - FORTUNA	37.72	249/374
	Linea 2 - Panama II - Guasquita	230-14A	LLANO SANCHEZ - SAN BARTOLO	68.20	279/505
		230-14B	S. BARTOLO - VELADERO	42.89	279/505
		230-15A	LLANO SANCHEZ - SAN BARTOLO	68.20	279/505
		230-15B	S. BARTOLO - VELADERO	42.89	279/505
		230-16	VELADERO - GUASQUITA (9)	84.81	505/505
		230-17	VELADERO - GUASQUITA (9)	84.81	505/505
		230-12A	PANAMA II - PANAMA III (4)(5)(11)	14.75	279/505
		230-12B	PANAMA III - TAP BURUNGA - EL COCO (4)(5)(11)	135.58	279/505
		230-12C	EL COCO - LLANO SANCHEZ (4)(11)	44.65	279/505
		230-13A	PANAMA II - PANAMA III (4)(11)	14.75	279/505
		230-13B	PANAMA III - EL COCO (11)	135.58	279/505
		230-13C	EL COCO - LL.SANCHEZ (4)(11)	44.65	279/505
	Linea Interconexion Changuinola	230-20A	FORTUNA - LA ESPERANZA (2)	97.43	307/374
		230-20B	LA ESPERANZA - CHANGUINOLA (2)	24.66	307/374
		230-29	GUASQUITA - CAÑAZAS (2)	45.57	279/505
		230-30	CAÑAZAS - CHANGUINOLA (2)	78.38	307/374
	Tercera Linea	230-47A	PANAMA - PANAMA III	2.48	505/505
		230-48A	PANAMA - PANAMA III	2.48	505/505
		230-47B	PANAMA III - CHORRERA	35.32	505/505
		230-48B	PANAMA III - CHORRERA	35.32	505/505
		230-49A	CHORRERA - ANTÓN IV	95.20	505/505
		230-49B	ANTÓN IV - LLANO SANCHEZ	60.99	505/505
		230-50	CHORRERA - LLANO SANCHEZ	156.19	505/505
		230-51	VELADERO - LLANO SANCHEZ	111.38	505/505
		230-52	VELADERO - LLANO SANCHEZ	111.38	505/505
	Sabanitas - Panama II	230-54A	SABANITAS - PANAMA II	50.11	505/505
		230-55A	SABANITAS - PANAMA II	50.11	505/505
	Cristobal - Sabanitas	230-54B	CRISTOBAL - SABANITAS	14.833	770/822
	Telfers - Sabanitas	230-55B	TELFERS -SABANITAS	14.853	770/822
	Cristobal - Telfers	230-55C	CRISTOBAL - TELFERS	1.12	770/822
	Sabanitas - Panama III	230-58	SABANITAS - PANAMA III	46.098	1000/1000
		230-59	SABANITAS - PANAMA III	46.098	1000/1000
	Telfers - Sabanitas	230-62	TELFERS -SABANITAS	17.33	770/822
CIRCUITO SENCILLO	Linea Mata de Nance - Frontera	230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III	24.17	249/374
		230-9B	BOQUERON III - PROGRESO	29.95	249/374
		230-10	PROGRESO - FRONTERA	9.81	193/374
	Interconexion Fortuna	230-18	GUASQUITAS - FORTUNA	16.41	279/505
	Interconexion Changuinola - Costa Rica	230-21	CHANGUINOLA - FRONTERA	13.51	307/374
		Total 230KV		2979.73	

Figura 3.1 Evolución de la longitud del Sistema de Transmisión 230kV



230 kV – LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

N°	Año	Línea / Proyecto	Incremento (km)	Km acumulados (km)
1	1976	LT Panamá – Bayano	166.42	166.42
2	1978	LT1 Panamá – Mata de Nance ET1	593.72	760.14
3	1979	LT1 Panamá – Mata de Nance ET2	171.20	931.34
4	1984	LT Fortuna – Mata de Nance	75.44	1,006.78
5	1986	LT Frontera – Mata de Nance	63.93	1,070.71
6	2003	LT Fortuna – Guasquita	16.41	1,087.12
7	2004	LT2 Panamá II – Guasquita ET1	391.80	1,478.92
8	2006	LT2 Panamá II – Guasquita ET2	389.96	1,868.88
9	2009	LT Interconexión Changuinola ET1	122.09	1,990.97
10	2011	LT Changuinola – Costa Rica	13.51	2,004.48
11	2012	LT Interconexión Changuinola ET2	123.95	2,128.43
12	2017	LT3 Mata de Nance – Panamá II	610.74	2,739.17
13	2018	LT Torre 4 – Panamá II	131.02	2,870.19
14	2024	LT Sabanitas – Panamá III	92.19	2,962.39
15	2025	LT Sabanitas – Telfers	17.33	2,979.72

La red de 115 kV complementa la infraestructura troncal mediante funciones de transmisión regional, alimentación de cargas específicas y respaldo operativo. Esta red enlaza instalaciones como Cáceres, Santa Rita, Las Minas, Chilibre, Caldera y Charco Azul, e incluye tanto líneas aéreas convencionales como enlaces subterráneos ubicados principalmente en áreas urbanas o de alta sensibilidad operativa.

Tabla 3.2 Líneas del Sistema de Transmisión 115kV

LINEA	NOMBRE DE LINEA	ID	SUBESTACIONES	LONGITUD (Km.)	CAPACIDAD (MVA) N/N-1
LINEAS DE 115KV – DOBLE CIRCUITO	Linea Caceres - Las Minas 1	115-1A	CACERES - STA. RITA	47.81	150/177
		115-2A	CACERES - STA. RITA	47.81	150/177
		115-1B	STA. RITA - CATIVA 2 (7)(8)	6.69	211/211
		115-1C	CATIVA 2 - LAS MINAS 1 (7)(8)	0.96	211/211
		115-2B	STA. RITA - LAS MINAS 1 (8)	6.90	211/211
	Linea Panama - Las Minas 2	115-3A	PANAMA - CHILIBRE (3)	22.85	168/211
		115-3B	CHILIBRE - LAS MINAS 2 (3)	32.08	168/211
		115-4A	PANAMA - CEMENTO PANAMA (3)	31.18	168/211
		115-4B	CEMENTO PANAMA - LAS MINAS 2 (3)	25.41	168/211
	Linea Mata de Nance - Caldera	115-15	MATA NANCE - CALDERA	25.32	102/177
		115-16	MATA NANCE - CALDERA	25.32	102/177
CIRCUITO SENCILLO	Linea 1 - Panama - Caceres	115-12	PANAMA - CACERES	0.81	120/177
	Interconexion La Estrella - Los Valles	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	6.18	93/175
		115-18	CALDERA - LOS VALLES	1.70	93/175
	Linea Estacion de Bombeo	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	0.50	93/175
	Interconexion Charco Azul	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL	30.00	93/175
	Linea Subterranea - Panama - Caceres	115-37	PANAMA - CACERES SUBT.	0.81	142/178
	Linea Subterranea - Panama - Caceres	115-62	PANAMA - CACERES SUBT.	0.81	156.3/210
TOTAL 115KV				313.14	

Figura 3.1 Evolución de la longitud del Sistema de Transmisión 115kV



115 kV – LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

N°	Año	Proyecto	Incremento (km)	Km acumulados (km)
1	1970	LT Panamá – La Minas 1	110.70	110.70
2	1972	LT Panamá – La Minas 2	110.99	221.69
3	1976	LT Panamá – Cáceres	0.81	222.50
4	1979	LT Mata de Nance – Caldera	58.52	281.02
5	1988	LT Progreso – Charco Azul	30.00	311.02
6	2008	LT Panamá – Cáceres (Subterránea)	0.81	311.83
7	2025	LT Panamá – Cáceres (Subterránea 2)	0.81	312.64
–		TOTAL	312.64	312.64

3.3 Subestaciones y Capacidad de Transformación

El SPT dispone de subestaciones reductoras ubicadas estratégicamente en el territorio nacional. Entre las principales instalaciones se encuentran Panamá, Panamá II, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, Progreso, Changuinola, Caldera, Boquerón III y San Bartolo.

Estas subestaciones permiten realizar funciones de transformación de tensión, maniobra, protección y distribución de los flujos de potencia entre los diferentes niveles de operación del sistema.

La infraestructura de transformación está conformada por transformadores de potencia con diferentes relaciones y capacidades nominales, los cuales permiten la interconexión entre las redes de 230 kV, 115 kV y 34.5 kV. Esta infraestructura proporciona la flexibilidad requerida para atender la demanda, integrar nueva generación y mantener la continuidad del servicio ante diferentes condiciones operativas.

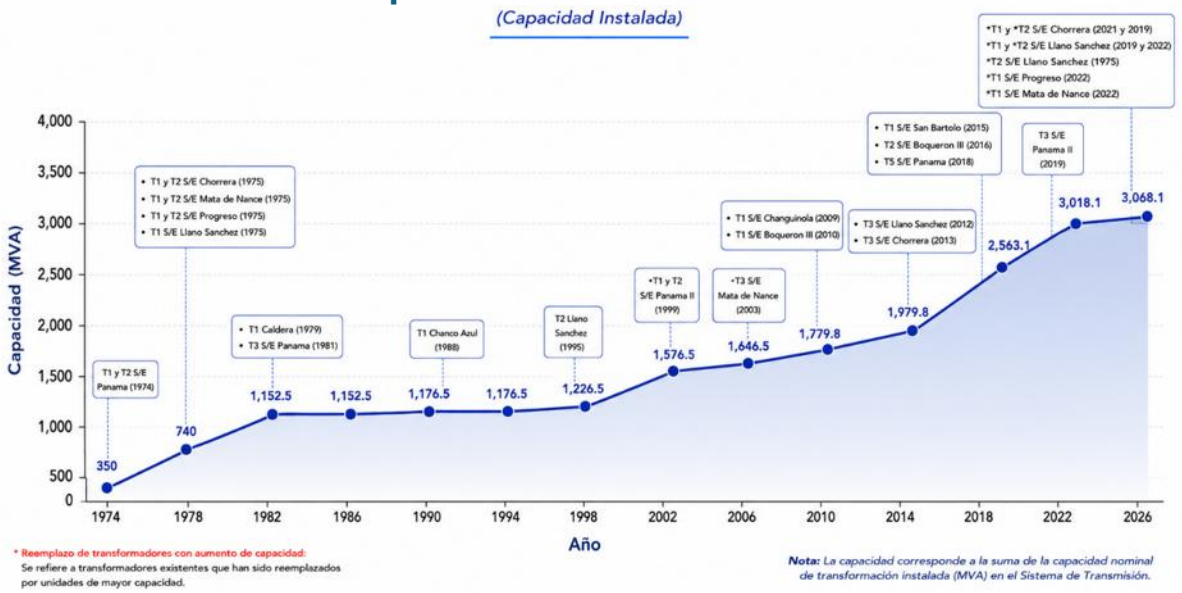
Adicionalmente, el sistema dispone de subestaciones seccionadoras destinadas principalmente a la maniobra y segmentación de la red troncal. Entre ellas se encuentran Cáceres, Santa Rita, Guasquitas, Veladero, El Higo, Cañazas, Sabanitas, Panamá III, El Coco, Bella Vista y Esperanza.

Tabla 3.3 Subestaciones reductoras y transformadores

No. de S/E	SUBESTACION	No.	MVA	TENSIÓN (kV)			ENTRADA EN OPERACIÓN
				ALTA	BAJA	TERCIARIA	
1	PANAMA 2	T1	175	230	115	13.8*	1999
		T2	175	230	115	13.8*	2021
		T3	175	230	115	13.8*	2019
2	PANAMA	T1	175	230	115	13.8*	1993
		T2	175	230	115	13.8*	2021
		T3	350	230	115	13.8*	1981
		T4	350	230	115	13.8*	2018
3	CHORRERA	T1	100	230	115	34.5	2021
		T2	100	230	115	34.5	2019
		T3	100	230	115	34.5	2013
4	LLANO SANCHEZ	T1	100	230	115	34.5	2019
		T2	70/60/50	230	115	34.5	2022
		T3	70/60/50	230	115	34.5	2012
5	MATA DE NANCE	T1	100	230	115	34.5	1975
		T2	70/60/50	230	115	34.5	2012
		T3	70/60/50	230	115	34.5	2003
6	PROGRESO	T1	100	230	115	34.5	2022
		T2	50	230	115	34.5	1975
7	CHARCO AZUL	T1	24	115	4.16	-	1988
8	CHANGUINOLA	T1	50	230	115	34.5	2009
		T2	50	230	115	34.5	2024
9	CALDERA	T1	62.5	115	34.5	-	2010
10	BOQUERON III	T1	83.3	230	34.5	-	2010
		T2**	83.3	230	34.5	-	-
		T3	83.3	230	34.5	-	2016
11	SAN BARTOLO	T1	150/50/100	230	115	34.5	2015

Nota: Los transformadores identificados con asterisco se encuentran fuera de servicio.

Figura 3.2 Evolución de la capacidad de transformación del Sistema de Transmisión



3.4 Compensación Reactiva

El SPT dispone de equipos de compensación reactiva instalados en subestaciones estratégicas, entre los que se incluyen bancos de capacitores, reactores en derivación y compensadores estáticos síncronos (STATCOMs).

Los bancos de capacitores suministran potencia reactiva para contribuir al sostenimiento de los niveles de tensión, particularmente en condiciones de alta demanda o elevada transferencia de potencia. Los reactores permiten controlar las sobretensiones que pueden presentarse durante condiciones de baja demanda o energización de líneas, mientras que los equipos STATCOM proporcionan una respuesta automática ante variaciones rápidas de tensión y contingencias.

En conjunto, estos recursos permiten mantener los perfiles de tensión dentro de los rangos establecidos, reducir la dependencia del soporte reactivo proporcionado por los generadores y fortalecer la estabilidad de tensión del sistema.

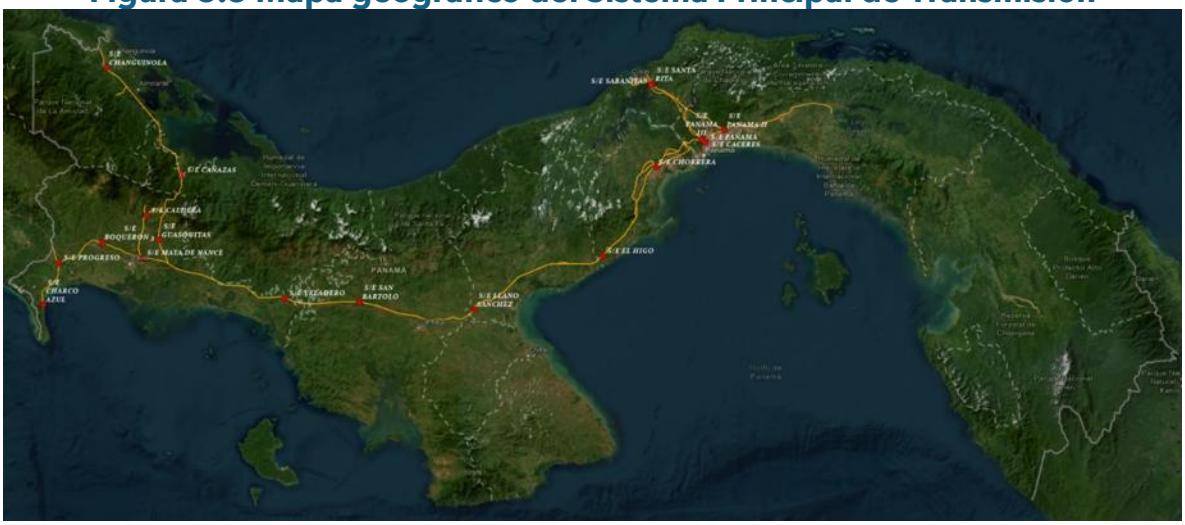
Tabla 3.4 Compensación reactiva instalada en el SPT

SUBESTACION	VOLTAJE (kV)	COMPENSACIÓN (Mvar)		
		CAPACITIVA	REACTORES	STATCOM
PANAMA	115	40	–	–
PANAMA II	230	180	–	120
PANAMA II	115	40	–	–
CHORRERA	230	90	–	–
SAN BARTOLO	230	60	–	–
LLANO SANCHEZ	230	120	-60	120
LLANO SANCHEZ	34.5	–	-20	–
MATA DE NANCE	34.5	–	-40	–
VELADERO	230	90	-60	–
GUASQUITA	230	–	-60	–

- Capacitores totales instalados: **620 Mvar (aprox.)**
- Reactores total instalados: **-300 Mvar (aprox.)**
- STATCOM instalados: **240 Mvar**

Equipos que mejoran el perfil de voltaje y la estabilidad del sistema.

Figura 3.3 Mapa geográfico del Sistema Principal de Transmisión



3.5 Esquemas de protección especial y acciones remediales

La operación segura del SIN requiere mecanismos automáticos capaces de responder ante contingencias que puedan provocar sobrecargas, desviaciones de tensión o frecuencia, pérdida de estabilidad o propagación de perturbaciones.

Para atender estas condiciones, el sistema cuenta con Esquemas de Protección Especial y Acciones Remediales (SPEAR), así como con esquemas automáticos de desconexión de carga, desligue de generación y apertura controlada de interconexiones. Estos esquemas supervisan variables eléctricas y estados operativos previamente definidos y, cuando identifican una condición crítica, ejecutan automáticamente las acciones requeridas para preservar la integridad del sistema.

Los esquemas asociados directamente a la red de transmisión actúan principalmente ante la pérdida de líneas, transformadores o equipos de soporte reactivo. Sus acciones pueden incluir la desconexión selectiva de carga, el desligue de generación o la modificación automática de la configuración de la red, con el propósito de evitar sobrecargas y preservar la estabilidad de tensión.

Entre estos mecanismos adquieren particular relevancia los esquemas asociados a corredores críticos de transmisión, debido a su influencia sobre el transporte de energía entre las regiones del país y sobre los perfiles de tensión del sistema.

Tabla 3.5 Esquemas de protección especial y acciones remediales del SPT

ESQUEMA	CONDICIÓN DE ACTUACIÓN	ACCIÓN REMEDIAL
EDCxPT	• Pérdida del Autotransformador T3 o T5 de S/E Panamá. • Operación en 5 escalones.	**Rechazo escalonado de carga:** 1 20 MW 2 40 MW 3 50 MW 4 50 MW 5 50 MW Capacidad máxima: **210 MW**
EDCxPL	• Pérdida de la línea 115-12 o 115-37. • Activación según flujo de potencia.	**Desligue escalonado según flujo:** 1 177 – 185 MW → Escalón 3 (43 MVA) 2 185 – 200 MW → Escalón 2 y 3 (85 MVA) 3 200 – 215 MW → Escalón 4 y 5 (111 MVA) 4 215 – 225 MW → Escalón 1, 2 y 3 (136 MVA)
SPEAR (ETESA)	• Sobrecargas en el corredor Panamá – Cáceres. • Colapso de voltaje. • Déficit de potencia reactiva (MVARs).	Rechazo de carga para contrarrestar colapso de voltaje y cargabilidad. Rechazo de generación para problemas en el enlace con Costa Rica.

Asimismo, el SIN cuenta con esquemas para responder a pérdidas significativas de generación, desviaciones de frecuencia, bajo voltaje y eventos asociados a las interconexiones regionales. Entre ellos se incluyen:

- esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia;
- esquemas de desconexión de carga por bajo voltaje;
- esquemas de desligue automático de generación;
- esquemas de apertura controlada de interconexiones;
- acciones remediales asociadas a instalaciones de generación o transmisión críticas.

En el ámbito regional, estos mecanismos contribuyen a coordinar la respuesta del SIN ante eventos que puedan afectar al Sistema Eléctrico Regional (SER), limitando la propagación de perturbaciones entre áreas de control y facilitando la recuperación ordenada del sistema.

Las acciones ejecutadas por cada esquema dependen de la naturaleza y magnitud del evento. Por esta razón, su configuración debe revisarse periódicamente para asegurar que responda adecuadamente a la evolución de la demanda, la generación y la topología del sistema de transmisión.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 4
CRITERIOS, ESCENARIOS Y METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

4. CRITERIOS, ESCENARIOS Y METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN

4.1 Enfoque y alcance de la planificación

La planificación de la expansión del sistema de transmisión tiene como objetivo identificar las obras necesarias para atender el crecimiento de la demanda, integrar la nueva generación y garantizar la operación segura, confiable y eficiente del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este proceso permite determinar dónde, cuándo y qué infraestructura debe incorporarse a la red, procurando que las inversiones respondan oportunamente a las necesidades del sistema y que su costo resulte razonable frente a los beneficios obtenidos.

Para el desarrollo del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión se adopta un enfoque dinámico, centralizado y basado en escenarios. El carácter dinámico permite evaluar la evolución de la red durante un horizonte multianual y establecer una secuencia de inversiones; el enfoque centralizado permite analizar el SIN de manera integral, y la utilización de escenarios facilita la evaluación de condiciones futuras y sensibilidades asociadas con la demanda, la generación, la disponibilidad de equipos y el intercambio regional.

La evaluación comprende el Sistema Principal de Transmisión, las instalaciones de conexión que influyen en su desempeño, los proyectos previamente aprobados, las ampliaciones informadas por las empresas distribuidoras y la evolución esperada del parque de generación. Asimismo, se consideran las condiciones operativas que puedan producir máximas transferencias, sobrecargas, desviaciones de tensión, bajos márgenes de estabilidad o requerimientos adicionales de reserva y soporte reactivo.

El horizonte considerado para el PESIN 2026 se extiende de 2026 a 2040. Para efectos del análisis, se divide en corto plazo, correspondiente al periodo 2026–2029, y largo plazo, correspondiente al periodo 2030–2040. Esta separación permite diferenciar las necesidades inmediatas, generalmente asociadas con proyectos aprobados o en ejecución, de las soluciones estructurales que deben evaluarse para atender la evolución futura del SIN.

4.2 Marco Normativo y principios aplicables

La planificación de la expansión se desarrolla dentro del marco establecido por el Reglamento de Transmisión, el Reglamento de Operación, las normas de diseño del sistema de transmisión y las demás disposiciones regulatorias aplicables. Estos instrumentos definen las responsabilidades de ETESA, los requerimientos de seguridad y calidad, las condiciones para la expansión del SPT y los criterios que deben cumplir las nuevas instalaciones.

El Reglamento de Transmisión establece que la expansión debe responder a las necesidades del SIN y considerar la evolución de la demanda, la generación, las redes de distribución y las interconexiones. De igual forma, dispone la coordinación con los agentes y la evaluación de los proyectos requeridos para mantener la calidad, seguridad y confiabilidad del servicio de transmisión.

La aplicación de la normativa se complementa con criterios técnicos de planificación que permiten evaluar condiciones no desarrolladas expresamente en la regulación, tales como la inercia mínima de referencia, la respuesta efectiva de frecuencia o los márgenes de estabilidad de tensión. Cuando se utilicen estos valores, deberá diferenciarse claramente entre un requerimiento normativo y una referencia técnica empleada para los estudios.

Tabla 4.1 Normativa

Instrumento	Aplicación en la planificación
Reglamento de Transmisión	Define el alcance, las responsabilidades y las condiciones generales para la expansión del SPT.
Reglamento de Operación	Establece los requisitos de seguridad y coordinación para la operación del SIN.
Normas de diseño	Determinan los requisitos técnicos aplicables a nuevas líneas, subestaciones y equipos.
Plan de Expansión vigente	Define los proyectos aprobados que forman parte de la configuración futura.
Criterios de la SNE	Orientan las premisas, escenarios y políticas consideradas en el PESIN 2026.

4.3 Horizontes de Planificación

4.3.1 Corto Plazo: 2026-2029

El análisis de corto plazo verifica la capacidad de la red para atender las condiciones previstas durante los primeros cuatro años del horizonte. En esta etapa se consideran los proyectos aprobados en planes anteriores, las obras en ejecución, sus fechas actualizadas de entrada en operación y las ampliaciones cuya implementación resulta necesaria para corregir restricciones inmediatas.

La planificación de corto plazo se concentra en determinar si las obras programadas estarán disponibles en el momento requerido y si su alcance resulta suficiente frente a la evolución esperada de la demanda y la generación. También se analizan sensibilidades asociadas con atrasos de proyectos críticos, indisponibilidad de equipos y entrada anticipada o concentración de nueva generación en determinadas zonas.

4.3.2 Largo Plazo: 2030-2040

El análisis de largo plazo parte de la configuración resultante al cierre del corto plazo y evalúa las necesidades estructurales del sistema. En este periodo es posible formular y comparar

diferentes alternativas de expansión, incluyendo nuevas líneas, repotenciaciones, subestaciones, aumentos de transformación, compensación reactiva, dispositivos de control y soluciones de almacenamiento.

Para cada alternativa se verifica su capacidad para atender el crecimiento previsto, eliminar las restricciones identificadas y mantener el cumplimiento de los criterios técnicos durante el horizonte. Las soluciones técnicamente viables se comparan posteriormente mediante criterios económicos, operativos y de robustez, con el propósito de determinar la alternativa recomendada y su fecha requerida de entrada en operación.

Tabla 4.2 Periodos de Estudio

Horizonte	Periodo	Enfoque principal
Corto plazo	2026–2029	Proyectos aprobados, obras en ejecución, restricciones inmediatas y riesgo de atrasos.
Largo plazo	2030–2040	Alternativas estructurales, robustez del sistema, evaluación económica y programación futura.

4.4 Información y premisas de planificación

La elaboración del Plan requiere información consistente, verificable y representativa de las condiciones actuales y futuras del SIN. Cada insumo debe identificarse mediante su fuente, fecha de corte y versión, de manera que los escenarios puedan reproducirse y las decisiones adoptadas mantengan la trazabilidad técnica necesaria.

4.4.1 Base de datos del SIN

La base de datos constituye el modelo eléctrico utilizado para representar la topología del sistema, los niveles de demanda y generación, los parámetros de líneas y transformadores, los equipos de compensación y los sistemas de control. Su actualización se realiza incorporando las instalaciones existentes, las modificaciones confirmadas y los proyectos cuya entrada en operación corresponda con el año analizado.

La información debe permitir la ejecución de estudios de flujo de potencia, cortocircuito, estabilidad de tensión y estabilidad dinámica. Para ello, además de los parámetros estáticos, se requieren modelos validados de generadores, inversores, sistemas de excitación, gobernadores, estabilizadores, compensadores y demás dispositivos que influyan en la respuesta del sistema.

4.4.2 Demanda

El pronóstico de demanda utilizado corresponde al escenario de referencia desarrollado en los Estudios Básicos 2026. Para los estudios de transmisión se utiliza la demanda distribuida

por barra, con base en la información desagregada suministrada por las empresas distribuidoras y los grandes clientes.

La representación espacial de la carga permite identificar la evolución de cada zona y evaluar las necesidades de transporte y transformación. Para cada año se consideran los niveles de demanda máxima, media diurna, media vespertina, media nocturna y mínima, procurando que los valores sean consistentes con la forma esperada de la curva de carga.

4.4.3 Generación

La composición futura de la generación se establece con base en el escenario de referencia del Plan Indicativo de Generación 2026. La representación incluye las unidades existentes, los retiros previstos y los proyectos futuros que cumplen los criterios definidos para su incorporación al estudio.

Para cada proyecto se considera la capacidad instalada, tecnología, punto de conexión y fecha prevista de entrada en operación. La incorporación de proyectos futuros debe mantener coherencia con su condición regulatoria, el avance informado y la disponibilidad de la infraestructura necesaria para su conexión y evacuación.

4.4.4 Red de transmisión y distribución

La configuración futura de la red incorpora los proyectos de transmisión aprobados en planes anteriores, utilizando las fechas de entrada en operación actualizadas conforme a su avance. También se incluyen las ampliaciones de distribución que modifiquen los puntos de interconexión, la distribución espacial de la demanda o los requerimientos de transformación.

Cuando una obra presente incertidumbre en su fecha de ejecución, se desarrollan sensibilidades para evaluar el comportamiento del sistema con y sin el proyecto. Este procedimiento permite identificar la fecha máxima admisible de atraso y las medidas temporales requeridas para mantener la seguridad operativa.

Tabla 4.3 Fuente de Información

Insumo	Fuente principal	Aplicación
Pronóstico de demanda	Estudios Básicos 2026	Carga total, distribución por barra y niveles horarios.
Plan de generación	PIGEN 2026	Despachos, capacidad futura y ubicación de generación.
Red de transmisión	ETESA	Configuración actual, proyectos aprobados y ampliaciones.

Insumo	Fuente principal	Aplicación
Red de distribución	ENSA, EDEMET y EDECHI	Nuevos puntos de conexión y distribución de cargas.
Información operativa	CND	Despachos, reservas, intercambios e indisponibilidades representativas.

4.5 Definición de escenarios

Un escenario representa una condición coherente del SIN para un año y periodo operativo determinado. Cada escenario combina la demanda, el despacho de generación, la topología disponible, los proyectos considerados en servicio, los intercambios regionales y la disponibilidad de equipos relevantes.

La construcción de escenarios permite evaluar no solamente la condición esperada, sino también situaciones que puedan someter a la red a mayores exigencias. De esta forma se identifican proyectos que resultan necesarios bajo diferentes condiciones y se reduce el riesgo de recomendar soluciones dependientes de una única trayectoria de demanda o generación.

4.5.1 Escenario de referencia

El escenario de referencia representa la evolución considerada más probable de la demanda, la generación y la infraestructura eléctrica. Este escenario constituye la base para el diagnóstico del sistema y para la identificación inicial de las restricciones de transmisión.

4.5.2 Escenarios operativos de corto plazo

Para cada año del corto plazo se evalúan condiciones correspondientes a las estaciones seca y lluviosa, combinadas con cinco niveles de demanda. Esta clasificación genera diez condiciones base por año, a las cuales se aplican posteriormente contingencias y sensibilidades.

Tabla 4.4 Escenario Operativos

Estación	Demanda máxima	Media AM	Media PM	Media nocturna	Mínima
Seca	✓	✓	✓	✓	✓
Lluviosa	✓	✓	✓	✓	✓

4.5.3 Sensibilidades

Las sensibilidades permiten evaluar la robustez del Plan ante condiciones diferentes al escenario de referencia. Su selección se orienta hacia las variables que pueden modificar de forma significativa los flujos, los perfiles de tensión o la fecha en que una ampliación resulta necesaria.

- Atraso de proyectos de transmisión considerados críticos.
- Alta producción solar, eólica o hidroeléctrica.
- Indisponibilidad de líneas, transformadores o equipos de soporte reactivo.

4.6 Criterios para la definición de los despachos

Los despachos utilizados en los estudios eléctricos se definen considerando la disponibilidad de las unidades, sus características operativas, el orden de mérito, la condición hidrológica, la producción esperada de las fuentes renovables variables, los intercambios regionales y los requerimientos de reserva.

Para las centrales hidroeléctricas con embalse se considera el valor de oportunidad del agua y la condición estacional. La generación solar se representa durante los periodos diurnos de acuerdo con su perfil esperado, mientras que la generación eólica se incorpora con base en condiciones representativas del recurso y en las correlaciones consideradas para el sistema.

Además de los despachos de mínimo costo, se analizan condiciones críticas que pueden producir mayores exigencias sobre la red. Entre ellas se encuentran la máxima generación en determinadas zonas, la mínima generación síncrona, la máxima transferencia desde el occidente, la exportación regional y los escenarios con reducida reserva de potencia reactiva.

> CRITERIO DE PLANIFICACIÓN
> El despacho económico constituye la condición de referencia, pero no reemplaza el análisis de escenarios críticos que pueden determinar la capacidad requerida de la red.

4.7 Criterios técnicos de evaluación

Los criterios técnicos establecen las condiciones que debe cumplir el sistema en estado normal y ante contingencias. Su aplicación permite identificar restricciones, determinar la fecha en que una ampliación resulta necesaria y verificar la efectividad de las soluciones propuestas.

4.7.1 Flujo de potencia y cargabilidad

Los estudios de flujo de potencia verifican que las líneas, transformadores y demás equipos operen dentro de sus capacidades nominales. En estado normal se utiliza la capacidad correspondiente a la operación continua, mientras que para contingencias se considera la capacidad admisible durante la condición de emergencia, conforme con la información técnica disponible.

También se evalúan los flujos de potencia activa y reactiva, prestando especial atención a los corredores que transportan grandes bloques de energía y a las líneas que operan por encima de su límite de carga natural. La operación sostenida por encima de este límite incrementa el consumo de potencia reactiva y puede reducir los márgenes de estabilidad de tensión.

4.7.2 Perfil de tensión

Las tensiones de las barras deben permanecer dentro de los rangos establecidos para condiciones normales y de contingencia. La evaluación considera la capacidad de regulación de los transformadores, la disponibilidad de bancos de capacitores y reactores, la respuesta de los generadores y el desempeño de los equipos de compensación dinámica.

4.7.3 Seguridad ante contingencias

La red se evalúa bajo el criterio N-1, verificando su comportamiento ante la pérdida de un elemento de transmisión sin que se produzcan sobrecargas inadmisibles, tensiones fuera de rango o pérdida de estabilidad. Las contingencias incluyen líneas, transformadores, equipos de compensación y otros elementos cuya indisponibilidad pueda afectar significativamente la operación del SIN.

4.7.4 Estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión se analiza mediante curvas QV y PV, así como a través de la evaluación de la reserva de potencia reactiva disponible. El propósito es determinar la capacidad del sistema para mantener tensiones aceptables ante incrementos de transferencia, pérdida de elementos o reducción del soporte reactivo local.

4.7.5 Cortocircuito

Los estudios de cortocircuito determinan los niveles de corriente de falla asociados con la configuración futura y permiten verificar que los interruptores y equipos de maniobra dispongan de capacidad suficiente. También permiten identificar zonas con niveles reducidos de fortaleza de red que puedan afectar el desempeño de generación basada en inversores.

4.7.6 Estabilidad dinámica

Los estudios dinámicos evalúan la respuesta del sistema ante perturbaciones severas, incluyendo pérdida de generación, líneas, transformadores, compensación reactiva o interconexiones. Se verifica la evolución de la frecuencia, el RoCoF, la recuperación de las tensiones, el amortiguamiento de las oscilaciones y la permanencia en servicio de las unidades generadoras.

Tabla 4.5 Análisis Realizados

Evaluación	Condición analizada	Criterio general
Flujo de potencia	Estado normal y N-1	Cumplimiento de límites térmicos y de tensión.
Cargabilidad	Líneas y transformadores	Capacidad normal y de contingencia.
Estabilidad de tensión	Escenarios críticos	Margen suficiente de potencia reactiva.
Cortocircuito	Configuración futura	Capacidad interruptiva y fortaleza de red.
Estabilidad dinámica	Contingencias seleccionadas	Recuperación estable de frecuencia y tensión.
Seguridad	Pérdida de un elemento	Cumplimiento del criterio N-1.

4.8 Requerimientos operativos del SIN

La creciente participación de generación renovable variable y de tecnologías basadas en inversores modifica la respuesta dinámica del sistema y hace necesario verificar la disponibilidad de inercia, reserva de frecuencia y soporte de potencia reactiva. Estos requerimientos se evalúan para cada despacho, considerando las unidades efectivamente conectadas y sus capacidades de respuesta.

4.8.1 Inercia y tasa de variación de frecuencia

La inercia del sistema representa la capacidad de las masas rotantes sincronizadas para resistir cambios súbitos en la frecuencia inmediatamente después de un desbalance entre generación y demanda. Su valor depende de las unidades síncronas que se encuentren en servicio y de sus respectivas constantes de inercia.

Debido a que la normativa nacional no establece actualmente un requerimiento explícito de inercia mínima, se utiliza como referencia técnica un valor de 3,820 MVA·, asociado a una tasa máxima de variación de frecuencia de 1 Hz/s. Este umbral permite identificar despachos que requieren generación síncrona adicional, respuesta rápida de frecuencia u otras medidas de soporte.

4.8.2 Reserva primaria

La reserva primaria corresponde a la respuesta automática de las unidades frente a una desviación de frecuencia durante los primeros segundos posteriores a una perturbación. Su disponibilidad efectiva depende del margen de generación, el estatismo, la banda muerta y la velocidad de respuesta de cada gobernador.

Para efectos de planificación se utiliza una referencia aproximada de 80 MW de reserva primaria. Este valor debe verificarse mediante los modelos dinámicos de las unidades, ya que la diferencia entre la potencia máxima y la potencia generada no representa necesariamente la respuesta que puede entregarse dentro del tiempo requerido.

4.8.3 Reserva secundaria

La reserva secundaria actúa posteriormente a la respuesta primaria y tiene como objetivo restablecer la frecuencia nominal, recuperar los intercambios programados y liberar la reserva primaria utilizada. Esta función se proporciona mediante unidades habilitadas para el Control Automático de Generación y debe evaluarse considerando la disponibilidad real de recursos reguladores.

4.8.4 Potencia reactiva y control de tensión

La reserva de potencia reactiva debe ser suficiente para mantener los perfiles de tensión y responder ante contingencias. La evaluación considera el aporte de generadores síncronos, inversores, bancos de capacitores, reactores y dispositivos de compensación dinámica, así como su ubicación respecto de las zonas con mayor requerimiento de soporte.

Tabla 4.6 Requerimientos Operativos del SIN

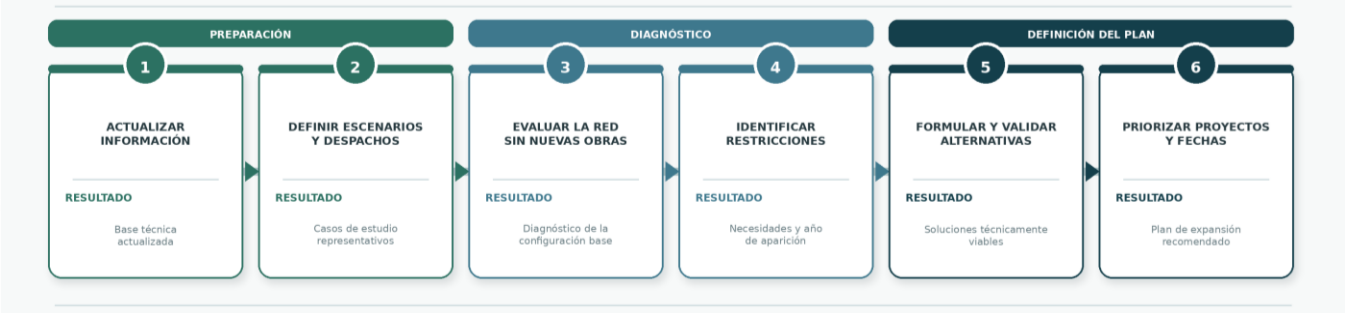
Requerimiento	Referencia utilizada	Aplicación
Inercia	3,820 MVA	Evaluación de seguridad dinámica de los despachos.
RoCoF	1 Hz/s	Pérdida de generación o interconexión.
Reserva primaria	Aproximadamente 80 MW	Contención inicial de la frecuencia.
Reserva secundaria	Según recursos habilitados para AGC	Recuperación de frecuencia y restitución de reservas.
Potencia reactiva	Según estudios QV y PV	Sostenimiento de tensión y margen de estabilidad.

REFERENCIAS TÉCNICAS
Los valores de inercia, RoCoF y reserva primaria se utilizan para fines de evaluación y deben diferenciarse de los requerimientos obligatorios establecidos en la normativa vigente.

4.9 Metodología para la evaluación de la expansión

La metodología se desarrolla mediante una secuencia iterativa que inicia con la actualización de la información y concluye con la selección de los proyectos y sus fechas de entrada en operación. Cada alternativa se somete a los mismos criterios técnicos, permitiendo comparar su desempeño de forma consistente.

Figura 4.1 Metodología para la Planificación de la Expansión



.

4.9.1 Actualización de la información

Se consolida la configuración actual del SIN y se incorporan los proyectos correspondientes a cada año. Durante esta etapa se verifican fechas, parámetros, modelos y estados de equipos, manteniendo un registro de las fuentes utilizadas y de las modificaciones realizadas.

4.9.2 Construcción de escenarios y despachos

Se crean los casos de estudio combinando los niveles de demanda, estaciones climáticas, despacho de generación, intercambios regionales y topología de red. Cada caso se identifica mediante una nomenclatura uniforme que permite relacionar los resultados con sus premisas.

4.9.3 Diagnóstico del sistema

La red se evalúa inicialmente sin incorporar nuevas soluciones, con el propósito de identificar las restricciones existentes y futuras. Los resultados se clasifican según su naturaleza, ubicación, año de aparición, severidad y condición que los origina.

4.9.4 Formulación de alternativas

Para cada restricción se formulan alternativas que pueden incluir nuevas líneas, repotenciaciones, subestaciones, aumento de transformación, compensación reactiva, almacenamiento o esquemas de protección especial. Las soluciones deben corresponder con la causa del problema y considerar su factibilidad de implementación.

4.9.5 Validación técnica

Las alternativas se incorporan al modelo y se repiten los estudios para verificar que eliminen la restricción, mantengan el cumplimiento de los criterios en estado normal y N-1, no generen nuevas afectaciones y dispongan de capacidad suficiente durante el periodo evaluado.

4.9.6 Evaluación económica y priorización

Las alternativas técnicamente viables se comparan considerando la inversión, las pérdidas, los costos de operación, las restricciones evitadas, la generación obligada, la fecha requerida y los riesgos de atraso. En los proyectos de largo plazo se debe determinar la solución que proporcione el mejor balance entre costo, beneficio, seguridad y robustez.

4.10 Definición del Plan de Expansión

El Plan de Expansión se conforma con los proyectos que resulten necesarios para mantener la seguridad, confiabilidad y eficiencia del SIN durante el horizonte de estudio. La selección de cada obra debe sustentarse en una restricción identificada, en la efectividad técnica de la solución y en la oportunidad de su implementación.

La fecha recomendada de entrada en operación deberá corresponder, en términos técnicos, al momento en que la ampliación resulta necesaria para evitar el incumplimiento de los criterios aplicables. No obstante, dicha fecha puede no coincidir siempre con la fecha factible de implementación, debido a los plazos requeridos para estudios, diseño, permisos, servidumbres, contratación, construcción y puesta en servicio. Por esta razón, el Plan deberá identificar tanto la fecha de necesidad del sistema como las posibles restricciones de ejecución que puedan afectar la disponibilidad oportuna del proyecto.

Los proyectos de corto plazo previamente aprobados se incorporan utilizando sus fechas actualizadas y se evalúa el impacto de posibles atrasos. Para los proyectos de largo plazo se comparan alternativas y se desarrolla la evaluación económica correspondiente, procurando que la solución recomendada mantenga su efectividad ante las principales sensibilidades.

Un proyecto se incorpora al Plan cuando cumple, de manera conjunta, los siguientes criterios:

- Responde a una restricción o necesidad documentada.
- Elimina o mitiga la restricción sin producir nuevas afectaciones relevantes.
- Mantiene el cumplimiento de los criterios técnicos durante el horizonte evaluado.
- Dispone de capacidad suficiente y de un margen razonable para atender la evolución futura.
- Resulta robusto ante atrasos, cambios de demanda y variaciones en la expansión de generación.
- Presenta una relación razonable entre inversión, beneficios y riesgos.
- No existe una alternativa de menor costo con desempeño técnico equivalente.

- Su fecha recomendada de entrada en operación corresponde a la necesidad técnica identificada, sin perjuicio de que los plazos de implementación puedan requerir medidas transitorias o una programación ajustada.

Sin perjuicio de los criterios anteriores, dentro del Plan de Expansión también se consideran proyectos cuya justificación no responde necesariamente a una restricción de capacidad identificada, sino a la necesidad de reemplazar o rehabilitar elementos que han cumplido su vida útil, presentan deterioro o evidencian condiciones que podrían comprometer la seguridad y continuidad de la operación del sistema.

RESULTADO DEL PROCESO

La metodología permite vincular cada proyecto recomendado con la restricción que atiende, los escenarios que justifican su necesidad y la fecha en que debe entrar en operación.

CAPÍTULO 5
COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

5. COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

5.1 Objetivo y alcance

Este capítulo presenta la configuración futura del Sistema Interconectado Nacional (SIN) que se utilizará como punto de partida para los estudios de expansión de la transmisión. La configuración integra, para cada año del horizonte de planificación, el pronóstico de demanda, la evolución prevista del parque de generación, los proyectos de transmisión aprobados y las ampliaciones de distribución que modifican los puntos de interconexión o la distribución espacial de la carga.

La información se organiza con el propósito de construir casos eléctricos coherentes y reproducibles. Cada caso representa una condición operativa definida mediante un año de estudio, un nivel horario de demanda, una condición estacional, un despacho de generación y una topología determinada de la red. Esta estructura permite relacionar directamente las premisas de entrada con los resultados de flujo de potencia, contingencias, cortocircuito y estabilidad que se desarrollan en los capítulos posteriores.

El horizonte del PESIN 2026 comprende el periodo 2026–2040. Las premisas de corto plazo se representan con mayor nivel de detalle, debido a la existencia de proyectos comprometidos y fechas de entrada en operación más definidas. Para el largo plazo se utilizan trayectorias consistentes con los escenarios de demanda y generación, incorporando sensibilidades cuando exista incertidumbre relevante.

> PROPÓSITO DEL CAPÍTULO
> Definir una única base de referencia para los estudios: cuánto y dónde crecerá la demanda, qué generación estará disponible y qué instalaciones de transmisión y distribución formarán parte de la red en cada año evaluado.

5.2 Síntesis de la composición futura

La evolución futura del SIN estará determinada por cuatro componentes estrechamente relacionados. El crecimiento y la localización de la demanda definen los requerimientos de abastecimiento; la incorporación y el retiro de centrales modifican la magnitud y el origen geográfico de las inyecciones; los proyectos de transmisión determinan la capacidad de transporte disponible, y las ampliaciones de distribución modifican la forma en que la carga se conecta al Sistema Principal de Transmisión.

El análisis conjunto de estos componentes es indispensable. Una variación en la demanda o en el despacho puede cambiar la dirección y magnitud de los flujos, mientras que el atraso de una obra de transmisión o distribución puede alterar la topología prevista para un año. Por esta razón, la composición futura no debe interpretarse como un inventario

independiente de proyectos, sino como una secuencia coordinada de configuraciones anuales del SIN.

Tabla 5.1 Síntesis de la composición futura

Componente	Información principal	Aplicación en los estudios
Demanda	Pronóstico total, distribución por barra y perfil horario.	Define la magnitud y ubicación de la carga.
Generación	Capacidad, tecnología, ubicación, disponibilidad y fecha de entrada o retiro.	Define los despachos y las inyecciones por zona.
Transmisión	Proyectos aprobados, obras en ejecución y fechas actualizadas.	Define la topología y la capacidad de transporte.
Distribución	Nuevos puntos de interconexión, transformación y transferencias de carga.	Ajusta la representación espacial de la demanda.

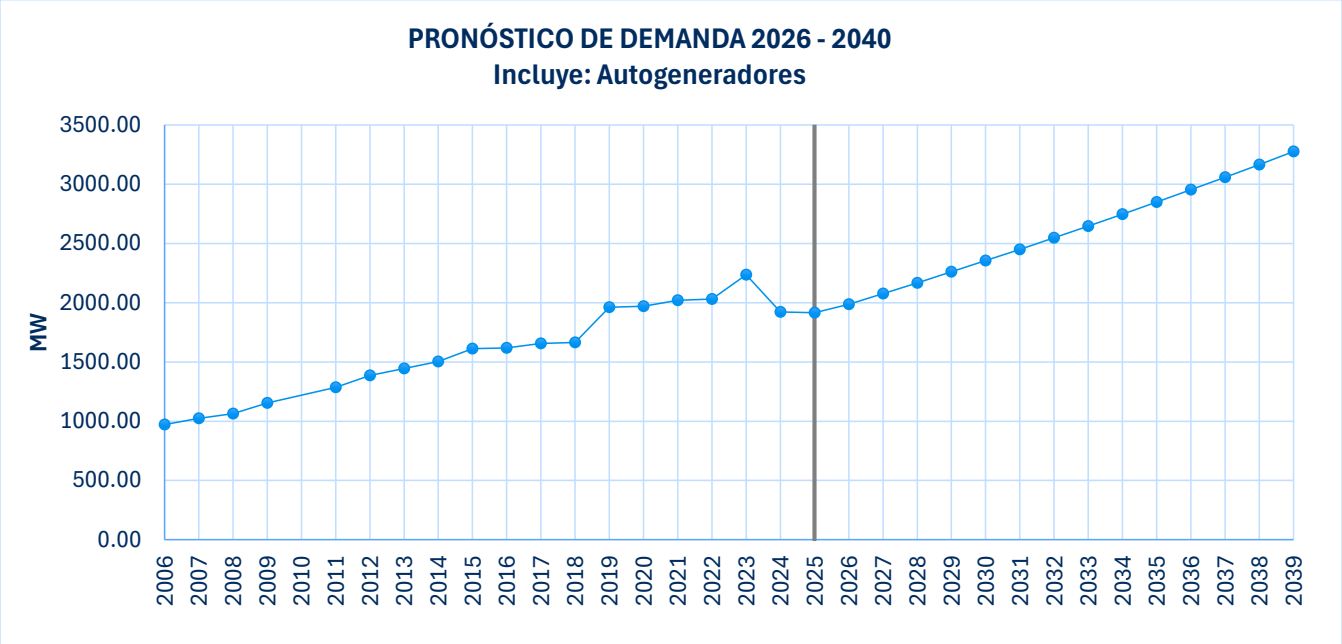
5.3 Evolución de la demanda

5.3.1 Pronóstico de demanda

El pronóstico de demanda utilizado en el Plan corresponde al escenario de referencia de los Estudios Básicos 2026. Este escenario representa la trayectoria considerada más probable para el consumo de energía y la demanda máxima, a partir de la evolución esperada de las variables económicas, demográficas y sectoriales que influyen en el consumo eléctrico.

Para los estudios de transmisión se utiliza la demanda sin pérdidas, de manera que la carga modelada represente la potencia entregada en los puntos de suministro. Las pérdidas se obtienen como resultado del flujo de potencia y, por tanto, no se adicionan previamente a las cargas de las barras. Este tratamiento evita duplicaciones y mantiene la consistencia entre el pronóstico y el modelo eléctrico.

Gráfico 5.1 Evaluación de demanda y Pronóstico escenario de referencia, 2026-2040.

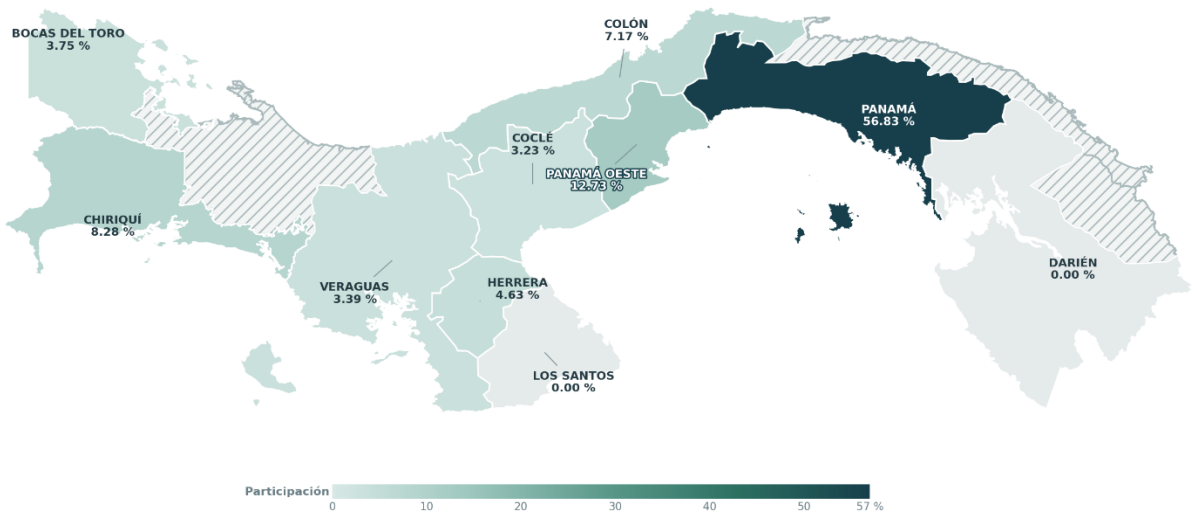


5.3.2 Distribución espacial de la carga

La demanda total se distribuye por barra utilizando la información desagregada suministrada por las empresas distribuidoras y los grandes clientes. La asignación considera la carga registrada en cada punto de interconexión, las nuevas subestaciones, las transferencias previstas entre zonas y el crecimiento particular de los principales centros de consumo.

La distribución por provincia se utiliza como una referencia territorial para comunicar la concentración y evolución de la demanda; sin embargo, los estudios eléctricos se realizan con la demanda asignada a cada barra. Cuando una empresa distribuidora informe una nueva subestación o el traslado de carga entre puntos de conexión, el cambio deberá reflejarse en el año previsto para su entrada en operación.

Figura 5.1 Distribución de la demanda por provincia o zona eléctrica.



Nota: la demanda de la Provincia de Los Santos se encuentra incluida en la provincia de Herrera

5.3.3 Perfil horario y niveles representativos

La demanda máxima anual no representa por sí sola todas las condiciones relevantes para la planificación. La incorporación de generación solar y eólica hace necesario analizar la relación horaria entre la carga y la producción renovable, debido a que una demanda menor puede coincidir con una inyección renovable elevada y producir transferencias más exigentes que las observadas en la hora de máxima demanda.

Para cada condición estacional se construye un perfil horario de 24 horas con la demanda del sistema y la generación solar y eólica. A partir de este perfil se seleccionan cuatro periodos principales: demanda máxima, demanda media de la mañana, demanda media de la tarde y demanda media nocturna. La demanda mínima podrá utilizarse como sensibilidad cuando produzca sobretensiones, exceso de generación o condiciones de baja inercia.

Gráfico 5.2 Perfil horario de demanda, generación solar y generación eólica.

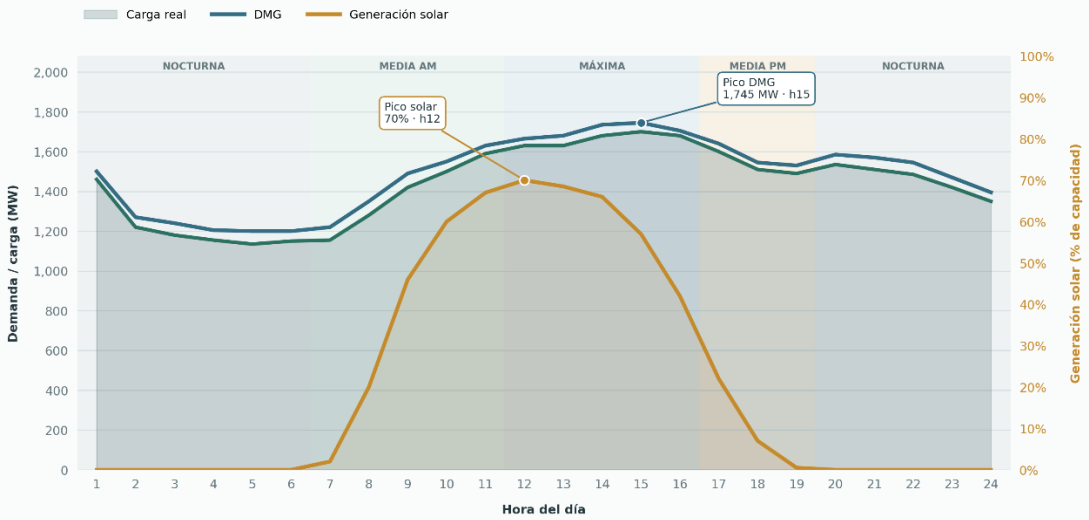


Tabla 5.2 Periodos de Demanda

Caso	Periodo representado	Condición que permite evaluar
Demanda máxima	Hora de mayor demanda del sistema.	Máximo requerimiento de abastecimiento y cargabilidad general.
Media AM	Periodo diurno anterior al máximo.	Crecimiento de la producción solar y cambios rápidos en el despacho.
Media PM	Periodo posterior al máximo diurno.	Reducción solar, redistribución del despacho y rampa vespertina.
Media nocturna	Periodo nocturno de demanda intermedia.	Ausencia de generación solar y mayor necesidad de generación disponible para el despacho.
Demanda mínima	Periodo nocturno de demanda mínima	Ausencia de generación solar y menor necesidad de generación disponible para el despacho.

SELECCIÓN DE HORAS REPRESENTATIVAS

Las horas se seleccionarán a partir de perfiles reales o proyectados y se mantendrán trazables. No deberán definirse únicamente mediante porcentajes fijos de la demanda máxima cuando la producción renovable modifique sustancialmente el despacho.

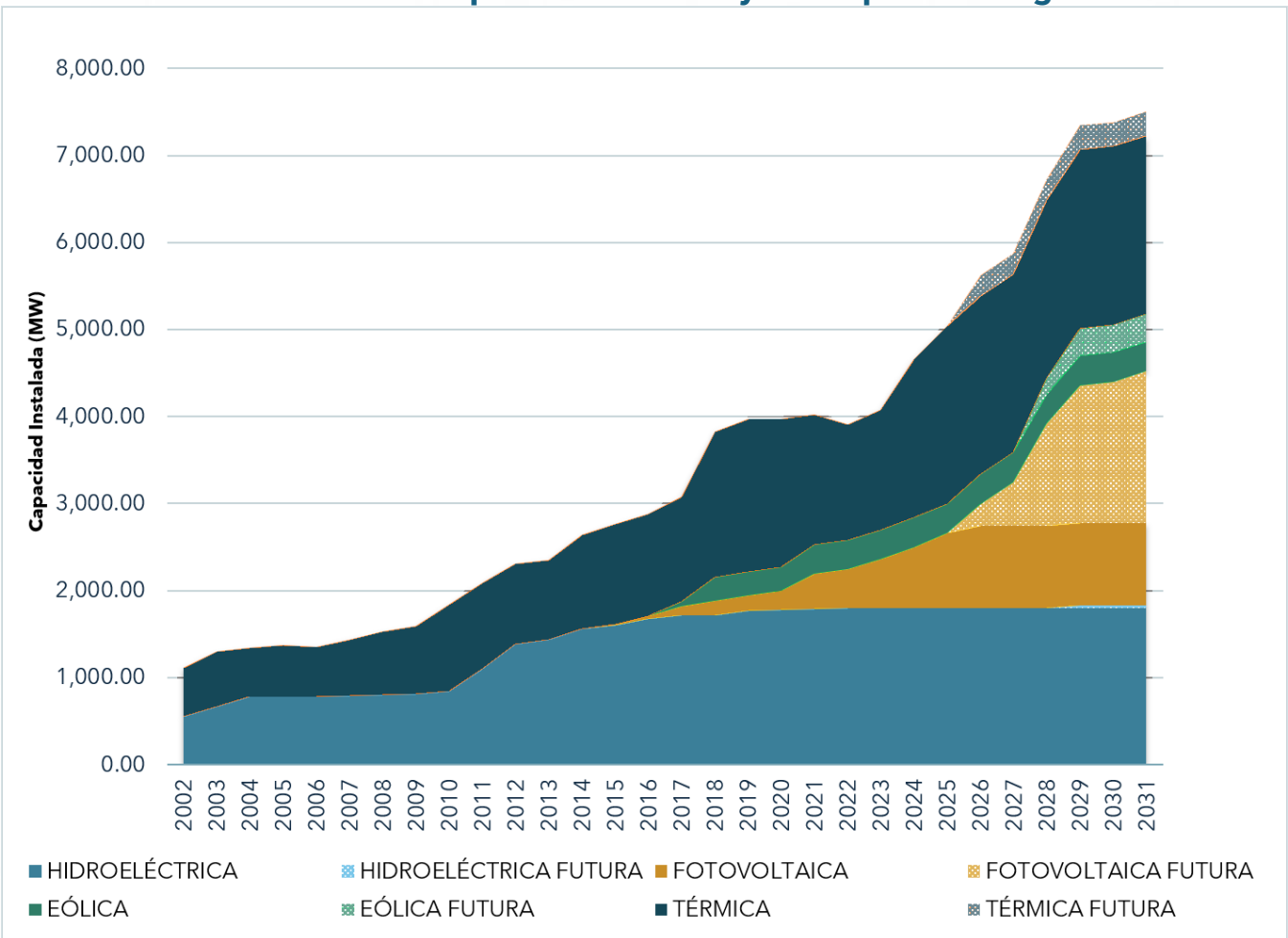
5.4 Evolución del plantel de generación

5.4.1 Escenario de referencia

La composición futura del parque de generación se obtiene del escenario de referencia del Plan Indicativo de Generación 2026. Para cada año se incorporan las unidades existentes que permanecen en servicio, los retiros previstos y los proyectos futuros que cumplen los criterios establecidos para su inclusión. La representación debe ser consistente con la información regulatoria y con el estado de desarrollo conocido a la fecha de corte del Plan.

Cada central se caracteriza por su tecnología, capacidad instalada, potencia máxima y mínima, disponibilidad, punto de conexión y fecha prevista de entrada en operación. Para las centrales hidroeléctricas se considera la condición hidrológica; para las plantas térmicas, la disponibilidad y restricciones operativas, y para las fuentes solar y eólica, perfiles de producción compatibles con el periodo horario y la estación evaluados.

Gráfico 5.3 Evolución de la capacidad instalada y futura por tecnología 2026-2040

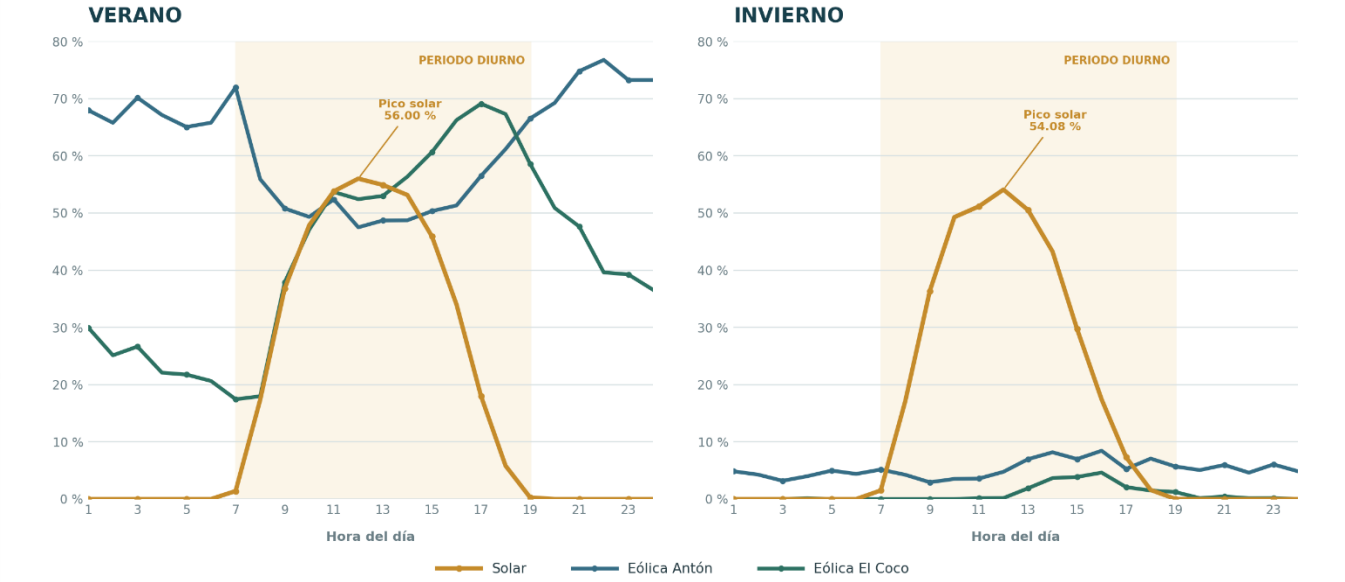


Nota: a partir de 2031 no se prevé la entrada en operación de nuevos proyectos, según el PIGEN 2026.

5.4.2 Generación renovable variable

La generación solar y eólica se representa mediante perfiles horarios y no como una potencia constante. En el caso solar, la producción se concentra durante el día y varía según la radiación disponible; en el caso eólico, la producción puede mantenerse durante periodos diurnos o nocturnos, pero presenta una variabilidad que debe reflejarse mediante condiciones representativas y sensibilidades.

Gráfico 5.4 Comportamiento horario de la Generación Solar y Eólica



Nota: el grafico de generación solar se calculó como el valor promedio del país, existen regiones que tiene un rendimiento mayor

La coincidencia entre demanda y producción renovable es una premisa determinante para el sistema de transmisión. Una elevada producción en zonas alejadas de los centros de carga puede incrementar las transferencias, mientras que una reducción rápida de la generación solar al final de la tarde puede requerir un cambio significativo en el despacho de otras tecnologías. Estos efectos se incorporan en la construcción de los casos descrita en la sección

5.5 Evolución de la red de transmisión

5.5.1 Configuración de partida

La configuración de partida corresponde a la red existente descrita en el Capítulo 3, actualizada con las instalaciones que hayan entrado en operación antes de la fecha de corte de los estudios. Esta configuración incluye líneas, transformadores, subestaciones, equipos de compensación y sistemas de control que forman parte del modelo eléctrico del SIN.

5.5.2 Proyectos aprobados y en ejecución

Para los años futuros se incorporan los proyectos de transmisión aprobados en planes anteriores y las obras que se encuentren en ejecución. La fecha utilizada en el modelo corresponde a la estimación más reciente disponible y no necesariamente a la fecha originalmente aprobada. Cuando un proyecto presente riesgo de atraso, se evalúa una sensibilidad sin la obra para determinar su efecto sobre la seguridad del sistema y la necesidad de medidas transitorias.

Tabla 5.3 Proyectos del Sistema de Transmisión en ejecución

Proyecto	Fecha actualizada	Avance	Estado
ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR	21 de octubre de 2025	100.00%	En Operación
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	16 de diciembre de 2025	100.00%	En Operación
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA PANAMA III - PANAMA 230 KV	31 de julio 2026	100.00%	En Operación
NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV	31 de agosto de 2026	98.00%	Ejecutando Construccion
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM	31 de diembre de 2026	98.00%	Ejecutando Construccion
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL-LLS-EHI-CHO-PAN 230 KV 192 KM	31 de marzo de 2027	67.00%	Ejecutando Construccion
LINEA SAB-S.RITA 230 KV, S/E STA. RITA 230 KV Y AD. SABANITAS 230 KV	31 de julio de 2027	39.00%	Ejecutando Construccion
AUMENTO DE CAPACIDAD LT SABANITAS PANAMA II 230 KV 50 KM	31 de agosto de 2027	29.60%	Ejecutando Ingeniera
NUEVA S/E CACERES 115 KV GIS	31 de diciembre de 2027	6.00%	Ejecutando Construccion
BANCO CAPACITORES 80 MVAR PANAMA II 115KV 4x20 MVAR	31 de diciembre de 2027	5.82%	Ejecutando Ingeniera
BANCO CAPACITORES 80 MVAR PANAMÁ 115 KV	31 de enero de 2028	5.68%	Ejecutando Ingeniera
BANCO DE CAPACITORES S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 60 MVAR	31 de marzo de 2028	1.69%	Ejecutando Ingeniera
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM_ CAMBIO DE CONDUCTOR HTLS	30 de abril de 2028		Ejecutando Ingeniera
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	30 de abril de 2028		Ejecutando Ingeniera
ADICION TRANSFORMADOR DE TIERRA S/E SAN BARTOLO 34.5 KV	30 de abril de 2028		Ejecutando Ingeniera
LINEA LA HUACA - LOS OLIVOS 230 KV	31 de mayo de 2028	10.00%	Ejecutando Construccion
NUEVA S/E LA HUACA 230/115/34.5 KV	31 de mayo de 2028	10.00%	Ejecutando Construccion
NUEVA S/E LOS OLIVOS 230/115/34.5 KV	31 de mayo de 2028	10.00%	Ejecutando Construccion
REEMPLAZO T1 S/E PANAMA 230/115 KV 350 MVA Y ADECUACION PANAMA 230 KV	31 de julio de 2028		Ejecutando Ingeniera
LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - FRONTERA 230 KV	31 de diciembre de 2028	56.00%	Ejecutando Construccion
NUEVA S/E CHEPO 230 KV	31 de diciembre de 2028	23.00%	Ejecutando Construccion
NUEVA LINEA PANAMA II - BAYANO 230 KV DOBLE CTO. 1200 ACAR.	31 de diciembre de 2028	23.00%	Ejecutando Construccion
NUEVA S/E PANAMA 3 115 KV	31 de agosto de 2029		Etapa de Diseño
STATCOM S/E PANAMA III +/- 240 MVAR	31 de octubre de 2029		Etapa de Diseño
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	31 de diciembre de 2029		Etapa de Diseño

5.6 Evolución de la red de distribución

La coordinación con las empresas distribuidoras permite incorporar los proyectos de alta y media tensión que afectan los puntos de interconexión con el sistema de transmisión. Esta coordinación se realiza en cumplimiento del Reglamento de Transmisión y tiene como objetivo mantener consistentes los planes de expansión de las redes de transmisión y distribución.

Para los estudios se consideran principalmente las nuevas subestaciones de distribución, los aumentos de transformación, los nuevos puntos de conexión y las transferencias de carga entre subestaciones. Los proyectos internos de distribución que no modifican la demanda vista desde el sistema de transmisión no requieren una descripción individual dentro del cuerpo principal del capítulo.

La información suministrada por ENSA, EDEMET y EDECHI se consolida indicando el área atendida, la capacidad prevista, el punto de conexión y la fecha estimada de entrada en operación. Cuando existan diferencias entre el crecimiento informado por una distribuidora y el pronóstico total adoptado, las cargas se ajustan de forma consistente para evitar duplicaciones.

Tabla 5.4 Proyectos del Sistema de Distribución

Proyecto Relevante para Transmisión	Alcance funcional	Fecha actualizada	Empresa	Incorporado al modelo
S/E Veladero	Nueva subestación 230/34.5kV	diciembre de 2027	EDECHI	Seca 2028
LT Mata de Nance - San Cristobal	Nueva Linea 115kV	diciembre de 2027	EDECHI	Seca 2028
S/E La Floresta	Nueva subestación 115/12kV	diciembre de 2028	EDEMET	Seca 2029
S/E Panamá Pacífico - LT Burunga – Panamá Pacífico	Nueva subestación 115/12kV y LT 115kV	junio de 2027	EDEMET	Lluviosa 2027
S/E Santiago 2	Nueva subestación 230/115/34.5kV	diciembre de 2028	EDEMET	Lluviosa 2028
Transformador T4 S/E El Higo	Nuevo Transformador 230/34.5kV 75MV	junio de 2027	EDEMET	Lluviosa 2027
LT Llano Sánchez - Pocrí	Nueva Linea 115kV	diciembre de 2028	EDEMET	Seca 2029
S/E El Coco 2	Nueva subestación 230/34.5kV	diciembre de 2028	EDEMET	Seca 2029
S/E Brisas del Golf	Nueva subestación 115/13.8kV	junio de 2029	ENSA	Lluviosa 2029
S/E Chepo	Nueva subestación 34.5/13.8kV	junio de 2032	ENSA	Lluviosa 2032
S/E Gonzalillo	Nueva subestación 230/13.8kV	diciembre de 2034	ENSA	Seca 2035
S/E Cativa	Nueva subestación 115/13.8kV	diciembre de 2039	ENSA	Seca 2040

5.7 Construcción de los casos de estudio

Los casos de estudio se construyen combinando de manera ordenada las premisas de demanda, generación y red. Cada archivo de simulación debe representar una condición única e identificable, de forma que los resultados puedan reproducirse y compararse entre años, estaciones y niveles horarios.

Para el corto plazo, los casos de estudio se estructuran a partir de las estaciones seca y lluviosa y de los principales periodos representativos de demanda: máxima, media AM, media PM, media nocturna y mínima. No obstante, para esta actualización del PESIN se evaluará

únicamente el caso de demanda máxima, por ser la condición que concentra el mayor requerimiento de abastecimiento, permite verificar la cargabilidad general de la red y constituye la referencia principal para identificar restricciones asociadas al crecimiento de la demanda. Los demás periodos podrán ser incorporados como sensibilidades o en actualizaciones posteriores cuando las condiciones operativas, la disponibilidad de información horaria o la penetración renovable lo ameriten. En el largo plazo podrán seleccionarse años representativos o hitos de expansión, manteniendo los casos que determinen la necesidad de las obras.

Tabla 5.5 Definición de los Casos

Elemento	Definición del caso
Año	Configuración de demanda, generación y proyectos disponible en el año evaluado.
Estación	Condición seca o lluviosa, con disponibilidad hidroeléctrica y perfiles renovables compatibles.
Periodo horario	Máxima, media AM, media PM, media nocturna o mínima.

5.8 Validación y control de consistencia

Antes de iniciar los estudios eléctricos, cada caso se somete a una revisión de consistencia. La demanda total debe coincidir con el pronóstico adoptado; la generación y los intercambios deben cubrir la demanda y las pérdidas; los proyectos deben incorporarse según sus fechas actualizadas, y la topología debe corresponder con los diagramas y parámetros vigentes.

También se verifica que las cargas estén asignadas a las barras correctas, que no existan proyectos duplicados, que las unidades retiradas no permanezcan en servicio y que los perfiles solar y eólico correspondan con la hora representada. En los casos dinámicos se comprueba, adicionalmente, la disponibilidad de modelos y parámetros compatibles con la configuración estática.

Tabla 5.6 Criterios de Aceptación

Verificación	Criterio de aceptación
Balance de potencia	La generación y los intercambios cubren demanda y pérdidas sin desbalances no justificados.
Demanda	El total y la distribución por barra coinciden con el escenario y periodo horario.
Generación	Las unidades, capacidades y perfiles corresponden con el año y la estación.

Verificación	Criterio de aceptación
Red	La topología y los proyectos coinciden con las fechas y el estado adoptados.
Nomenclatura y versión	El archivo identifica el año, caso y fecha de actualización.
Modelos dinámicos	Los equipos relevantes disponen de modelos válidos para los estudios requeridos.

5.9 Configuración adoptada para los análisis

La configuración adoptada para los análisis resulta de integrar las premisas descritas en este capítulo y constituye la base común para el diagnóstico del sistema de transmisión. Su estructura permite evaluar cómo cambia el comportamiento de la red ante el crecimiento de la demanda, la incorporación de nueva generación, la entrada de proyectos y la variación horaria de las fuentes renovables.

Los resultados de los capítulos siguientes deberán referirse a los casos definidos en esta sección. De esta forma, cada sobrecarga, desviación de tensión, reducción del margen de estabilidad o requerimiento de expansión podrá vincularse con una combinación específica de demanda, despacho y topología, manteniendo la trazabilidad de las recomendaciones del Plan.

> RESULTADO
> Una base de casos anuales, estacionales y horarios coherente, validada y trazable, que permite identificar las restricciones del sistema y sustentar la fecha requerida de cada proyecto de expansión.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 6
DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

6. DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

6.1 Evaluación Del Desempeño Del Sistema De Transmisión Corto Plazo

MENSAJE CENTRAL Los resultados muestran que la expansión prevista fortalece la capacidad de transferencia entre las zonas del sistema y mejora el desempeño de tensión. No obstante, persisten restricciones de despacho y condiciones de sobreoferta renovable que requieren seguimiento, particularmente en 2029.

6.1.1 Alcance, criterios y enfoque del análisis

El diagnóstico de corto plazo evalúa el comportamiento previsto del Sistema Principal de Transmisión (SPT) durante el periodo 2026-2029, considerando la evolución de la demanda, la incorporación de nueva generación y la entrada en operación de las obras de transmisión programadas. La evaluación se sustenta en simulaciones de flujo de potencia y análisis de reserva reactiva para condiciones representativas de las épocas seca y lluviosa.

Con el propósito de distinguir las restricciones atribuibles al despacho de aquellas asociadas a la infraestructura de red, se comparan configuraciones con y sin proyectos de transmisión, bajo condiciones de despacho ideal y despacho obligado. El despacho ideal se obtiene aplicando estrictamente los criterios de despacho, sin comprobar previamente el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad. El despacho obligado corresponde al despacho ideal ajustado para cumplir dichos criterios y puede requerir el redespacho de generación de costo cero para incorporar generación con costo operativo que permita resolver restricciones de transmisión o problemas de tensión.

Tabla 6.1 Configuraciones consideradas en el diagnóstico de corto plazo.

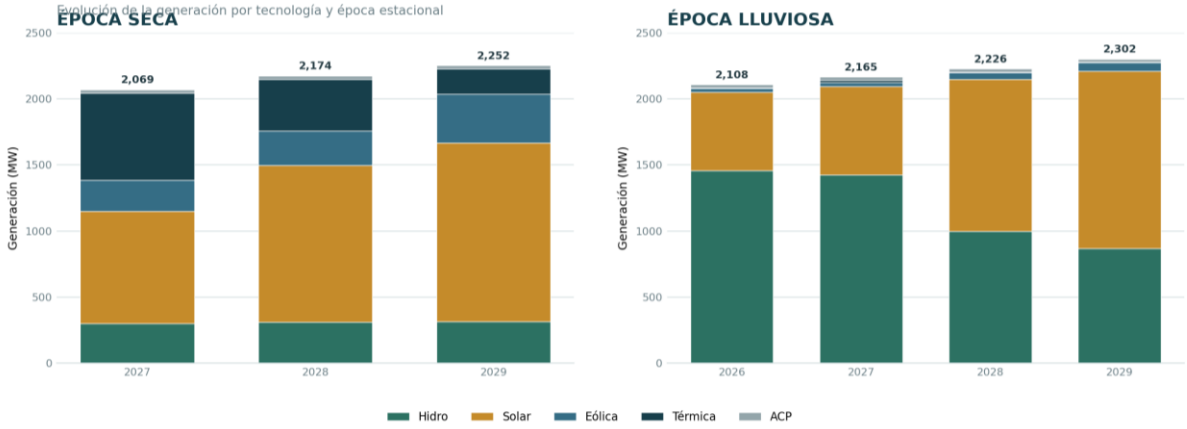
Configuración	Finalidad de la comparación	Resultados disponibles
Con proyectos - despacho ideal	Caracterizar el desempeño esperado de la red ampliada.	Despacho, flujos, líneas críticas y reserva reactiva.
Con proyectos - despacho obligado	Determinar ajustes operativos que permanecen aún con las obras previstas.	Despacho, flujos, generación obligada y reserva reactiva.
Sin proyectos - despacho ideal	Identificar la suficiencia estructural de la red existente.	Flujos y reserva reactiva; algunos casos inoperables.
Sin proyectos - despacho obligado	Evaluar la posibilidad de operar la red mediante ajustes de despacho.	Flujos, líneas críticas y reserva reactiva.

6.1.2 Evolución del despacho de generación

La composición del despacho cambia progresivamente durante el horizonte de corto plazo. En la época seca, la generación solar aumenta de 850 MW en 2027 a 1,351 MW en 2029, mientras que la generación térmica del despacho ideal disminuye de 661 MW a 193 MW. La generación eólica también aumenta, de 232 MW en 2027 a 369 MW en 2029.

En la época lluviosa, la generación hidroeléctrica disminuye de aproximadamente 1,458 MW en 2026 a 869 MW en 2029, mientras que la generación solar aumenta de 593 MW a 1,341 MW. Este cambio modifica el patrón tradicional de transferencias y aumenta la incidencia de los escenarios diurnos con elevada producción solar.

Gráfico 6.1 Composición del despacho ideal con proyectos de transmisión



HALLAZGO Para 2029, la generación solar representa aproximadamente 60 % del despacho total en la época seca y 58 % en la época lluviosa. Esta concentración horaria incrementa la sensibilidad del sistema frente a variaciones de irradiancia, restricciones de transporte y condiciones de demanda media.

6.1.3 Generación obligada y desplazamiento del despacho

Los resultados muestran que las restricciones de la red requieren modificar el despacho económico en varios escenarios. La mayor afectación se presenta en 2027 durante la época lluviosa, cuando se requieren 210 MW de generación en el centro de carga, en el caso analizado se incluyó generación hidroeléctrica obligada, correspondientes a la CH Bayano, y 15 MW de generación térmica obligada, asociados a un desplazamiento total de 225 MW. En 2026 lluviosa se registran 147 MW de generación obligada, compuestos por 80 MW hidroeléctricos (CH Bayano) y 67 MW térmicos.

En 2028 las necesidades de generación obligada disminuyen, aunque todavía se identifican 35 MW térmicos en la época seca y 60 MW hidroeléctricos en la época lluviosa. Para 2029

únicamente se reportan 14 MW de generación térmica obligada en la época seca, mientras que en la época lluviosa no se presenta generación obligada.

Tabla 6.2 Generación obligada y desplazada por escenario.

Escenario	Hidro obligada (MW)	Térmica obligada (MW)	Generación desplazada (MW)
2026 lluviosa	80	67	147
2027 seca	0	15	15
2027 lluviosa	210	15	225
2028 seca	0	35	35
2028 lluviosa	60	0	60
2029 seca	0	14	14
2029 lluviosa	0	0	0

6.1.3.1 Comparación del despacho obligado con y sin proyectos

La comparación entre configuraciones se limita a 2028 y 2029, ya que no se evaluaron escenarios sin proyectos para 2026 y 2027. Las obras previstas para esos dos primeros años ya presentan un grado de avance que justifica su inclusión en los casos analizados.

El aporte de los proyectos se observa con mayor claridad durante la época lluviosa. Sin las obras, la generación térmica aumenta 56.00 MW en 2028 y 32.50 MW en 2029. A su vez, en 2028 lluviosa se despachan 83.99 MW menos de generación hidroeléctrica y, en 2029 lluviosa, 78.45 MW menos de generación solar. Por tanto, los refuerzos reducen el despacho térmico requerido y permiten aprovechar una mayor cantidad de generación renovable en los escenarios con mayores transferencias.

En los escenarios secos, la interpretación debe considerar que la generación de Minera Panamá aparece despachada en la configuración analizada; sin embargo, ante limitaciones de soporte reactivo, parte de esa generación se desplaza hacia Gatún. Esta sustitución mejora el desempeño operativo porque Gatún se ubica más próximo al centro de carga, lo que reduce las pérdidas eléctricas y contribuye a aliviar las necesidades de potencia reactiva del sistema.

En la época seca, la configuración sin proyectos presenta 11.00 MW menos de generación térmica en 2028 y 22.00 MW menos en 2029, junto con incrementos moderados de generación hidroeléctrica y solar. En estos escenarios, el aporte de las obras debe evaluarse

también por su efecto sobre las restricciones de tensión, la reserva reactiva y la seguridad de las transferencias entre zonas.

Gráfico 6.2 Variación del despacho obligado sin proyectos vs con proyectos.

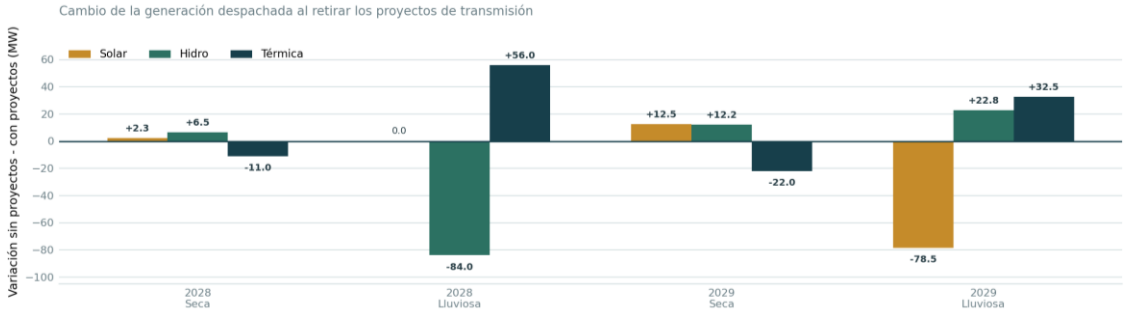


Tabla 6.3 Variación del despacho obligado sin proyectos vs con proyectos

Escenario	Solar (MW)	Hidro (MW)	Térmica (MW)	Interpretación principal
2028 seca	+2.32	+6.49	-11.00	Menor despacho térmico sin proyectos.
2028 lluviosa	0.00	-83.99	+56.00	Mayor despacho térmico y menor aprovechamiento hidroeléctrico.
2029 seca	+12.54	+12.23	-22.00	Menor despacho térmico sin proyectos.
2029 lluviosa	-78.45	+22.79	+32.50	Mayor despacho térmico y menor aprovechamiento solar.
LECTURA DEL RESULTADO En los escenarios lluviosos, los proyectos reducen entre 32.5 MW y 56.0 MW el despacho térmico y favorecen el aprovechamiento de generación renovable. En los escenarios secos, su aporte principal se refleja en la seguridad de la red, el soporte de tensión y la reserva reactiva.				

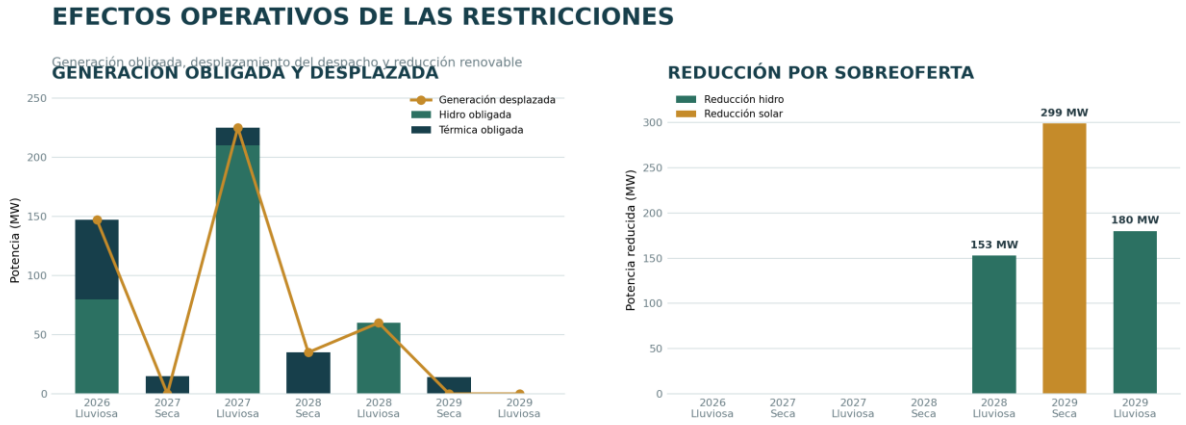
6.1.4 Sobreoferta y reducción de generación renovable

La expansión de la generación renovable produce condiciones en las que la energía disponible supera la capacidad de absorción del sistema bajo las premisas del despacho representado. En 2028 lluviosa se reporta una reducción de 153 MW de generación hidroeléctrica, mientras que en 2029 lluviosa la reducción aumenta a 180 MW.

La mayor reducción se presenta en la época seca de 2029, cuando deben limitarse 299 MW de generación solar por sobreoferta. Bajo las premisas representadas, la capacidad

fotovoltaica disponible supera la demanda y las posibilidades de transferencia o exportación durante determinadas horas, incluso con los proyectos de transmisión considerados.

Gráfico 6.3 Generación obligada, desplazada y reducida por sobreoferta.



IMPLICACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN La reducción de 299 MW solares en 2029 corresponde a una condición de sobreoferta de generación. Por tanto, no debe atribuirse a una sobrecarga de las líneas evaluadas, las cuales permanecen dentro de sus límites.

6.1.5 Transferencias entre zonas eléctricas

Los flujos agregados caracterizan las transferencias desde la Zona Occidente (Chiriquí, Bocas del Toro y Veraguas) hacia la Zona Central (Llano Sánchez) y, posteriormente, hacia la Zona Oriente (Coclé, Panamá Oeste, Panamá y Colón), donde se concentra la mayor parte de la demanda. Los escenarios lluviosos registran las mayores transferencias desde Occidente, debido a la disponibilidad hidroeléctrica y a la ubicación de los recursos de generación.

Bajo despacho obligado, la configuración con proyectos incrementa las transferencias en los escenarios lluviosos de 2028 y 2029. En 2028 lluviosa, el flujo Occidente-Centro aumenta de 967 MW sin proyectos a 1,123 MW con proyectos, mientras que la transferencia Centro-Oriente aumenta de 1,329 MW a 1,479 MW. Para 2029 lluviosa, la transferencia Centro-Oriente pasa de 1,360 MW a 1,520 MW.

Gráfico 6.4 Transferencias entre zonas bajo despacho obligado.



Tabla 6.4 Variación de las transferencias atribuible a los proyectos de transmisión

Escenario	Corredor	Sin proyectos (MW)	Con proyectos (MW)	Variación (MW)
2028 lluviosa	Occidente-Centro	967	1,123	+156
2028 lluviosa	Salida Zona Central	1,054	1,205	+151
2028 lluviosa	Centro-Oriente	1,329	1,479	+150
2029 lluviosa	Occidente-Centro	1,008	1,156	+148
2029 lluviosa	Salida Zona Central	1,080	1,235	+155
2029 lluviosa	Centro-Oriente	1,360	1,520	+160

Los casos de despacho ideal sin proyectos correspondientes a la época lluviosa de 2028 y a la época seca de 2029 no alcanzan una solución operativa por problemas de tensión, mientras que los casos equivalentes con las obras presentan condiciones aceptables de operación. Los resultados disponibles no permiten determinar el punto exacto de colapso; sin embargo, muestran que la ausencia de las obras reduce el margen de seguridad de tensión ante contingencias.

6.1.6 Comportamiento de los elementos críticos

Los resultados de flujo identifican un conjunto recurrente de líneas de 230 kV que concentran las mayores transferencias del sistema. Entre ellas se encuentran Antón-Chorrera, El Coco II-Chorrera, Mata de Nance-Veladero, Guasquitas-Veladero, El Coco-Burunga, Llano Sánchez-El Higo y El Higo-Chorrera. Su condición crítica no está asociada únicamente al nivel de potencia activa transportada, sino también al intercambio de potencia reactiva requerido para sostener las tensiones a lo largo de los corredores.

En los casos con proyectos y despacho ideal, los mayores flujos de potencia activa reportados alcanzan aproximadamente 281 MW en Guasquitas-Veladero, 278 MW en El Coco-Burunga y 276 MW en Mata de Nance-Veladero. Estos corredores transportan una parte importante de la generación desde Occidente y el área central hacia los centros de carga. Aunque las líneas permanecen por debajo de sus límites térmicos, el aumento de corriente incrementa la absorción reactiva asociada a la reactancia serie, las pérdidas y la caída de tensión entre sus extremos.

Tabla 6.5 Máximos de potencia activa observados en las líneas críticas.

Circuito	Identificación	Flujo máximo observado (MW)	Escenario de referencia
230-9A	Antón-Chorrera	256	2029 seca
230-0A	El Coco II-Chorrera	246	2029 lluviosa
230-5B/5C	Mata de Nance-Veladero	276	2027 lluviosa
230-16	Guasquitas-Veladero	281	2027 lluviosa
230-3C	El Coco-Burunga	278	2028 lluviosa
230-4C	Llano Sánchez-El Higo	245	2028 lluviosa
230-3B	El Higo-Chorrera	239	2028 lluviosa

El mayor consumo reactivo por circuito se presenta en la línea El Coco-Burunga, con 57.82 MVAr durante 2028 lluviosa. Le siguen Mata de Nance-Veladero, con 48.17 MVAr, y Guasquitas-Veladero, con 45.39 MVAr, ambas durante 2027 lluviosa. Los valores corresponden a los escenarios de mayores transferencias desde Occidente y muestran que el corredor puede requerir una cantidad elevada de soporte reactivo aun sin alcanzar su límite térmico.

Figura 6.1 Consumo reactivo de las líneas críticas y efecto del despacho obligado

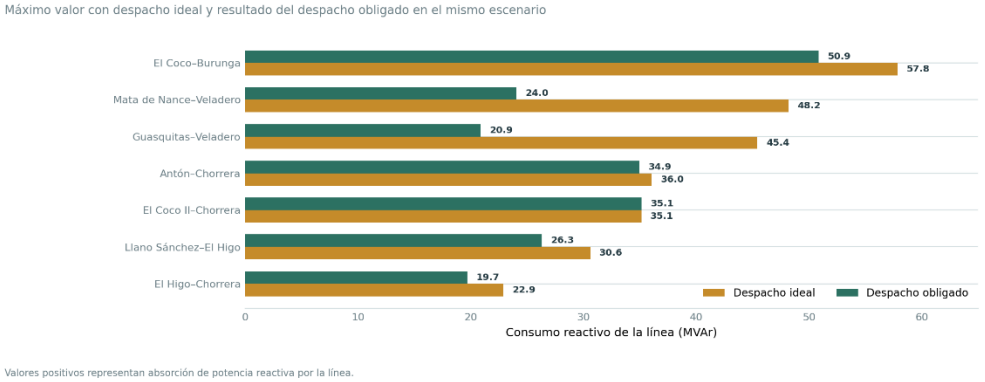


Tabla 6.6 Consumo reactivo de las líneas críticas.

Circuito	Línea	Escenario	Despacho ideal (MVAr)	Despacho obligado (MVAr)	Variación (MVAr)
230-3C	El Coco-Burunga	2028 lluviosa	57.82	50.85	-6.97
230-5B	Mata de Nance-Veladero	2027 lluviosa	48.17	24.03	-24.14
230-16	Guasquitas-Veladero	2027 lluviosa	45.39	20.88	-24.51
230-9A	Antón-Chorrera	2029 seca	36.04	34.94	-1.10
230-0A	El Coco II-Chorrera	2029 lluviosa	35.13	35.14	+0.01
230-4C	Llano Sánchez-El Higo	2028 lluviosa	30.61	26.31	-4.30
230-3B	El Higo-Chorrera	2028 lluviosa	22.89	19.69	-3.20

El despacho obligado reduce el consumo reactivo en la mayoría de los elementos. En las líneas Mata de Nance-Veladero y Guasquitas-Veladero, la absorción disminuye aproximadamente 24 MVAr por línea respecto del despacho ideal de 2027 lluviosa. El redespacho modifica los flujos de potencia activa, reduce la exigencia eléctrica de estos corredores y recupera parte del margen de soporte de tensión. No obstante, entre El Coco y Burunga se mantiene un consumo elevado de potencia reactiva, asociado al aporte de generación en la S/E El Coco y al flujo resultante por la línea.

El comportamiento reactivo cambia con el nivel de transferencia. En escenarios secos de menor flujo, las líneas Mata de Nance-Veladero y Guasquitas-Veladero registran valores negativos cercanos a -11 MVAr y -13 MVAr, respectivamente, lo cual representa una inyección neta de reactivo asociada al efecto capacitivo de las líneas. En cambio, bajo transferencias elevadas predomina la absorción reactiva. Por ello, estos corredores pueden contribuir a elevar la tensión cuando están poco cargados y, simultáneamente, convertirse en consumidores relevantes de MVAr cuando aumenta la transferencia.

IMPLICACIÓN PARA EL SIN Las líneas y transformadores evaluados operan por debajo de sus límites de capacidad en los casos analizados. Sin embargo, esto no garantiza por sí solo la seguridad de tensión. La absorción simultánea de reactivo en varios corredores puede aumentar la demanda sobre generadores, bancos de capacitores y compensadores, reducir la reserva disponible y profundizar las caídas de tensión ante una contingencia. En consecuencia, el seguimiento debe considerar conjuntamente MW, MVAr, tensiones nodales y reserva reactiva. El detalle N-1 se incluirá en el anexo técnico.

6.1.7 Desempeño de tensión y reserva reactiva

La reserva reactiva constituye el indicador principal para evaluar la capacidad del sistema de mantener el control de tensión después de una contingencia. Para cada escenario se seleccionó el menor valor de reserva obtenido entre los elementos supervisados en el área de Panamá 115 kV. El criterio adoptado establece una reserva mínima requerida de 10 MVAr.

El despacho ideal no satisface por sí solo el criterio de reserva reactiva. Aun con los proyectos de transmisión incorporados, se registran valores de -33.69 MVAr en 2026 lluviosa, -55.91 MVAr en 2027 lluviosa, -51.66 MVAr en 2028 lluviosa y -4.45 MVAr en 2029 seca. Estos déficits requieren ajustes del despacho para recuperar el soporte reactivo.

Gráfico 6.5 Reserva reactiva en el área de Panamá 115 kV.

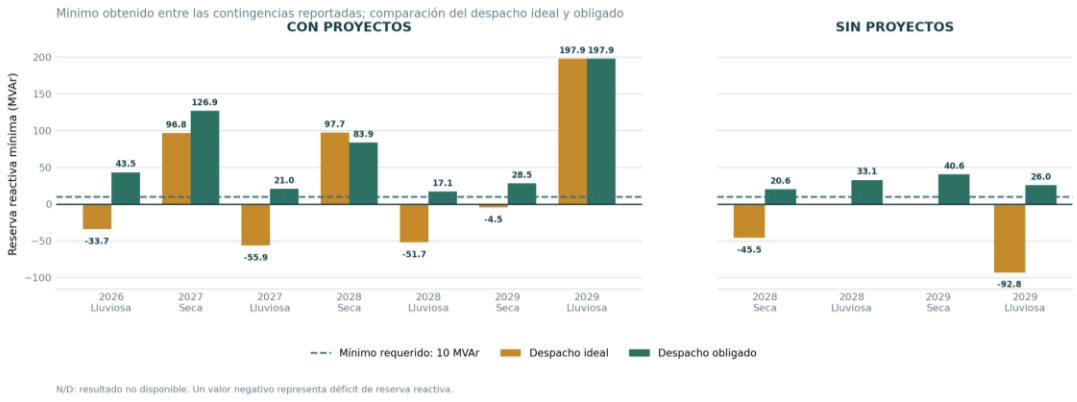


Tabla 6.7 Reserva reactiva por configuración y tipo de despacho.

Escenario	Con proyectos Ideal (MVAr)	Con proyectos Obligado (MVAr)	Sin proyectos Ideal (MVAr)	Sin proyectos Obligado (MVAr)
2026 lluviosa	-33.69	43.53	0	0
2027 seca	96.81	126.92	0	0
2027 lluviosa	-55.91	21.00	0	0

Escenario	Con proyectos Ideal (MVAr)	Con proyectos Obligado (MVAr)	Sin proyectos Ideal (MVAr)	Sin proyectos Obligado (MVAr)
2028 seca	97.74	83.91	-45.50	20.58
2028 lluviosa	-51.66	17.12	0	33.06
2029 seca	-4.45	28.50	0	40.62
2029 lluviosa	197.86	197.86	-92.77	26.04

La aplicación del despacho obligado elimina los déficits identificados en los casos con proyectos. La reserva mínima aumenta a 43.53 MVAr en 2026 lluviosa, 21.00 MVAr en 2027 lluviosa, 17.12 MVAr en 2028 lluviosa y 28.50 MVAr en 2029 seca. Todos estos valores superan el mínimo requerido de 10 MVAr, aunque el margen de 2028 lluviosa es comparativamente reducido y requiere mayor seguimiento operativo.

Tabla 6.8 Criterio de interpretación de la reserva reactiva.

Resultado de reserva	Interpretación técnica	Cumplimiento
>= 10 MVAr	Existe la reserva reactiva mínima requerida.	Cumple
> 0 y < 10 MVAr	Existe reserva, pero es inferior al mínimo requerido.	No cumple
= 0 MVAr	No existe margen de reserva reactiva.	No cumple
< 0 MVAr	Existe déficit; la magnitud indica los MVAr adicionales requeridos.	No cumple

En la configuración sin proyectos, el despacho ideal presenta déficits de -45.50 MVAr en 2028 seca y -92.77 MVAr en 2029 lluviosa. El despacho obligado permite recuperar reservas mínimas entre 20.58 y 40.62 MVAr. Sin embargo, la ausencia de reserva en los escenarios sin proyecto es coherente con la vulnerabilidad de tensión y los problemas de operatividad previamente identificados.

6.1.8 Evaluación del aporte de los proyectos de transmisión

El aporte técnico de los proyectos es mayor en los escenarios lluviosos de 2028 y 2029, cuando aumentan las transferencias desde Occidente, y en los escenarios secos con elevada producción solar. Si las obras no entran en servicio conforme al cronograma representado, será necesario aplicar mayores ajustes de despacho, reducir transferencias o trabajar con menores márgenes de tensión.

RESULTADO INTEGRADO La expansión considerada mejora la suficiencia de la red, pero no elimina todos los desafíos operativos. La planificación deberá coordinar la entrada de las obras con el crecimiento renovable, el soporte reactivo, los requerimientos de reserva y las posibilidades de intercambio regional.

6.1.9 Conclusiones del diagnóstico de corto plazo

- La generación solar alcanza aproximadamente 1,351 MW en 2029 bajo las condiciones estudiadas, frente a 850 MW en 2027 durante la época seca.
- Las restricciones de red modifican el despacho económico y producen generación obligada, con un máximo reportado de 225 MW en la época lluviosa de 2027.
- En los escenarios lluviosos comparables de 2028 y 2029, la ausencia de los proyectos incrementa el despacho térmico en 56.0 MW y 32.5 MW, respectivamente, y limita el aprovechamiento de generación renovable.
- En 2029 seca se identifica una reducción de 299 MW de generación solar asociada a una condición de sobreoferta renovable.
- Los proyectos de transmisión permiten incrementar las transferencias hacia la Zona Oriente y resolver escenarios que, sin las obras, presentan condiciones inoperables debido a problemas de tensión.
- La incorporación de las obras mejora el desempeño de tensión; en 2028 seca la tensión mínima aumenta de 0.84 p.u. sin proyectos a 0.95 p.u. con proyectos.
- El cumplimiento de los criterios operativos durante el horizonte de corto plazo depende de que los proyectos considerados entren en servicio conforme al cronograma representado.
- El despacho ideal presenta déficits de reserva reactiva en varios escenarios; el despacho obligado recupera valores superiores al mínimo requerido de 10 MVAr en todos los casos con condiciones de operación aceptables reportados.

6.2 Análisis específicos de zonas con restricciones

El diagnóstico general de corto plazo identifica las condiciones operativas del Sistema Interconectado Nacional durante el horizonte de estudio a partir del despacho, los flujos de potencia, la generación obligada y desplazada, los niveles de tensión y la reserva reactiva. A partir de estos resultados se delimitan las zonas con restricciones de transporte, insuficiencia de transformación o márgenes operativos reducidos.

Los análisis específicos comprenden la capacidad de transformación de la S/E San Bartolo, considerando el crecimiento de la generación conectada en su área de influencia y la necesidad de mantener condiciones adecuadas bajo operación normal y contingencias; las condiciones operativas de la S/E Boquerón III, con énfasis en la capacidad de transformación asociada a la barra B y en la indisponibilidad del transformador T2; y el comportamiento de la reserva reactiva y de los niveles de tensión ante la incorporación de los bancos de

capacitores previstos en las subestaciones Panamá, Panamá II y Llano Sánchez, así como del STATCOM de Panamá III.

También se evalúa el corredor Mata de Nance-Boquerón III-Progreso-Frontera, cuyas restricciones pueden limitar la evacuación de la generación conectada en Boquerón III, Dominical y Progreso. El análisis cuantifica la generación renovable desplazada y el efecto esperado de la entrada en operación de los refuerzos sobre la capacidad de evacuación y la seguridad del corredor.

Para cada zona se examinan la condición actual, la evolución prevista durante el horizonte de corto plazo, el elemento limitante, las consecuencias operativas y el efecto de las obras de refuerzo consideradas. Cuando resulte aplicable, se comparan escenarios con y sin proyectos, así como condiciones normales y de contingencia, con el propósito de establecer si las soluciones previstas eliminan la restricción, reducen su impacto o dejan necesidades adicionales que deban atenderse.

6.2.1 Análisis de capacidad de transformación

6.2.1.1 Justificación de los transformadores T2 y T3 en la S/E San Bartolo

El presente análisis evalúa la capacidad de transformación de la Subestación San Bartolo ante el incremento previsto de generación conectada a sus barras de 34.5 y 115 kV. El objetivo es determinar si la configuración actual, constituida por un solo transformador, permite evacuar la generación futura cumpliendo los criterios de cargabilidad y seguridad N-1, y establecer la necesidad técnica de incorporar los transformadores T2 y T3.

CONCLUSIÓN PRINCIPAL La incorporación exclusiva del T2 elimina las sobrecargas en condición normal, pero no proporciona capacidad firme suficiente: ante la salida de uno de los dos transformadores, el devanado de 34.5 kV del equipo remanente alcanza 106 %. Con T1, T2 y T3, la máxima cargabilidad observada se reduce a 51 % en N-1. En consecuencia, ambos proyectos son necesarios para evacuar la generación prevista sin depender de restricciones permanentes y para mantener la continuidad operativa ante la indisponibilidad de un transformador.

6.2.1.1.1 Objetivo y alcance

La evaluación comprende los escenarios previstos para 2028 y 2029, considerando que la capacidad instalada de generación asociada a la S/E San Bartolo alcanzaría 180.39 MW en 2029. El análisis se realiza tanto en condiciones normales de operación (N) como ante la indisponibilidad de uno de los transformadores (N-1), utilizando como indicador principal la cargabilidad de cada devanado. Debido a que la subestación funciona principalmente como punto de evacuación de generación, la evaluación se concentra en verificar la capacidad de

transformación disponible para transferir las inyecciones conectadas en los niveles de 34.5 y 115 kV hacia la red de transmisión de 230 kV.

6.2.1.1.2 Configuración y criterio técnico

Tabla 6.9 Capacidad de Transformación Actual S/E San Bartolo

Devanado	Capacidad normal	Función predominante
230 kV	150 MVA	Evacuación hacia el sistema de transmisión
115 kV	50 MVA	Intercambio con la red de 115 kV
34.5 kV	100 MVA	Recepción de la generación conectada a media tensión

La capacidad del transformador no debe evaluarse únicamente por su potencia nominal de 150 MVA. En un transformador de tres devanados, cada devanado posee un límite propio; por tanto, una sobrecarga en 34.5 kV constituye una restricción operativa aun cuando el flujo total observado en 230 kV se mantenga dentro de su capacidad. En este caso, el devanado de 34.5 kV es el elemento determinante porque concentra la mayor parte de la generación futura.

Una configuración se considera aceptable cuando los flujos permanecen dentro de los límites en estado N y ante N-1. La pérdida de un transformador no debe producir sobrecargas en los equipos remanentes. Si para mantenerlos dentro de sus límites fuera necesario reducir generación, la configuración no dispondría de capacidad firme suficiente para evacuar la inyección representada.

6.2.1.1.3 Resultados con un solo transformador

Tabla 6.10 Flujos Máximos T1 S/E San Bartolo

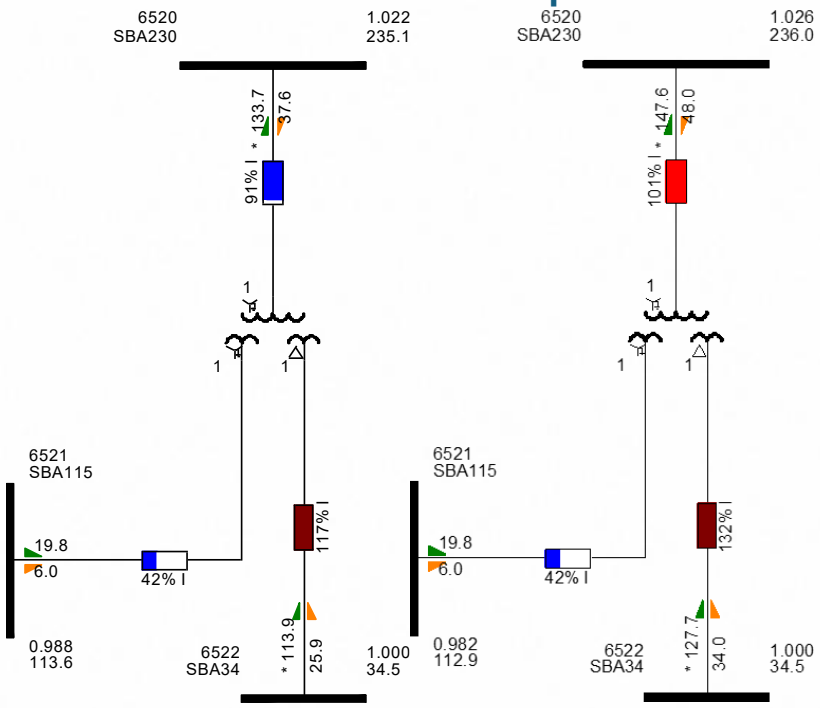
Escenario	Flujo 34.5 kV	Carga 34.5 kV	Flujo/carga 115 kV	Diagnóstico
2028 lluviosa	116.8 MVA	117 %	20.7 MVA / 42 %	Sobrecarga en 34.5 kV
2029 seca	119.5 MVA	119 %	19.4 MVA / 39 %	Sobrecarga en 34.5 kV
2029 lluviosa	132.2 MVA	132 %	20.7 MVA / 42 %	Caso más severo; 230 kV alcanza 101 %

Con la configuración actual, el devanado de 34.5 kV supera su límite en todos los escenarios futuros mostrados. La cargabilidad aumenta de 117 % en 2028 lluviosa a 132 % en 2029

lluviosa. En este último escenario, el flujo por el lado de 230 kV alcanza aproximadamente 155.2 MVA y una cargabilidad de 101 %, por lo que la restricción deja de estar confinada al devanado de 34.5 kV y compromete también la capacidad de evacuación total del equipo.

De acuerdo con los análisis realizados, para mantener el transformador dentro de sus límites sería necesario reducir aproximadamente entre 13 y 33 MW de generación, dependiendo del escenario. Esta medida trasladaría la limitación de la transformación a la operación de las plantas, ocasionaría generación desplazada y limitaría el aprovechamiento de los proyectos conectados en el área.

Figura 6.2 Condición con un solo transformador épocas lluviosas de 2028 y 2029

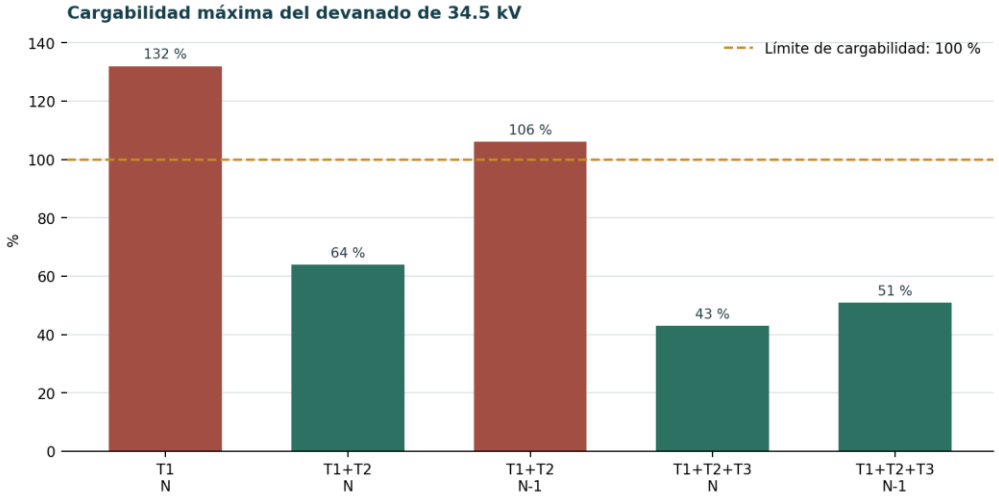


6.2.1.1.4 Evaluación de las alternativas de expansión

Tabla 6.11 Evaluación de las alternativas de expansión

Transformadores disponibles	Condición	Carga 34.5 kV	Carga 230 kV	Resultado
T1	N	132 %	101 %	No cumple
T1 + T2	N	64 %	49 %	Cumple
T1 + T2	N-1	106 %	81 %	No cumple por 34.5 kV
T1 + T2 + T3	N	43 %	33 %	Cumple
T1 + T2 + T3	N-1	51 %	40 %	Cumple

Gráfico 6.6 Comparación de la cargabilidad máxima del devanado de 34.5 kV



6.2.1.1.5 Incorporación del T2

Con T1 y T2 disponibles, el flujo se distribuye entre ambos equipos. En condición normal, cada devanado de 34.5 kV opera aproximadamente al 64 %, el devanado de 115 kV al 21 % y el de 230 kV al 49 %. La instalación del T2 elimina, por tanto, la sobrecarga del caso normal y evita la restricción de generación mientras ambos transformadores permanezcan en servicio.

Sin embargo, la pérdida del T1 o T2 concentra nuevamente la transferencia en un solo equipo. En el caso N-1 mostrado, el devanado de 34.5 kV del transformador remanente alcanza 106 %, mientras el devanado de 230 kV se mantiene en 81 %. La configuración con dos transformadores mejora la operación normal, pero no satisface el criterio de seguridad para la evacuación completa de la generación prevista.

Figura 6.3 Configuración T1 + T2 en condición Normal

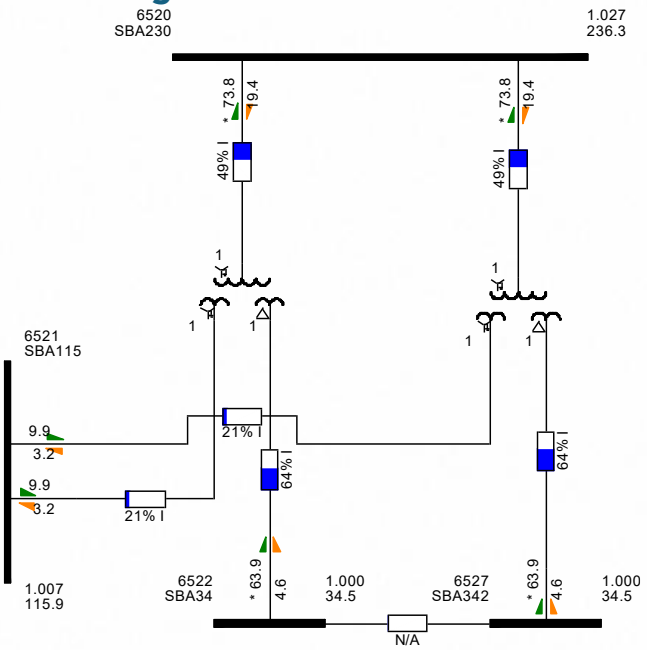
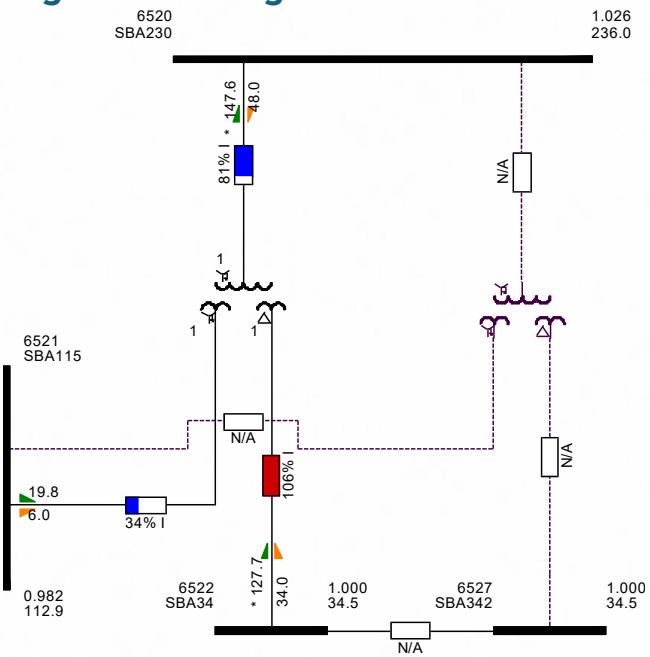


Figura 6.4 Configuración T1 + T2 en N-1

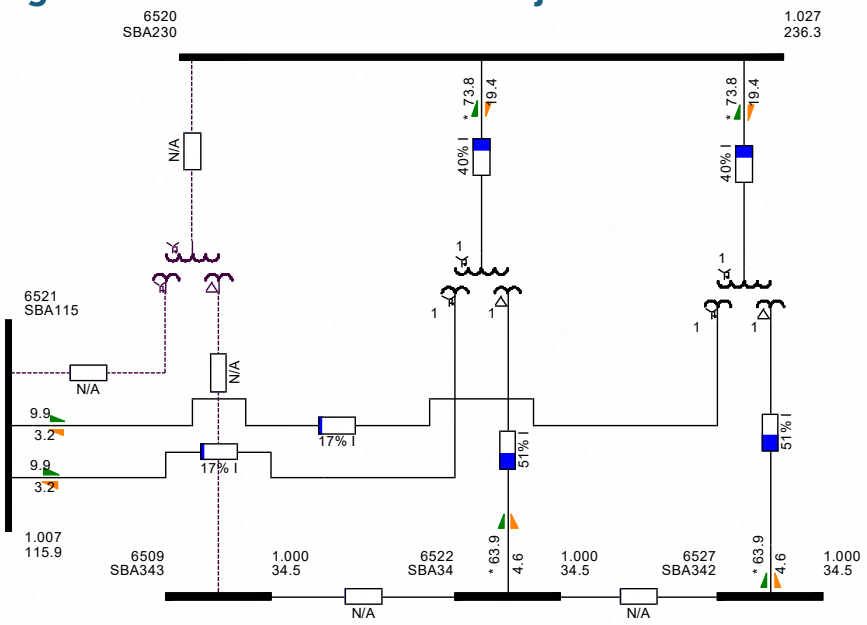


6.2.1.1.6 Incorporación del T3

Con T1, T2 y T3 disponibles, la transferencia se reparte entre tres unidades. En condición normal, la cargabilidad aproximada por transformador disminuye a 43 % en 34.5 kV, 14 % en 115 kV y 33 % en 230 kV. Ante la indisponibilidad de una unidad permanecen dos transformadores en servicio, con cargabilidades cercanas a 51 % en 34.5 kV, 17 % en 115 kV

y 40 % en 230 kV. La configuración cumple el criterio N-1 para el escenario analizado y mantiene margen para variaciones del despacho.

Figura 6.5 Configuración T1 + T2 + T3 en N-1: flujos dentro de los límites modelados



6.2.1.1.7 Interpretación operativa

La restricción identificada corresponde a la capacidad de evacuación. Como el flujo predominante se origina en las plantas conectadas en 34.5 y 115 kV, una limitación del transformador obliga a reducir generación; ante la pérdida del equipo, puede requerir su desligue. La insuficiencia de transformación produciría restricciones recurrentes, desplazamiento de energía renovable y dependencia de maniobras o esquemas de desligue para mantener los equipos dentro de sus límites.

La operación con T1 y T2 no proporciona capacidad firme suficiente. Aunque cada unidad presenta holgura en estado N, durante una contingencia las inyecciones futuras exceden la capacidad admisible de un solo devanado de 34.5 kV. Por esta razón, el mantenimiento o la falla de un transformador obligaría a limitar generación mientras el equipo permanezca indisponible.

CRITERIO DE JUSTIFICACIÓN El T2 se requiere para resolver la sobrecarga de la configuración actual en condición normal. El T3 se requiere para convertir esa ampliación en capacidad firme N-1. Los dos proyectos atienden necesidades diferentes y complementarias: suficiencia en N y seguridad ante contingencia.

6.2.1.1.8 Conclusión

La capacidad de transformación actualmente disponible en la S/E San Bartolo no es suficiente para evacuar la generación representada en los escenarios de 2028 y 2029. Con un solo transformador, el devanado de 34.5 kV alcanza cargabilidades entre 117 % y 132 %; en el escenario más severo, el devanado de 230 kV llega a 101 %. Para mantener el equipo dentro de sus límites sería necesario reducir entre 13 y 33 MW de generación.

La incorporación del T2 elimina las sobrecargas en estado N, pero ante la pérdida de uno de los dos transformadores el devanado de 34.5 kV del equipo remanente alcanza 106 %. Por tanto, el T2 no resuelve por sí solo la condición N-1. Con T1, T2 y T3, las cargabilidades máximas se mantienen en 43 % para el estado N y 51 % ante N-1. Los resultados justifican la instalación de T2 y T3 para evacuar la generación prevista sin sobrecargas en operación normal ni ante una contingencia simple.

6.2.1.2 Justificación del transformador T2 en la S/E Boquerón III

Conclusión principal La restitución del T2 es necesaria para recuperar la redundancia de la transformación asociada a la barra B de 34.5 kV. Sin el T2, el equipo disponible alcanza 97 % en máxima generación; con el proyecto, la carga se distribuye aproximadamente en 49 % por unidad y, ante N-1, el transformador remanente opera alrededor de 78 %.

6.2.1.2.1 Objetivo y alcance

El presente análisis evalúa las condiciones operativas de la S/E Boquerón III ante la indisponibilidad del transformador T2 y determina la necesidad de restituir dicha unidad. La evaluación se concentra en la transformación asociada a la barra B de 34.5 kV, cuya función principal es evacuar generación hacia la red de 230 kV. Se consideran los escenarios estacionales de 2028 y 2029, una condición de máxima generación y la respuesta del esquema propuesto tanto en operación normal (N) como ante la indisponibilidad de una unidad (N-1).

Los indicadores examinados son la potencia activa y reactiva transferida, la cargabilidad de los transformadores y los niveles de tensión en las barras de 34.5 y 230 kV. Los porcentajes de cargabilidad se presentan tal como fueron obtenidos en los resultados de flujo de carga; para la condición N-1 se utiliza la capacidad aplicable a contingencia, por lo que dichos porcentajes no deben compararse directamente con los de operación normal sin considerar el régimen térmico empleado.

6.2.1.2.2 Configuración operativa y condición identificada

La subestación dispone de dos secciones de barra en 34.5 kV que operan normalmente separadas, debido a que el interruptor de amarre permanece abierto. El T3 ya se encuentra en servicio; sin embargo, la indisponibilidad del T2 deja a la barra B atendida por una sola unidad de transformación. En esta configuración no se observa una sobrecarga permanente en todos los escenarios, pero se elimina la redundancia local y se concentra en un único equipo la evacuación de la generación conectada a esa sección.

La condición operativa no depende únicamente del porcentaje de carga del transformador. Si se pierde el único equipo disponible en la barra B, la generación conectada queda sin trayectoria de evacuación hacia 230 kV. Debido a que más del 98 % de la potencia conectada corresponde a generación, la contingencia produciría principalmente su pérdida o desligue, y no la interrupción de una carga relevante. La reposición del T2 se evalúa, por tanto, como una medida de confiabilidad, flexibilidad operativa y disponibilidad de capacidad futura.

6.2.1.2.3 Resultados de la evaluación

Tabla 6.12 Transferencias y cargabilidad de la S/E Boquerón III

Escenario	Configuración	Estado	Barra B MW	Barra B carga	Barra A MW	Barra A carga
2028 lluviosa	Sin T2	N	66.2	79 %	74.3	90 %
2029 seca	Sin T2	N	78.0	94 %	10.7	13 %
2029 lluviosa	Sin T2	N	61.2	74 %	73.7	89 %
Máxima generación	Sin T2	N	81.1	**97 %**	78.6	95 %
2029 lluviosa	Con T2	N	30.5–30.7 c/u	37 % c/u	73.7	89 %
2029 lluviosa	Con T2	N-1	61.2	59 %	73.7	71 %
Máxima generación	Con T2	N	40.4–40.7 c/u	49 % c/u	78.6	95 %
Máxima generación	Con T2	N-1	81.1	78 %	78.6	76 %

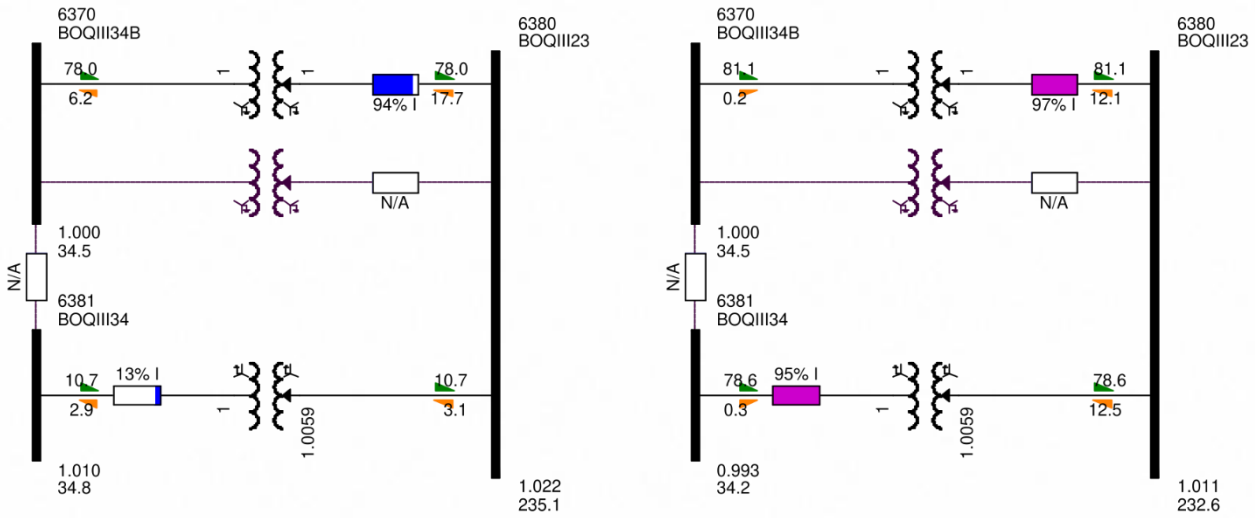
6.2.1.2.4 Condición sin reposición del T2

En los escenarios estacionales sin el T2, la unidad disponible en la barra B opera entre 74 % y 94 % de su capacidad normal. El caso más exigente corresponde a máxima generación, con una transferencia de 81.1 MW y una cargabilidad de 97 %. Este resultado deja únicamente 3

puntos porcentuales de margen respecto de la capacidad normal y hace que variaciones de disponibilidad, producción renovable o condiciones de la red puedan llevar el equipo a su límite operativo.

En la época seca de 2029, la barra B transfiere 78.0 MW y el transformador alcanza 94 %, mientras que la otra sección opera al 13 %. Como las barras trabajan separadas y el amarre permanece normalmente abierto, la holgura de una sección no está disponible de forma automática para atender la transferencia de la barra B.

Figura 6.6 Condición sin T2: época seca de 2029 (izq) y máxima generación (der).



6.2.1.2.5 Efecto de la integración del T2

Con la restitución del T2, la transferencia de la barra B se distribuye entre dos transformadores. En 2029 lluviosa, cada unidad conduce aproximadamente 30.5–30.7 MW y opera al 37 % en condición normal. En máxima generación, la transferencia se reparte en aproximadamente 40.4–40.7 MW por unidad, con 49 % de cargabilidad. Esta distribución reduce sustancialmente la exposición térmica de cada equipo y recupera la capacidad de realizar maniobras o atender indisponibilidades programadas sin desconectar toda la generación de la barra.

Ante la indisponibilidad de uno de los transformadores de la barra B, la unidad remanente absorbe la transferencia completa. Los resultados muestran 59 % de cargabilidad en el escenario lluvioso de 2029 y 78 % en máxima generación, ambos bajo la capacidad de contingencia utilizada en el estudio. Por tanto, la solución restablece el criterio funcional N-1 para esta sección y evita que una contingencia simple elimine por completo la trayectoria de evacuación.

Gráfico 6.7 Cargabilidad de la transformación (barra B) - máxima generación.

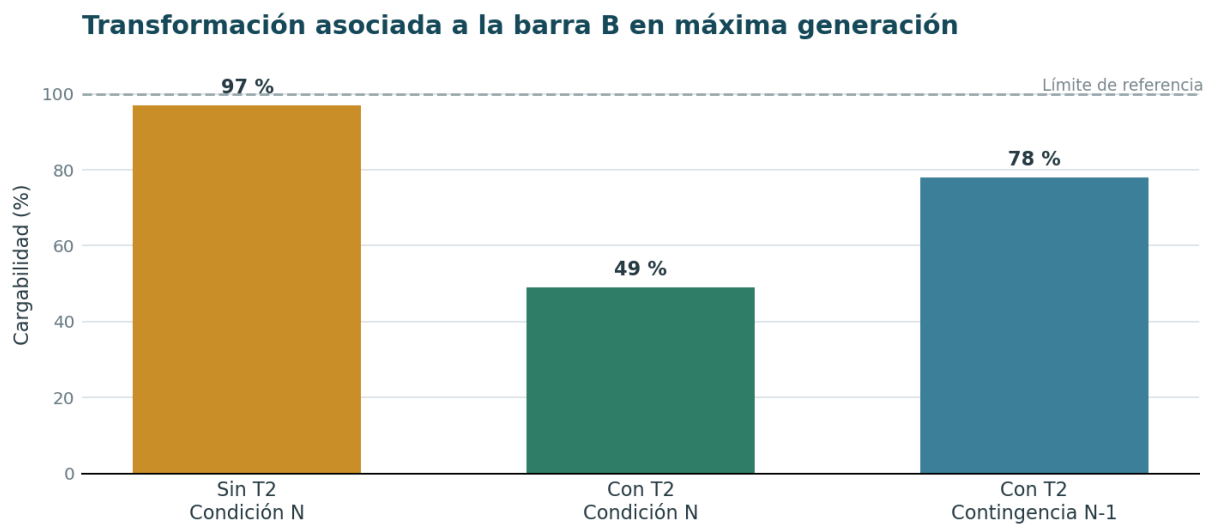
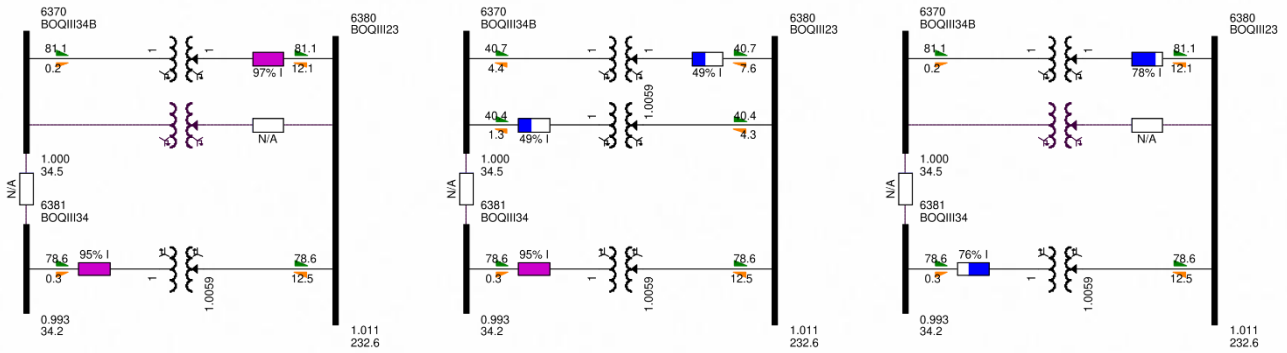


Figura 6.7 Máxima generación: sin T2, con T2 en condición normal y con T2 bajo N-1.



6.2.1.2.6 Potencia reactiva y comportamiento de tensión

Los diagramas muestran que la potencia reactiva transferida hacia el lado de 230 kV de la barra B se mantiene, según el escenario, aproximadamente entre 8.9 y 17.7 MVAr sin el T2. En máxima generación se observan cerca de 12.1 MVAr. Con el proyecto, la componente reactiva se distribuye entre las unidades en servicio y vuelve a concentrarse en la unidad remanente durante N-1, sin que los resultados presentados evidencien una condición crítica de tensión.

Las tensiones reportadas se encuentran aproximadamente entre 0.993 y 1.022 p.u. en las barras analizadas. La instalación del T2, por tanto, no se justifica principalmente como una medida de corrección de tensión, sino por la recuperación de capacidad de transformación, redundancia y seguridad de evacuación. No obstante, el intercambio reactivo debe mantenerse supervisado, especialmente en máxima generación y ante contingencias, porque incrementa la corriente total del transformador y consume parte de su margen térmico.

6.2.1.2.7 Implicaciones operativas

Pérdida de evacuación: sin el T2, la falla del único transformador disponible en la barra B ocasionaría la pérdida de la trayectoria de evacuación de la generación conectada a esa sección.

Margen insuficiente en operación normal: la cargabilidad de 97 % en máxima generación deja una holgura muy reducida para incrementos de producción, desviaciones respecto del despacho previsto o indisponibilidades de otros elementos.

Capacidad futura condicionada: la conexión de nuevos proyectos aumentaría la transferencia por la barra B y podría requerir limitaciones de generación si el T2 no se restituye oportunamente.

Mayor flexibilidad con el proyecto: dos unidades en servicio permiten distribuir la transferencia, efectuar mantenimientos y atender una contingencia simple sin perder toda la generación de la barra.

6.2.1.2.8 Conclusión

La S/E Boquerón III opera sin sobrecarga permanente en los escenarios estacionales evaluados, pero la barra B no dispone de redundancia mientras el T2 permanezca indisponible. La evacuación se concentra en una sola unidad, cuya cargabilidad alcanza 97 % en máxima generación. La pérdida de ese equipo dejaría sin trayectoria de evacuación a la generación conectada a la sección.
Con la reposición del T2, la cargabilidad de cada unidad se reduce a aproximadamente 49 % durante máxima generación en estado N y la unidad remanente alcanza alrededor de 78 % ante N-1. El proyecto restablece la redundancia de la barra B, mantiene la evacuación de la generación existente ante una contingencia simple y aporta margen para evaluar nuevas conexiones en el área de influencia de Boquerón III.

6.2.2 Análisis de compensación reactiva

6.2.2.1 Bancos de capacitores y STATCOM de Panamá III

El presente análisis compara las condiciones operativas del Sistema Interconectado Nacional con y sin la incorporación conjunta de los bancos de capacitores de Panamá 115 kV, Panamá II 115 kV y Llano Sánchez 230 kV a partir de 2028, así como del STATCOM de Panamá III a partir de 2029. La evaluación utiliza los resultados de condiciones del sistema, contingencias, generación obligada y curvas QV para las épocas seca y lluviosa.

RESULTADO PRINCIPAL El conjunto de compensación modifica de forma sustancial el desempeño del SIN. En los cuatro escenarios reduce la generación obligada de 641 MW a 60 MW en términos acumulados, una disminución de 581 MW (90.6 %). Además, convierte en reserva reactiva los déficits observados en los casos secos sin proyectos y permite obtener solución en los casos lluviosos en condiciones inoperables desde la condición normal sin proyectos.

6.2.2.1.1 Configuración de proyectos evaluados

Tabla 6.13 Proyectos Evaluados

Aplicación	Proyecto	Capacidad	Función
2028–2029	Banco de capacitores S/E Panamá 115 kV	80 MVAr	Compensación fija
2028–2029	Banco de capacitores S/E Panamá II 115 kV	80 MVAr	Compensación fija
2028–2029	Banco de capacitores S/E Llano Sánchez 230 kV	60 MVAr	Compensación fija
2029	STATCOM S/E Panamá III	240 MVAr	Compensación variable automática

6.2.2.1.2 Síntesis comparativa

Tabla 6.14 Síntesis comparativa

Escenario	Reserva sin compensación	Reserva con compensación	Generación obligada sin/con compensación	Reducción
2028 Seca	-49.6 MVAr	89.6 MVAr	28 → 0 MW	28 MW
2028 Lluviosa	Caso N inoperable	21.1 MVAr	231 → 60 MW	171 MW
2029 Seca	-77.0 MVAr	28.5 MVAr	153 → 0 MW	153 MW
2029 Lluviosa	Caso N inoperable	197.9 MVAr	229 → 0 MW	229 MW

La compensación reactiva aumenta el margen de tensión y reduce los ajustes del despacho requeridos para cumplir los criterios operativos. La mayor reducción de generación obligada se presenta en 2029 lluviosa, con 229 MW. El único requerimiento residual con los proyectos en servicio corresponde a 2028 lluviosa, con 60 MW.

6.2.2.1.3 Condiciones operativas derivadas de los resultados

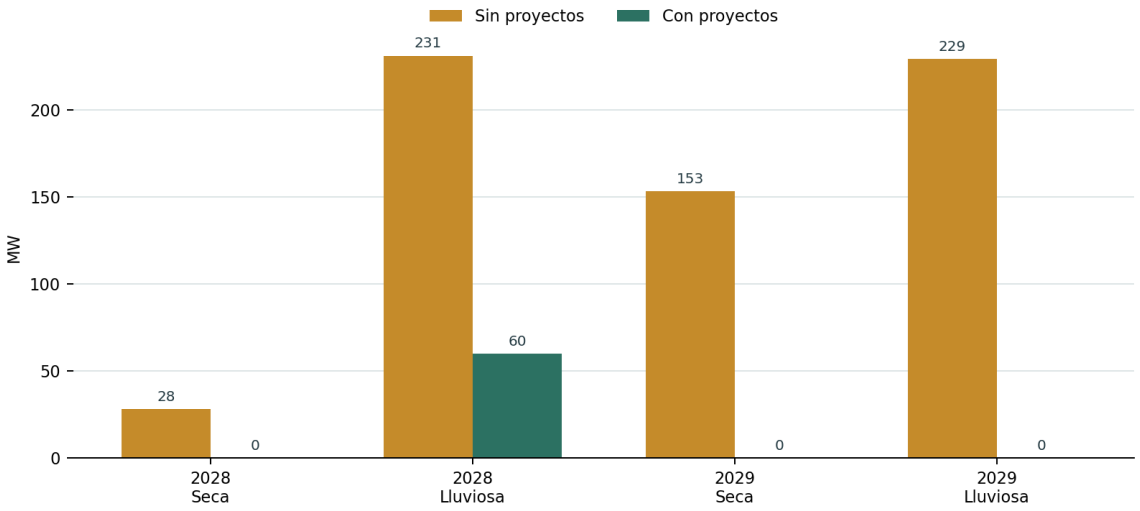
Sin el conjunto de compensación, el SIN presenta reserva reactiva insuficiente en los casos secos y condiciones más severas en los lluviosos. En 2028 seca y 2029 seca, las curvas QV muestran déficits de 49.6 MVAr y 77.0 MVAr, respectivamente. En estas condiciones no se cumple la reserva mínima y aumenta la sensibilidad de la tensión ante mayores transferencias, cambios del despacho o contingencias. En las épocas lluviosas, los casos sin compensación presentan condiciones inaceptables, por lo que no representan estados operativos aceptables.

La generación obligada actúa como una medida correctiva al incorporar unidades con capacidad de regulación de tensión y suministro de potencia reactiva que no forman parte del despacho económico original. Aunque esta acción recupera la reserva, requiere entre 28 MW y 231 MW de redespacho según el escenario, reduce la flexibilidad operativa e incrementa el costo de operación. La comparación detallada por año y estación se presenta junto con las curvas QV.

En las épocas lluviosas, los casos normales sin compensación mantienen condiciones de inoperatividad; por esta razón, no es válido continuar con la evaluación N-1 a partir de esos estados. En las épocas secas, los casos normales mantienen condiciones aceptables, pero cinco contingencias en 2028 y siete en 2029 mantienen insuficiencia de reserva reactiva. Las condiciones aceptables del estado N, por sí sola, no asegura el cumplimiento del criterio de tensión ante contingencias.

6.2.2.1.4 Generación obligada

Gráfico 6.8 Generación obligada con y sin el conjunto de compensación.

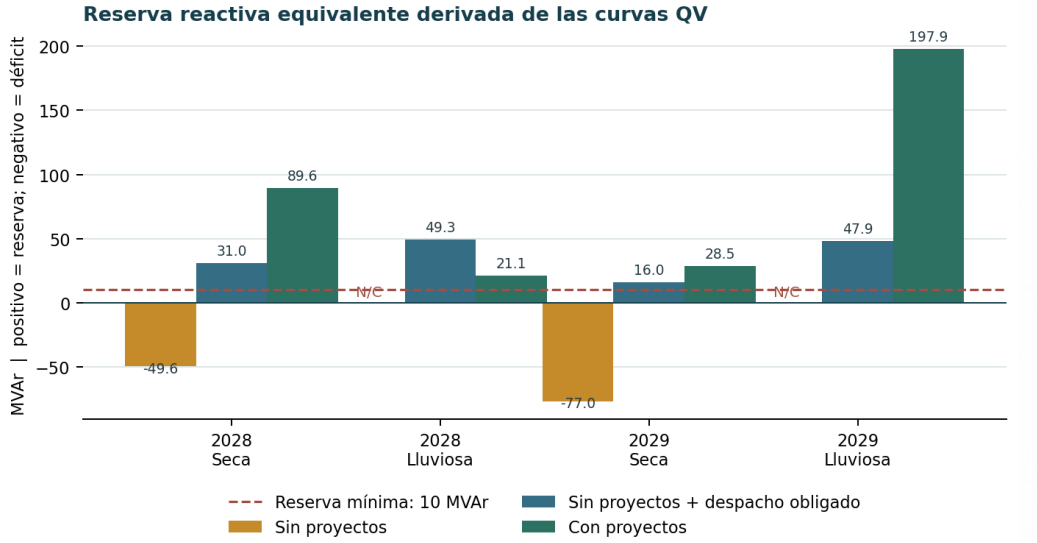


En 2028 seca, los bancos eliminan los 28 MW de generación obligada. En 2028 lluviosa, el requerimiento disminuye de 231 MW a 60 MW, equivalente a una reducción de 74.0 %, pero no desaparece por completo. Este remanente indica que la compensación fija mejora el soporte de tensión, aunque persiste una necesidad operativa que puede estar asociada a la ubicación de las fuentes reactivas y a la severidad del despacho lluvioso.

En 2029, la operación conjunta de los bancos y el STATCOM elimina la generación obligada en las épocas seca y lluviosa, con reducciones de 153 MW y 229 MW, respectivamente. Esto amplía el margen disponible para definir el despacho sin recurrir a generación obligada por soporte de tensión.

6.2.2.1.5 Desempeño de la reserva reactiva

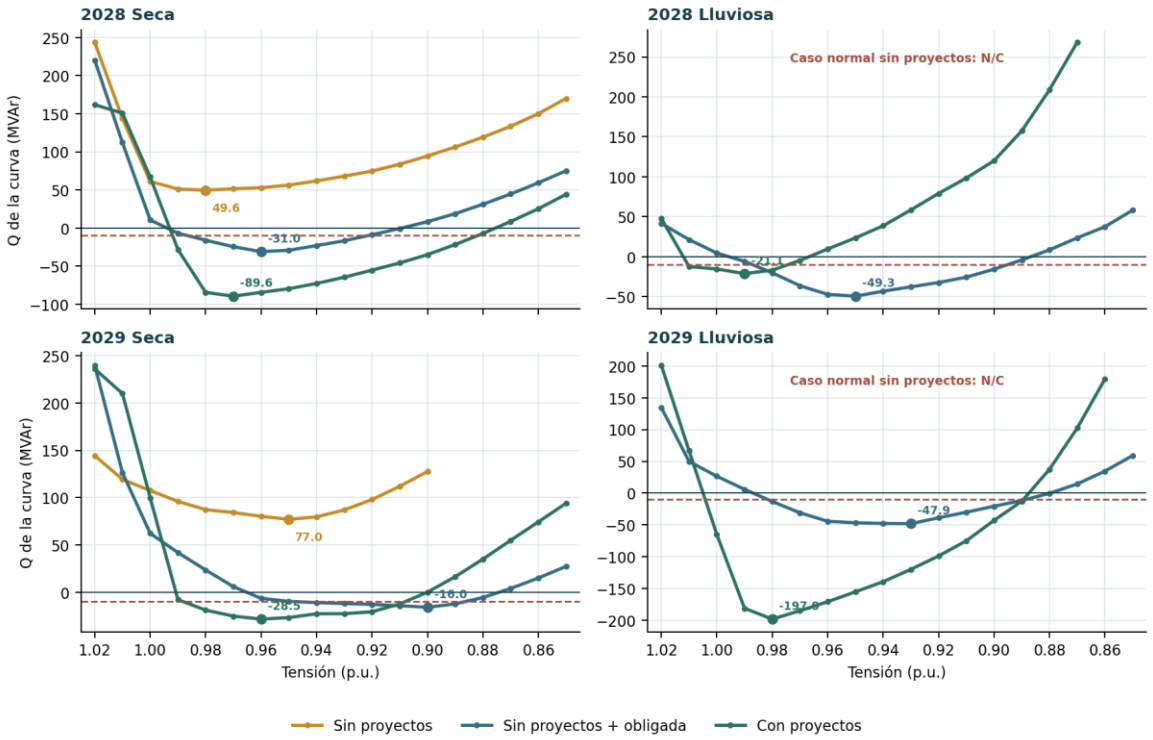
Gráfico 6.9 Reserva reactiva con y sin el conjunto de compensación.



6.2.2.1.6 Comportamiento de las curvas QV

Gráfico 6.10 Curvas QV comparativas

Comportamiento de las curvas QV y reserva reactiva



En la época seca de 2028, el escenario sin compensación presenta un déficit de reserva reactiva de 49.6 MVAr. La incorporación de 28 MW de generación obligada eleva la reserva a 31.0 MVAr. Con los bancos de capacitores previstos para ese año, la reserva alcanza 89.6 MVAr sin generación obligada. En este escenario, la compensación fija corrige el déficit, supera el mínimo requerido de 10 MVAr y evita el redespacho utilizado en el caso sin proyectos.

En la época lluviosa de 2028 se presenta una condición más exigente, dado que el caso normal sin compensación presenta condiciones de inoperatividad. Para obtener condiciones operativas aceptables se requieren 231 MW de generación obligada, con los cuales se alcanza una reserva de 49.3 MVAr. Con los bancos de capacitores en servicio, el caso alcanza una solución operativa y la generación obligada disminuye a 60 MW, mientras que la reserva se sitúa en 21.1 MVAr. Aunque este valor cumple el mínimo requerido, presenta una holgura inferior a la obtenida mediante el redespacho de 231 MW. Esto indica que, aun con la compensación fija, permanecen condiciones cercanas a los límites de flexibilidad operativa.

En la época seca de 2029, el escenario sin compensación presenta un déficit de 77.0 MVAr, superior al de 2028. La incorporación de 153 MW de generación obligada permite alcanzar una reserva de 16.0 MVAr, apenas 6.0 MVAr por encima del mínimo. Con la operación

conjunta de los bancos de capacitores y el STATCOM de Panamá III, la reserva aumenta a 28.5 MVAr y se elimina la generación obligada.

En la época lluviosa de 2029, el escenario normal sin compensación tampoco mantiene condiciones aceptables de operación. Para recuperar una condición operativa se requieren 229 MW de generación obligada, con los cuales se obtiene una reserva de 47.9 MVAr. Con los bancos de capacitores y el STATCOM en operación, el caso presenta condiciones aceptables sin generación obligada y alcanza 197.9 MVAr, el mayor margen de los escenarios evaluados.

6.2.2.1.7 Comparación técnica 2028–2029

Los bancos de capacitores aportan compensación discreta y reducen el transporte de potencia reactiva desde zonas remotas, con beneficios directos sobre los perfiles de tensión y las pérdidas. El STATCOM agrega regulación continua y rápida, capaz de adaptar su salida ante cambios de tensión y contingencias. Por ello, ambas tecnologías son complementarias: los bancos atienden el requerimiento reactivo sostenido y el STATCOM aporta control dinámico y margen en condiciones severas.

6.2.2.1.8 Área Panamá Oeste–Panamá 230 kV

Gráfico 6.11 Tensiones en las barras del corredor Panamá Oeste–Panamá 230 kV

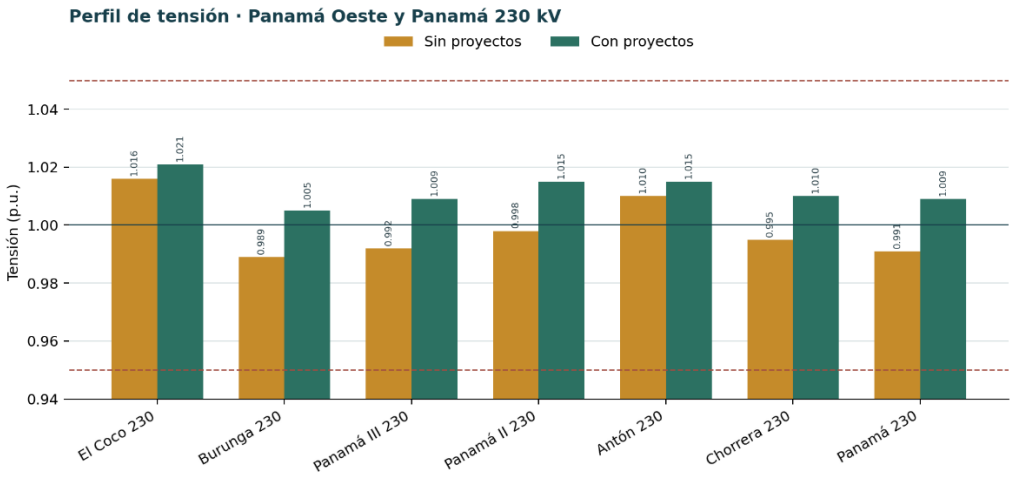


Tabla 6.15 Variación de la Tensiones en las barras Panamá Oeste–Panamá 230 kV

Barra	Sin proyectos	Con proyectos	Variación
El Coco 230	1.016	1.021	+0.005
Burunga 230	0.989	1.005	+0.016
Panamá III 230	0.992	1.009	+0.017

Barra	Sin proyectos	Con proyectos	Variación
Panamá II 230	0.998	1.015	+0.017
Antón 230	1.010	1.015	+0.005
Chorrera 230	0.995	1.010	+0.015
Panamá 230	0.991	1.009	+0.018

6.2.2.1.8.1Condición sin proyectos

El perfil presenta una reducción progresiva desde el sector occidental hacia el área metropolitana. Entre las barras comunes, El Coco registra 1.016 p.u., mientras Burunga, Panamá III, Chorrera y Panamá se sitúan en 0.989, 0.992, 0.995 y 0.991 p.u., respectivamente. Aunque los valores permanecen dentro del intervalo mostrado, la concentración de tensiones por debajo de 1.00 p.u. evidencia un mayor transporte de potencia reactiva y una condición más sensible en el extremo receptor del corredor.

6.2.2.1.8.2Condición con proyectos

Con los proyectos en operación, aumentan las tensiones de todas las barras comunes. Las mayores variaciones se presentan en Panamá 230 kV (+0.018 p.u.), Panamá II y Panamá III (+0.017 p.u.), Burunga (+0.016 p.u.) y Chorrera (+0.015 p.u.). La tensión mínima pasa de 0.989 a 1.005 p.u. y el perfil queda entre 1.005 y 1.021 p.u. En las barras representadas no se observan sobretensiones.

Figura 6.8 Tensiones en Panamá Oeste–Panamá 230 kV con compensación reactiva

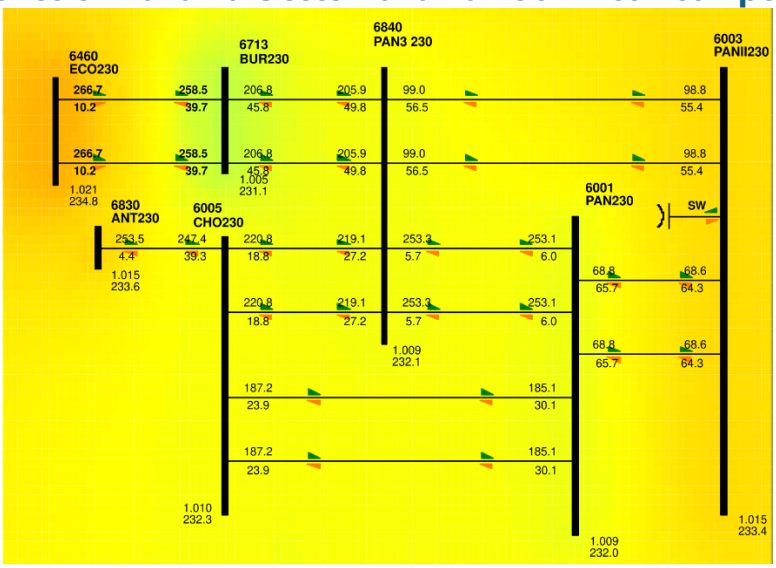
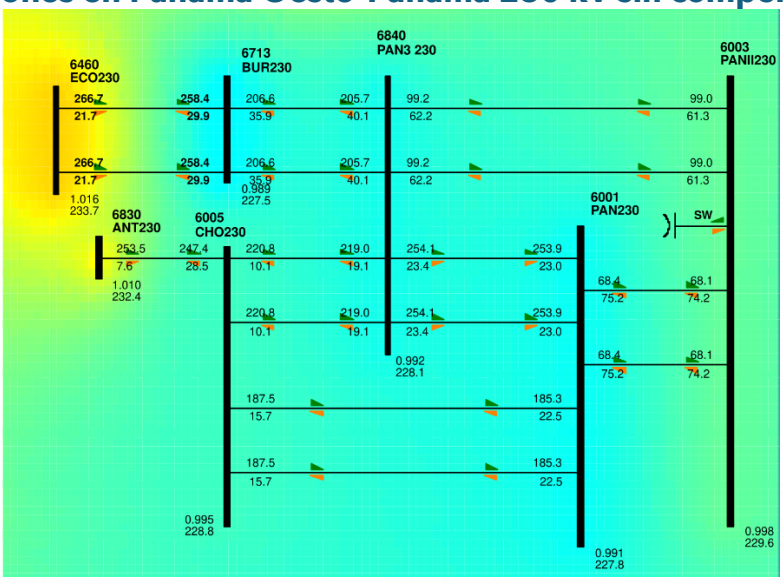


Figura 6.9 Tensiones en Panamá Oeste–Panamá 230 kV sin compensación reactiva



6.2.2.1.9 Área de Colón 115/230 kV

Gráfico 6.12 Tensiones en las barras comunes del área de Colón.

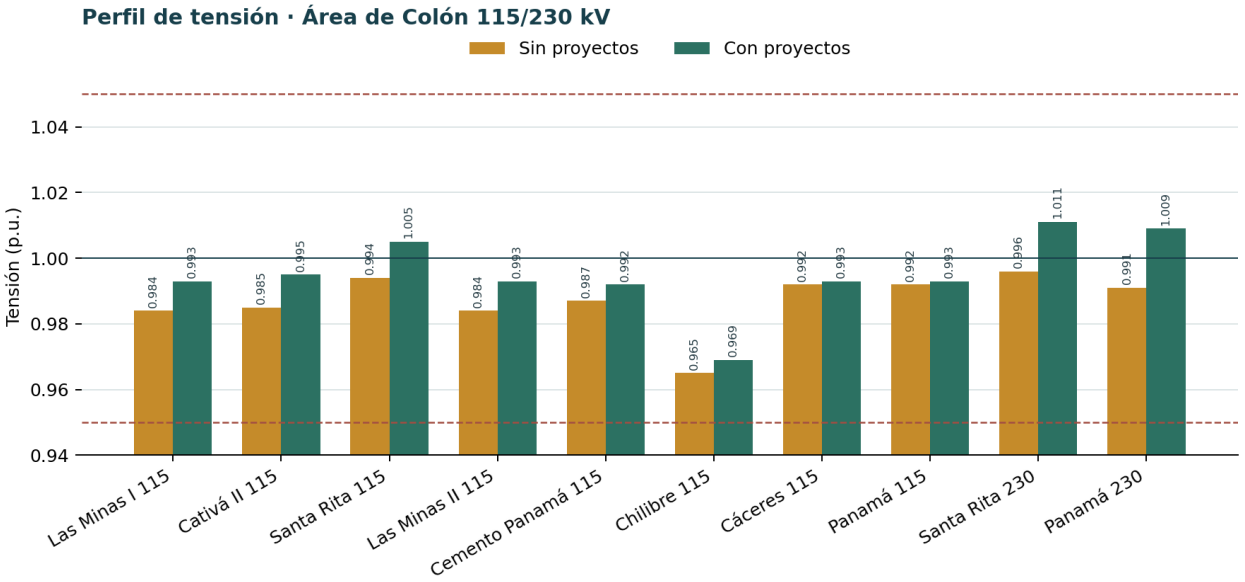


Tabla 6.16 Variación de las Tensiones en las barras comunes del área de Colón.

Barra	Sin proyectos	Con proyectos	Variación
Las Minas I 115	0.984	0.993	+0.009
Cativá II 115	0.985	0.995	+0.010
Santa Rita 115	0.994	1.005	+0.011

Barra	Sin proyectos	Con proyectos	Variación
Las Minas II 115	0.984	0.993	+0.009
Cemento Panamá 115	0.987	0.992	+0.005
Chilibre 115	0.965	0.969	+0.004
Cáceres 115	0.992	0.993	+0.001
Panamá 115	0.992	0.993	+0.001
Santa Rita 230	0.996	1.011	+0.015
Panamá 230	0.991	1.009	+0.018

6.2.2.1.9.1Condición sin proyectos

En 115 kV, la condición más baja se presenta en Chilibre con 0.965 p.u. Las Minas I y II registran 0.984 p.u., Cativá II 0.985 p.u. y Cemento Panamá 0.987 p.u. El resto de las barras se mantiene entre 0.991 y 0.996 p.u. Aunque no se identifica una violación respecto del límite inferior de 0.95 p.u. mostrado, Chilibre dispone de solo 0.015 p.u. de margen y constituye el punto más sensible del área.

6.2.2.1.9.2Condición con proyectos

Con los proyectos, se observa una elevación general de las tensiones. Santa Rita 230 kV aumenta de 0.996 a 1.011 p.u. y Panamá 230 kV de 0.991 a 1.009 p.u.; en 115 kV destacan Santa Rita (+0.011 p.u.), Cativá II (+0.010 p.u.) y Las Minas I y II (+0.009 p.u.). Chilibre mejora de 0.965 a 0.969 p.u., pero permanece por debajo de 0.975 p.u. y continúa siendo la barra crítica. La respuesta no es uniforme, lo que sugiere que la ubicación eléctrica de la compensación beneficia principalmente el enlace Panamá–Santa Rita y, en menor medida, el punto de Chilibre.

Figura 6.10 Tensiones en el Área de Colón 115/230 kV con compensación reactiva.

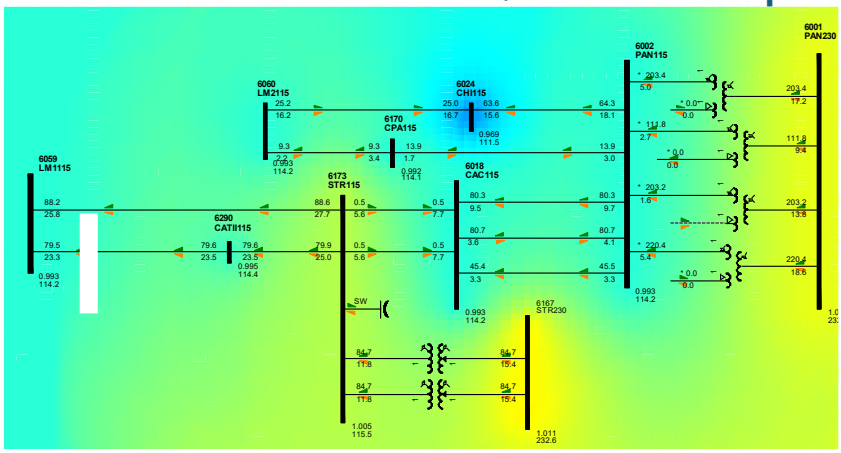
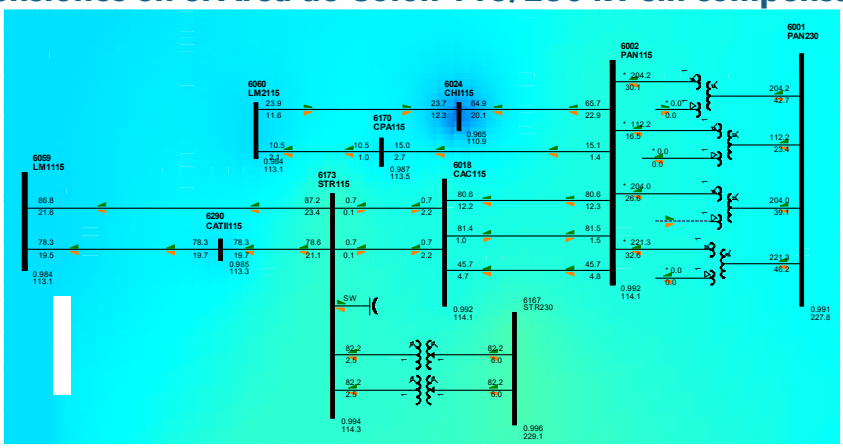


Figura 6.11 Tensiones en el Área de Colón 115/230 kV sin compensación reactiva.



6.2.2.1.10 Interpretación operativa integrada

El incremento de tensión observado es consistente con la incorporación de fuentes de compensación próximas a los centros de carga. Al suministrar potencia reactiva localmente, disminuye la demanda de Q transportada a través de los corredores, se reducen las caídas de tensión y mejora la capacidad de regulación de las barras receptoras. Este efecto es particularmente visible en el eje Panamá III–Panamá II–Panamá y en el acoplamiento con Santa Rita.

Los niveles de tensión deben evaluarse junto con la reserva reactiva. Un perfil cercano a 1.00 p.u. puede coexistir con una reserva reducida si los generadores, bancos o el STATCOM se encuentran próximos a sus límites. La evaluación del proyecto considera, por tanto, tres condiciones: tensiones dentro de límites, reserva superior al mínimo y condiciones operativas aceptable de los casos de contingencia.

6.2.2.1.11 Conclusiones

La incorporación de los tres bancos de capacitores a partir de 2028 corrige el déficit de potencia reactiva identificado en la época seca, mejora el soporte de tensión y permite mantener el sistema en condiciones operativas adecuadas. En conjunto, los proyectos de compensación reducen la generación obligada acumulada de 641 MW a 60 MW, equivalente a una disminución de 581 MW o 90.6 %.

Aunque en la época lluviosa de 2028 aún se requieren 60 MW de generación obligada, a partir de la época lluviosa de 2029, con la entrada en operación del STATCOM de Panamá III y su operación conjunta con los bancos de capacitores, se elimina este requerimiento y se mantienen reservas reactivas superiores al mínimo requerido.

Los resultados justifican la incorporación del conjunto de compensación para cumplir los criterios de tensión y reducir la generación obligada.

6.2.3 Análisis de capacidad de evacuación

6.2.3.1 Corredor Mata de Nance–Boquerón III–Progreso–Frontera 230 kV

Actualmente, las restricciones de transmisión limitan la evacuación de la generación conectada en Boquerón III, Dominical y Progreso. Estas restricciones desplazan aproximadamente 141 MW de centrales hidroeléctricas de pasada y plantas solares, ambas representadas con costo variable de despacho igual a cero.

El análisis considera la operación normal, las contingencias N-1 y el efecto de los refuerzos previstos entre inicios de 2027 y finales de 2028 sobre la capacidad de evacuación y la generación desplazada.

CONCLUSIÓN PRINCIPAL La red existente opera dentro de sus límites en condición normal, pero no dispone de capacidad firme suficiente. La salida del circuito 230-25A eleva el 230-9A a 102 %, mientras que la pérdida del 230-9A sobrecarga el 230-25A a 104 % y el 230-10 a 121 %. El refuerzo representado en los resultados reduce la máxima cargabilidad N-1 a aproximadamente 70 %, por lo que mitiga la restricción identificada. No obstante, el beneficio definitivo frente a la nueva generación debe confirmarse con la matriz completa de proyectos, despachos y contingencias.

6.2.3.1.1 Caracterización de la restricción

Las subestaciones Boquerón III, Progreso y Dominical concentran inyecciones que deben transferirse hacia el resto del Sistema Interconectado Nacional. En periodos de alta disponibilidad hídrica y solar, la producción simultánea incrementa el flujo por un conjunto

reducido de líneas de 230 kV. La restricción no corresponde a insuficiencia de generación, sino a la imposibilidad de transportar toda la energía disponible manteniendo la seguridad N-1.

Cuando el despacho debe reducirse para evitar una sobrecarga, la generación afectada es desplazada. En este caso, la reducción recae sobre fuentes renovables de costo de despacho cero: hidroeléctricas de pasada y solares. En las primeras, la energía primaria no aprovechada puede traducirse en vertimiento de agua; en las segundas, en limitación de la potencia entregada por los inversores. En ambos casos disminuye el aprovechamiento de recursos renovables disponibles y se restringe la capacidad efectiva de conexión del área.

EFECTO OPERATIVO La generación desplazada actúa como una medida correctiva para mantener la seguridad térmica del corredor. No constituye una solución estructural: mientras persista la restricción, el ingreso de nuevas plantas aumenta la probabilidad, magnitud o duración de las reducciones de generación.

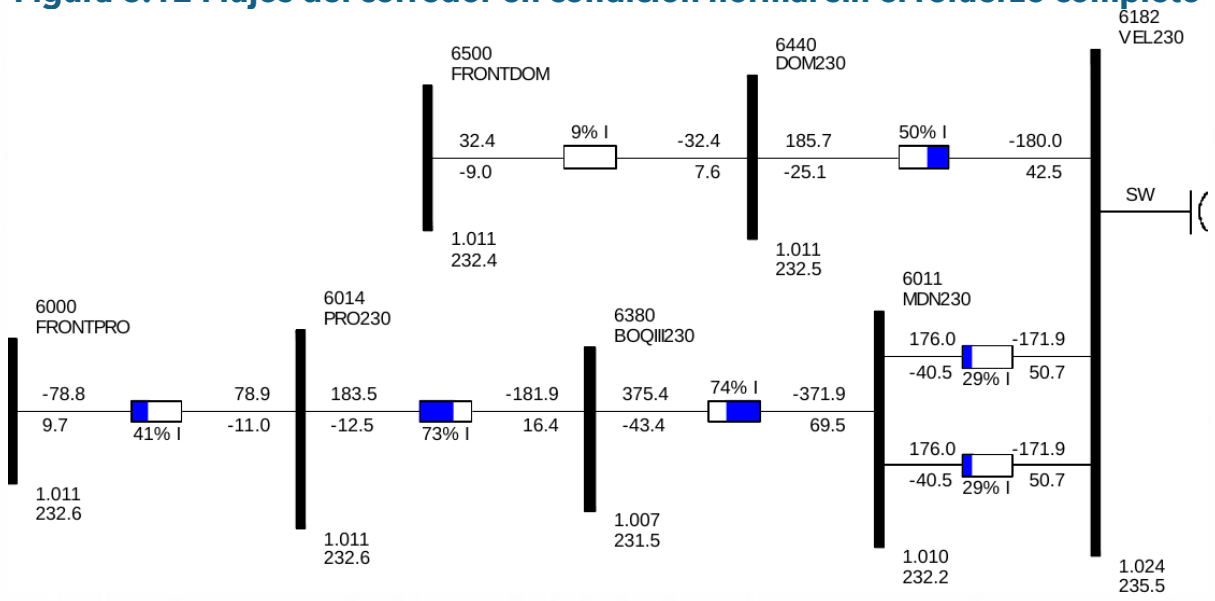
6.2.3.1.2 Desempeño de la red sin el refuerzo

Tabla 6.17 Desempeño de la red en estado N, Sin Refuerzos

Elemento	Flujo observado	Cargabilidad	Resultado N
230-10 Progreso–Frontera	78.8 MVA	41 %	Dentro del límite
230-9B Boquerón III–Progreso	183.5 MVA	73 %	Dentro del límite
230-9A Mata de Nance–Boquerón III	375.4 MVA	74 %	Dentro del límite
230-25A Dominical–Veladero	185.7 MVA	50 %	Dentro del límite

En estado N, los elementos supervisados permanecen dentro de sus límites. Las mayores cargabilidades corresponden a los circuitos 230-9A y 230-9B, con 74 % y 73 %, respectivamente. No obstante, el criterio de planificación exige verificar que, ante la pérdida de un elemento, los flujos redistribuidos no superen la capacidad de los circuitos remanentes.

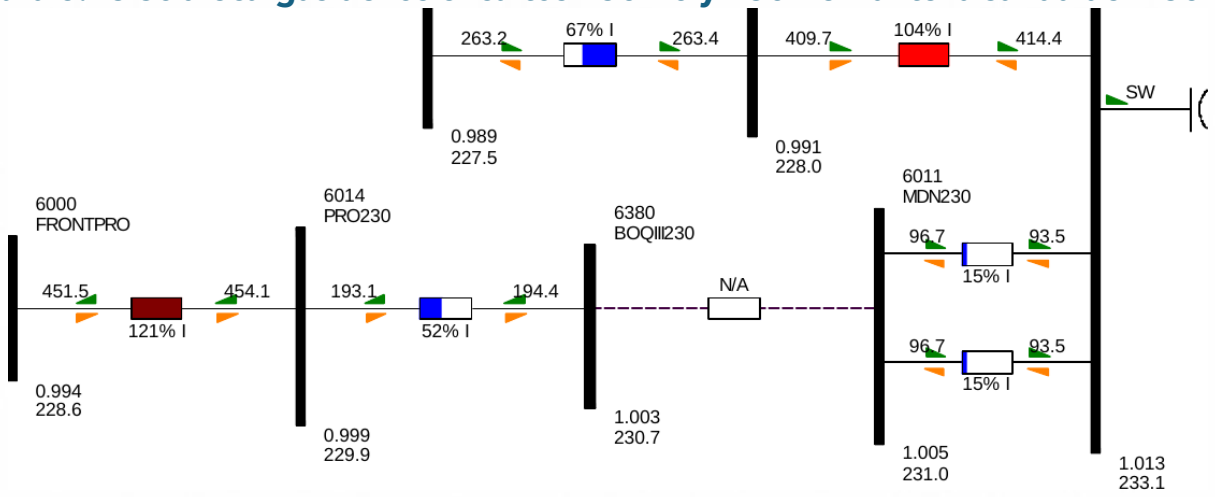
Figura 6.12 Flujos del corredor en condición normal sin el refuerzo completo



6.2.3.1.3 Contingencia del circuito 230-9A

La pérdida del circuito 230-9A produce la condición más severa. El flujo se redistribuye por el enlace Progreso-Frontera y por el corredor Frontera-Dominical-Veladero. El circuito 230-10 alcanza 451.5 MVA y 121 %, mientras que el 230-25A llega a 409.7 MVA y 104 %. La contingencia sobrecarga dos rutas alternativas eléctricamente relacionadas, por lo que la restricción afecta al corredor en su conjunto.

Figura 6.13 Sobrecargas de los circuitos 230-10 y 230-25A ante la salida del 230-9A.

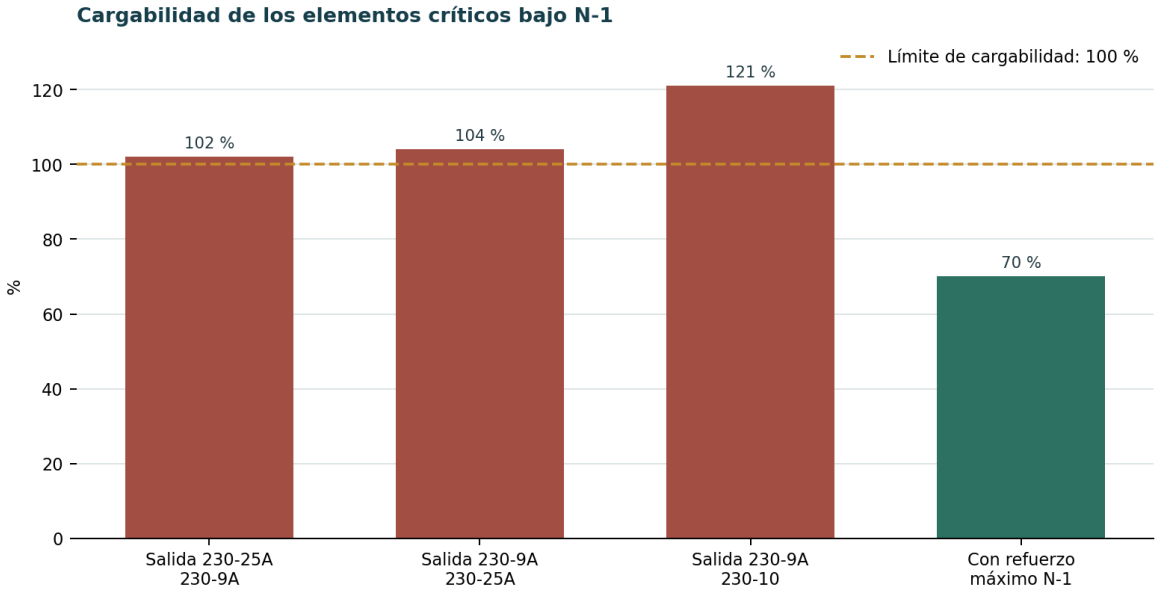


6.2.3.1.4 Síntesis de las condiciones críticas

Tabla 6.18 Síntesis de las condiciones críticas

Contingencia	Elemento supervisado	Flujo	Carga	Diagnóstico
Salida 230-25A	230-9A	513.0 MVA	102 %	Sobrecarga
Salida 230-9A	230-25A	409.7 MVA	104 %	Sobrecarga
Salida 230-9A	230-10	451.5 MVA	121 %	Sobrecarga más severa
Con refuerzo, contingencia mostrada	Nuevo enlace de evacuación	357.0 MVA	70 %	Cumple

Gráfico 6.13 Cargabilidades críticas antes y después del refuerzo.



El circuito 230-10 constituye el elemento más restrictivo del conjunto evaluado, con una excedencia de 21 puntos porcentuales ante la pérdida del 230-9A. Esta condición explica la necesidad actual de limitar generación en el área: el despacho renovable debe ajustarse hasta que los flujos posteriores a la contingencia regresen a valores admisibles.

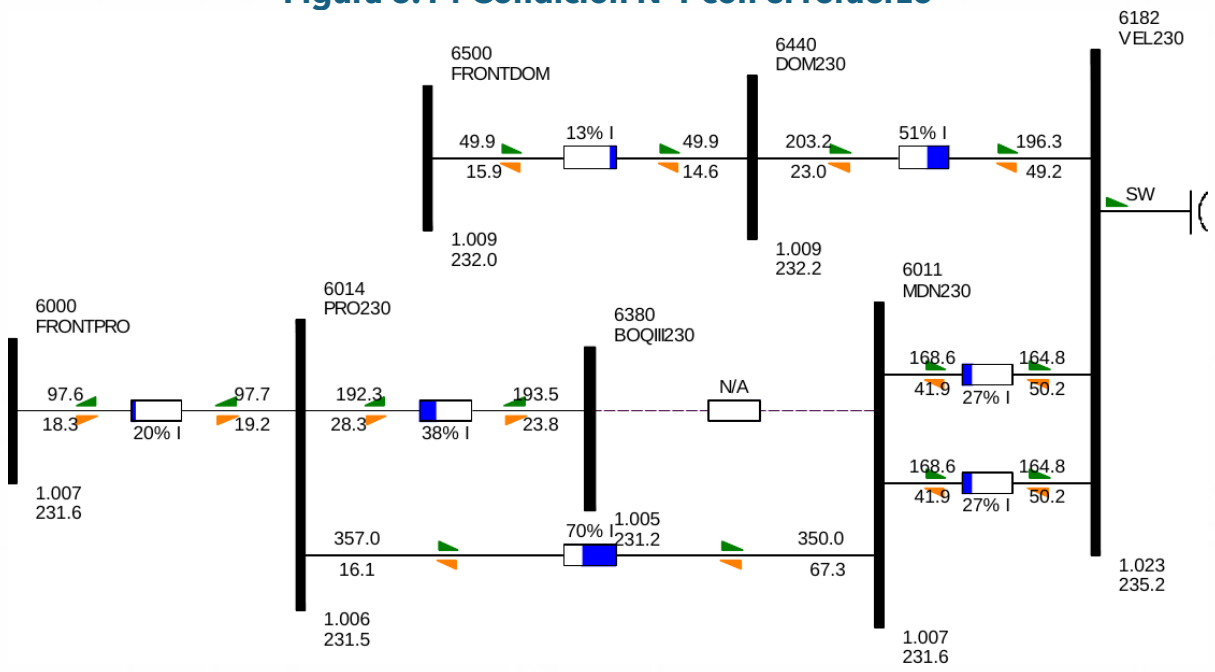
6.2.3.1.5 Efecto esperado del nuevo circuito

El desarrollo del proyecto considera una primera etapa asociada al circuito 230-9A a inicios de 2027 y la incorporación del circuito 230-39 a finales de 2028. Esta última obra habilitará una vía adicional de transferencia entre Progreso y Mata de Nance. En condiciones normales de operación, este nuevo enlace transportaría aproximadamente 157.1 MVA, equivalente al 31 % de su capacidad, y permitiría reducir la cargabilidad de los tramos Progreso–Boquerón

III y Progreso–Frontera a 14 % y 7 %, respectivamente. Esta redistribución de los flujos contribuiría a descargar los elementos que actualmente concentran la evacuación de la generación de la zona.

Ante la contingencia evaluada con el refuerzo, el nuevo enlace transporta aproximadamente 357.0 MVA y alcanza 70 %. Los demás elementos permanecen por debajo de sus límites: 230-10 opera al 20 %, 230-9B al 38 %, 230-25A al 51 % y los circuitos Mata de Nance-Veladero alrededor de 27 %. El proyecto aporta una ruta adicional para redistribuir los flujos después de la falla.

Figura 6.14 Condición N-1 con el refuerzo



ALCANCE DEL BENEFICIO El proyecto mitiga las sobrecargas identificadas en la matriz analizada y debe reducir la generación desplazada.

6.2.3.1.6 Implicaciones para la generación existente y futura

Hasta la entrada del refuerzo, la capacidad de evacuación debe administrarse mediante límites operativos y reducciones de generación compatibles con las contingencias críticas. La prioridad técnica es impedir que la pérdida de 230-9A o 230-25A produzca sobrecargas sostenidas en los elementos remanentes. La distribución de la reducción entre plantas debe sustentarse en criterios operativos transparentes, sensibilidad de flujo por barra y efectividad de cada MW reducido sobre el elemento limitante.

Después de la entrada del proyecto, la reducción de cargabilidad libera margen para recuperar parte de la generación renovable actualmente desplazada y para conectar nueva

capacidad. Sin embargo, este margen no debe interpretarse como una capacidad de conexión automática. La generación solar e hidroeléctrica puede coincidir en periodos de alta disponibilidad, de modo que la evaluación futura debe utilizar despachos simultáneos representativos y verificar nuevamente el cumplimiento N-1.

El refuerzo también reduce la sustitución de generación renovable de costo cero por unidades con costo operativo y disminuye el vertimiento de recursos primarios. La energía recuperada y el efecto económico deben cuantificarse mediante una simulación cronológica de la operación.

6.3 Síntesis integrada del corto plazo

Los resultados del diagnóstico general y de los análisis específicos indican que el cumplimiento de los criterios operativos durante 2026-2029 depende de la entrada coordinada de las obras de transmisión, transformación y compensación reactiva. Los proyectos aumentan la capacidad de transferencia hacia los centros de carga, elevan la reserva reactiva y reducen los ajustes del despacho.

En San Bartolo, el T2 elimina la sobrecarga en estado N y el T3 permite cumplir el criterio N-1. En Boquerón III, la reposición del T2 restablece la redundancia de la barra B y mantiene la trayectoria de evacuación ante una contingencia simple. En el área de Panamá, los bancos de capacitores y el STATCOM aumentan la reserva reactiva y reducen la generación obligada. En el corredor Mata de Nance-Frontera, el refuerzo redistribuye los flujos y elimina las sobrecargas identificadas en los casos evaluados.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 7
PLAN DE EXPANSION DE CORTO PLAZO

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

7. PLAN DE EXPANSION DE CORTO PLAZO

Los proyectos propuestos a instalarse como parte del Sistema Principal de Transmisión para el periodo de corto plazo, 2026 – 2026, fueron aprobados en Planes de Expansión anteriores (PESIN 2023) y fueron propuestos y con fecha actualizada en PESIN 2025 que se encuentra en revisión. La mayoría de estos proyectos se encuentran ya en construcción y próximos a entrar en operación. Otros ya fueron licitados, adjudicados y cuentan con contrato, a la espera de recibir el Refrendo por la Contraloría para iniciar su construcción y algunos están en etapa de diseño y próximos a ser licitados.

7.1 Nuevas Subestaciones

Se espera que en el horizonte de estudio se mantenga el crecimiento sostenido de la demanda, impulsado por el aumento poblacional y el desarrollo urbano e industrial en distintas regiones del país. A ello se suma la incorporación prevista de nuevos proyectos de generación que, en conjunto, superarán los 1000 MW de potencia instalada en los próximos años. Esta situación requiere la habilitación de nuevos puntos de entrega de energía mediante la construcción de subestaciones adicionales, con el fin de evitar la sobrecarga de las infraestructuras existentes.

La incorporación de estas nuevas subestaciones permitirá fortalecer la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), mejorar la calidad del servicio en las zonas de influencia y asegurar una adecuada capacidad de maniobra operativa.

7.1.1 Nueva Subestación Chepo 230 KV

Esta nueva Subestación Chepo 230 KV servirá como nuevo punto de conexión para la empresa distribuidora ENSA para sus clientes en el Sector Este de la provincia de Panamá, así como también para la conexión de nuevos proyectos solares o eólicos que se quieran desarrollar en el área.
Este proyecto contempla la construcción de las siguientes obras de transmisión:

- Nueva subestación en interruptor y medio al aire (AIS) con dos naves de tres interruptores cada una. Se incluye los equipos adicionales, como cuchillas, PTs, CTs, pararrayos, etc. Se debe dejar espacio suficiente para la construcción de nuevas naves de 230 KV, así como para futuros patios de 115 KV y/o 34.5 KV para la utilización por parte de la empresa distribuidora ENSA.

Figura 7. 1 Esquema del Proyecto S/E Chepo

En la instalación de estos nuevos proyectos se incluyen todos los equipos necesarios para la adecuada conexión de estos, tales como interruptores, cuchillas, PTs CTs, etc.

El costo indicado en cada proyecto es una estimación de este tomando en cuenta los costos actuales de los equipos y costos presentados por los oferentes en las diferentes licitaciones ya realizadas por ETESA, cabe mencionar que en este costo no se incluye el costo de la generación obligada o generación desplazada producto de la ejecución de cada proyecto y que debe ser calculado en el momento de su ejecución.

Costo: B/. 21,437,770.00
Entrada en Operación: 31/12/2028

7.1.2 Nueva S/E Cáceres 115 KV GIS

Debido a la alta carga que lleva la S/E Cáceres en el área metropolitana y configurada en un esquema de Barra Principal y Transferencia, la cual no brinda el nivel de confiabilidad necesario en el sistema, se ha considerado la construcción de una nueva subestación Cáceres 115 KV GIS en esquema de interruptor y medio, a construirse en el polígono de terreno de la subestación. Cabe mencionar que esta subestación data del año 1968, siendo la primera subestación del sistema, y pese a que la misma se ha ido renovando con el tiempo, cambiando interruptores, cuchillas, etc., no brinda la confiabilidad necesaria.

Esta subestación contará con cuatro (4) naves de tres (3) interruptores cada una en 115 KV, para un total de ocho (8) salidas de línea. Las cuáles serán utilizadas para la interconexión de las líneas actuales de transmisión entre Panamá-Cáceres, las de Santa Rita-Cáceres y las que entran de distribución. Se debe dejar espacio suficiente en la subestación para la adición de por lo menos dos (2) nuevas naves de interruptor y medio, para la conexión futuras líneas.

Costo: B/. 17,161,038.00
Entrada en Operación: 31/12/2027

7.1.3 Nueva S/E La Huaca 230/115/34.5 KV

El objetivo de este proyecto es el de proveer un nuevo punto de conexión para la gran cantidad de proyectos de generación renovables, principalmente solares, identificados en el área cercana a la Subestación Llano Sánchez.

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

- Construcción de una nueva subestación La Huaca 230/115/34.5 KV en un área cercana a la subestación Llano Sánchez, la cual contará con un patio de 230 KV en esquema de interruptor y medio, inicialmente con cuatro (4) naves, dos (2) naves de tres (3), además dos (2) naves de dos (2) interruptores cada una, para un total de 6 salidas. Dos de las salidas serán para la LT de doble circuito que la conectará con la subestación Llano Sánchez, otras dos para la LT hacia la S/E Veladero. Las restantes dos salidas serán para la conexión de dos (2) autotransformadores, T1 y T2, de 230/115/34.5 KV y 250/150/100 MVA. Se debe contemplar

espacio adicional para la adición de por lo menos dos naves, conectándose en una de ellas un tercer autotransformador.

- Seccionamiento de una de las tres líneas en esta subestación.

- Patio de 115 KV, en esquema de interruptor y medio, 2 naves de dos (2) interruptores en el patio de 115 KV, para la conexión de los dos autotransformadores y se debe dejar espacio para dos (2) naves futuras (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).

- Patio de 34.5 KV, en configuración de interruptor y medio, para la conexión de los proyectos de generación solar (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).

Costo: B/. 46,872,289.00
Entrada en Operación: 31/05/2028

7.1.4 Nueva S/E Los Olivos 230/115/34.5 KV

Debido al gran potencial de proyectos renovables solares identificados en el área de provincias centrales, y en vista de que no existe ninguna subestación para la conexión de estos, se ha considerado la construcción de una nueva subestación Los Olivos 230/115/34.5 KV y una línea de 230 KV La Huaca – Los Olivos.

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

- Construcción de una nueva subestación Los Olivos 230/115/34.5 KV a una distancia de 40km aproximadamente de la S/E La Huaca, la cual contará con un patio de 230 KV en esquema de interruptor y medio, inicialmente con dos (2) naves de tres (3) interruptores para un total de 4 salidas. Dos de las salidas serán para la LT de doble circuito que la conectará con la futura subestación La Huaca, otras dos salidas serán para la conexión de dos (2) autotransformadores, T1 y T2, de 230/115/34.5 KV de 250/150/100 MVA. Se debe contemplar espacio adicional para la adición de por lo menos dos naves, conectándose en una de ellas un tercer autotransformador.

- Patio de 115 KV, en esquema de interruptor y medio, 2 naves de dos (2) interruptores en el patio de 115 KV, para la conexión de los dos autotransformadores y se debe dejar espacio para dos (2) naves futuras (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).

- Patio de 34.5 KV, en configuración de interruptor y medio, para la conexión de los proyectos de generación solar (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).

Costo: B/. 45,694,383.00

Entrada en Operación: 31/5/2028

7.1.5 Nueva S/E Panamá 3 115 kV

Nueva S/E Panamá 3 en 115 KV donde se pueda redistribuir carga y a su vez se puedan conectar proyectos de distribución de las empresas EDEMET y ENSA cercanos al área.

- Esta subestación será en esquema de interruptor y medio. La misma contará inicialmente, con dos (2) naves; una (1) nave será para la conexión de proyectos de distribución y las restantes dos salidas serán para la conexión de dos (2) transformadores, T1 y T2, de 230/115 y 350 MVA. Se debe contemplar espacio adicional para la adición de por lo menos dos naves, conectándose en una de ellas un tercer autotransformador.
- Dos transformadores de 350 MVA en 230/115 kV.

Costo: B/. 29,006,590.00
Entrada en Operación: 31/08/2029

7.2 Compensación Reactiva.

Se espera que en el horizonte de estudio se presente un aumento considerable de la demanda, acompañado por una mayor participación de fuentes de generación renovable no síncrona, como la solar y la eólica, las cuales aportan de manera limitada a la estabilidad de voltaje del sistema.

Esta combinación de factores conllevaría a que se presenten desviaciones significativas de tensión en distintos nodos, en especial en áreas con alta penetración renovable o alejadas de los centros de generación tradicional.

Para mitigar estas desviaciones y garantizar el cumplimiento de los niveles de tensión establecidos, se prevé la incorporación de compensación reactiva mediante la instalación de bancos de capacitores, reactores y/o equipos de tipo FACTS, según la necesidad específica de cada punto de la red.

Adicionalmente, es importante mencionar que ETESA debe cumplir con los criterios de calidad de servicio establecidos en el Reglamento de Transmisión, los cuales exigen que se mantenga la tensión dentro de los rangos permitidos tanto en condiciones normales como bajo el criterio de seguridad N-1, conforme a lo establecido en el Artículo 89 del mencionado reglamento.

7.2.1 Adición de Bancos de Capacitores de 60 MVAr en Subestación Llano Sánchez 230 KV

Para dar el soporte necesario de potencia reactiva al SIN, es necesario adición de bancos de capacitores en el área Central del País y así cumplir con los criterios de calidad y seguridad que establece la normativa vigente.

Este proyecto consiste en la instalación de dos (2) bancos de 30 MVAR (2x30 MVAR) para un total de 60 MVAR en el patio de 230 KV de la Subestación Llano Sánchez.

Con la adición de estos bancos de capacitores en la Subestaciones Llano Sánchez 230 KV se incrementa la reserva de potencia reactiva del sistema, permitiendo el incremento de generación renovable en el área occidental del país, lo que se traduce en un menor costo operativo del sistema ya que se desplaza energía termoeléctrica más costosa.

Costo: B/. 8,193,000.00
Entrada en Operación: 31/03/2028

7.2.2 STATCOM en S/E Panamá 3 +/- 240 MVAR

Basado en los análisis de flujo, se identificó la necesidad de contar con equipos que compensaran al SIN de forma dinámica (STATCOM). Se consideró la instalación de dos STATCOM con capacidad de compensación capacitiva e inductiva de +240/-240 MVAR EN LA Subestación Panamá 3, de manera que el sistema cumpla con los criterios de calidad y seguridad establecidos en la reglamentación.

Con la adición de este STATCOM en la subestación Panamá 3, se brindará la potencia reactiva necesaria para mantener el voltaje del sistema dentro de los límites permitidos de manera automática de presentarse alguna contingencia en el Sistema Interconectado Nacional, cumpliendo así con el Reglamento de Transmisión.

Este elemento permitiría aumentar considerablemente el flujo de energía desde occidente, beneficiando la generación producida por las plantas de generación renovable, hidroeléctricas, solares y eólicas, localizadas en el occidente y centro del país.

Se debe contemplar una nueva nave en 230 KV para la inclusión del STATCOM, además la extensión de la barra de 230 para la inclusión de la nueva nave.

Costo: B/. 62,809,143.00
Entrada en Operación: 31/10/2029

7.3 Aumento de Capacidad de Transformación.

Se espera que en el horizonte de estudio se presente un aumento considerable de la demanda, lo cual conllevaría a que se presentara sobrecarga en varios de los transformadores instalados en los diferentes puntos de entrega de energía a las empresas distribuidoras. Para evitar estas sobrecargas se prevé el aumento de la capacidad de transformación mediante la

instalación de nuevos transformadores y el reemplazo de algunos transformadores cuyo periodo de vida o capacidad de transformación se verían limitados. Adicionalmente, es importante mencionar que ETESA debe cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 indicado en el Artículo 89 del Reglamento de Transmisión:

"Artículo 89: El criterio de seguridad del sistema principal de transmisión es el criterio N-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple.

Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor."

7.3.1 Adición de Transformador T3 S/E Boquerón III 230/34.5 KV

Este proyecto consiste en la adición de un tercer transformador T3 en la S/E Boquerón III con el objetivo de brindar la seguridad y confiabilidad a las distintas plantas generadoras conectadas a las barras de 34.5 KV de esta subestación.

Para esto será necesario desarrollar las siguientes obras:

- Adición de una cuarta (4ta) nave de interruptor y medio con dos (2) interruptores de 230 KV, para la conexión del transformador T3 y demás equipos asociados (cuchillas, CTs, Pts, etc.).
- Adquisición de un trasformador T3, 230/34.5 KV, con capacidad de 83 MVA.
- Adición de un (1) interruptor de 34.5 KV para la conexión de este transformador a la barra B patio de 34.5 KV, quedando de esta forma operando en paralelo con el transformador T2. A la vez, servirá de respaldo al Transformador T1. Además, se incluyen los equipos asociados (cuchillas, PTs, CTs, etc.), para la conexión del transformador a la barra de 34.5 KV.

Figura 7. 2 Esquema del Proyecto T3 S/E Boquerón III

Costo: B/ 8,765,140.00
Entrada en Operación: 16/12/2025

Se encuentra en pruebas

7.3.2 Adición de Transformador T2 S/E Boquerón III 230/34.5 kV

Este proyecto consiste en la reposición del segundo transformador T2 de la S/E Boquerón III, el cual se encuentra fuera de servicio debido a un daño permanente. Dado que el T2 operaba en paralelo con el transformador T3, la adquisición e instalación de un nuevo transformador permitirá restablecer la capacidad de transformación de la subestación y recuperar las condiciones operativas para las cuales fue diseñada.

Para ello será necesario desarrollar las siguientes obras:

- Adición de los equipos asociados para la conexión del transformador T2 a la barra B, incluyendo cuchillas, CTs, PTs y demás equipos auxiliares requeridos.

- Adquisición e instalación de un (1) transformador T2, 230/34.5 kV, con capacidad de 83.3 MVA.

Costo: B/ 7,804,128.73
Entrada en Operación: 31/12/2028

7.3.3 Adición de Transformador T4 S/E Boquerón III 230/34.5 kV

Este proyecto consiste en la adición de un cuarto transformador T4 en la S/E Boquerón III, con su respectiva barra independiente, para mantener las corrientes en el nivel de 34.5 kV dentro de la capacidad de los equipos, considerando el incremento previsto en la inyección de los proyectos de generación.

Para ello será necesario desarrollar las siguientes obras:

- Adición de una quinta nave de interruptor y medio con dos (2) interruptores de 230 kV para la conexión del transformador T4, incluyendo los equipos asociados tales como cuchillas, CTs, PTs, entre otros.
- Adquisición e instalación de un (1) transformador T4, 230/34.5 kV, con capacidad de 100 MVA.
- Adecuaciones en el patio de 34.5 kV mediante la incorporación de una nueva barra (Barra C), la cual operará de manera independiente de las barras existentes. En esta barra se conectará el transformador T4 y contará con espacio para cuatro (4) salidas en 34.5 kV, dos (2) para proyectos de generación, una (1) para conectarse a la barra B (con interruptor de amarre normalmente abierto) y otra para el T4.
- Instalación de un interruptor de amarre entre las barras B y C, el cual operará normalmente abierto, con el objetivo de limitar la sumatoria de corrientes en las barras y evitar sobrepasar la capacidad de los equipos en el nivel de 34.5 kV.

Costo: B/ 12,804,259.00
Entrada en Operación: 30/06/2029

7.3.4 Adición de Transformador T5 S/E Boquerón III 230/34.5 kV

Este proyecto consiste en la adición de un quinto transformador T5 en la S/E Boquerón III, con su respectiva barra independiente, para mantener las corrientes en el nivel de 34.5 kV dentro de la capacidad de los equipos, considerando el incremento previsto en la inyección de los proyectos de generación.

Para ello será necesario desarrollar las siguientes obras:

- Adición de una sexta nave de interruptor y medio con dos (2) interruptores de 230 kV para la conexión del transformador T5, incluyendo los equipos asociados tales como cuchillas, CTs, PTs, entre otros.

- Adquisición e instalación de un (1) transformador T5, 230/34.5 kV, con capacidad de 100 MVA.

- Adecuaciones en el patio de 34.5 kV mediante la incorporación de una nueva barra (Barra D), la cual operará de manera independiente de las barras existentes. En esta barra se conectará el transformador T5 y contará con espacio para cuatro (4) salidas en 34.5 kV, dos (2) para proyectos de generación, una (1) para conectarse a la barra D (con interruptor de amarre normalmente abierto) y otra para el T5.

- Instalación de un interruptor de amarre entre las barras C y D, el cual operará normalmente abierto, con el objetivo de limitar la sumatoria de corrientes en las barras y evitar sobrepasar la capacidad de los equipos en el nivel de 34.5 kV.

Costo: B/ 12,804,259.00
Entrada en Operación: 30/06/2029

7.3.5 Adición de Transformador T2 S/E San Bartolo 230/115/34.5 KV

Con el objetivo de que la Subestación San Bartolo cumpla con el Criterio de Calidad y Seguridad N-1, se considera necesaria la incorporación de un segundo transformador 230/115/34.5 kV, con capacidad nominal equivalente al transformador T1 existente (150/50/100 MVA en sus devanados).

Este nuevo transformador es esencial, dado que la S/E San Bartolo forma parte del Sistema Principal de Transmisión, y su actual configuración con un solo transformador representa un punto de vulnerabilidad. En condiciones actuales, la indisponibilidad del transformador T1, ya sea por mantenimiento o falla, implica la pérdida de suministro a la generación conectada en el área de San Bartolo.

Asimismo, se prevé la conexión de nueva capacidad de generación en esta zona. Sin la capacidad de transformación adicional, no sería posible despachar de forma segura y eficiente todo el potencial de generación disponible, limitando así el aprovechamiento de los recursos energéticos y comprometiendo la operación confiable del sistema eléctrico.

Para esto será necesario desarrollar las siguientes obras:

- Ampliación del patio de 230 KV de la S/E San Bartolo mediante la adición de una nave de interruptor y medio, con dos (2) interruptores y demás equipos asociados, cuchillas, CTs, Pts, etc. para la conexión del transformador T2.
- Adquisición de un trasformador T2, 230/115/34.5 KV, con capacidad de 150/50/100 MVA en sus devanados.
- Ampliación del patio de 34.5 KV mediante la adición de una nueva barra B de 34.5 KV donde se conectará el transformador T2, con un interruptor de amarre a la barra A. Además, los equipos asociados (cuchillas, PTs, CTs, etc.), para la conexión del transformador a la barra sencilla de 115 KV.

Costo: B/. 9,310,477.17
Entrada en Operación: 30/04/2028

7.3.6 Adquisición ampliación de Barra B 34.5kV S/E San Bartolo

Esta ampliación forma parte del proyecto denominado: Adición Transformador T2 San Bartolo, dado la premura se realizó un Acuerdo de Entendimiento con un agente para que adelante la construcción de la barra B en 34.5KV de San Bartolo y permita la conexión de los generadores en la subestación.

Costo: B/.400,000.00
Entrada en Operación: 2026

7.3.7 Nuevo Transformador de Tierra S/E San Bartolo 34.5 kV

El patio de 34.5 KV de la S/E San Bartolo tiene configuración de barra sencilla en Delta, por lo que se requiere un transformador de aterrizaje en la misma, para el adecuado funcionamiento de las protecciones de esta subestación, especialmente para detectar las fallas monofásicas.

Costo: B/.379,580.55
Entrada en Operación: 30/04/2028

7.3.8 Adición de Transformador T3 S/E San Bartolo 230/115/34.5 KV

Este proyecto consiste en la adición de un tercer transformador T3 en la S/E San Bartolo con el objetivo de brindar la seguridad y confiabilidad a las distintas plantas generadoras conectadas a las barras de 115/34.5 KV de esta subestación.

Para esto será necesario desarrollar las siguientes obras:

- Ampliación del patio de 230 KV de la S/E San Bartolo mediante la adición de una nave de interruptor y medio, con dos (2) interruptores y demás equipos asociados, cuchillas, CTs, Pts, etc. para la conexión del autotransformador T3.
- Adquisición de un autotransformador T3, 230/115/34.5 KV, con capacidad de 150/50/100 MVA en sus devanados.
- Ampliación del patio de 34.5 KV mediante la adición de una nueva barra C de 34.5 KV donde se conectará el autotransformador T3, con un interruptor de amarre a la barra A. Además, los equipos asociados (cuchillas, PTs, CTs, etc.), para la conexión del transformador de 115 KV.
- Construcción de un nuevo patio en 115kV en configuración de interruptor y medio con módulos compacto híbrido(intemperie).

Costo: B/. 16,997,600.00
Entrada en Operación: 30/12/2029

7.4 Repotenciación y Nuevas Líneas de Transmisión.

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente y renovable no convencional en el país en los próximos años, de acuerdo con el Plan Indicativo de Generación y la instalación de nuevos proyectos son aproximadamente 2,000 MW, que sumado a los aproximadamente 5,000 MW existentes daría un total de 7,000 MW aproximadamente. Debido a que la mayor parte de esta generación que se espera sea instalada, generaría de manera intermitente, se debe tener suficiente capacidad de transmisión para transportar dicha energía hasta los principales centros de carga, Subestaciones Panamá y Panamá II, por lo tanto, es necesario reforzar el sistema de transmisión proveniente desde el occidente, desde la Subestación de Mata de Nance y Veladero hacia estas subestaciones.

En el año 2017, entró en operación la tercera línea de doble circuito Veladero – Panamá, pero adicional a esta línea, también es necesario reforzar la línea de transmisión LT1, Mata de Nance – Veladero – Llano Sánchez – El Higo – Chorrera – Panamá la cual data de los años 1978 y 1979, además de la LT2 Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la eficiencia de la LT1 y LT2, la capacidad de estas debe ser aumentada a por lo menos 500 MVA por circuito en condiciones de operación normal.

Una vez se pueda transportar toda la energía generada en la zona occidente y zona central del país se pudieran presentar sobrecargas en las líneas de transmisión del área de Colón

debido a que la generación del área sería desplazada por su alto costo de producción. Además, en la actualidad existen líneas que deben ser reemplazadas debido a que están próximas a cumplir con el periodo de vida establecido por el distribuidor de este.
Debido a la construcción de nuevas plantas de generación térmica a base de gas natural ubicadas geográficamente en la provincia de Colón y cuya generación espera ser transportada directamente a los centros de cargas ubicados en la provincia de Panamá, se prevé la capacidad necesaria que permita transmitir la energía generada de manera segura y confiable en diferentes tipos de escenarios.

7.4.1 Aumento de capacidad Línea Panamá – Panamá 3 230 kV

En los análisis realizados se ha encontrado que es necesario reforzar el corredor Panamá – Panamá III de 230 KV ya que desde el año 2024 se presentan probabilidad de sobrecargas en las líneas de doble circuito de 230 KV entre Panamá – Panamá III ante un alto flujo de generación renovable de occidente en conjunto con el despacho en la zona atlántica en 230kV.

Debido a los problemas de servidumbre en esta área, se ha estipulado que el refuerzo se pueda dar reemplazando ambos circuitos existentes.

Se usará un conductor de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC, en configuración de dos (2) conductores por fase, con capacidad de 1000 MVA en condiciones normales de operación (180°C) y 1050 MVA en emergencia (200 °C). Esto será en reemplazo del conductor existente.

Este proyecto reemplaza al anterior denominado como: Línea Subterránea Panamá-Panamá 3.

Costo: B/. 2,777,585.00
Entrada en Operación: 30/07/2026

7.4.2 Nueva Línea Mata de Nance – Frontera 230 KV

Este proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión de 230 KV, doble circuito, de 54 km. de longitud de la Subestación Mata de Nance a Progreso, con uno de los circuitos seccionado en la Subestación Boquerón III. Esta nueva línea reemplazará la línea existente entre estas subestaciones.

Con la construcción de este proyecto se podrá transmitir la totalidad de la generación de las centrales hidroeléctricas y solares existentes y en construcción en el área de Progreso, tales como Bajo de Mina (56 MW), Baitún (88 MW) y Bajo Frío (56 MW), además de las centrales hidroeléctricas conectadas en la S/E Boquerón III, que pueden llegar a un total de 100 MW aproximadamente y a la vez se reforzará la capacidad de intercambio con el sistema eléctrico

de Costa Rica. Además, se podrá incorporar el alto potencial de proyectos renovables solares que se han identificado en el área.

Para esto se ha considerado construir una nueva línea de transmisión de 230 KV:

- LT Mata de Nance – Boquerón III – Progreso: doble circuito, de 54 km. de longitud de la subestación Mata de Nance a Progreso, con uno de los circuitos seccionado en la Subestación Boquerón III mientras que el 2do circuito sería directo Mata de Nance – Progreso, Se ha considerado que esta nueva línea cuente con un conductor 1200 ACAR para condiciones normales de 90°C, con capacidad de 500 MVA/circuito y en emergencia, a 90°C con capacidad de 500 MVA/circuito.
- nueva LT de circuito sencillo (en torres para doble circuito) de Progreso a la Frontera con Costa Rica. Se ha considerado que esta nueva línea cuente con un conductor de 1200 ACAR, diseñada a una temperatura de operación para condiciones normales y emergencia de 90°C, con capacidad de 500 MVA
- Se requerirá conseguir servidumbre de 10 metros adicionales a los 30 m. existentes, para la construcción de estas nuevas líneas. Se incluye también el reemplazo e instalación de nuevo cable de fibra óptica e hilo de guarda.

Para la conexión de esta nueva línea de doble circuito ya están construidas las ampliaciones en las subestaciones. En Mata de Nance se construyó la nave 4 en doble pórtico, donde salen las líneas hacia Veladero. En la nave 3 saldrá la nueva línea hacia Progreso, mientras que en la nave dos sale la LT hacia Boquerón y en la nave 1 la conexión del T1.

En Progreso se adiciona el interruptor 23B22 en la nave No. 2, donde se moverá la LT 230-10 hacia Costa Rica, habilitando así el espacio en la nave 1 para la nueva LT hacia Mata de Nance.

Costo: B/. 45,682,875.90
Entrada en Operación: 31/12/2028

7.4.3 Aumento de Capacidad de la Línea LT2 Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 KV

Es necesario reforzar la línea de transmisión LT2, Veladero – Llano Sánchez – El Coco - Panamá II, es necesario para garantizar que el Sistema Principal de Transmisión cumpla con los niveles adecuados de confiabilidad y con el Criterio de Seguridad N-1, cumpliendo así lo establecido en las normativas vigentes. Los estudios iníciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a 500 MVA por circuito en condiciones de operación normal será necesario realizar trabajos de modelaje de estructuras, estudio de amortiguamiento, suministro de aisladores, herrajes, amortiguadores, piezas de acero para estructuras a reforzar (de ser necesario), torres de emergencia, obras civiles como limpieza de servidumbre, movimiento de tierra, implementación de medidas de mitigación, caminos de acceso. montaje, modificaciones a la línea (cambio de herrajes y aisladores, reemplazo de amortiguadores, reforzamiento de torres). para así lograr el aumento de capacidad deseado.

Costo: B/. 57,772,476.10
Entrada en Operación: 31/12/2026

7.4.4 Aumento de Capacidad de la Línea 230 Veladero-San Bartolo-Llano Sanchez - El Coco - Burunga - Panamá III- Panamá II Cambio de Conductor HTLS

Reforzar la línea de transmisión LT2, Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II, es necesario para garantizar que el Sistema Principal de Transmisión cumpla con los niveles adecuados de confiabilidad y con el Criterio de Seguridad N-1, conforme a las normativas vigentes. Si bien recientemente se han estado ejecutando trabajos con cierto retraso debido a que se planificó para que ya estuviera en operación y por otra parte el crecimiento exponencial de renovables no convencionales en los últimos años ha llevado a reconsiderar el tipo de conductor utilizado.

En función de los análisis técnicos más recientes, se ha determinado que para alcanzar una capacidad de 711 MVA por circuito bajo condiciones normales de operación, es imprescindible la adopción de un nuevo conductor de alta temperatura. Esta solución tecnológica permite una mayor capacidad de transporte sin comprometer las distancias eléctricas mínimas de seguridad, reduciendo además la necesidad de construcción de nuevas líneas. Para ello, será necesario realizar trabajos adicionales como modelaje estructural, estudios de amortiguamiento, suministro y reemplazo de aisladores, herrajes, amortiguadores, piezas estructurales, torres de emergencia y adecuaciones civiles como limpieza de servidumbre, mejoras de caminos y obras de mitigación. Estas labores permitirán materializar el aumento de capacidad de manera efectiva, asegurando el cumplimiento del criterio de seguridad del sistema en el mediano y largo plazo.

Costo: B/. 95,057,000.00
Entrada en Operación: 30/4/2028

7.4.5 Aumento de Capacidad de la Línea LT1 Veladero - Panamá 230 KV- 292 km

Es necesario reforzar la línea de transmisión LT1, Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá la cual data de los años 1978/1979, casi 42 años en operación. Los estudios iníciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 500 MVA por circuito en condiciones de operación normal. Para esto será necesario cambiar el conductor de esta a un conductor trapezoidal de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC, cambiar los herrajes, reparación de elementos de las torres y, de ser necesario, instalación de torres nuevas para adecuarse a los requisitos del nuevo conductor.

Estos trabajos se realizarán por tramo de línea y son los siguientes:

- Tramo 1: Chorrera – Panamá
- Tramo 2: Llano Sánchez - El Higo
- Tramo 3: El Higo – Chorrera

- Tramo 4: Veladero – Llano Sánchez

En todas las etapas se cambiará el conductor de la línea de transmisión, aproximadamente 290 km en total, a un conductor trapezoidal de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC o similar. Este conductor tendrá una capacidad de aproximadamente 600 MVA/circuito a una temperatura de 180°C y 645 MVA/circuito a 200°C. Se utilizarán las torres existentes. Este conductor tiene peso muy similar (727 lb/kpie) en comparación con el conductor actual 750 ACAR (704 lb/kpie) por lo que no impone esfuerzos adicionales en las torres existentes, mientras que prácticamente triplica la capacidad de transmisión de estas líneas. Igualmente se reemplazará el hilo de guarda en la línea, reemplazando uno de ellos por un conductor OPGW, mientras que el otro hilo de guarda se reemplazará por un nuevo 7 No.8.

Con el aumento de la capacidad de esta nueva línea de doble circuito Veladero – Llano Sánchez – El Higo - Chorrera - Panamá 230 KV, se incrementará la capacidad de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) proveniente del occidente del país, donde se encuentra el potencial hidroeléctrico y renovable, lo que permitirá el desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas, solares y eólicas.

Costo: B/. 151,241,441.10
Entrada en Operación: 31/03/2027

7.4.6 Adición S/E Sabanitas 230 KV y Nueva S/E Santa Rita 230 KV

El objetivo de este proyecto es el de proveer una nueva alimentación a la carga de sector atlántico en Colon, mejorando así los perfiles de voltaje en el área, debido al retiro del Sistema Interconectado Nacional de las plantas termoeléctricas ubicadas en Colón. De esta forma el área de Colón será alimentado por las centrales de gas natural Costa Norte y Gatún, cuya generación llega a la S/E Sabanitas, además de las líneas115 - 1, 2, 3 y 4.

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

- Construcción de una nueva subestación Santa Rita 230 KV, en el área utilizada por la central termoeléctrica Jinro, la cual se retiró del sistema. Esta subestación contará con un patio de 230 KV en esquema de interruptor y medio, con dos (2) naves de tres (3) interruptores. Dos de las salidas serán para recibir la LT de doble circuito que proviene de la S/E Sabanitas. Las otras dos salidas será para la conexión de dos (2) transformadores 230/115 KV de aproximadamente 200 MVA cada uno, los cuales se conectarán a la S/E Santa Rita 115 KV.
- Ampliación en la S/E Sabanitas 230 KV, en esquema de interruptor y medio, con dos (2) naves de dos (2) interruptores, para la salida de la LT de doble circuito hacia Santa Rita 230 KV.
- LT de doble circuito, con conductor 1200 ACAR y capacidad de 500 MVA por circuito, de aproximadamente 2 km, desde Sabanitas hasta Santa Rita. Esta línea se conectará con el

tramo de línea de Santa Rita hasta la Torre 4, para así utilizar este tramo de línea existente de aproximadamente 1 km., para la conexión.

Costo: B/. 28,091,964.51
Entrada en Operación: 31/07/2027

7.4.7 Aumento de Capacidad de la Línea LT Panamá II – Sabanitas 230-KV

Debido al incremento de generación a Gas Natural en la zona Atlántica del país (provincia de Colón) aproximadamente 1050 MW, se debe tener suficiente capacidad de transmisión para transportar la misma hasta los principales centros de carga, Subestaciones Panamá y Panamá II, por lo tanto, es necesario reforzar el sistema de transmisión proveniente hasta estas subestaciones.

Se propone el cambio del conductor que en la actualidad utiliza un conductor 1200 ACAR, cuya capacidad en contingencia es de 400MVA por circuito, por un conductor que mantenga similares características de peso, tensión, etc. Con la finalidad de utilizar las torres ya instaladas. Tomando en cuenta lo anterior se recomienda utilizar un conductor trapezoidal de alta temperatura de operación 1026 Drake cuya característica cumple con lo especificado con anterioridad. El conductor debe alcanzar las capacidades de 711MV y 750 MVA como mínimo en estado estable y en contingencia, respectivamente.

Este proyecto debe considerar que el conductor recomendado opera a temperaturas aproximadas de 180° y 200°C y el conductor instalado en la actualidad está diseñado a 90°C como máximo, por lo que se debe considerar todas las adecuaciones necesarias con respecto a la temperatura de operación, tanto en las torres como en las subestaciones a la que llega la línea, con la finalidad de garantizar el uso óptimo del conductor nuevo a instalar.

Costo: B/. 25,392,140.00
Entrada en Operación: 31/8/2027

7.4.8 Línea Panamá II – Bayano 230 KV

Este proyecto reemplaza el proyecto de LT Panamá II - Chepo, ya que, en vista de las condiciones de la línea de transmisión hasta Bayano, se ha decidido reemplazar la línea completa. La línea de transmisión de 230 KV de doble circuito Panamá II – Bayano tiene ya casi 45 años de operación y pese a los trabajos de mantenimiento que se le ha hecho durante los años, ya la misma presenta serios deterioros en sus estructuras, por lo que se hace necesario el reemplazo de esta por una nueva línea de transmisión utilizando la misma servidumbre de la existente.

Para esto se ha considerado la construcción de una nueva línea de transmisión desde la subestación Panamá II hasta la central hidroeléctrica Bayano, de aproximadamente 79 km de longitud, doble circuito 230 KV, conductor 1200 ACAR y capacidad de 500 MVA tanto para

condiciones normales de operación como de emergencia, a la vez, se necesita igualmente cambiar el hilo de guarda 7 No.8 y el cable de fibra óptica OPGW.

Costo: B/. 69,665,321.99
Entrada en Operación: 31/12/2028

7.4.9 Nueva LT La Huaca – Los Olivos

Debido al gran potencial de proyectos renovables solares identificados en el área de provincias centrales, y en vista de que no existe ninguna subestación para la conexión de estos, se ha considerado la construcción de una nueva subestación Los Olivos 230/115/34.5 KV y una línea de 230 KV La Huaca – Los Olivos.

- Completar las dos salidas de la S/E Los Olivos donde van conectados los autotransformadores para conectar la Línea que va de La S/E Los Olivos a La S/E La Huaca.

- Ampliación en la S/E La Huaca 230 KV, en esquema de interruptor y medio, con una (1) nave de tres (3) interruptores, para la salida de la LT de doble circuito hacia Los Olivos 230 KV.

- LT de doble circuito, con conductor 1200 ACAR y capacidad de 500 MVA por circuito, de aproximadamente 40 km, desde La S/E La Huaca hasta la S/E Los Olivos.

Costo LT: B/. 32,698,110.00
Entrada en Operación: 31/5/2028

CAPÍTULO 8
DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

8. DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

8.1 Evaluación Del Desempeño Del Sistema De Transmisión Largo Plazo

RESULTADO CENTRAL La configuración base sin proyectos estructurales no logra mantener un estado operativo aceptable en época lluviosa desde 2034 y presenta déficits de reserva reactiva superiores a 50 MVAr en época seca desde 2036. La compensación y los refuerzos locales corrigen restricciones específicas; la 4LT incorpora una ruta adicional y modifica la capacidad estructural de transferencia.

8.1.1 Objetivo y alcance

Este capítulo evalúa el desempeño de largo plazo del Sistema de Transmisión y las alternativas de expansión requeridas para atender las restricciones identificadas. El diagnóstico utiliza como referencia el escenario considerando solo por proyectos que entran en operación en el periodo de corto plazo y con despacho ideal. Se analizan los resultados de flujo de potencia, despacho por tecnología, transferencias regionales, reserva reactiva y comportamiento de los elementos críticos para 2030, 2032, 2034, 2036 y 2038, en épocas seca y lluviosa.

El análisis identifica primero el punto de quiebre de la configuración existente y las causas eléctricas de la pérdida de margen. Luego compara la compensación reactiva, los circuitos paralelos y la incorporación de una nueva ruta de transferencia. A partir de esos resultados se establecen las condiciones que justifican los proyectos requeridos.

8.1.2 Criterio de interpretación del despacho ideal

El despacho ideal corresponde a la asignación de generación obtenida mediante los criterios de despacho, antes de introducir ajustes destinados a corregir restricciones. Por esta razón, su resultado no demuestra el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad. Cada caso debe verificarse respecto de la reserva reactiva, los límites de tensión, la cargabilidad de líneas y transformadores y el desempeño ante contingencias N-1.

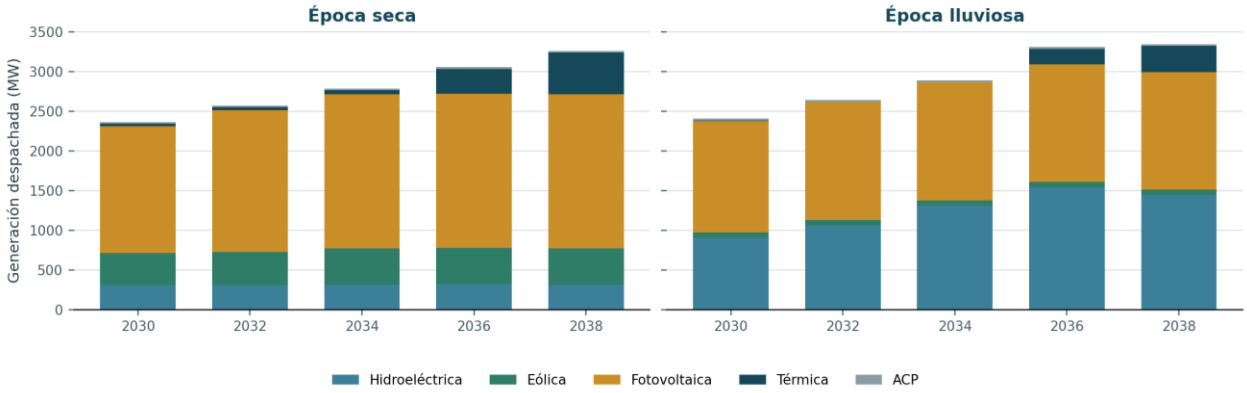
8.1.3 Evolución del despacho

La generación total despachada aumenta de 2,367.1 MW a 3,262.9 MW en época seca entre 2030 y 2038, equivalente a un crecimiento de 37.8 %. En época lluviosa aumenta de 2,406.9 MW a 3,348.2 MW, o 39.1 %. La composición es marcadamente estacional: la energía fotovoltaica domina la condición seca, mientras la hidroelectricidad adquiere mayor participación en la condición lluviosa.

Desde 2036 aumenta el despacho térmico. En época seca pasa de 53.3 MW en 2034 a 313.3 MW en 2036 y 526.4 MW en 2038; en época lluviosa aumenta de 3.3 MW a 193.3 MW y 332.3

MW, respectivamente. Este comportamiento responde al crecimiento de la demanda y a la disponibilidad horaria y estacional de las fuentes renovables. Como los valores pertenecen al despacho ideal, no deben interpretarse como una acción correctiva de seguridad.

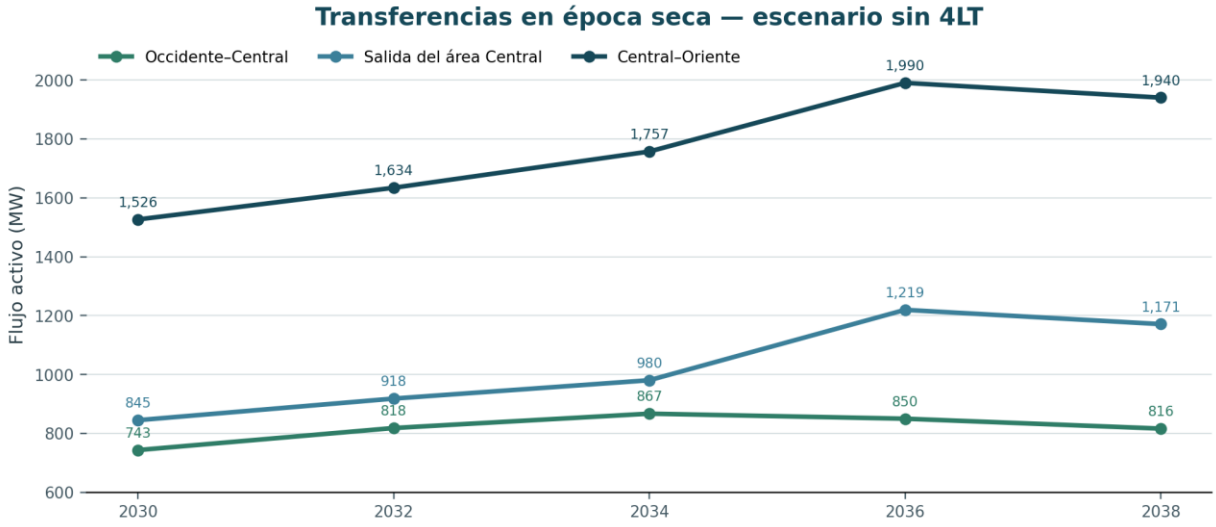
Gráfico 8.1 Composición del despacho ideal por tecnología y época



8.1.4 Transferencias y condiciones operativas

En época seca, el corredor Central-Oriente registra las mayores transferencias: aumenta de 1,526.4 MW en 2030 a 1,990.4 MW en 2036 y se sitúa en 1,940.2 MW en 2038. Entre 2030 y 2038 el incremento es de 413.8 MW, equivalente a 27.1 %. La salida del área Central también crece de 844.6 MW a 1,171.0 MW. La transferencia Occidente-Central alcanza 866.8 MW en 2034 y luego disminuye moderadamente. Por tanto, la mayor exigencia hacia Oriente responde al balance regional completo y al crecimiento de la demanda, y no únicamente a una mayor inyección desde Occidente.

Gráfico 8.2 Evolución de las principales transferencias en época seca



.

Tabla 8.1 Evolución de las transferencias hacia centro de carga

Año	Época	Condición Operativa	Central–Oriente	Reserva mínima	Diagnóstico
2030	Seca	Aceptable	1,526.40	166.56	Base operativa inicial
2030	Lluviosa	Aceptable	1,603.60	233.95	Base operativa inicial
2032	Seca	Aceptable	1,634.00	79.5	Aumenta la transferencia
2032	Lluviosa	Aceptable	1,744.40	29.72	Último año lluvioso aceptable
2034	Seca	Aceptable	1,757.10	67.24	Cumple reserva mínima
2034	Lluviosa	Inoperable	N/C	N/C	Primera pérdida de solución
2036	Seca	Aceptable	1,990.40	−55.61	Déficit reactivo
2036	Lluviosa	Inoperable	N/C	N/C	Condición no operativa
2038	Seca	Aceptable	1,940.20	−53.42	Déficit reactivo
2038	Lluviosa	Inoperable	N/C	N/C	Condición no operativa

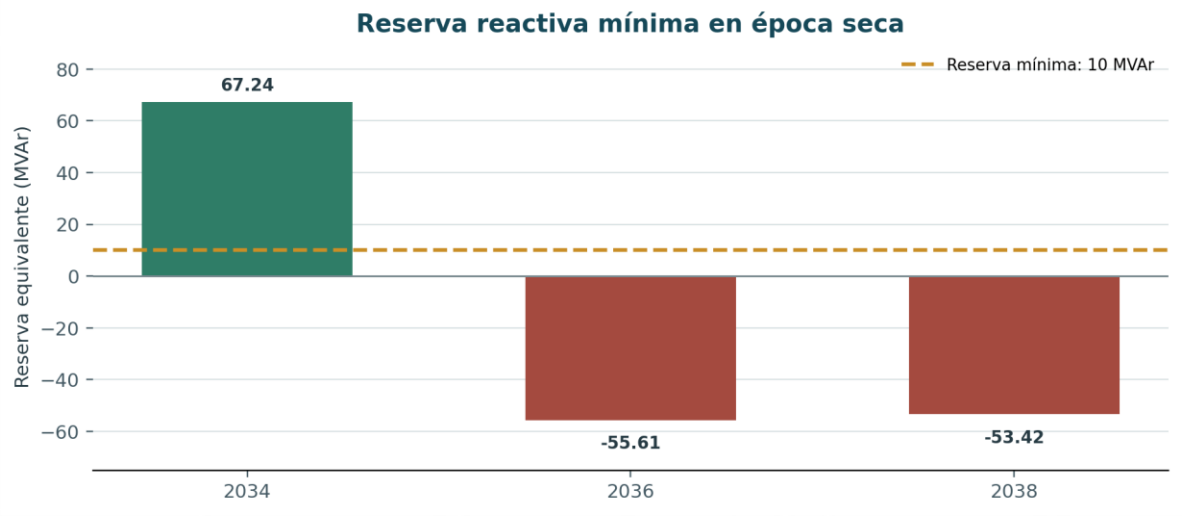
N/C: el caso no converge; por tanto, no existe un punto de operación aceptable

8.1.5 5. Seguridad de tensión y reserva reactiva

En los casos secos con condiciones operativas aceptables, la reserva reactiva es el indicador utilizado para determinar el margen de seguridad de tensión. En 2034, la reserva mínima es 67.24 MVAr y supera el requisito de 10 MVAr. En 2036 disminuye a -55.61 MVAr y en 2038 se sitúa en -53.42 MVAr. Conforme a la convención utilizada, el valor negativo representa la potencia reactiva adicional requerida para alcanzar el mínimo; ambos casos incumplen el criterio.

Las tensiones cercanas a 1.02 p.u. reportadas en los casos secos de 2036 y 2038 no implican que exista reserva suficiente. El nivel de tensión puede permanecer dentro de la banda admisible en el punto de operación mientras los recursos de control están próximos a sus límites. En esa condición, el sistema dispone de poco margen para atender mayores transferencias o la contingencia evaluada.

Gráfico 8.3 Reserva reactiva mínima del área Panamá 115 kV



Los casos lluviosos no alcanzan una solución operativa estacionaria desde 2034. La falta de esta condición impide determinar un voltaje de colapso o cuantificar la reserva de esos casos. No obstante, el aumento de las transferencias y del consumo reactivo de los corredores, junto con la reducción observada previamente en la reserva, indica que la configuración base no puede sostener el estado analizado con los controles representados.

8.1.6 6. Comportamiento de los elementos críticos

El consumo de potencia reactiva por circuito aumenta entre 2034 y 2036 en los principales corredores. El tramo El Coco-Burunga absorbe 84.54 MVAr en 2034, 145.15 MVAr en 2036 y 131.99 MVAr en 2038. En 2036 también superan 100 MVAr los tramos Antón-Chorrera y El Coco II-Chorrera. El transporte de mayores bloques de potencia activa por estos corredores incrementa las pérdidas y el consumo reactivo, con la consiguiente reducción del margen disponible en las áreas receptoras.

Gráfico 8.4 Consumo de potencia reactiva de Líneas críticos

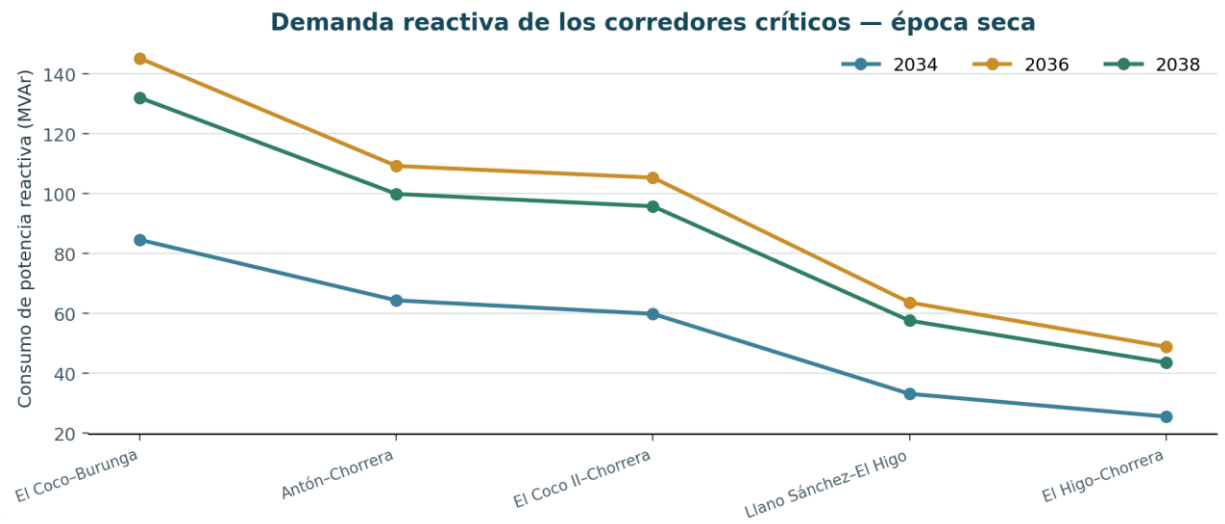


Tabla 8.2 Flujos por líneas Criticas

Elemento	Flujo P (MW) 2034 / 2036 / 2038	Consumo Q (MVAr) 2034 / 2036 / 2038	Pérdidas P (MW) 2034 / 2036 / 2038
El Coco–Burunga	320.6 / 361.6 / 351.9	84.54 / 145.15 / 131.99	12.08 / 18.55 / 17.10
Antón–Chorrera	313.2 / 348.3 / 340.6	64.32 / 109.21 / 99.87	9.37 / 14.11 / 13.10
El Coco II–Chorrera	293.7 / 329.1 / 321.3	59.82 / 105.32 / 95.75	9.07 / 13.85 / 12.82
Llano Sánchez–El Higo	254.6 / 294.9 / 287.3	33.12 / 63.62 / 57.57	7.72 / 12.32 / 11.39
El Higo–Chorrera	250.0 / 283.6 / 275.1	25.52 / 48.82 / 43.54	5.84 / 9.23 / 8.42

Nota: Valores correspondientes a época seca. Las magnitudes no se interpretan como porcentaje de cargabilidad por falta de límites nominales asociados en la matriz analizada.

Para el conjunto de siete líneas monitoreadas, el consumo reactivo neto aumenta de aproximadamente 252.0 MVAr en 2034 a 456.4 MVAr en 2036 y permanece en 410.7 MVAr en 2038; las pérdidas activas agregadas pasan de 46.6 MW a 70.3 MW y luego a 64.8 MW. Los tramos Mata de Nance–Veladero y Guasquitas–Veladero presentan valores negativos de consumo Q, asociados a un aporte capacitivo neto en esos estados de carga. Sin embargo, este aporte occidental no compensa la absorción creciente de los corredores Central–Oriente ni evita la pérdida de reserva en el área de Panamá.

8.1.7 Diagnóstico integrado del sistema

8.1.7.1.1 Etapa 2030–2032: operación aceptable

Los casos secos y lluviosos presentan condiciones operativas aceptables y las transferencias aumentan de manera gradual.

8.1.7.1.2 Año 2034: aparición de la restricción estructural

En 2034, el caso seco mantiene una reserva de 67.24 MVAr, mientras que el caso lluvioso no alcanza una solución operativa. La diferencia entre ambas épocas indica que la restricción no depende únicamente del nivel total de demanda. La mayor generación hidroeléctrica y la distribución espacial de las inyecciones durante la época lluviosa modifican los flujos y los requerimientos de potencia reactiva hasta llevar la configuración sin refuerzos fuera de una condición operativa aceptable.

8.1.7.1.3 Años 2036–2038: pérdida de margen aun en época seca

Entre 2036 y 2038, los casos lluviosos continúan sin una solución operativa estacionaria. Los casos secos si mantienen condiciones operativas aceptables, pero incumplen la reserva reactiva mínima, con déficits de 55.61 MVAr en 2036 y 53.42 MVAr en 2038. En 2036 coinciden la máxima transferencia Central-Oriente, el mayor consumo reactivo y las mayores pérdidas del conjunto de líneas supervisadas. Aunque el flujo disminuye moderadamente en 2038, la reserva no se recupera. La restricción, por tanto, persiste más allá de un único escenario de máxima transferencia.

8.2 Evaluación comparativa de las alternativas de expansión

CONCLUSIÓN TÉCNICA PRINCIPAL La compensación reactiva recupera la reserva de tensión, pero no incorpora capacidad estructural de transferencia. Los circuitos paralelos descargan tramos específicos. La 4LT en 230 kV añade una ruta efectiva, aunque requiere generación obligada o compensación en los casos lluviosos finales. La configuración en 500 kV registra el mayor margen reactivo y la mayor descarga de la red existente durante 2036-2038**.**

8.2.1 Objetivo y enfoque de comparación

La comparación considera cinco aspectos: recuperación de una condición operativa aceptable, cumplimiento de la reserva reactiva mínima, redistribución de las transferencias, dependencia de generación obligada y magnitud de los refuerzos complementarios. Se evalúan 2034, 2036 y 2038, en épocas seca y lluviosa, utilizando los mismos puntos de quiebre identificados en el diagnóstico.

La comparación tiene alcance técnico y no constituye por sí sola una selección económica. Los resultados se interpretan conjuntamente en términos de flujos, pérdidas, consumo de potencia reactiva, reserva Q y necesidad de acciones correctivas, evitando concluir sobre una alternativa a partir de un único indicador.

8.2.1.1.1 Alternativas evaluadas

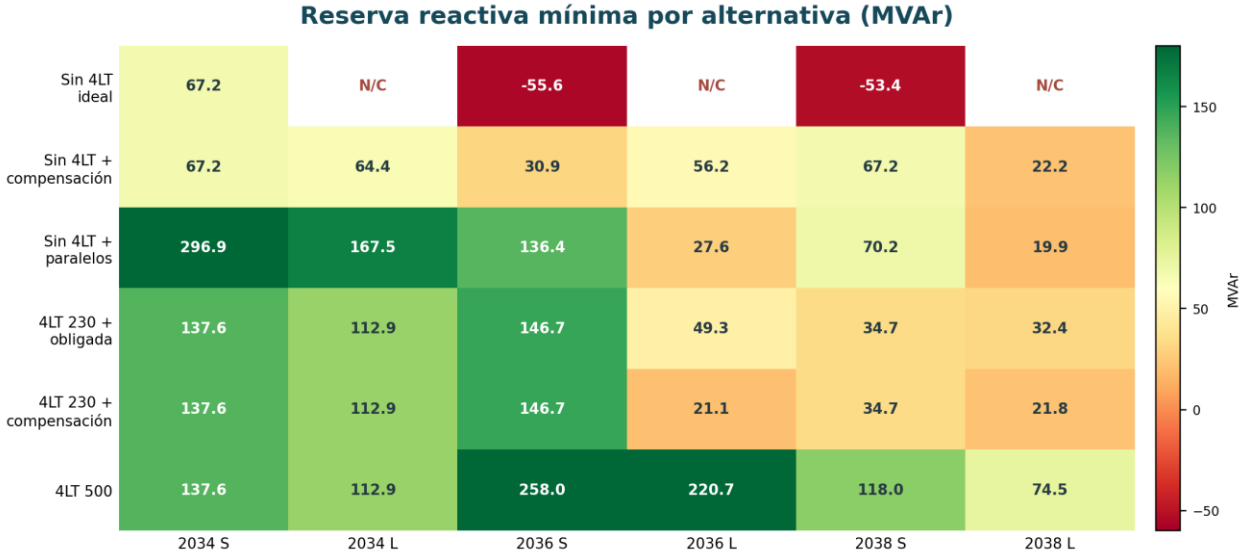
Tabla 8.3 Alternativas Evaluadas

Caso	Configuración	Medida principal	Función técnica
Referencia	Sin 4LT – despacho ideal	Sin refuerzo estructural ni acción correctiva	Determina la insuficiencia de la configuración base.
A	Sin 4LT + compensación reactiva	Bancos distribuidos en las barras críticas	Corrige tensión y reserva; no añade una ruta de transferencia.
B	Sin 4LT + circuitos paralelos	Cinco circuitos 230 kV paralelos y compensación puntual	Aumenta capacidad local y reparte los flujos.
C	4LT 230 kV + generación obligada	Nueva ruta de transmisión y redespacho de seguridad	Combina expansión estructural con acción operativa.
D	4LT 230 kV + compensación reactiva	Nueva ruta y bancos complementarios	Busca evitar o reducir la dependencia del redespacho.
E	4LT elevada a 500 kV desde 2036	Corredor de mayor tensión con control reactivo	Maximiza capacidad de transferencia y margen de tensión.

8.2.1.1.2 Condiciones operativas y reserva reactiva

El escenario base deja de presentar condiciones operativas optimas en época lluviosa desde 2034 y presenta reservas reactivas negativas en los casos secos de 2036 y 2038. Todas las alternativas evaluadas recuperan una solución operativa y superan el mínimo de 10 MVAr. Las diferencias se encuentran en el margen obtenido, su permanencia durante el horizonte y la cantidad de obras o acciones operativas requeridas.

Figura 8.1 Reserva reactiva mínima por alternativa



S: época seca; L: época lluviosa; N/C: no converge, condiciones operativas no aceptables

La alternativa basada en compensación reactiva mantiene reservas positivas, pero el margen del caso lluvioso de 2038 se reduce a 22.25 MVAr. La construcción de circuitos paralelos a las líneas críticas produce reservas elevadas en 2034; no obstante, el mínimo disminuye a 27.61

MVAr en 2036 lluvioso y 19.90 MVAr en 2038 lluvioso. Esto indica que, aun con los nuevos circuitos, la condición lluviosa continúa siendo sensible al soporte reactivo.

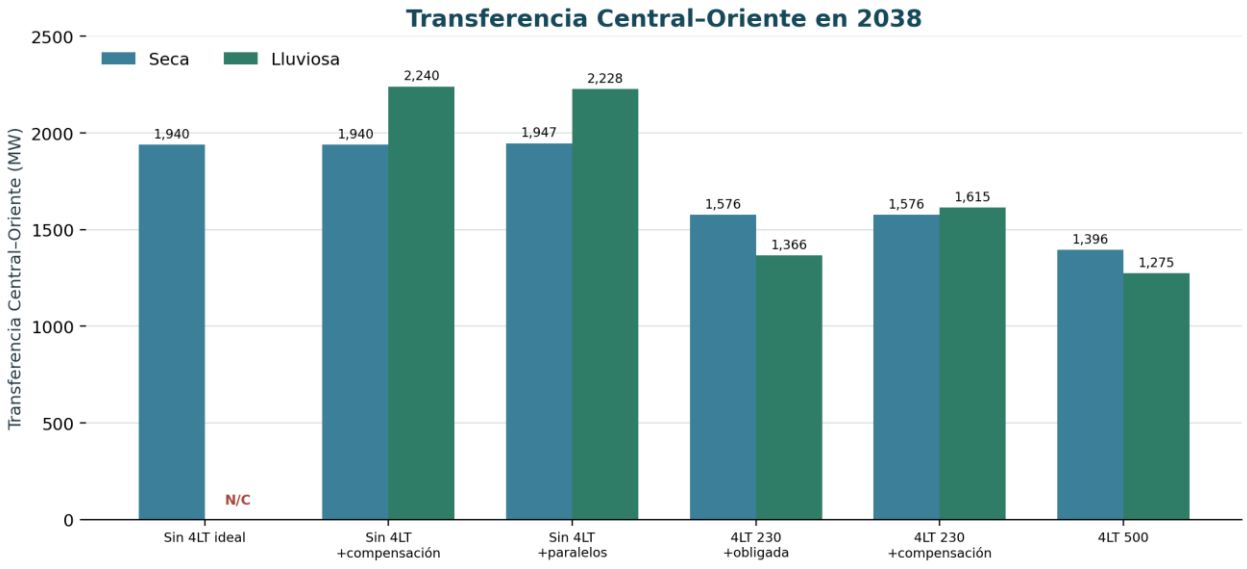
La 4LT operando en 230 kV y acompañada de generación obligada mantiene reservas entre 32.42 y 146.74 MVAr. En la variante con compensación reactiva, las reservas mínimas de los casos lluviosos son 21.14 MVAr en 2036 y 21.76 MVAr en 2038. La comparación directa debe considerar que los despachos de ambas variantes no son idénticos; la reserva depende de la configuración de la red y de la localización de las inyecciones.

La alternativa en 500 kV registra las mayores reservas. Desde su entrada en 2036 alcanza 257.96 MVAr en época seca y 220.66 MVAr en época lluviosa; en 2038 mantiene 117.97 MVAr y 74.55 MVAr, respectivamente. Aunque el margen disminuye al final del horizonte, permanece por encima del mínimo requerido.

8.2.1.1.3 Capacidad de transferencia y redistribución de flujos

La transferencia Central-Oriente permite diferenciar las alternativas que atienden principalmente el balance reactivo de aquellas que modifican la distribución de la potencia activa. En 2038 seco, la alternativa de compensación sin refuerzos estructurales mantiene 1,939.5 MW, frente a 1,940.2 MW en el escenario base. Los circuitos paralelos registran una transferencia agregada de 1,946.8 MW, pero la distribuyen entre un mayor número de elementos.

Gráfico 8.5 Transferencia hacia Centro de Carga en 2038.



Una nueva línea operando en 230 kV (4LT en 230 kV) reduce la transferencia que permanece en los corredores existentes: en 2038 seco, el valor Central–Oriente baja a 1,575.9 MW, aproximadamente 18.8 % menos que el caso base. La propia cuarta línea transporta 371.3 MW en época seca y entre 543 y 611 MW en época lluviosa, según la variante. La opción en

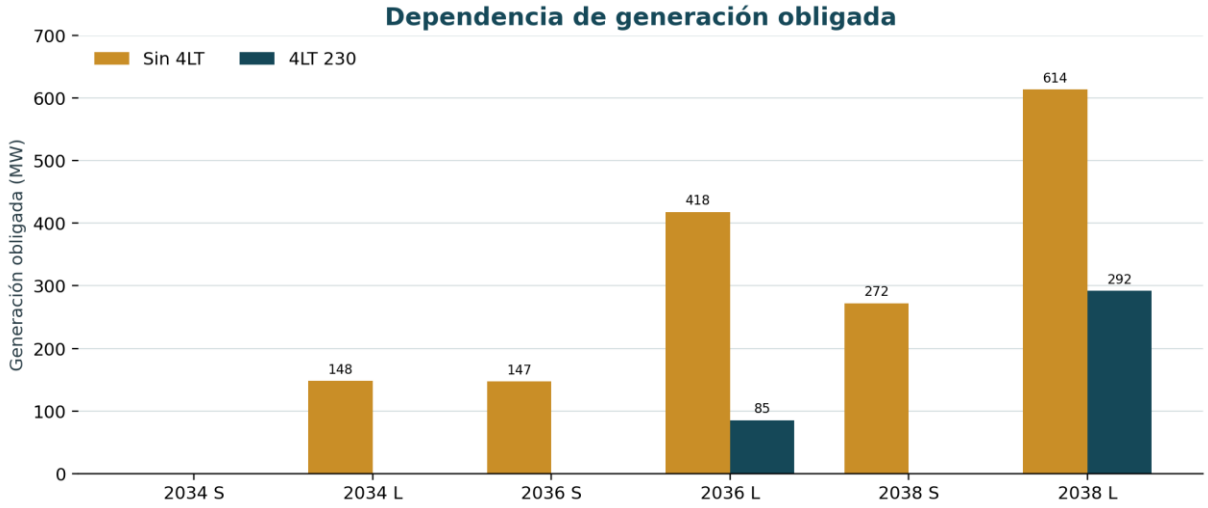
500 kV profundiza esta redistribución: el flujo Central–Oriente se reduce a 1,396.4 MW en 2038 seco y 1,275.0 MW en lluvioso, mientras la nueva línea transporta 547.6 y 908.5 MW.

INTERPRETACIÓN La compensación modifica el balance de MVAr, pero no descarga de manera material el transporte de MW. Las líneas paralelas descargan cada circuito por reparto local. La cuarta línea crea un corredor adicional a escala nacional, y la alternativa en 500 kV absorbe la mayor fracción de la transferencia de largo recorrido.

8.2.1.1.4 Generación obligada como acción operativa

La generación obligada permite modificar la distribución geográfica de las inyecciones para recuperar seguridad. No obstante, representa una dependencia operativa recurrente y puede desplazar generación renovable de costo variable cero. Sin cuarta línea, la necesidad aumenta desde 148 MW en 2034 lluvioso hasta 614 MW en 2038 lluvioso; en época seca aparece desde 2036 y alcanza 272 MW en 2038.

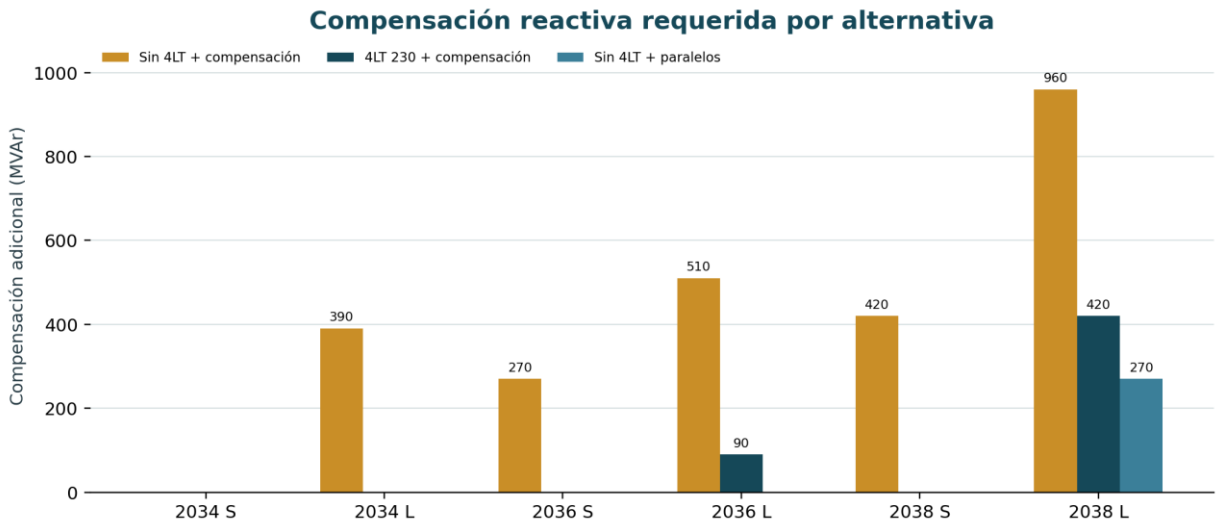
Gráfico 8.6 Generación obligada requerida para recuperar condiciones operativas.



La 4LT en 230 kV elimina la generación obligada en los casos secos y en el caso lluvioso de 2034. En los casos lluviosos se requieren todavía 85 MW en 2036 y 292 MW en 2038. La línea reduce el redespacho necesario, pero la variante apoyada exclusivamente en esta medida mantiene una dependencia operativa al final del horizonte.

8.2.1.1.5 Magnitud y localización de los refuerzos complementarios

Gráfico 8.7 Compensación Reactiva Adicional.



La alternativa sin refuerzos estructurales requiere compensación creciente y distribuida: 390 MVAr en 2034 lluvioso, 270/510 MVAr en 2036 y 420/960 MVAr en 2038. En el caso lluvioso de 2038 se incorporan bancos en Panamá III, Llano Sánchez, Veladero, El Higo, Panamá II, El Coco y Chorrera. La magnitud y la cantidad de ubicaciones muestran que la necesidad de soporte reactivo se extiende a varios puntos de la red.

Con la 4LT en 230 kV, los bancos adicionales se reducen a 90 MVAr en 2036 lluvioso y 420 MVAr en 2038 lluvioso, localizados en Panamá III, Llano Sánchez, Veladero y Chiriquí Grande. Los circuitos paralelos requieren cinco refuerzos de línea –Mata de Nance–Veladero, Guasquitas–Veladero, El Coco–Burunga, Llano Sánchez–El Higo y El Higo–Chorrera– y 270 MVAr en 2038 lluvioso. Esta alternativa resuelve las restricciones mediante múltiples obras distribuidas a lo largo del corredor.

8.2.2 Evaluación individual de las alternativas

8.2.2.1.1 Sin refuerzos estructurales con compensación reactiva

La compensación reactiva mantiene condiciones operativas aceptables y reservas superiores a 10 MVAr. Sin embargo, no reduce las transferencias activas: en 2038 lluvioso, el corredor Central-Oriente alcanza 2,240 MW. También requiere hasta 960 MVAr distribuidos. Puede utilizarse como soporte reactivo o como etapa transitoria, pero no incorpora una trayectoria adicional para atender el crecimiento sostenido de los flujos ni mejora por sí sola la redundancia del corredor.

8.2.2.1.2 Construcción de circuitos paralelos a las líneas críticas

Los circuitos paralelos reducen el flujo y el consumo reactivo de cada circuito existente al distribuir la transferencia entre más líneas. En 2038 seco, Antón-Chorrera disminuye de 340.6 MW en el caso base a 239.5 MW, y El Coco-Burunga pasa de 351.9 MW a 192.7 MW. La alternativa mantiene condiciones operativas aceptables durante el horizonte, pero en 2038

lluvioso la reserva desciende a 19.90 MVAr y se requieren cinco obras lineales, además de compensación.

8.2.2.1.3 4LT en 230 kV con generación obligada

La 4LT en 230 kV crea una ruta adicional y reduce la exigencia sobre los corredores existentes. Las reservas se mantienen por encima del mínimo y la generación obligada se limita a los casos lluviosos de 2036 y 2038. No obstante, el cumplimiento de los criterios depende de redespachos de 85 MW y 292 MW, respectivamente, con los costos operativos y el posible desplazamiento de generación renovable asociados.

8.2.2.1.4 4LT en 230 kV con compensación reactiva

La variante combina una nueva ruta para transferir potencia activa con compensación reactiva local. No requiere generación obligada en los casos analizados, pero incorpora 90 MVAr en 2036 lluvioso y 420 MVAr en 2038 lluvioso. Las reservas mínimas de 21.14 MVAr y 21.76 MVAr cumplen el criterio con un margen limitado. Su suficiencia debe verificarse frente al conjunto completo de contingencias y variaciones del despacho.

8.2.2.1.5 Cuarta línea operando en 500 kV

La configuración en 500 kV, evaluada desde 2036, transporta el mayor bloque de potencia y produce la mayor reducción de las transferencias por la red existente. También registra las reservas reactivas más altas. El efecto capacitivo del corredor exige coordinar reactores, maniobras y controles de tensión para evitar sobretensiones bajo carga reducida. Dentro de las condiciones modeladas, es la alternativa con mayor capacidad de transferencia y margen reactivo.

8.2.2.1.6 Síntesis comparativa

Tabla 8.4 Comparación de las Alternativas

Alternativa	Condiciones operativas aceptables	Reserva mínima (MVAr)	Descarga estructural	Generación obligada	Refuerzos adicionales	Condición principal
Sin refuerzos estructurales solo compensación reactiva	Sí	22.25	Muy baja	No	Hasta 960 MVAr	Solución reactiva; no estructural
Circuitos paralelos	Sí	19.9	Alta local	No	5 líneas + 270 MVAr	Múltiples obras distribuidas
4LT 230 + obligada	Sí	32.42	Alta	85/292 MW lluviosos	Nueva 4LT	Dependencia operativa
4LT 230 + compensación	Sí	21.14	Alta	No	4LT + 420 MVAr	Solución combinada
4LT 500	Sí	74.55	Muy alta	No reportada	4LT 500 kV	Mayor robustez técnica

8.3 Criterio de planificación y selección técnica

Todas las alternativas corrigen las condiciones inaceptables del escenario base, pero actúan de forma diferente. La compensación recupera la reserva de tensión sin reducir materialmente la potencia activa transportada; los circuitos paralelos descargan tramos específicos mediante varias obras; y la 4LT incorpora una trayectoria adicional que redistribuye los flujos a escala del sistema. La selección debe considerar si la medida únicamente corrige restricciones locales o modifica la capacidad estructural de transferencia.

La 4LT en 230 kV es la configuración mínima evaluada que incorpora una ruta adicional y descarga los corredores existentes. Al combinarla con compensación reactiva se evita la generación obligada en la variante estudiada, aunque los casos lluviosos finales conservan un margen moderado. La configuración en 500 kV ofrece mayor capacidad de transferencia, reserva reactiva y descarga de la red existente. Su adopción se justifica cuando las condiciones proyectadas superen la capacidad funcional de la solución en 230 kV.

CRITERIO CENTRAL La nueva línea se requiere cuando la restricción deja de ser exclusivamente reactiva o local y pasa a limitar estructuralmente las transferencias. Esta condición ocurre cuando la red no puede atender el crecimiento de la demanda, la localización de la generación y el criterio N-1 sin depender de compensación masiva, múltiples circuitos paralelos, generación obligada o desplazamiento recurrente de energía renovable.

8.3.1 Alcance del criterio

La necesidad de una nueva línea no debe asociarse de forma rígida con un año calendario. Los años indicados en los estudios dependen de las premisas de demanda, generación y topología. Si estas premisas cambian, también puede adelantarse o retrasarse la condición crítica. La decisión debe basarse en indicadores técnicos observables y reproducibles.

Tabla 8.5 Criterios de Evaluación

N.°	Condición	Indicador técnico	Implicación
1	Pérdida de una solución operativa	Uno o más casos representativos o N-1 presentan condiciones operativas no aceptables	La red deja de ser capaz de sostener el balance eléctrico bajo condiciones creíbles.
2	Insuficiencia estructural de transferencia	Los flujos crecen de manera sostenida y la compensación reactiva no reduce materialmente los MW transportados.	El problema no puede resolverse agregando únicamente MVAr.
3	Reserva reactiva insuficiente o frágil	La reserva es negativa, inferior a 10 MVAr o queda apenas sobre el mínimo después de grandes refuerzos.	No existe margen adecuado para contingencias o crecimiento adicional.
4	Dependencia permanente del redespacho	Se requiere generación obligada recurrente o creciente para mantener seguridad.	La seguridad depende de una medida operativa costosa y no de una red suficientemente robusta.
5	Desplazamiento sistemático de renovables	Las restricciones obligan a reducir generación solar o hidroeléctrica de pasada de costo variable cero.	La red impide utilizar eficientemente la generación disponible.
6	Proliferación de obras equivalentes	La alternativa sin 4LT exige numerosos circuitos paralelos y compensación distribuida.	La suma de medidas locales evidencia que falta un corredor estructural.
7	Falta de redundancia geográfica	Una contingencia de corredor concentra transferencias en las mismas rutas existentes y produce violaciones generalizadas.	Se requiere una trayectoria eléctricamente independiente para cumplir N-1.

En el escenario base, el punto de quiebre se presenta en 2034 para la época lluviosa y en 2036 para la época seca. Estos años identifican cuándo se manifiesta la restricción bajo las premisas utilizadas. La 4LT será necesaria cuando el sistema alcance condiciones eléctricas equivalentes, aunque ocurran en fechas distintas.

8.3.2 Condiciones que hacen indispensable la nueva línea

8.3.3 9.3 Evidencia cuantitativa del estudio

Los resultados disponibles muestran que varias de estas condiciones ya aparecen simultáneamente en el escenario base. En época lluviosa, la configuración sin refuerzos pierde condiciones operativas desde el punto de quiebre; en época seca, la reserva reactiva pasa de 67.24 MVAr a déficits superiores a 50 MVAr. A la vez, la transferencia Central–Oriente se aproxima a 2,000 MW y aumenta el consumo de potencia reactiva de los corredores principales.

Tabla 8.6 Evidencia Cuantitativa

Indicador	Resultado observado	Lectura técnica
Transferencia Central–Oriente	1,526 MW → aproximadamente 2,000 MW	Aumento sostenido de la exigencia sobre los corredores existentes.
Consumo Q de líneas monitoreadas	252.0 → 456.4 MVAr	Las líneas absorben una fracción creciente del soporte reactivo disponible.
Pérdidas activas monitoreadas	46.6 → 70.3 MW	La utilización creciente eleva pérdidas y reduce eficiencia.
Compensación sin 4LT	Hasta 960 MVAr distribuidos	Recupera tensión, pero mantiene transferencias cercanas a 2,240 MW.
Circuitos paralelos	Cinco líneas 230 kV + 270 MVAr	La solución requiere múltiples obras a lo largo del mismo corredor.
Generación obligada sin 4LT	Hasta 614 MW en época lluviosa	La seguridad depende de redespacho y desplazamiento de generación.
Uso de una nueva 4LT	371–611 MW en 230 kV; 548–909 MW en 500 kV	El flujo significativo confirma la necesidad real de la nueva ruta.

8.3.4 Regla de decisión propuesta

CONDICIÓN DE INDISPENSABILIDAD La 4LT debe considerarse indispensable cuando exista una condición crítica de seguridad (casos operativos optimas, incumplimiento N-1 o reserva inferior al mínimo) que no pueda corregirse con medidas locales de alcance razonable. También deberá considerarse cuando coincidan de forma persistente al menos tres señales estructurales: transferencias crecientes, compensación masiva y distribuida, múltiples circuitos paralelos, generación obligada recurrente, desplazamiento de renovables o utilización significativa de la nueva ruta en los estudios**.**

El desarrollo del proyecto debe comenzar antes de que se materialice la condición crítica. El disparador de planificación es la previsión de que, dentro del plazo necesario para ejecutar la obra, la red alcanzará una condición equivalente a la identificada en el diagnóstico. Los estudios, el diseño, la evaluación ambiental, las servidumbres, la contratación, la construcción y la puesta en servicio pueden requerir aproximadamente ocho años. Si el proceso se inicia al aparecer la restricción, la solución entraría en operación después del momento requerido.

8.4 Conclusiones y recomendación técnica

El deterioro del escenario base sigue una secuencia definida: aumentan las transferencias hacia Oriente, el consumo reactivo y las pérdidas de los corredores; posteriormente, para los casos lluviosos el sistema no logra mantener un estado operativo aceptable y los casos secos presentan déficits de reserva reactiva. La limitación no se reduce a un problema local de tensión. Los resultados muestran que la topología existente pierde capacidad para

transportar los bloques de potencia asociados al crecimiento de la demanda y la generación bajo los criterios evaluados.

La compensación reactiva y los circuitos paralelos recuperan la operación mediante volúmenes crecientes y distribuidos de MVAr o varias obras sobre los corredores existentes. Estas medidas pueden utilizarse como etapas transitorias o complementarias, pero no aportan una trayectoria geográficamente diferenciada. La generación obligada también permite cumplir los criterios, aunque introduce costos recurrentes y puede desplazar generación renovable de costo variable cero.

Se recomienda incorporar la 4LT como proyecto estructural de expansión. La configuración en 230 kV será técnicamente necesaria cuando se presenten condiciones equivalentes a las observadas desde 2034: ausencia de una solución operativa en escenarios representativos o contingencias, transferencias crecientes y necesidad de medidas correctivas distribuidas. La operación en 500 kV deberá ejecutarse cuando la magnitud de las transferencias y la reducción de la reserva alcancen condiciones equivalentes a las proyectadas para 2036-2038, o cuando los estudios N-1 determinen que la configuración en 230 kV requiere generación obligada o compensación creciente para cumplir los criterios de seguridad. De esta forma, el nivel de tensión y la fecha de entrada se vinculan con indicadores técnicos verificables.

8.5 Análisis Económico Comparativo

Alternativas de expansión del Sistema Principal de Transmisión

RESULTADO PRINCIPAL

La nueva línea de transmisión es la alternativa de menor costo económico. Con una tasa de descuento de 10 %, reduce el valor presente total de los costos de USD 3,471.4 millones a USD 3,082.4 millones, lo que representa un beneficio de USD 389.0 millones –11.2 %– frente a la alternativa de líneas paralelas y compensación reactiva.

8.5.1 Objetivo y alcance

El análisis compara económicamente dos configuraciones técnicamente evaluadas para atender las necesidades de expansión de largo plazo del SPT. La comparación integra los costos de inversión, operación y pérdidas eléctricas durante 2026–2040, e incorpora el valor residual de los activos que continúan en servicio después del horizonte.

Tabla 8.7 Alternativas a Evaluar

Alternativa	Denominación	Configuración evaluada
Alternativa D	Líneas paralelas y compensación reactiva	Circuitos de 230 kV y bancos de capacitores incorporados de forma distribuida.
Alternativa E	Nueva línea de transmisión	Desarrollo por etapas: operación inicial en 230 kV e incorporación posterior de infraestructura en 500 kV.

8.5.2 Premisas económicas

Los flujos se actualizan al año 2026 mediante una tasa real de descuento de 10 %. Como no se dispone de resultados operativos posteriores a 2040, no se proyectan costos ni beneficios más allá de ese año. Para reconocer la vida económica remanente, se aplica depreciación lineal y se acredita un valor residual al cierre del horizonte.

Tabla 8.8 Premisas Económicas

Premisa	Valor adoptado
Periodo de evaluación	2026–2040
Año base	2026
Tasa de descuento	0.1
Vida útil de líneas 230/500 kV	40 años
Vida útil de bancos de capacitores	25 años
Desembolso de inversión	Año de entrada en operación

8.5.3 2. Inversiones y valor residual

La alternativa de líneas paralelas y compensación requiere una inversión nominal acumulada de USD 660.0 millones. La nueva línea alcanza USD 786.9 millones, es decir, USD 126.9 millones adicionales en valores nominales. Esta diferencia no constituye por sí sola el criterio de selección, porque las alternativas producen costos operativos y pérdidas diferentes durante el horizonte.

Tabla 8.9 Costos de Inversión

Componente	Entrada	Inversión USD MM	Vida útil
Líneas paralelas 230 kV	2034	500	40 años
Bancos de capacitores	2034	65	25 años
Bancos de capacitores	2036	20	25 años
Bancos de capacitores	2038	75	25 años
Total alternativa D	–	660	–
Nueva línea: etapa 230 kV	2034	596.61	40 años
Nueva línea: etapa 500 kV	2037	190.289	40 años
Total alternativa E	–	786.899	–

8.5.4 Valor residual al cierre de 2040

Una proporción importante de la inversión mantiene vida útil después de 2040. El crédito residual actualizado asciende a USD 147.5 millones en la alternativa D y a USD 179.9 millones en la alternativa E. La diferencia de USD 32.4 millones favorece a la nueva línea, principalmente porque la etapa de 500 kV entra en operación en 2037 y conserva 37 de sus 40 años de vida económica al cierre del estudio.

Tabla 8.10 Valor Residual

Alternativa	Inversión nominal	Residual nominal	Residual actualizado
Alternativa D	660	560.2	147.518
Alternativa E	786.899	683.136	179.891

LECTURA ECONÓMICA El valor residual evita cargar al periodo 2026–2040 la totalidad del costo de activos que seguirán prestando servicio. Este crédito no representa un ingreso en efectivo; es el reconocimiento económico de la vida útil no consumida dentro

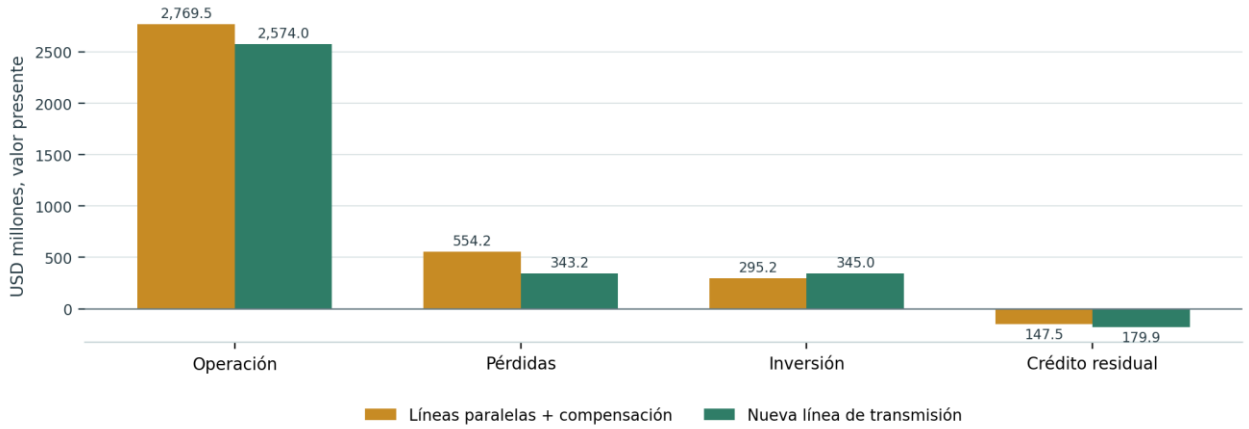
8.5.5 Resultados económicos actualizados

La nueva línea requiere USD 49.8 millones adicionales de inversión en valor presente. Esta diferencia se compensa ampliamente con USD 195.5 millones de ahorro operativo, USD 211.0 millones de reducción del costo de pérdidas y USD 32.4 millones de ventaja residual. El beneficio neto actualizado alcanza USD 389.0 millones.

Tabla 8.11 Costos Evaluados

Concepto	Alternativa D	Alternativa E	Ventaja E
Costos operativos	2769.534	2574.035	195.499
Costo de pérdidas	554.188	343.204	210.984
Inversiones	295.185	345.018	-49.833
Crédito por valor residual	-147.518	-179.891	32.373
VPN total neto	3471.388	3082.366	389.022

Gráfico 8.8 Composición del valor presente de los costos por alternativa



Nota: el valor residual se presenta como crédito y, por tanto, reduce el costo total.

8.5.6 Interpretación del resultado

Los ahorros de operación y pérdidas suman USD 406.5 millones en valor presente, más de ocho veces el sobrecosto actualizado de inversión. El VPN neto de la nueva línea resulta 11.2 % menor que el de la alternativa D. La ventaja no proviene de un único componente: combina menores costos recurrentes con un mayor valor económico remanente al cierre del estudio.

8.5.7 4. Evolución anual de la ventaja económica

Los beneficios comienzan en 2034, cuando entran las primeras obras. El valor negativo de 2037 corresponde al desembolso de USD 190.3 millones de la etapa de 500 kV; no representa un deterioro operativo. Desde 2038, los ahorros vuelven a superar los costos incrementales y consolidan la ventaja acumulada.

Tabla 8.12 Beneficios

Año	Beneficio actualizado USD MM	Interpretación
2034	20.857	Inicio de ahorros netos
2035	63.196	Aumento de beneficios operativos
2036	75.831	Menores costos y pérdidas
2037	-5.478	Inversión de la etapa de 500 kV
2038	83.864	Retorno a beneficios positivos
2039	56.367	Ahorros sostenidos
2040	94.387	Incluye el crédito residual
Acumulado	389.022	Ventaja económica total

8.5.8 Sensibilidad a la tasa de descuento

La robustez de la conclusión se verificó con tasas entre 6 % y 12 %. En todos los casos, la alternativa E conserva el menor costo económico. A una tasa de 12 %, que reduce el peso de los beneficios futuros, la ventaja todavía supera USD 316 millones; por consiguiente, la recomendación no depende de la tasa de 10 % del escenario base.

Tabla 8.13 Sensibilidad a la Tasa

Tasa	VPN alternativa D	VPN alternativa E	Beneficio E
6%	4606.922	4008.505	598.416
8%	3982.311	3501.109	481.203
10%	3471.388	3082.366	389.022
12%	3050.652	2734.53	316.122

8.6 Conclusión y recomendación Económicas

La evaluación económica confirma que la nueva línea de transmisión constituye la alternativa preferible. Aunque exige una inversión nominal y actualizada superior, reduce de manera sustancial los costos operativos y las pérdidas eléctricas. Con una tasa de descuento de 10 %, su costo neto actualizado es USD 389.0 millones menor que el de la alternativa de líneas paralelas y compensación.

El resultado es robusto frente a las tasas de descuento analizadas y se obtiene sin proyectar beneficios operativos después de 2040. Por esta razón, la estimación es conservadora: la

nueva línea continuará en servicio durante el resto de su vida útil y podría producir ahorros adicionales que no se reconocen en el cálculo.

RECOMENDACIÓN

Seleccionar la alternativa de la nueva línea de transmisión como solución económicamente preferible, condicionada a que la evaluación técnica integral confirme el cumplimiento de los criterios de seguridad, confiabilidad, estabilidad, control de tensión, capacidad de transferencia y desempeño N-1 del SIN.

CAPÍTULO 9
PLAN DE EXPANSION DE LARGO PLAZO

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

9. PLAN DE EXPANSION DE LARGO PLAZO

Los proyectos propuestos a instalarse como parte del Sistema Principal de Transmisión para el periodo de Largo Plazo, 2030 – 2040, fueron determinados a partir de los análisis del sistema para los años 2030 a 2040, de manera que se cumpliera con los criterios establecidos en la reglamentación vigente. Estos proyectos se revisarán en los planes de expansión posteriores. Los proyectos identificados par el largo plazo son los siguientes:

9.1 Nuevas Subestaciones

Se espera que en el horizonte de Largo Plazo se mantenga el crecimiento sostenido de la demanda, impulsado por el aumento poblacional y el desarrollo urbano e industrial en distintas regiones del país. A ello se suma la incorporación prevista de nuevos proyectos de generación instalada en los próximos años. Esta situación requiere la habilitación de nuevos puntos de entrega de energía mediante la construcción de subestaciones adicionales, con el fin de evitar la sobrecarga de las infraestructuras existentes.

La incorporación de estas nuevas subestaciones permitirá fortalecer la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), mejorar la calidad del servicio en las zonas de influencia y asegurar una adecuada capacidad de maniobra operativa.

9.1.1 Nueva S/E Chepo 115/34.5 KV

El objetivo de este proyecto es el de proveer un nuevo punto de conexión para proyectos de generación renovables y conexión por parte de la distribuidora.

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

- Adición de dos (2) nuevas naves del patio 230 KV de la Subestación Chepo en esquema de interruptor y medio, con dos (2) naves de dos (2) interruptores cada una. Las dos salidas serán para la conexión de dos (2) autotransformadores, T1 y T2, de 230/115/34.5 KV y 175 MVA. Se debe contemplar espacio adicional para la adición de por lo menos dos naves, conectándose en una de ellas un tercer autotransformador.
- Patio de 115 KV, dos (2) naves de 2 interruptores en el patio de 115 KV, para la conexión de los dos autotransformadores y se debe dejar espacio para dos naves futuras (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).

- Patio de 34.5 KV, dos barras sencillas con amarre, para la conexión de los proyectos de generación solar (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).

Costo: B/. 22,048,795
Entrada en Operación: 31/03/2031

9.1.2 Nueva S/E Progreso II 230/115/34.5 KV

El objetivo de este proyecto es el de proveer un nuevo punto de conexión para la gran cantidad de proyectos de generación renovables, principalmente solares, identificados en el área

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

- Construcción de una nueva subestación Progreso II, en un área cercana a la subestación Progreso existente, la cual contará con un patio de 230 KV en esquema de interruptor y medio, inicialmente con tres (3) naves, dos de tres (3) interruptores y una tercera con dos (2) interruptores, para un total de 5 salidas. Dos de las salidas serán para la LT de doble circuito que la conectará con la subestación Progreso existente, una salida para la LT hacia Costa Rica (230-10) y las otras dos salidas serán para la conexión de dos (2) autotransformadores, T1 y T2, de 230/115/34.5 KV y 250/150/100 MVA. Se debe contemplar espacio adicional para la adición de un tercer autotransformador T3 en la nave 3 y la posible adición de por lo menos una cuarta nave de 230 KV.
- LT de doble circuito de 230 KV para la conexión de la subestación actual con la nueva, con conductor 1200 ACAR y capacidad de 500 MVA por circuito, de aproximadamente entre 200 a 1500 m, dependiendo de la localización del terreno de la nueva subestación.
- Relocalización de la LT 230-10 (Progreso – Frontera Costa Rica), para que la misma salga de la nueva S/E Progreso II.
- Patio de 115 KV, en esquema de interruptor y medio, 2 naves de dos (2) interruptores en el patio de 115 KV, para la conexión de los dos autotransformadores y se debe dejar espacio para dos (2) naves futuras (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).
- Patio de 34.5 KV, en configuración de interruptor y medio, para la conexión de los proyectos de generación solar (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).

Costo: B/. 35,697,330
Entrada en Operación: 30/12/2030

9.1.3 Nueva S/E Caldera 230 KV

El objetivo de este proyecto es el de proveer un nuevo punto de conexión para posibles proyectos de generación renovables identificados en las cercanías de Caldera, mediante un nuevo patio de 34.5 KV. Además, se conectará con las líneas de 230 KV provenientes desde la S/E Fortuna, 230-7 y 230-8, dándole mayor confiabilidad a la subestación y a la generación conectada en la misma.

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

Construcción de una nueva subestación 230/115/34,5 KV: se construirá una nueva subestación Caldera 230/115/34,5 KV en las inmediaciones de la subestación Caldera 115 KV existente. La misma contará con:

a. Patio de 230 KV en esquema de interruptor y medio con dos naves de 3 interruptores para la entrada y salida de las líneas 230-7 y 230-8 y dos naves de dos interruptores, para la conexión de los dos transformadores 230/115/34.5 KV, 200 MVA
b. Adición de dos naves de 3 interruptores en el patio de 115 KV existente, para la conexión de los dos transformadores y el arreglo de las líneas 115-17 y 115-19, conectadas actualmente a las barras, para que salgan entre interruptores
c. Nuevo patio de 34.5 KV
d. Nuevo Transformador 115kV/34.5kV para el patio existente para cumplir con el criterio de N-1

Costo: B/. 40,738,000
Entrada en Operación: 30/09/2030

9.2 Compensación Reactiva.

Se espera que en el horizonte de estudio se presente un aumento considerable de la demanda, acompañado por una mayor participación de fuentes de generación renovable no síncrona, como la solar y la eólica, las cuales aportan de manera limitada a la estabilidad de voltaje del sistema.

Esta combinación de factores conllevaría a que se presenten desviaciones significativas de tensión en distintos nodos, en especial en áreas con alta penetración renovable o alejadas de los centros de generación tradicional.

Para mitigar estas desviaciones y garantizar el cumplimiento de los niveles de tensión establecidos, se prevé la incorporación de compensación reactiva mediante la instalación de bancos de capacitores, reactores y/o equipos de tipo FACTS, según la necesidad específica de cada punto de la red.

Adicionalmente, es importante mencionar que ETESA debe cumplir con los criterios de calidad de servicio establecidos en el Reglamento de Transmisión, los cuales exigen que se mantenga la tensión dentro de los rangos permitidos tanto en condiciones normales como bajo el criterio de seguridad N-1, conforme a lo establecido en el Artículo 89 del mencionado reglamento.

9.2.1 Adición de Bancos de Capacitores de 180 MVAR en Subestación Panamá 3 230 KV

Para dar el soporte necesario de potencia reactiva al SIN, es necesario adición de bancos de capacitores en Centro de Carga y así cumplir con los criterios de calidad y seguridad que establece la normativa vigente.

Este proyecto consiste en la instalación de seis (6) bancos de 30 MVAR (6x30 MVAR) para un total de 180 MVAR en el patio de 230 KV de la Subestación Panamá 3.

Con la adición de estos bancos de capacitores en la subestación Panamá 3 230 KV se incrementa la reserva de potencia reactiva del sistema, permitiendo el incremento de generación renovable en el área occidental del país, lo que se traduce en un menor costo operativo del sistema ya que se desplaza energía termoeléctrica más costosa.

Costo: B/. 30,184,170.00
Entrada en Operación: 30/09/2031

9.3 Repotenciación y Nuevas Líneas de Transmisión.

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente y renovable no convencional en el país en los próximos años, de acuerdo con el Plan Indicativo de Generación y la instalación de nuevos proyectos son aproximadamente 2,000 MW, que sumado a los aproximadamente 5,000 MW existentes daría un total de 7,000 MW aproximadamente. Debido a que la mayor parte de esta generación que se espera sea instalada, generaría de manera intermitente, se debe tener suficiente capacidad de transmisión para transportar dicha energía hasta los principales centros de carga, Subestaciones Panamá y Panamá II, por lo tanto, es necesario reforzar el sistema de transmisión proveniente desde el occidente, desde la Subestación de Mata de Nance y Veladero hacia estas subestaciones.

En el año 2017, entró en operación la tercera línea de doble circuito Veladero – Panamá, pero adicional a esta línea, también es necesario reforzar la línea de transmisión LT1, Mata de Nance – Veladero – Llano Sánchez – El Higo – Chorrera – Panamá la cual data de los años 1978 y 1979, además de la LT2 Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la eficiencia de la LT1 y LT2, la capacidad de estas debe ser aumentada a por lo menos 500 MVA por circuito en condiciones de operación normal.

Una vez se pueda transportar toda la energía generada en la zona occidente y zona central del país se pudieran presentar sobrecargas en las líneas de transmisión del área de Colón debido a que la generación del área sería desplazada por su alto costo de producción. Además, en la actualidad existen líneas que deben ser reemplazadas debido a que están próximas a cumplir con el periodo de vida establecido por el distribuidor de este.

Debido a la construcción de nuevas plantas de generación térmica a base de gas natural ubicadas geográficamente en la provincia de Colón y cuya generación espera ser transportada directamente a los centros de cargas ubicados en la provincia de Panamá, se prevé la capacidad necesaria que permita transmitir la energía generada de manera segura y confiable en diferentes tipos de escenarios.

9.3.1 Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 KV (operada inicialmente a 230 KV)

Debido a la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, solares y eólicas en el occidente y centro del país, es necesario aumentar la capacidad de transmisión proveniente desde las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro, hacia la ciudad de Panamá. El propósito principal es transmitir de manera confiable, eficiente y segura la generación de estas plantas hasta los principales centros de carga (ciudades de Panamá y Colón), además de aportar estabilidad de voltaje al SIN al disminuir la cargabilidad de las líneas existentes y por consecuencia consumiendo menos reactivo por estar cerca de su SIL, cumpliendo con todas las normativas vigentes y con un despacho económico de generación, respetando el Orden de Mérito de las unidades generadoras.

Para esto se ha considerado la construcción de una cuarta línea de transmisión proveniente desde el occidente del país, en el área de Bocas del Toro, desde una nueva subestación denominada Chiriquí Grande, hasta la nueva Subestación Panamá III. Esta nueva línea tendrá su recorrido por el sector atlántico del país, debido a que por el sector pacífico ya transcurren las otras tres líneas de transmisión de 230 KV.

Este proyecto comprenderá dos fases: Fase I, la cual consistirá en la construcción de la línea de transmisión con aproximadamente 330 km de longitud, la construcción de la Subestación Chiriquí Grande 230 KV y la ampliación de la Subestación Panamá III. En esta fase la línea operará en 230 KV. La fase II comprenderá la energización a 500 KV de la línea, para lo cual será necesario la construcción de los patios de 500 KV de las Subestaciones Chiriquí Grande y Panamá III

FASE I

Esta fase consiste en:

- Línea de transmisión de 500 KV: esta línea será de doble circuito, en 500 KV, con cuatro conductores 750 ACAR por fase y con una longitud aproximada de 330 km. La misma tendrá una capacidad de transmisión en condiciones normales de operación de por lo menos 1,288 MVA por circuito en condiciones normales de operación y 1,592 MVA por circuito en condiciones de emergencia. En esta fase operará en 230 KV.

- Construcción de la nueva Subestación Chiriquí Grande 230 KV: esta subestación seccionará las líneas de 230 KV Fortuna – La Esperanza y Cañazas – Changuinola, en el área de Chiriquí Grande, provincia de Bocas del Toro. El patio de 230 KV contará con dos naves

de tres interruptores para la conexión de las líneas antes mencionadas y además dos naves de dos interruptores para la conexión de los dos circuitos de la línea hacia Panamá III. Deberá contar con el espacio para que a futuro se amplíe la subestación con la transformación a 500 KV y patio de 500 KV.

- Ampliación de la Subestación Panamá III 230 KV: para la conexión de la línea de proveniente desde Chiriquí Grande, será necesario ampliar el patio de 230 KV de la Subestación Panamá III mediante la adición de dos interruptores en las naves disponibles.

Costo: B/. 596,610,000
Entrada en Operación: 30/11/2034

9.3.2 Aumento de Capacidad de las LT Guasquitas – Fortuna - Chiriquí Grande 230 KV

Debido a las condiciones climáticas adversas que se presentan de forma recurrente en la zona occidental del país, se ha identificado la necesidad de reforzar estructuralmente las torres de transmisión en dicha área, a fin de mejorar la confiabilidad mecánica del sistema ante eventos extremos y garantizar la continuidad del servicio.

Adicionalmente, se ha detectado la presencia de dos tramos con diferentes tipos de conductor en la misma ruta de transmisión, lo cual genera desigualdades térmicas y eléctricas en la operación de las líneas. En este sentido, se propone la unificación del tipo de conductor a lo largo del tramo, permitiendo una operación más eficiente, balanceada y segura del sistema de transmisión.

Por otra parte, con la entrada en operación de la Cuarta Línea de Transmisión, se ha observado un cambio en los patrones de flujo de potencia, donde una porción significativa de la energía fluye a través de estas líneas hacia la Subestación Chiriquí Grande y desde allí hacia los centros de carga, debido a la baja impedancia de la Cuarta Línea. Esta condición operativa resalta la importancia de fortalecer la infraestructura existente en la zona occidental, ya que actúa como un corredor crítico para el transporte de energía desde los centros de generación hacia el resto del sistema nacional.

Este proyecto consiste en reemplazar del conductor de estas líneas para así aumentar la capacidad de estas. Las líneas Guasquitas – Fortuna y Guasquitas Punto Medio tienen conductor 1200 ACAR (307/374 MVA) mientras que de Fortuna hacia Chiriquí Grande y Punto Medio-Cañazas-Chiriquí Grande conductor 750 ACAR (279/505 MVA). Estos conductores se reemplazarán por conductor HTLS 714 Dove ACCC, aumentando la capacidad de estas líneas a 611/648 MVA por circuito.

Es importante que este aumento de capacidad este en operación antes de la energización de la Cuarta LT.

Costo: 38,379,003.00

Entrada en Operación: 30/04/2033

9.3.3 Energización de la Cuarta LT a 500 KV

Debido al aumento de generación renovable en el sector occidental y central del país, de acuerdo con el Plan Indicativo de Generación 2025, será necesario energizar la Cuarta LT a 500 KV, para lo cual se requerirá la construcción de las dos subestaciones elevadoras Chiriquí Grande 500/230 KV y Panamá 3 500/230 KV.

En esta fase del proyecto se realiza la energización a 500 KV de la línea de transmisión. Para esto serán necesarias las siguientes obras:

- Subestación Chiriquí Grande 500 KV: El patio de 500 KV será en esquema de interruptor y medio GIS. Contará con cinco naves, dos de ellas de tres interruptores, para la conexión de dos de los transformadores y reactores y tres naves de dos interruptores para la conexión de la línea hacia la Subestación Panamá III y uno de los transformadores. Los tres transformadores tendrán una capacidad de 500 MVA cada uno, compuestos por tres transformadores monofásicos, se incluye uno de repuesto (total de 10 transformadores monofásicos). También será necesario la ampliación del patio de 230 KV mediante la adición de una nave con dos interruptores, para la conexión de uno de los transformadores. Cada una de las líneas de 500 KV también necesitará la conexión de un reactor mediante un interruptor.

- Subestación Panamá III 500 KV: El patio de 500 KV será en esquema de interruptor y medio GIS. Contará con cinco naves, dos de ellas de tres interruptores, para la conexión de dos de los transformadores y reactores y las otras tres naves de dos interruptores para la conexión de la línea hacia la Subestación Chiriquí Grande y uno de los transformadores. Los tres transformadores tendrán una capacidad de 500 MVA cada uno, compuestos por tres transformadores monofásicos, se incluye uno de repuesto (total de 10 transformadores monofásicos). También será necesaria la ampliación del patio de 230 KV mediante la adición de una nave con dos interruptores, para la conexión de uno de los transformadores. Cada una de las líneas de 500 KV también necesitará la conexión de un reactor mediante un interruptor.

De acuerdo con los análisis realizados de Largo Plazo, presentados en el capítulo anterior de este Plan, esto será necesario para el año 2034.

Costo: B/. 190,289,000
Entrada en Operación: 30/05/2036

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 10
EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS ESTRATÉGICAS PARA EL FORTALECIMIENTO Y LA EXPANSIÓN DEL SIN

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

10. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS ESTRATÉGICAS PARA EL FORTALECIMIENTO Y LA EXPANSIÓN DEL SIN

10.1 Evaluación del desempeño dinámico del SIN y del aporte del SAEB

Este análisis evalúa el desempeño dinámico del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en un escenario de época seca con baja inercia, así como el efecto de incorporar un sistema de almacenamiento de energía con baterías (SAEB). Los resultados muestran una respuesta estable y amortiguada para las contingencias estudiadas. La pérdida de 200 MW de generación constituye el evento más exigente para la frecuencia; la incorporación del SAEB reduce los valores extremos, el RoCoF y el tiempo de estabilización, aunque el soporte regional continúa atendiendo la mayor parte del desbalance sostenido.

10.1.1 Objetivo y alcance

El objetivo del análisis es verificar la respuesta de la frecuencia, los intercambios regionales, la generación local y las tensiones del SIN ante contingencias representativas, e identificar el beneficio dinámico asociado a la incorporación de un SAEB de respuesta rápida. El análisis compara casos con y sin batería, con énfasis en los primeros segundos posteriores a cada evento.

Los resultados corresponden a la configuración, despacho, modelos dinámicos y parámetros de control utilizados en la simulación. Por consiguiente, las conclusiones deben interpretarse dentro de esas condiciones y no sustituyen las verificaciones operativas requeridas para otras topologías, niveles de intercambio o disponibilidades de generación.

10.1.2 Escenario y contingencias evaluadas

Se seleccionó un escenario de época seca por representar una condición de mayor exigencia dinámica. El despacho presenta una participación elevada de generación renovable basada en convertidores y una menor cantidad de unidades térmicas e hidroeléctricas convencionales sincronizadas. Esta composición reduce la energía cinética disponible y aumenta la sensibilidad de la frecuencia ante desbalances de potencia activa.
Se analizaron las siguientes contingencias:

- Pérdida de 200 MW de generación.
- Pérdida de 200 MW de carga.
- Salida de la línea de transmisión identificada como la contingencia más severa para la red evaluada.

Para cada evento se revisaron la frecuencia, el RoCoF, el tiempo de estabilización, los intercambios con el Mercado Eléctrico Regional (MER), la respuesta de la generación hidráulica y térmica, las tensiones de los nodos críticos y la actuación de los equipos de compensación reactiva.

10.1.3 Desempeño dinámico sin SAEB

10.1.3.1.1 Respuesta de la frecuencia

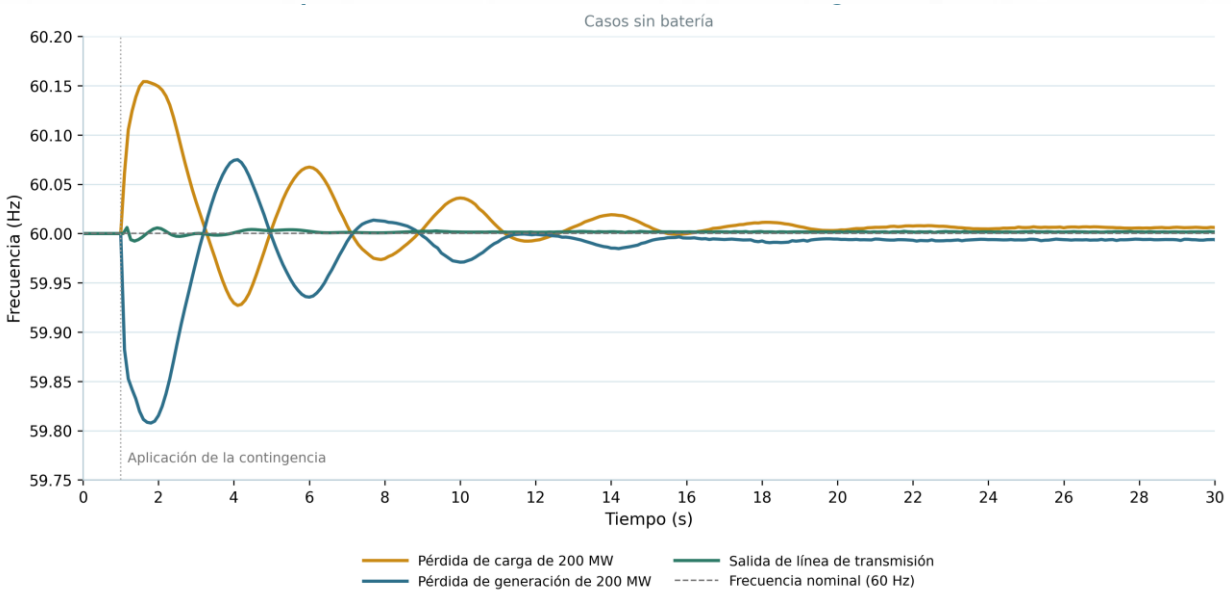
En términos generales, el SIN presenta una respuesta estable y amortiguada, sin oscilaciones crecientes, pérdida de sincronismo ni deterioro progresivo de la frecuencia o de las tensiones. La severidad y el mecanismo de compensación dependen de la naturaleza de la contingencia.

Tabla 10.1 Respuesta de Frecuencia

Contingencia	Frecuencia extrema	RoCoF máximo	Estabilización en ±0.02 Hz
Pérdida de generación de 200 MW	Mín. 59.808 Hz	−1.178 Hz/s	9.6 s
Pérdida de carga de 200 MW	Máx. 60.154 Hz	+0.613 Hz/s	9.7 s
Salida de línea de transmisión	59.992 a 60.006 Hz	No determinante	Prácticamente inmediata

La pérdida de generación es el evento determinante para evaluar los requerimientos de respuesta rápida, reserva primaria e inercia, debido a que el RoCoF inicial supera ligeramente la referencia de 1 Hz/s. En la pérdida de carga, la frecuencia máxima resulta ligeramente superior a 60.15 Hz; este valor debe verificarse junto con los criterios y esquemas de protección aplicables a la sobrefrecuencia. La salida de la línea modifica principalmente la distribución de flujos y el soporte reactivo, sin originar un desbalance significativo entre generación y demanda.

Grafico 10.1 Respuesta de la frecuencia ante contingencias

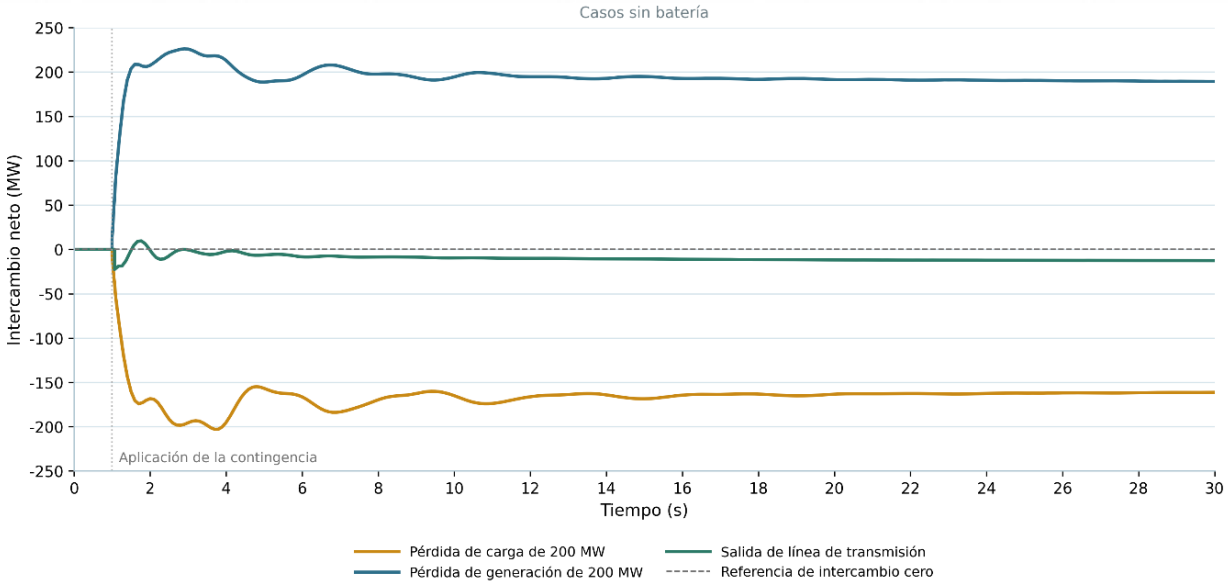


10.1.3.1.2 Intercambios regionales y generación local

Antes de las contingencias, el intercambio neto con el MER se encuentra próximo a cero. Ante la pérdida de generación, el intercambio alcanza aproximadamente +226 MW y se estabiliza alrededor de +190 MW. Ante la pérdida de carga, alcanza aproximadamente −203 MW y se

estabiliza alrededor de −162 MW. Para la salida de la línea, la variación se mantiene entre aproximadamente −22.7 MW y +9.6 MW, con un valor final cercano a −12.6 MW.

Grafico 10.2 Comportamiento del intercambio neto ante contingencias



Los intercambios constituyen el principal mecanismo de compensación sostenida de los desbalances de potencia activa durante el periodo simulado. La generación hidráulica y térmica aporta principalmente durante la respuesta transitoria y luego retorna a valores próximos a la condición previa al evento. En la pérdida de generación, la producción térmica alcanza aproximadamente 347 MW y la hidráulica aproximadamente 365 MW. La generación solar y eólica permanece prácticamente constante después del primer instante y, con los modelos utilizados, no representa una fuente significativa de regulación primaria.

Grafico 10.3 Respuesta de la generación hidroeléctrica ante contingencias

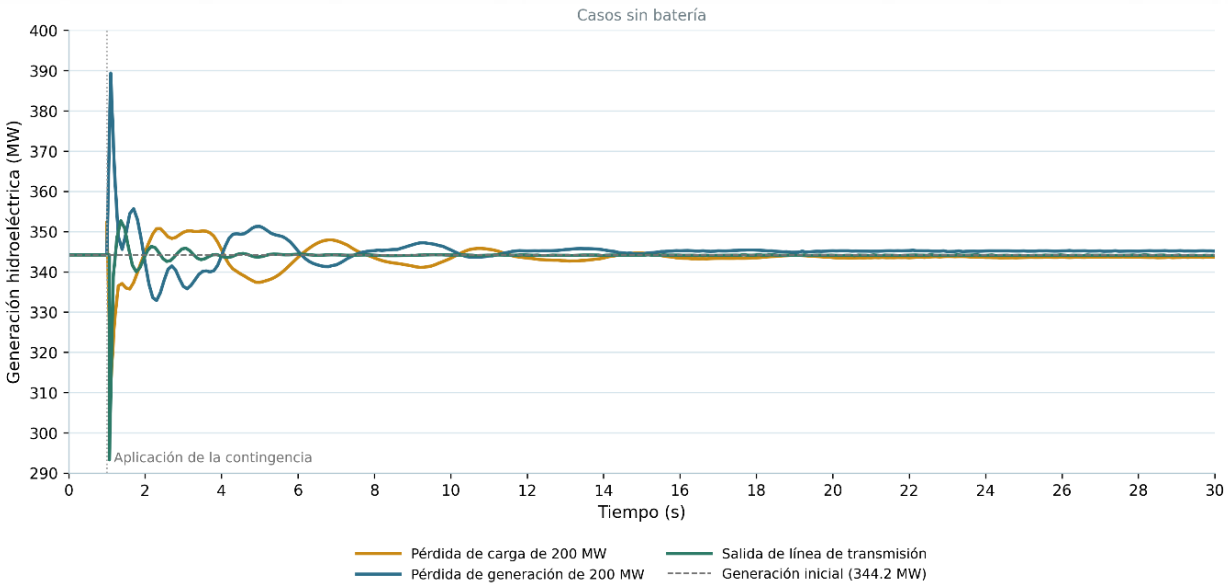
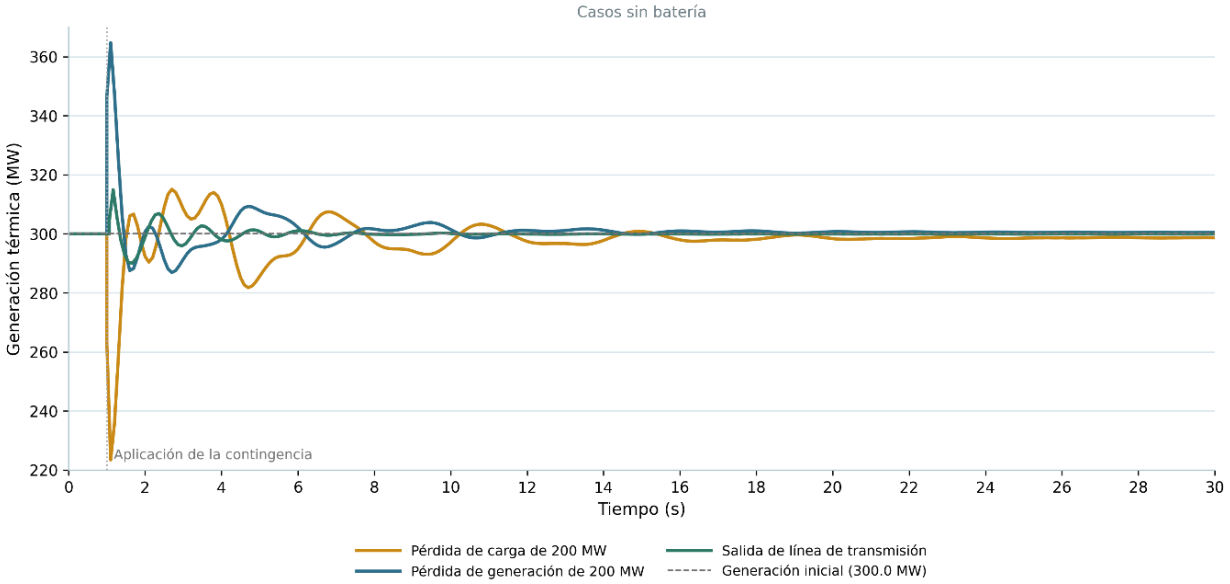


Grafico 10.4 Figura 4. Respuesta de la generación térmica ante contingencias



La estabilidad observada supone la disponibilidad de los corredores de intercambio y la capacidad del sistema externo para modificar su aporte. Esta dependencia debe considerarse al evaluar la seguridad del SIN y al extrapolar los resultados a condiciones con menor soporte regional.

10.1.3.1.3 Comportamiento de la tensión y compensación reactiva

La pérdida de carga produce la sobretensión instantánea más elevada, con valores de hasta 1.129 p.u. en 230 kV y 1.139 p.u. en 115 kV. La pérdida de generación ocasiona la mayor depresión instantánea, con mínimos de aproximadamente 0.892 p.u. en 230 kV y 0.898 p.u. en 115 kV. Los extremos ocurren al aplicarse la contingencia; después de aproximadamente 1.1 segundos, las tensiones de los nodos supervisados retornan al intervalo de 0.95 a 1.05 p.u. y permanecen estables.

Grafico 10.5 Tensión en el nodo crítico ante la pérdida de 200 MW de carga.

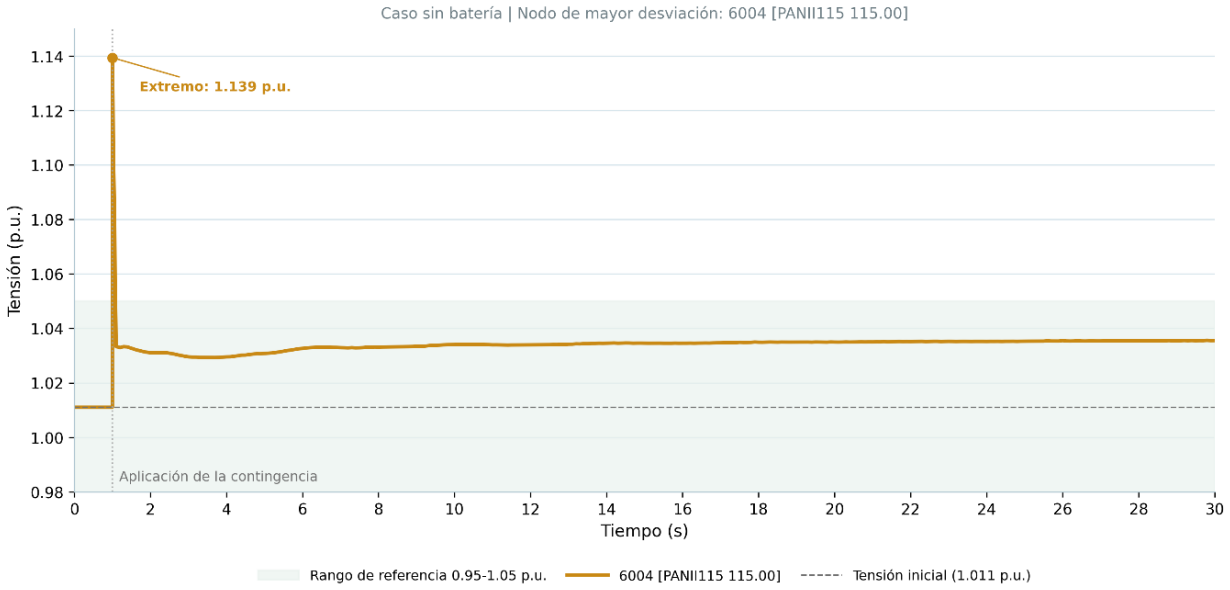


Grafico 10.6 Tensión en el nodo crítico ante la pérdida de 200 MW de generación.

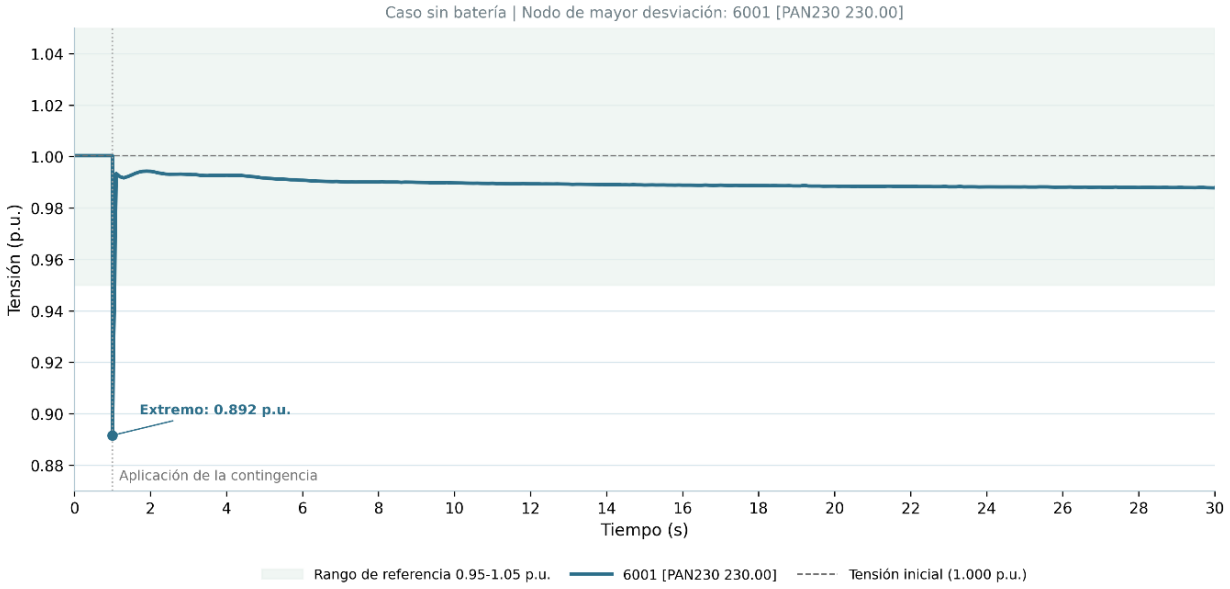
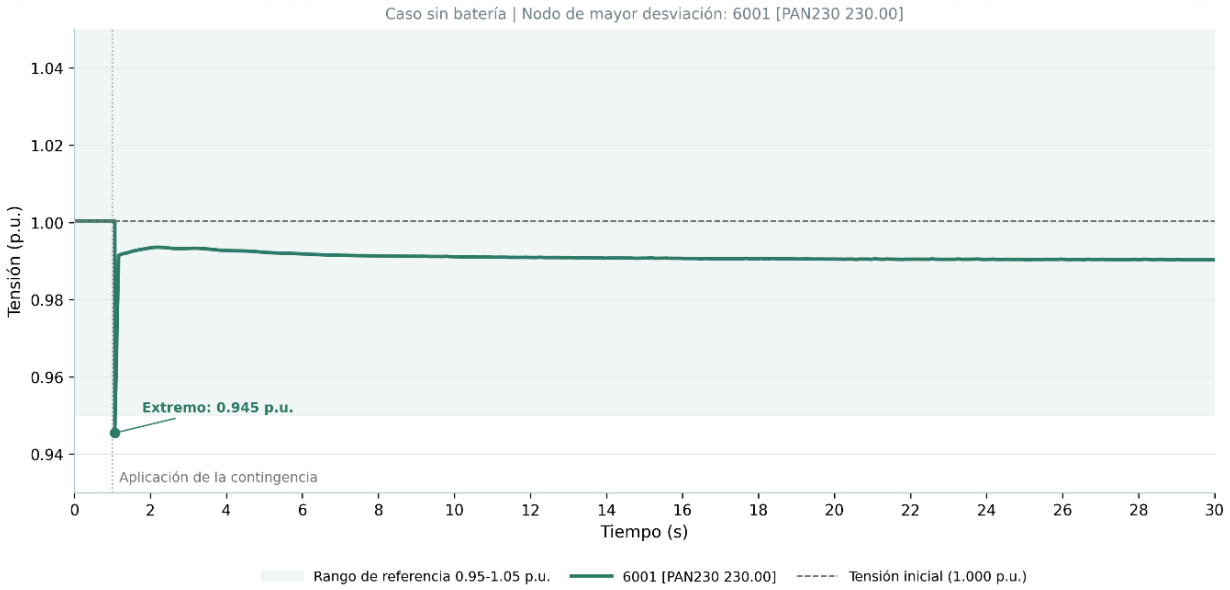


Grafico 10.7 Tensión en el nodo crítico ante la salida de la línea de transmisión



Los valores instantáneos deben contrastarse con los tiempos reales de despeje y los criterios de desempeño transitorio aplicables. No se identifican condiciones sostenidas de sobretensión o subtensión en las simulaciones realizadas.

Los STATCOM contribuyen a la recuperación y estabilización de las tensiones. Ante la pérdida de generación, el equipo de Llano Sánchez presenta la mayor exigencia, con aproximadamente 119 MVA, mientras que el de Panamá II alcanza aproximadamente 60 MVA. En las demás contingencias se observa una redistribución del aporte entre Llano Sánchez, Panamá II y Panamá III. Los valores finales evidencian que estos equipos ajustan su punto de operación para mantener el nuevo equilibrio de tensión.

10.1.4 Representación y control del SAEB

10.1.4.1.1 Características funcionales

El SAEB se representó mediante modelos dinámicos de convertidor, control eléctrico y control de planta. La instalación posee una potencia aparente nominal de 375 MVA y una capacidad máxima de intercambio de potencia activa de 300 MW, tanto para inyección como para absorción. Los límites de +300 MW y −300 MW describen un mismo equipo bidireccional de 300 MW y no una instalación de 600 MW.

Tabla 10.2 Parametros de SAEBs

Parámetro	Valor o característica
Potencia activa máxima	±300 MW
Potencia aparente nominal	375 MVA
Banda muerta de frecuencia	Aproximadamente 59.99 a 60.01 Hz
Constantes de tiempo del control	Del orden de 10 a 20 ms
Capacidad reactiva cerca de 0 MW	Aproximadamente ±281 MVAr
Capacidad reactiva a 300 MW	Aproximadamente ±225 MVAr

10.1.4.1.2 Respuesta ante variaciones de frecuencia

El controlador incrementa progresivamente la potencia activa cuando la frecuencia abandona la banda muerta. Ante baja frecuencia, el SAEB descarga e inyecta potencia al SIN; ante sobrefrecuencia, absorbe potencia y almacena temporalmente el excedente. La parametrización evita respuestas innecesarias ante variaciones menores o ruido de medición. Para baja frecuencia, la característica aproximada es la siguiente:

Tabla 10.3 Respuesta ante Subfrecuencia

Frecuencia aproximada	Potencia entregada por el SAEB
59.99 Hz o superior	Sin aporte adicional significativo
59.90 Hz	Aproximadamente 45 MW
59.80 Hz	Aproximadamente 95 MW
59.70 Hz	Aproximadamente 145 MW
59.60 Hz	Aproximadamente 195 MW
59.50 Hz	Aproximadamente 245 MW
59.40 Hz	Aproximadamente 295 MW
59.39 Hz o inferior	Limitada a aproximadamente 300 MW

Para sobrefrecuencia se definió una respuesta más sensible, orientada a controlar pérdidas de carga, excedentes repentinos de generación o interrupciones de exportación:

Tabla 10.4 Respuesta ante Sobrefrecuencia

Frecuencia aproximada	Potencia absorbida por el SAEB
60.01 Hz o inferior	Sin absorción adicional significativa
60.10 Hz	Aproximadamente 68 MW
60.20 Hz	Aproximadamente 143 MW
60.30 Hz	Aproximadamente 218 MW
60.40 Hz	Aproximadamente 293 MW
60.41 Hz o superior	Limitada a aproximadamente 300 MW

La absorción se representa con signo negativo; por ejemplo, −100 MW indica que el SAEB consume 100 MW del sistema para cargar la batería.

10.1.4.1.3 Tiempo de respuesta y capacidad energética

Las constantes de tiempo del convertidor, del orden de 10 a 20 milisegundos, permiten generar la orden inicial poco después de detectarse una desviación de frecuencia o tensión. El aporte efectivo se inicia durante los primeros ciclos posteriores al evento. El tiempo para alcanzar la potencia requerida depende de la desviación observada, los límites de rampa, la disponibilidad del convertidor y el estado de carga.

La respuesta rápida del SAEB contiene el transitorio antes de la actuación completa de la regulación primaria convencional. Sin embargo, no constituye un suministro indefinido: la duración depende de la capacidad energética expresada en MWh y del estado de carga previo a la contingencia. Para prestar servicios en ambos sentidos, el SAEB debe mantener normalmente un estado de carga intermedio, con energía disponible para descargar y margen para absorber potencia.

10.1.4.1.4 Soporte dinámico de tensión

El control reactivo inyecta potencia reactiva cuando disminuye la tensión y la absorbe cuando aumenta. La capacidad efectiva depende de la potencia activa intercambiada y del límite de 375 MVA del convertidor. Cerca de cero MW existe mayor margen reactivo; al operar a 300 MW, la capacidad se reduce aproximadamente a 225 MVAr. En una contingencia severa, el control debe coordinar las funciones activas y reactiva sin superar los límites de corriente y potencia aparente.

10.1.5 3.5 Resultados con y sin SAEB

10.1.5.1.1 Aporte de potencia activa

El aporte del SAEB responde al sentido y a la magnitud del desbalance. Ante la pérdida de generación inyecta potencia; ante la pérdida de carga absorbe el excedente; y ante la salida de la línea su actuación es mínima porque el evento no produce un desbalance importante entre generación y demanda.

Grafico 10.8 Aporte de potencia activa del SAEB ante contingencias

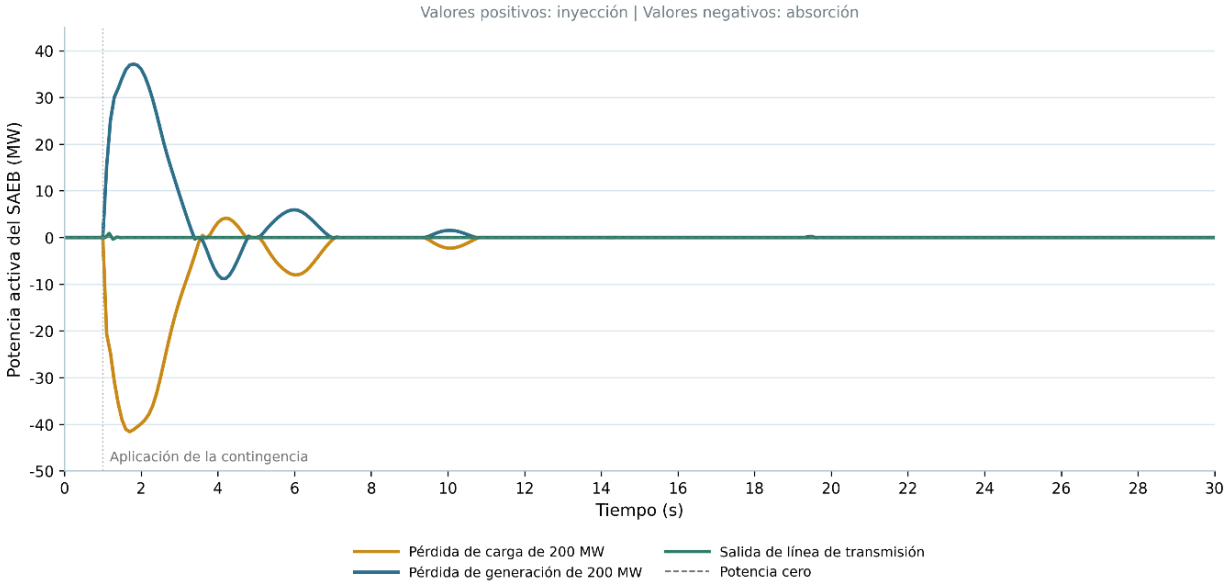


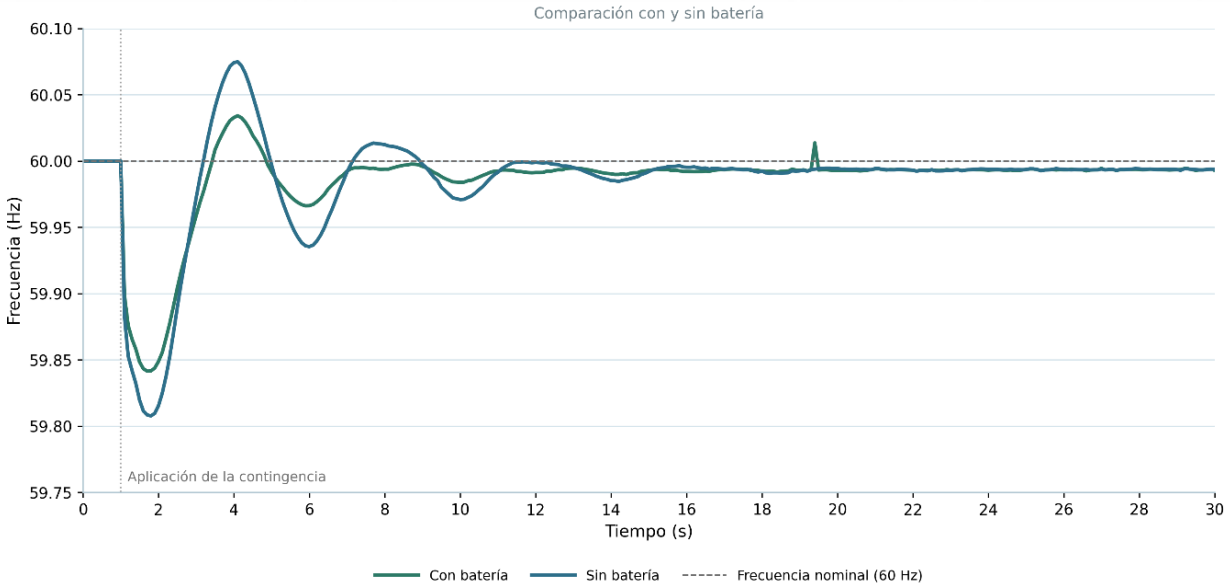
Tabla 10.5 Respuestas del SAEBs

Indicador	Pérdida de generación	Pérdida de carga	Salida de líne
Aporte máximo del SAEB	+37.2 MW	−41.6 MW	Menor que 1 MW
Frecuencia extrema sin SAEB	59.808 Hz	60.154 Hz	59.992 a 60.006 Hz
Frecuencia extrema con SAEB	59.842 Hz	60.122 Hz	Sin cambio relevante
RoCoF sin SAEB	−1.178 Hz/s	+0.613 Hz/s	No determinante
RoCoF con SAEB	−1.014 Hz/s	+0.494 Hz/s	No determinante
Tiempo de estabilización sin SAEB	9.6 s	9.7 s	Prácticamente inmediato
Tiempo de estabilización con SAEB	5.6 s	5.6 s	Prácticamente inmediato

10.1.5.1.2 Pérdida de 200 MW de generación

El SAEB alcanza una inyección máxima aproximada de 37.2 MW. Su aporte acompaña la caída de frecuencia y disminuye conforme el sistema se recupera, con pequeñas variaciones de signo asociadas a las oscilaciones amortiguadas. La frecuencia mínima mejora de 59.808 Hz a 59.842 Hz, el RoCoF crítico se reduce de −1.178 Hz/s a −1.014 Hz/s y el tiempo de estabilización disminuye de 9.6 a 5.6 segundos.

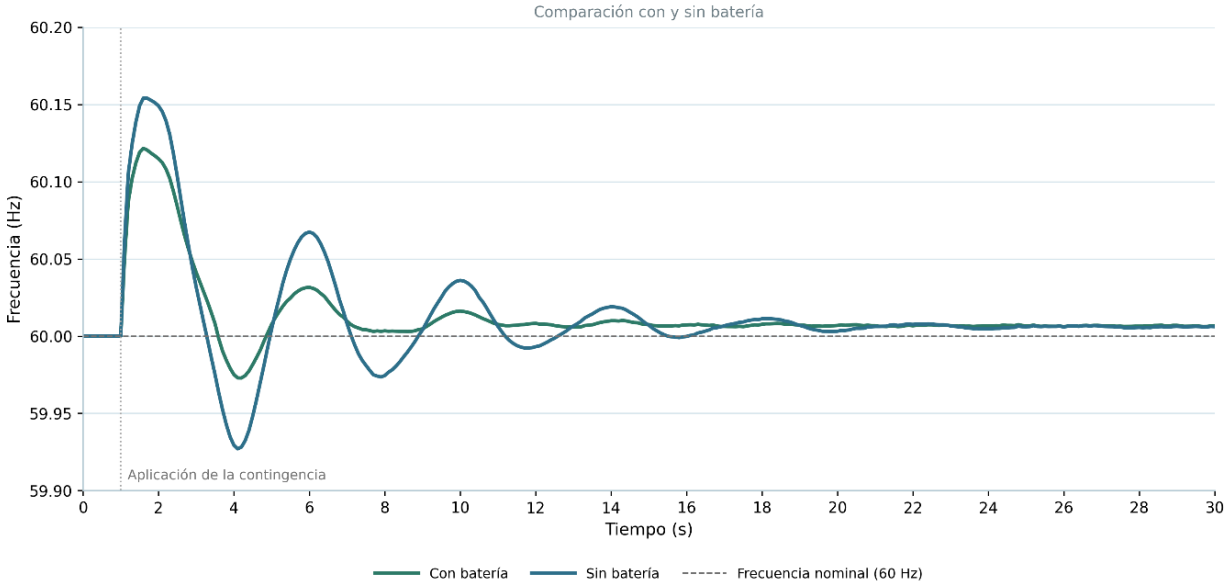
Grafico 10.9 Comparación de la frecuencia con y sin SAEB ante Falla de generación.



10.1.5.1.3 Pérdida de 200 MW de carga

El SAEB absorbe hasta aproximadamente 41.6 MW y reduce el excedente momentáneo de generación. La frecuencia máxima disminuye de 60.154 Hz a 60.122 Hz, el RoCoF se reduce de +0.613 Hz/s a +0.494 Hz/s y el tiempo de estabilización pasa de 9.7 a 5.6 segundos. Posteriormente, la potencia del SAEB retorna hacia cero, conforme se amortigua la respuesta.

Grafico 10.10 Comparación de la frecuencia con y sin SAEB ante falla de carga



10.1.5.1.4 Efecto sobre los intercambios regionales

La batería reduce moderadamente los máximos transitorios de los intercambios. Ante la pérdida de carga, su magnitud máxima disminuye de aproximadamente 203 MW a 195 MW; ante la pérdida de generación, se reduce de aproximadamente 226 MW a 219 MW. Los valores finales son similares en los casos con y sin SAEB, lo que confirma que la batería proporciona soporte principalmente durante los primeros segundos, mientras que la interconexión atiende la mayor parte del desbalance sostenido.

Grafico 10.11 Intercambio neto con y sin SAEB ante falla de carga.

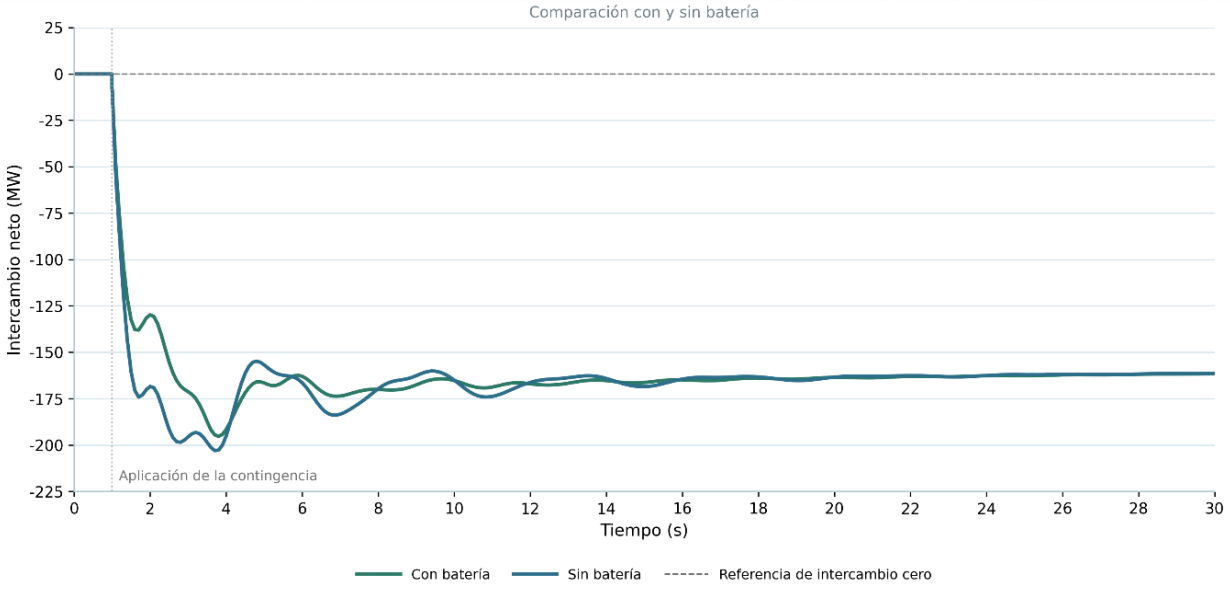
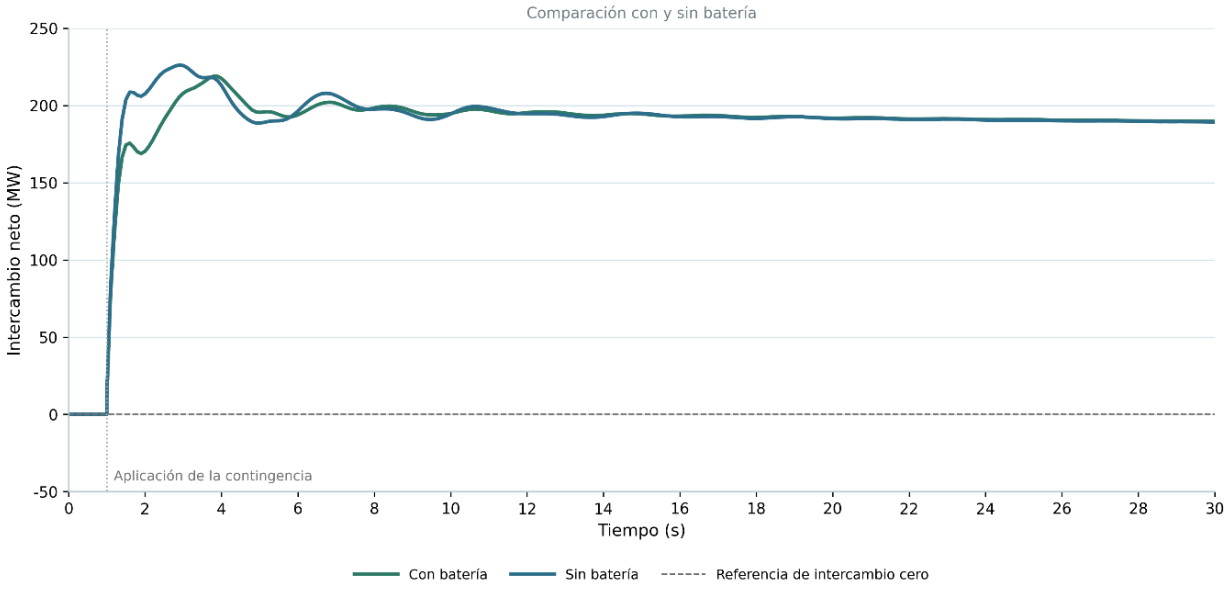


Grafico 10.12 Figura 12. Intercambio neto con y sin SAEB ante falla de generación.



10.1.5.1.5 Efecto sobre la tensión

Las curvas de tensión con y sin SAEB son prácticamente coincidentes en los nodos críticos. Bajo la configuración evaluada, la contribución principal de la batería se asocia al control de potencia activa y frecuencia. La recuperación de tensión depende principalmente de la red de transmisión, los reguladores de tensión y los STATCOM. Una participación mayor del SAEB en el soporte de tensión requeriría una estrategia específica de control de potencia reactiva.

Grafico 10.13 Tensión con y sin SAEB ante falla de generación.

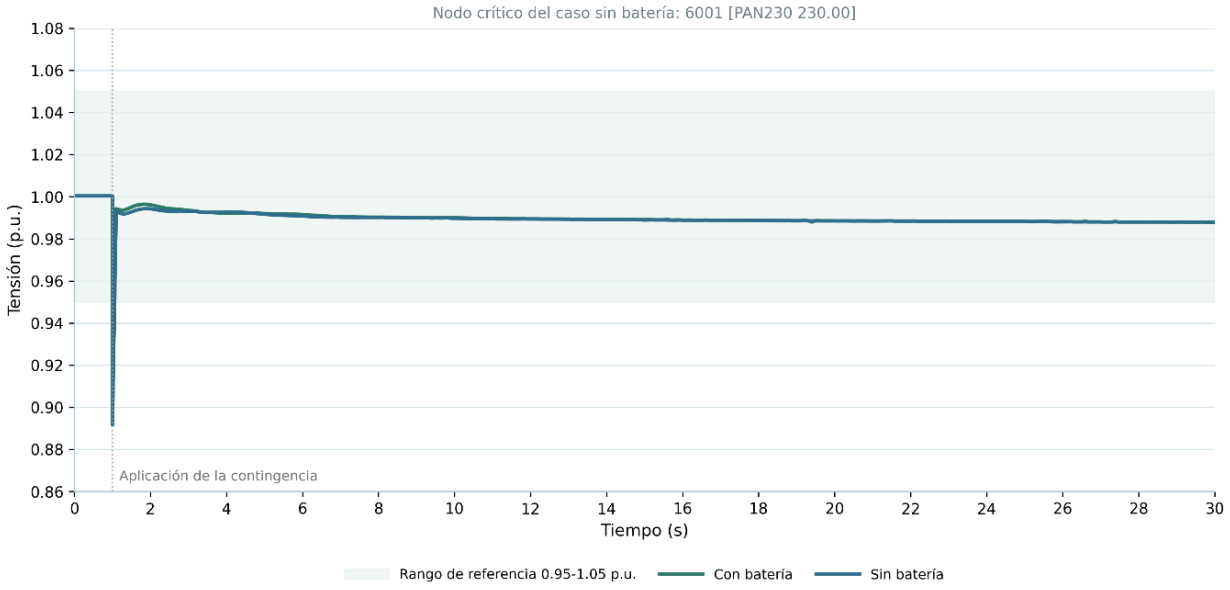
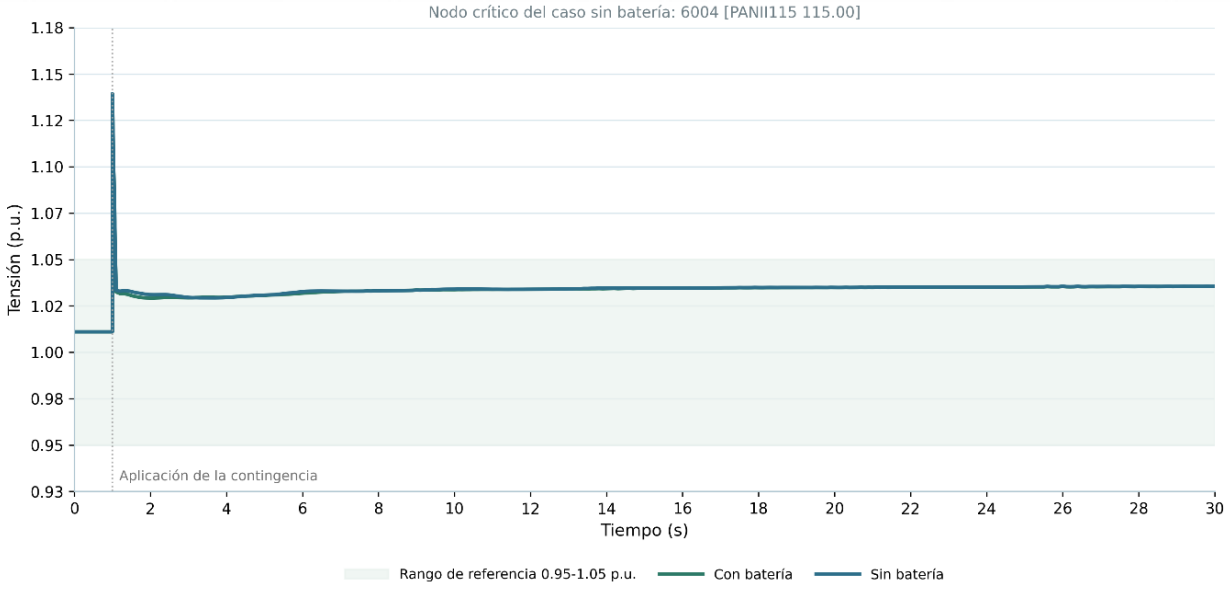


Grafico 10.14 Tensión con y sin SAEB ante falla de carga.



10.1.5.1.6 Interacción entre la inercia regional y el SAEB

La variación de los intercambios se inicia antes y alcanza una magnitud superior al aporte del SAEB. Este comportamiento responde al acoplamiento electromecánico del sistema interconectado: inmediatamente después de un desbalance, las máquinas síncronas del SIN y del sistema regional modifican su velocidad y sus ángulos eléctricos, lo que cambia de forma natural los flujos por las interconexiones. La respuesta inicial observada combina el intercambio de energía cinética de las masas rotantes con la redistribución instantánea de potencia a través de la red.

El sistema regional dispone de una inercia equivalente y una capacidad de regulación mayores que las del área panameña. Ante una pérdida de generación en Panamá, el flujo regional aumenta hacia el SIN; ante una pérdida de carga, el excedente se transfiere en sentido contrario. Esta respuesta limita la velocidad y la magnitud de la desviación de frecuencia antes de que actúen plenamente los controles de frecuencia.

El SAEB responde mediante control electrónico y no mediante energía cinética de masas rotantes. Para actuar, debe medir la frecuencia, superar la banda muerta y procesar la señal a través de los filtros y constantes de tiempo del modelo. Aunque la orden se genera en milisegundos, requiere una desviación medible; por ello, su aporte aparece después del cambio inicial de los intercambios. En la configuración evaluada, el SAEB proporciona una respuesta rápida basada en frecuencia, no una respuesta inercial instantánea.

La capacidad de ±300 MW constituye un límite operativo y no una orden de despacho automático. Debido a que el soporte regional restringe la desviación de frecuencia, el controlador solicita únicamente entre aproximadamente 37 MW y 42 MW en los eventos de pérdida de generación y de carga. Las contribuciones regional y del SAEB ocurren simultáneamente y se influyen entre sí: el soporte regional reduce la señal que activa a la batería, mientras que la batería disminuye el desbalance que debe ser atendido por los intercambios y la regulación convencional.

10.1.6 Naturaleza sistémica de la necesidad

Los análisis eléctricos realizados evidencian que el aporte más relevante del Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) se presenta ante contingencias asociadas a la pérdida súbita de generación o demanda, particularmente frente a la desconexión de gran capacidad. En estas condiciones, el SAEB proporciona una inyección o consumo rápida de potencia activa que contribuye a reducir el desequilibrio instantáneo entre generación y demanda, limitar la caída o el aumento de la frecuencia, mejorar la recuperación dinámica del sistema y disminuir el riesgo de activación de los esquemas de desconexión automática de carga.

En contraste, ante contingencias simples propias del sistema de transmisión, tales como la salida de líneas, transformadores u otros elementos de la red, los resultados obtenidos muestran que el beneficio aportado por el SAEB es comparativamente menor o no constituye el elemento determinante para mantener el sistema dentro de condiciones operativas

admisibles. Lo anterior demuestra que la necesidad identificada no se origina principalmente en una insuficiencia de capacidad de transporte, una restricción térmica, un problema localizado de tensión o una condición de estabilidad atribuible directamente a la configuración de la red de transmisión.

Esta diferenciación es relevante desde el punto de vista regulatorio. El Procedimiento para incorporar Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en el Sistema Principal de Transmisión establece que corresponde a ETESA identificar los puntos donde resulte conveniente instalar SAEBt para minimizar riesgos ante contingencias simples, mejorar la estabilidad o la tensión y aliviar restricciones de transmisión. Por consiguiente, para que un sistema de baterías sea incorporado al Plan de Expansión de Transmisión y reconocido como activo del Sistema Principal de Transmisión, debe demostrarse una relación directa, principal y verificable entre su instalación y la solución de una necesidad propia de dicha red.

Los estudios realizados demuestran que la actuación determinante del SAEB ocurre fundamentalmente ante la pérdida de generación, su función predominante corresponde a la prestación de una respuesta de potencia activa destinada a compensar el déficit entre generación y demanda. Desde una perspectiva funcional, este comportamiento se encuentra relacionado con la reserva operativa, la regulación de frecuencia y la seguridad integral del SIN.

El Reglamento de Operación reconoce expresamente que los sistemas de almacenamiento pueden formar parte de la reserva rodante y participar en la regulación primaria de frecuencia mediante controles de potencia–frecuencia. La reserva rodante tiene por objeto aportar potencia adicional en tiempo real para corregir las desviaciones de frecuencia ocasionadas por desequilibrios entre producción y consumo. De igual manera, las modificaciones recientes a la Metodología para la Cuantificación y Asignación de Reserva Operativa permiten que los agentes cumplan sus requerimientos de reserva mediante un SAEB que disponga de la capacidad de potencia activa correspondiente y cuya viabilidad técnica haya sido demostrada.

En consecuencia, cuando el dimensionamiento del SAEB, su potencia nominal, su capacidad energética, su tiempo de respuesta y su lógica de activación están determinados principalmente por la contingencia de pérdida de generación más severa del SIN, el proyecto responde a una necesidad sistémica de suficiencia de reserva y control de frecuencia. El hecho de que el equipo pueda conectarse físicamente a una instalación de transmisión o aportar beneficios complementarios a la red no modifica la naturaleza principal del servicio que presta.

10.1.6.1.1 Implicaciones para la planificación

A partir de los resultados obtenidos, no resulta técnicamente suficiente clasificar el proyecto como una ampliación del Sistema Principal de Transmisión únicamente porque el SAEB estaría conectado a una subestación de ETESA. La clasificación debe considerar la causa que origina la necesidad, la contingencia que determina su dimensionamiento, la función de control que deberá ejecutar y el servicio predominante que proporcionará durante su vida útil.

Si la pérdida de una unidad generadora constituye la contingencia crítica y el SAEB se requiere principalmente para contener la caída de frecuencia, evitar desconexiones de carga y

restablecer el balance generación–demanda, el proyecto responde a una necesidad general del SIN. En ese supuesto, su justificación, asignación de responsabilidades y mecanismo de remuneración deberían analizarse dentro del marco correspondiente a la reserva operativa y los servicios auxiliares, considerando la responsabilidad que tienen los agentes generadores de aportar o respaldar los requerimientos de reserva establecidos en la regulación vigente.

La incorporación del proyecto como un activo de transmisión podría generar una asignación inadecuada de responsabilidades y costos si su beneficio principal consiste en cubrir contingencias originadas por la pérdida de generación. Esto trasladaría a la actividad regulada de transmisión y, consecuentemente, a los usuarios de la red, el costo de una solución cuya necesidad está asociada primordialmente al balance de potencia y a la suficiencia de la reserva operativa del SIN.

10.1.7 Conclusiones específicas

En el escenario de época seca evaluado, la respuesta del SIN permanece estable y amortiguada. La pérdida de 200 MW de generación es la contingencia más exigente para la frecuencia: con SAEB, el mínimo mejora de 59.808 Hz a 59.842 Hz y el RoCoF de −1.178 Hz/s a −1.014 Hz/s. Ante la pérdida de 200 MW de carga, el máximo disminuye de 60.154 Hz a 60.122 Hz. En ambos casos, el tiempo de estabilización se reduce a 5.6 s. La salida de la línea produce una actuación del SAEB menor que 1 MW.

La respuesta regional atiende la mayor parte del desbalance sostenido en las condiciones simuladas. El beneficio del SAEB se concentra en los primeros segundos y su clasificación para efectos de planificación debe responder a la función y contingencia que justifican su dimensionamiento, conforme al análisis particular precedente.

10.2 Evaluación de Sistemas de Compensación Reactiva en Panamá III

10.2.1 Objetivo y alcance

El análisis compara dos alternativas destinadas al control de tensión en el área de Panamá: un **condensador síncrono de 500 MVAr** y **dos STATCOM de 120 MVAr cada uno**. La evaluación determina su desempeño técnico ante una condición crítica del Sistema Interconectado Nacional y cuantifica las diferencias de inversión y operación relevantes para la planificación del Sistema Principal de Transmisión.

Los estudios utilizan el escenario de demanda máxima de la temporada lluviosa de 2030 y la salida de la línea El Coco Burunga, identificada en los casos evaluados como la contingencia con mayor incidencia sobre la estabilidad de tensión. El análisis técnico comprende la respuesta dinámica de la tensión, el aporte de potencia reactiva y las curvas QV. La evaluación económica compara el CAPEX, el OPEX estimado y el valor presente de los costos.

10.2.2 Alternativas y criterios de evaluación

Tabla 10.6 Alcance comparativo de las alternativas

Criterio	Condensador síncrono	STATCOM
Configuración evaluada	Una unidad de 500 MVAr	Dos equipos de ±120 MVAr
Respuesta técnica	Tensión dinámica, aporte de MVAr y curva QV	Tensión dinámica, aporte de MVAr y curva QV
Evaluación económica	CAPEX, pérdidas, mantenimiento y valor presente	CAPEX, pérdidas, mantenimiento y valor preser

10.2.3 4.3 Resultados técnicos

10.2.3.1.1 Comportamiento dinámico de la tensión

Ante la contingencia evaluada, ambas alternativas restablecen la tensión hacia valores próximos a los registrados antes del evento. La diferencia principal ocurre durante la perturbación: el condensador síncrono sostiene tensiones mínimas superiores en las barras analizadas, mientras que los STATCOM presentan caídas transitorias más pronunciadas.

Grafico 10.15 Respuesta de tensión en Panamá 230 kV

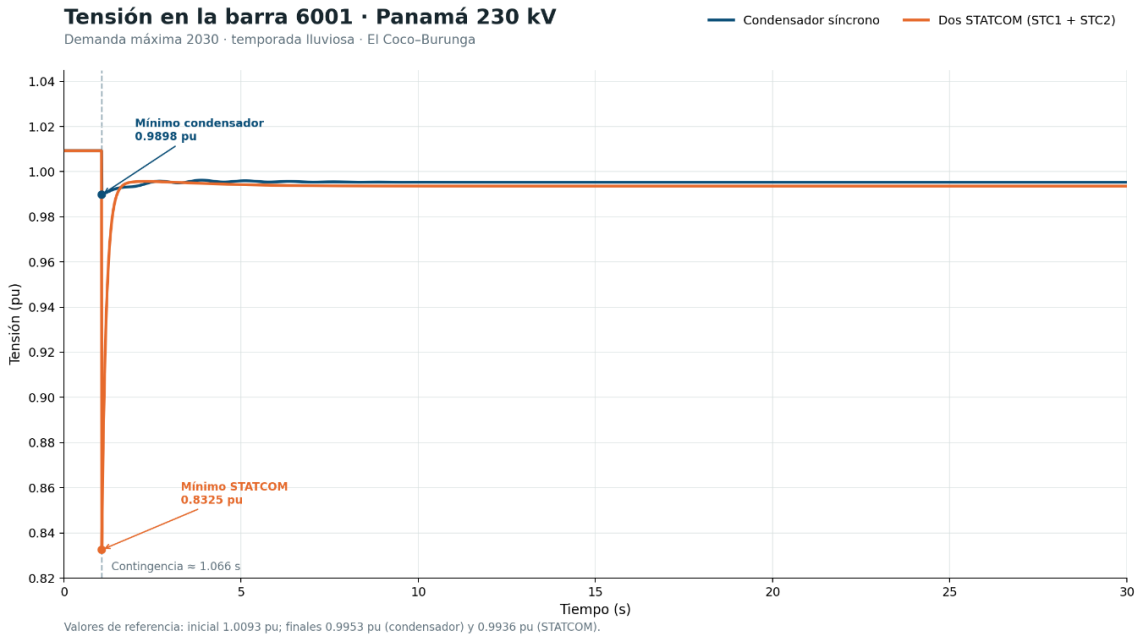


Tabla 10.7 Comparación del desempeño de tensión

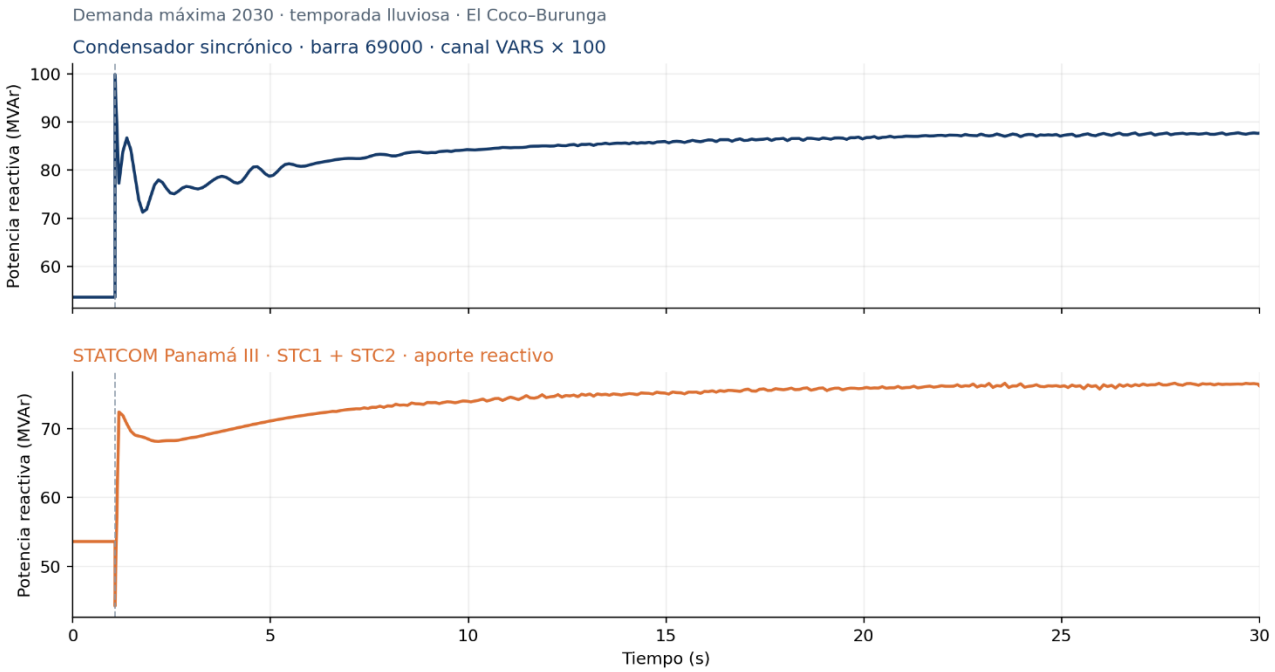
Barra	Tensión previa pu	Mínimo condensador pu	Mínimo STATCOM pu	Tensión final condensador STATCOM pu
Panamá 230 kV	1,0093	0,9898	0,8325	0,9953 / 0,9936
Panamá II 230 kV	1,0150	0,9954	0,8356	1,0023 / 1,0008
Chorrera 230 kV	1,0084	0,9864	0,8457	0,9897 / 0,9884
Llano Sánchez 230 kV	1,0300	1,0193	0,9448	1,0224 / 1,0223

En Panamá 230 kV, el condensador síncrono limita la caída a **0,9898 pu**, mientras que los STATCOM alcanzan **0,8325 pu**. Al final del registro, las tensiones se estabilizan en 0,9953 pu y 0,9936 pu, respectivamente. Este patrón se repite en las demás barras: la separación entre alternativas es significativa durante la perturbación, pero se reduce después del restablecimiento.

10.2.3.1.2 Aporte de potencia reactiva

Antes del evento, el condensador síncrono aporta aproximadamente 53,6 MVAr. Durante la perturbación alcanza cerca de 99,9 MVAr y, una vez estabilizado el sistema, mantiene 87,7 MVAr. Los dos STATCOM parten igualmente de 53,6 MVAr y estabilizan su aporte en 76,2 MVAr. En consecuencia, el condensador entrega un mayor soporte reactivo en el periodo posterior a la contingencia para el caso simulado.

Grafico 10.16 Aporte de los Equipos en Panama III



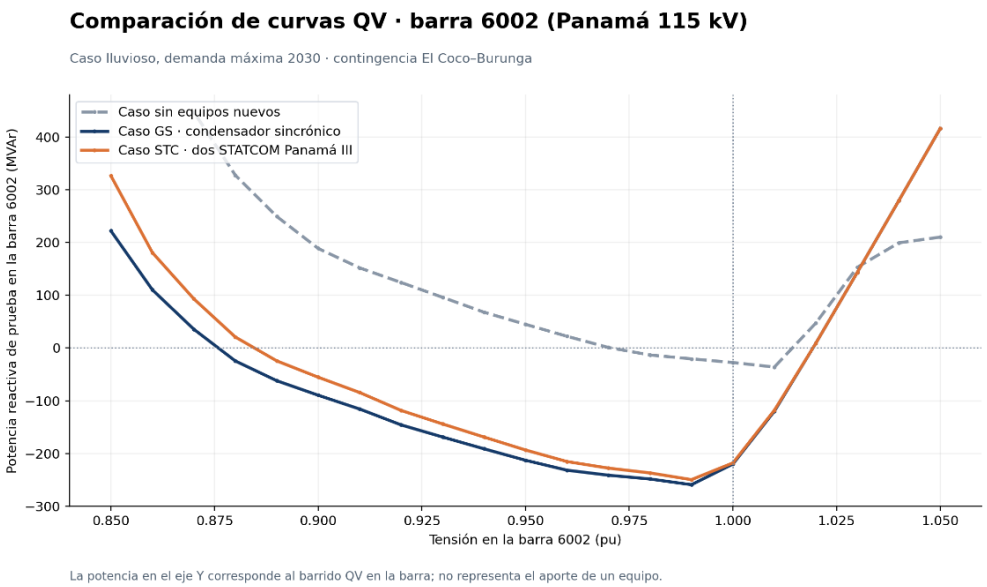
Convención del flujo: positivo = potencia reactiva entregada al sistema; negativo = potencia reactiva absorbida.

GS: canal VARS × 100. STATCOM: suma de los canales 6823→6820 y 6826→6821, interpretados en MVAr según la aclaración del usuario.

10.2.3.1.3 Reserva reactiva y curvas QV

Las curvas QV de la barra 6002 Panamá 115 kV muestran una mejora sustancial frente al caso sin nuevos equipos de compensación. Las alternativas con condensador síncrono y STATCOM presentan trayectorias próximas, lo que indica un efecto comparable sobre la reserva reactiva estática en la barra evaluada. La diferencia entre ellas resulta más visible en la respuesta dinámica de la tensión que en la forma general de las curvas QV.

Grafico 10.17 Comparación de curvas QV en Panamá 115 kV



10.2.4 4.4 Evaluación económica

10.2.4.1.1 Premisas de inversión y operación

La inversión estimada de los dos STATCOM, con capacidad conjunta de ±240 MVAr, asciende a **B/. 62,81 millones**. Para el condensador síncrono de 500 MVAr se adopta una inversión de **B/. 73,97 millones**, basada en costos estándar del mercado internacional actualizados a junio de 2026.

El cálculo del costo operativo considera 8.760 horas anuales, un precio de energía de B/. 100/MWh y mantenimiento anual equivalente al 1 % de la inversión. Esta última premisa se aplica de manera uniforme para mantener la comparabilidad entre alternativas.

Para el condensador se estima una pérdida de 5,75 MW, equivalente al 1,15 % de los 500 MVAr considerados. El valor se extrapola de una instalación de referencia y no corresponde a una medición del equipo propuesto para Panamá III. Para los dos STATCOM se adopta una pérdida promedio de 1,20 MW, equivalente al 0,5 % de la capacidad instalada. Las pérdidas reales dependerán del diseño del fabricante y del punto de operación.

Tabla 10.8 Resultados de CAPEX y OPEX

Concepto	Condensador síncrono 500 MVAr	Dos STATCOM ±240 MV
Inversión inicial CAPEX	B/. 73,970 millones	B/. 62,809 millones
Pérdida adoptada	5,75 MW	1,20 MW
Energía anual asociada	50.370 MWh	10.512 MWh
Costo anual de energía	B/. 5,037 millones	B/. 1,051 millones
Mantenimiento anual	B/. 0,740 millones	B/. 0,628 millones
Costo operativo anual OPEX	**B/. 5,777 millones**	**B/. 1,679 millones**

Bajo estas premisas, el condensador requiere **B/. 11,16 millones adicionales de inversión inicial** y presenta un OPEX estimado **B/. 4,10 millones anuales mayor**. La diferencia se origina principalmente en el costo de la energía asociada a las pérdidas adoptadas. Por ello, los resultados deben interpretarse como una comparación de planificación y no como un presupuesto definitivo de operación.

10.2.4.1.2 Costos actualizados

Los costos se actualizaron al año 2026 con una tasa real de descuento del 10 %. Se consideró el desembolso de inversión en 2029 y un OPEX constante entre 2030 y 2040.

Tabla 10.9 Comparación económica en valor presente

Valor presente al año 2026	Condensador síncrono	Dos STATCOM
Inversión	B/. 55,57 millones	B/. 47,19 millones
Operación 2030 a 2040	B/. 28,19 millones	B/. 8,19 millones
Costo total considerado	**B/. 83,76 millones**	**B/. 55,38 millones**

La alternativa STATCOM presenta un costo actualizado inferior en **B/. 28,38 millones**. El cálculo no incorpora valor residual ni monetiza las diferencias de desempeño dinámico. Tampoco sustituye la confirmación de pérdidas y costos mediante especificaciones y ofertas de fabricantes.

10.2.4.1.3 Comparación integral de las alternativas

Tabla 10.10 Síntesis técnica y económica

Aspecto	Condensador síncrono	Dos STATCOM	Resultado comparativo
Tensión mínima durante la contingencia	Mayor en las barras analizadas	Menor en las barras analizadas	Ventaja técnica del condensador
Tensión al final del registro	Próxima al valor previo	Próxima al valor previo	Desempeño final similar
Curvas QV en Panamá 115 kV	Mejora respecto al caso sin equipos	Mejora respecto al caso sin equipos	Resultados próximos
Aporte reactivo estabilizado	87,7 MVAr	76,2 MVAr	Mayor aporte del condensador
CAPEX	B/. 73,970 millones	B/. 62,809 millones	Menor costo de STATCOM
OPEX anual estimado	B/. 5,777 millones	B/. 1,679 millones	Menor costo de STATCOM
Costo actualizado	B/. 83,76 millones	B/. 55,38 millones	Ventaja de B/. 28,38 millones para STATCOM

10.2.5 Conclusiones específicas

La evaluación confirma que las dos alternativas mejoran el control de tensión y la reserva reactiva respecto del escenario sin nuevos equipos. No obstante, sus ventajas se manifiestan en dimensiones distintas. El condensador síncrono presenta el mejor desempeño transitorio, debido a que mantiene tensiones mínimas superiores durante la contingencia y aporta más potencia reactiva al estabilizarse el sistema. Los STATCOM alcanzan tensiones finales similares y producen una mejora comparable en las curvas QV de la barra Panamá 115 kV.

Desde la perspectiva económica, los STATCOM presentan menor inversión, menores pérdidas adoptadas y menor costo operativo. El valor presente total es B/. 55,38 millones, frente a B/. 83,76 millones para el condensador síncrono, lo que representa una diferencia de B/. 28,38 millones a favor de los STATCOM bajo las premisas evaluadas.

En consecuencia, la instalación de los dos STATCOM en Panamá III constituye la alternativa recomendada para el PESIN 2026, siempre que la validación final confirme que la caída transitoria de tensión cumple los criterios técnicos aplicables. Esta recomendación es consistente con la incorporación del proyecto en el Plan de Expansión de Corto Plazo. Antes de la ejecución deberán verificarse, mediante información de fabricante, las pérdidas, la capacidad efectiva, los límites de control y el desempeño dinámico de la configuración definitiva.

10.3 Interconexión de la provincia de Darién al Sistema Interconectado Nacional

Tabla 10.11 Datos del Proyecto

Dato	Referencia
Punto de conexión al SIN	Futura S E Chepo
Punto de recepción	S E Metetí
Longitud aproximada	170 km
Demanda inicial analizada	30 MW
Alternativas evaluadas	34.5 kV 115 kV 230 kV
Costo estimado de la solución a 230 kV	B/. 126,233,106.00

10.3.1 Antecedentes

La provincia de Darién opera actualmente mediante un sistema aislado del Sistema Interconectado Nacional, sustentado principalmente por generación local y soluciones de generación distribuida. Esta condición limita la diversificación de las fuentes de suministro, incrementa la exposición a costos operativos locales y reduce el margen para atender el crecimiento de la demanda con criterios de confiabilidad de largo plazo.

El estudio compara la interconexión entre la futura subestación Chepo y Metetí mediante enlaces de 34.5 kV, 115 kV y 230 kV, para una distancia aproximada de 170 km y una demanda inicial de 30 MW. La evaluación considera el perfil de tensión, la operación en condición normal N, el desempeño ante contingencias simples N-1, la necesidad de compensación reactiva, la dependencia de infraestructura asociada y la capacidad de expansión.

Los resultados muestran que la alternativa de 34.5 kV presenta incumplimientos de tensión desde la condición inicial y un margen insuficiente para el crecimiento. La alternativa de 115 kV mejora el desempeño, pero mantiene restricciones de tensión, especialmente en la red de 34.5 kV y bajo contingencia N-1. La alternativa de 230 kV ofrece el comportamiento eléctrico más favorable y el mayor margen de expansión; no obstante, exige estudiar la compensación reactiva para condiciones de carga máxima y mínima, así como demostrar la conveniencia económica de la inversión frente a la demanda inicial.

Como configuración de referencia se plantea una línea de transmisión Chepo Metetí de 230 kV, doble circuito, conductor 1200 ACAR y capacidad de 500 MVA por circuito, junto con la nueva subestación Metetí 230 115 34.5 kV, la ampliación de la subestación Chepo y dos bancos de reactores de 20 Mvar. La selección definitiva deberá sustentarse con estudios eléctricos detallados, proyecciones de demanda por horizonte, criterios de confiabilidad y una evaluación económica integral.

Darién no dispone actualmente de una subestación que permita su conexión directa al SIN. El abastecimiento depende de recursos de generación ubicados en la provincia, lo que condiciona la confiabilidad, el costo de operación y la capacidad de expansión del servicio eléctrico.

La incorporación de Darién al SIN se analiza mediante un corredor de transmisión entre una futura subestación en Chepo y una nueva subestación en Metetí. Metetí funcionaría como el principal punto de recepción de energía y como nodo para el desarrollo posterior de la red de distribución hacia las demás localidades de la provincia.

10.3.2 Objetivo y alcance del análisis

El objetivo es determinar el nivel de tensión técnicamente más apropiado para una eventual interconexión de Darién al SIN y establecer los requerimientos de infraestructura asociados. El alcance comprende:

- Comparación de alternativas de 34.5 kV, 115 kV y 230 kV.
- Verificación del perfil de tensión en estado normal N y ante contingencia simple N-1.
- Identificación de necesidades de compensación reactiva y regulación de tensión.
- Evaluación cualitativa del margen para atender el crecimiento de la demanda.
- Revisión de la redundancia de transformación y de la dependencia de la infraestructura de Chepo.
- Integración de las obras propuestas para la solución de 230 kV y de su costo estimado.

10.3.3 Supuestos de referencia

Tabla 10.12 Supuestos de Referencia

Parámetro	Valor de referencia
Longitud Chepo Metetí	Aproximadamente 170 km
Demanda inicial	30 MW
Origen	Futura S E Chepo
Destino	S E Metetí
Criterios operativos	Condiciones N y N-1

10.3.4 Evaluación técnica de alternativas

La comparación se desarrolla por nivel de tensión. Este enfoque permite identificar cómo la reducción de corriente asociada a mayores niveles de tensión mejora el perfil de tensión y reduce las pérdidas I^2R para una misma transferencia de potencia. La longitud del corredor obliga, además, a considerar tanto la impedancia serie como la admitancia de la línea.

10.3.4.1.1 Alternativa de 34.5 kV

Tabla 10.13 Alternativa de 34.5kV

Parámetro	Valor
Tensión	34.5 kV
Longitud	170 km
Conductor	477 ACSR
Demanda	30 MW

La combinación de una línea extensa, un nivel de tensión de distribución y una demanda de 30 MW produce una corriente elevada, mayores pérdidas y una caída de tensión. Los flujos de carga muestran incumplimientos tanto en estado normal como ante contingencia N-1, con condiciones de tensión prácticamente nulas en determinados puntos del sistema analizado. La compensación reactiva podría mejorar parcialmente el perfil de tensión, pero no elimina la limitación estructural de transportar esta potencia durante 170 km a 34.5 kV. La alternativa iniciaría su operación con restricciones y con un margen reducido para absorber el crecimiento de la demanda.

Figura 10.1 Flujo de carga de la alternativa de 34.5 kV en condición N

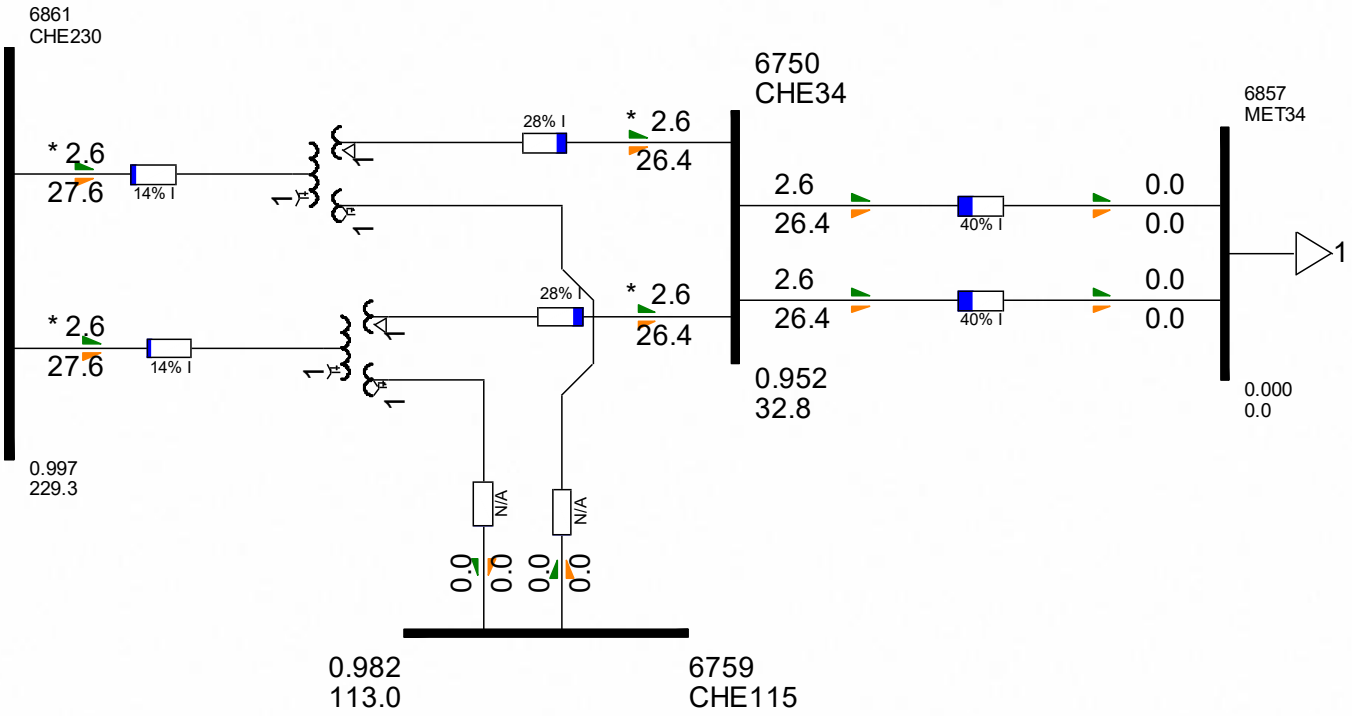
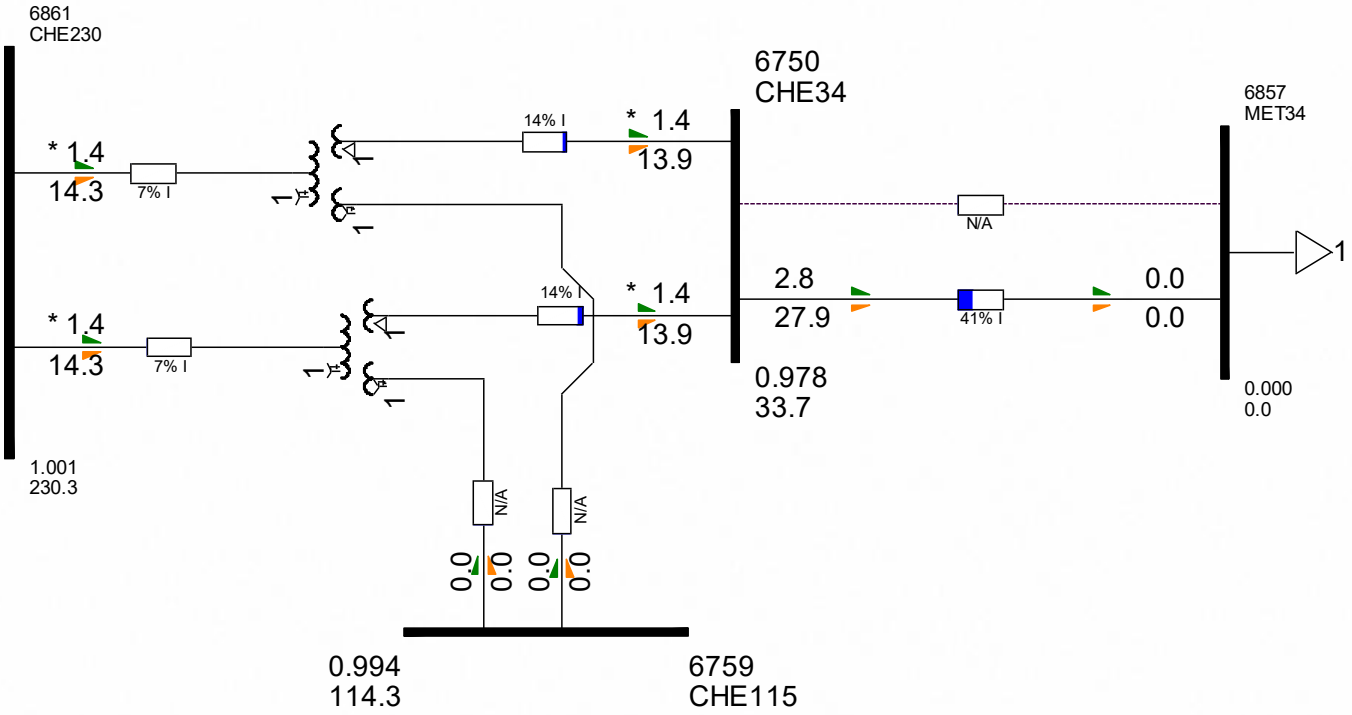


Figura 10.2 Flujo de carga de la alternativa de 34.5 kV en condición N-1



10.3.4.1.2 Alternativa de 115 kV

Tabla 10.14 Alternativa de 115kV

Parámetro	Valor
Tensión	115 kV
Longitud	170 km
Conductor	636 ACSR
Demanda	30 MW

En condición normal, el perfil de tensión mejora de manera importante respecto de la alternativa de 34.5 kV. Sin embargo, la barra de 115 kV opera próxima al límite inferior permitido y el nivel de 34.5 kV presenta condiciones más restrictivas. Una medida de mitigación sería incorporar compensación reactiva en 34.5 kV.

Ante contingencia N-1 aumenta la sensibilidad del sistema y se mantienen incumplimientos de tensión, particularmente en 34.5 kV. El crecimiento de la demanda incrementaría la transferencia y la caída de tensión, por lo que el margen de expansión debe verificarse por horizonte.

La confiabilidad de esta alternativa depende también de la configuración de la subestación Chepo. Para su implementación se requiere evaluar la redundancia de transformación y de los elementos de conexión al SIN, ya que la indisponibilidad de un equipo principal podría comprometer o interrumpir la alimentación de Darién.

Figura 10.3 Flujo de carga de la alternativa de 115 kV en condición N

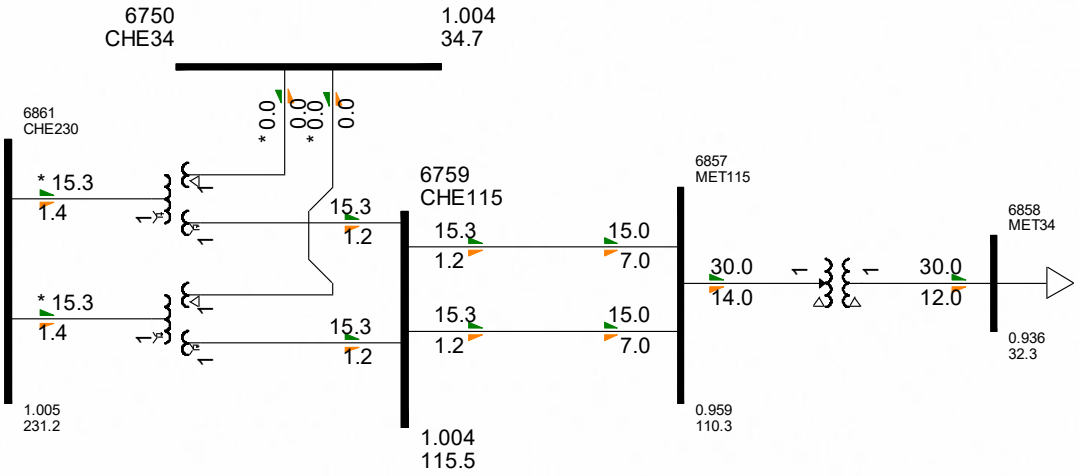
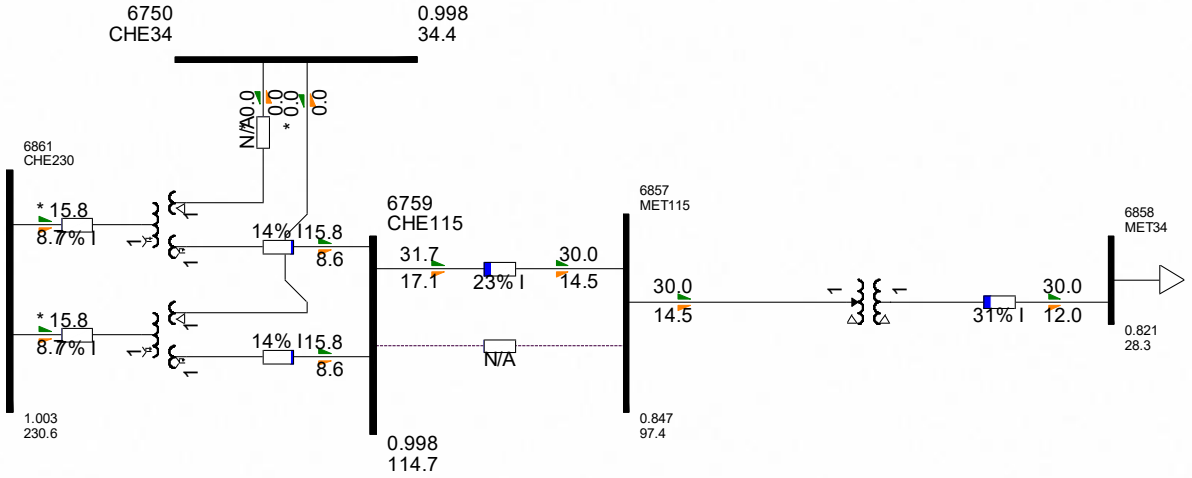


Figura 10.4 Flujo de carga de la alternativa de 115 kV en condición N-1



10.3.4.1.3 Alternativa de 230 kV

Tabla 10.15 Alternativa de 230kV

Parámetro	Valor
Tensión	230 kV
Longitud	170 km
Conductor	1200 ACAR
Demanda	30 MW

El nivel de 230 kV permite transportar la demanda con menor corriente y menores caídas de tensión que las alternativas precedentes. Para la demanda analizada, los resultados no muestran las mismas restricciones iniciales de tensión y cargabilidad observadas en 34.5 kV y 115 kV.

En condición N-1 aumenta la sensibilidad del perfil de tensión. Debido a la longitud de la línea y a la baja utilización inicial respecto de su capacidad, el diseño debe verificar la regulación de tensión y el balance de potencia reactiva en escenarios de demanda mínima, media y máxima.

Figura 10.5 Flujo de carga de la alternativa de 230 kV en condición N

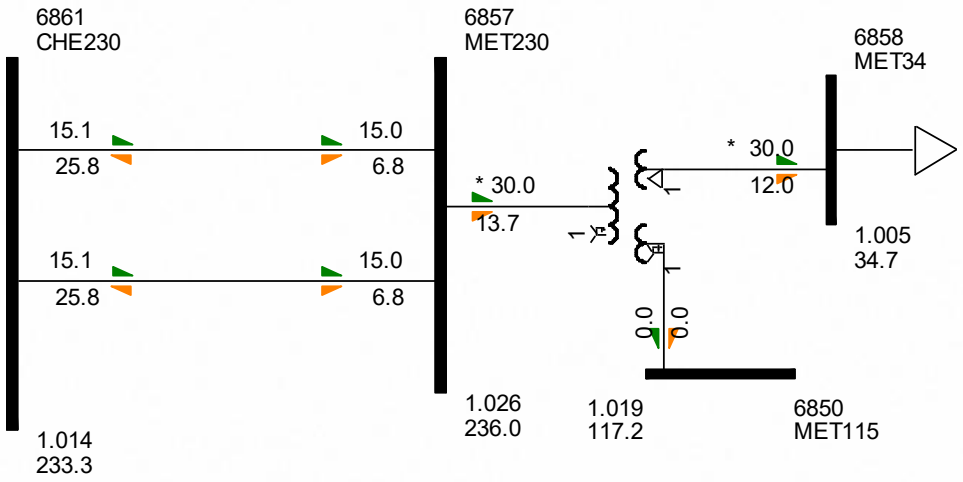
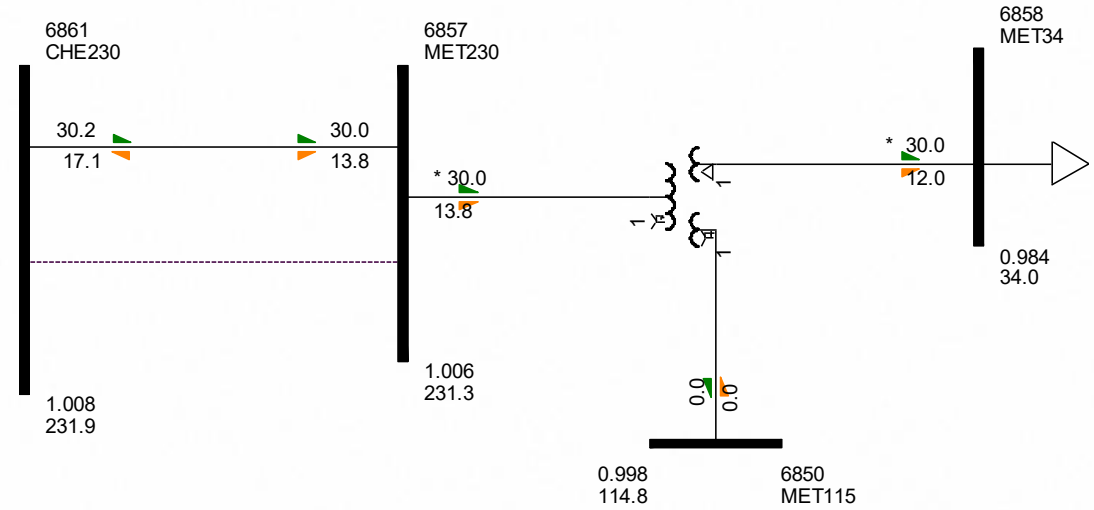


Figura 10.6 Flujo de carga de la alternativa de 230 kV en condición N-1



10.3.4.1.4 Comparación de desempeño

Tabla 10.16 Comparación del Desempeño Interconexión de Darien

Criterio	34.5 kV	115 kV	230 kV
Perfil de tensión inicial	Desfavorable	Mejora con restricciones	Más favorable
Condición N-1	Incumplimientos severos	Sensibilidad e incumplimientos	Requiere verificación y control reactivo
Margen de crecimiento	Muy reducido	Limitado	Mayor
Compensación reactiva	No resuelve la limitación estructural	Puede mejorar el desempeño	Debe evaluarse para carga mínima y máxima
Dependencia de infraestructura	Alta	Alta y sujeta a redundancia en Chepo	Requiere nuevas obras dedicadas
Valoración técnica	No recomendable para el corredor	Alternativa intermedia condicionada	Alternativa de referencia para expansión

10.3.4.1.5 Configuración de la expansión a 230 kV

Con base en el mejor desempeño eléctrico y el margen de expansión, la configuración de referencia integra la línea Chepo Metetí, la nueva subestación Metetí y la ampliación de Chepo. Las obras deberán desarrollarse de forma coordinada para que el corredor entre en servicio como un sistema funcional y con capacidad de expansión.

10.3.4.1.6 4.1 Nueva subestación Metetí 230 115 34.5 kV

- Patio de 230 kV en esquema de interruptor y medio, inicialmente con dos naves de tres interruptores y una nave de dos interruptores, para un total de cinco salidas.
- Dos salidas para la línea de doble circuito hacia la futura subestación Chepo, dos para los bancos de reactores y una para el autotransformador T1.
- Un autotransformador T1 de 230 115 34.5 kV y capacidad de 250 150 100 MVA.
- Reserva de espacio para al menos dos naves adicionales y un segundo autotransformador. Cuando ambos transformadores estén instalados, se prevé su operación en paralelo.
- Patio de 115 kV con una nave de dos interruptores para la conexión del autotransformador y reserva para al menos dos naves futuras y un segundo autotransformador.
- Patio de 34.5 kV en esquema de interruptor y medio para la conexión del autotransformador, proyectos de generación y redes de distribución.
- Dos bancos de reactores de 20 Mvar cada uno, conectados al patio de 230 kV.

Los agentes que se conecten a los patios de 115 kV y 34.5 kV deberán asumir la instalación de los equipos correspondientes a sus conexiones, conforme a la definición del proyecto.

10.3.4.1.7 4.2 Ampliación de la subestación Chepo 230 kV

La ampliación deberá disponer de un esquema de interruptor y medio, con dos interruptores en cada nave destinada a las salidas de los dos circuitos de la línea hacia Metetí. La configuración definitiva deberá coordinarse con el diseño general de la futura subestación Chepo y con sus criterios de confiabilidad.

10.3.4.1.8 Línea de transmisión Chepo Metetí

Tabla 10.17 Configuración de la Interconexión

Característica	Especificación
Nivel de tensión	230 kV
Configuración	Doble circuito
Conductor	1200 ACAR
Capacidad	500 MVA por circuito
Longitud	Aproximadamente 170 km
Extremos	Futura S E Chepo y S E Metetí

10.3.4.1.9 Compensación reactiva y operación

La compensación reactiva debe diseñarse para cubrir dos condiciones operativas opuestas. En períodos de alta demanda, el aumento de corriente y de transferencia activa puede profundizar la caída de tensión y requerir soporte capacitivo. En baja demanda, la capacitancia de la línea puede elevar la tensión y hacer necesaria la absorción de potencia reactiva.

El diseño deberá evaluar de manera conjunta bancos de capacitores, reactores en derivación, capacidad de regulación de los autotransformadores y esquemas de control. Las simulaciones deben incluir demanda mínima y máxima, condiciones N y N-1, indisponibilidad de equipos de compensación y etapas futuras de crecimiento.

10.3.4.1.10 Crecimiento de la demanda y flexibilidad

La demanda inicial de 30 MW no representa necesariamente la utilización esperada durante toda la vida útil de la infraestructura. Una alternativa suficiente en el corto plazo puede generar restricciones y reinversiones si la demanda aumenta, por lo que la selección del nivel de tensión debe considerar horizontes sucesivos y puntos de activación de nuevas obras.

La solución de 230 kV ofrece mayor capacidad para incorporar crecimiento de carga, nuevos usuarios y eventualmente generación renovable. Esta flexibilidad constituye un beneficio de planificación, pero debe valorarse junto con el costo de mantener una infraestructura inicialmente subutilizada.

10.3.4.1.11 Consideraciones económicas

El costo estimado de la solución de referencia es de B/. 126,233,106.00. Esta cifra deberá actualizarse durante la ingeniería y desagregarse entre línea, subestaciones, transformación, compensación reactiva, protecciones, comunicaciones, servidumbres, gestión ambiental y contingencias de ejecución.

La evaluación económica no debe limitarse a la relación entre inversión y demanda inicial. El análisis deberá cuantificar, en un horizonte compatible con la vida útil de las instalaciones, los beneficios por sustitución o reducción de generación térmica local, menores costos de operación, mejora de confiabilidad, reducción de energía no suministrada, incorporación de nuevos usuarios, atención del crecimiento y desarrollo económico regional.

También deberá definirse el mecanismo mediante el cual se recuperaría la inversión, considerando la baja demanda inicial del área a interconectar y el valor estratégico de integrar Darién al SIN.

10.3.4.1.12 Conclusiones y recomendaciones

La alternativa de 34.5 kV no ofrece un desempeño adecuado para transportar 30 MW a lo largo de aproximadamente 170 km. Los incumplimientos de tensión impiden considerarla como una solución sostenible para el corredor Chepo Metetí.

La alternativa de 115 kV representa una mejora sustancial, pero conserva restricciones bajo contingencia N-1, particularmente en el nivel de 34.5 kV, y depende de la redundancia disponible en la subestación Chepo. Su viabilidad requeriría compensación reactiva, refuerzos asociados y una comprobación rigurosa del crecimiento esperado.

La alternativa de 230 kV presenta el comportamiento eléctrico más favorable y el mayor margen para la expansión de la demanda. Por estas razones se adopta como configuración técnica de referencia para continuar los estudios; esta valoración no sustituye la evaluación económica ni la verificación detallada de compensación reactiva, estabilidad, confiabilidad y coordinación de protecciones.

Finalmente, la decisión sobre la interconexión no debería basarse exclusivamente en la condición inicial de aproximadamente 30 MW. Se recomienda realizar un análisis de expansión que considere diferentes niveles de demanda y horizontes de tiempo, de manera que se pueda determinar si una alternativa de menor tensión representa una solución temporal o si la infraestructura de 230 kV debe considerarse desde el inicio para evitar restricciones y reinversiones posteriores.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 11
PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

11. PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

El presente plan reúne los proyectos requeridos para mantener y fortalecer la confiabilidad operativa, la disponibilidad y la seguridad de las telecomunicaciones que respaldan la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Las actuaciones comprenden la reposición programada de infraestructura de microondas, radiocomunicación, alimentación en corriente continua, telefonía operativa y equipos de prueba que se encuentran obsoletos, descontinuados o próximos al final de su vida útil.

El objetivo es reducir los riesgos asociados al envejecimiento y la obsolescencia tecnológica de la red de comunicaciones de ETESA, asegurar la continuidad de los servicios utilizados por la operación y el mantenimiento del SIN, y mantener capacidades adecuadas de soporte, medición y respuesta ante fallas. El horizonte del plan comprende proyectos con entrada en operación entre 2026 y 2029.

ALCANCE CONSOLIDADO El plan comprende 9 proyectos y una inversión programada de B/. 7,791,990.72.

11.1 Perfiles de los proyectos de Expansión del Sistema de Comunicaciones

11.1.1 Reposición de Enlaces de Microondas

Objetivo: Reposición de nueve (9) Enlaces de Microondas de la columna vertebral de comunicaciones que han llegado al final de su vida útil.
Justificación: Se requiere el reemplazo de estos enlaces de microondas con más de 15 años de servicio los cuales han sido descontinuados.
Alcance: Reposición de nueve (9) enlaces de Microondas.
Inversión: B/.1,303,020.00
Operación: 31/12/2028

11.1.2 Reposición de Torres de Comunicaciones

Objetivo: Reposición de cuatro (4) torres de Comunicaciones.
Justificación: Reposición de torres de comunicaciones deterioradas por años de servicio para dar confiabilidad al Sistema de Comunicaciones por Microondas.
Alcance: Reposición de las Torres de Comunicaciones de Cerro Jefe, Cerro Canajagua, Subestación Veladero y Cerro Chimenea.
Inversión: B/.624,000.00
Operación: 31/12/2029

11.1.3 Reposición de Rectificadores

Objetivo: Reposición de los Rectificadores de 48 VDC que alimentan los equipos de comunicaciones en los Sitios de Comunicaciones y Subestaciones dentro de la Red de transporte de datos de ETESA.
Justificación: Reposición de rectificadores de 48VDC que actualmente tienen más de 20 años de operación continua en los sitios de comunicaciones y subestaciones.
Alcance: Reposición de once (11) Rectificadores de 48 VDC.
Inversión: B/.264,000.00
Operación: 31/12/2028

11.1.4 Reposición de Bancos de Baterías de Comunicaciones

Objetivo: Reposición de los bancos de baterías de 48 VDC en los Sitios de Comunicaciones y Subestaciones Eléctricas.
Justificación: Reposición de bancos de baterías de 48VDC que han llegado o estén próximos al final de su vida útil, para garantizar el correcto funcionamiento de los equipos de comunicaciones de ETESA, ante una falla en el suministro de energía eléctrica de la red comercial.
Alcance: Reposición de diecisiete (17) bancos de baterías de 48 VDC.
Inversión: B/.595,805.00
Operación: 31/12/2028

11.1.5 Reposición de Sistema de Radiocomunicación Digital

Objetivo: Reposición del Sistema de Comunicación Digital Astro 25.
Justificación: Reposición del Sistema de Comunicación Digital Astro 25, ARC 4000, el cual ya había sido descontinuado.
Alcance: Reposición de un Sito Maestro y Actualización de doce (12) Sitios de Repetición.
Inversión: B/.3,832,697.72
Operación: 31/12/2026

11.1.6 Reposición de Equipos de Pruebas y Mediciones, Red de Telecomunicaciones

Objetivo: Reposición de los equipos de pruebas, análisis y medición utilizados en la red de telecomunicaciones de ETESA.
Justificación: Reposición de equipos de pruebas y mediciones obsoletos y descontinuados para garantizar los trabajos de mantenimiento de la Red de Comunicaciones y para cumplir con la certificación en la Norma ISO 9001.
Alcance: Reposición de Equipos Analizadores de Datos, Analizadores de Espectro, Medidores y Fuentes de Potencia, Medidores de Frecuencia y Potencia y OTDR´s.
Inversión: B/.662,468.00
Operación: 31/12/2028

11.1.7 Adquisición de Nuevos Sitios Troncales para mejorar la cobertura de la línea 230-20/30

Objetivo: Construir un nuevo Sitio de Repetición en la zona limítrofe de las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.
Justificación: Mejorar la cobertura para la comunicación vía Radio Troncal a lo largo de la línea 230-20/30, Bocas del Toro.
Alcance: Adquisición de terreno, construcción de Casetas, suministro e instalación de torre de Comunicaciones.
Inversión: B/.250,000.00
Operación: 31/12/2028

11.1.8 Reposición de la Central Telefónica para el Teléfono Rojo

Objetivo: Reposición de la actual Central Telefónica, por una nueva Central Telefónica, con mayor capacidad de líneas.
Justificación: Se requiere una central Telefónica con mayor capacidad para atender la comunicación con los nuevos Agentes de Mercado que se integran al SIN y cumplir con lo estipulado en el Manual de Operación y Mantenimiento (MOM) Capítulo IV – Medios de Comunicación MOM.4.2 numeral 2.
Alcance: Reposición de la actual Central Telefónica.
Inversión: B/.40,000.00
Operación: 31/12/2027

11.1.9 Reposición de Radios Troncales

Objetivo: Reposición de Radios portátiles y móviles del Sistema de Comunicación Digital Astro 25.
Justificación: Fortalecer la comunicación del personal de campo con el Centro Nacional de Despacho mediante la dotación de estos equipos.
Alcance: Adquisición de setenta y cinco (75) radios de comunicación troncal digital portátiles y doce (12) radios de comunicación digital móviles.
Inversión: B/.220,000.00
Operación: 31/12/2027

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 12
PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

12. PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

El Plan de Reposición de Corto Plazo reúne los proyectos orientados a mantener y fortalecer la confiabilidad, seguridad y continuidad operativa del Sistema de Transmisión de ETESA. Las actuaciones consideran el reemplazo programado de equipos que han alcanzado o se aproximan al final de su vida útil, la modernización de sistemas de protección, control y medición, y la adquisición de herramientas especializadas para diagnóstico y mantenimiento.

La priorización responde a criterios de obsolescencia, disponibilidad de repuestos, historial de fallas, criticidad operativa, seguridad del personal y cumplimiento de los requerimientos técnicos aplicables. La ejecución oportuna de estas inversiones reduce la exposición a fallas inesperadas y contribuye a preservar la capacidad de respuesta de ETESA ante eventos del sistema.

ALCANCE CONSOLIDADO El plan comprende 60 proyectos y una inversión programada de B/.92,263,450.53. La mayor concentración anual corresponde a 2027, con B/. 44.51 millones, seguida por 2026 y 2028.

Tabla 12.1 Resumen de la programación financiera PRCP

Hasta 2025	2026	2027	2028	2029	Total
13,483,343.08	19,238,754.73	44,512,456.46	12,816,819.26	2,212,077.00	**92,263,450.53**

Nota: Los valores se expresan en balboas

12.1 Perfiles de los proyectos de reposición de Corto Plazo

12.1.1 Reemplazo y Adquisición Protecciones Diferenciales Líneas 230 y 115 Kv

Objetivo: Modernizar los sistemas de protección de línea con relevadores multifuncionales que combinan protección diferencial y de distancia.
Justificación: Equipos actuales obsoletos (REL531, LFCB102, OPTIMHO), sin soporte de fabricante. Bajo desempeño ante fallas eléctricas.
Alcance: Sustitución de protecciones en ambos extremos de líneas clave, con comunicación en fibra óptica.
Inversión: B/.4,401,736.00
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.2 Reemplazo de Interruptores de 230 kV de la S/E Mata de Nance

Objetivo: Reemplazar los nueve interruptores de 230 kV de la S/E Mata de Nance para mejorar la confiabilidad operativa, reducir riesgos de fallas y garantizar la continuidad del servicio en uno de los principales puntos de transferencia de energía del occidente del país.
Justificación: Los interruptores existentes operan desde 1978 a 1986 y superan los 30 años de servicio. Su mantenimiento mayor resulta más costoso que la reposición, por lo que se

requiere su reemplazo para disminuir salidas no programadas y mejorar la seguridad del sistema.
Alcance: Reemplazo de nueve interruptores de 230 kV de tanque vivo: ocho monopolares y uno tripolar.
Instalación de equipos asociados para conexión, montaje, acondicionamientos y operación adecuada.
Verificación de costos en la etapa de diseño e ingeniería de detalle.
Inversión: B/. 5,811,000.00
Entrada en Operación: 28/2/2027

12.1.3 Reemplazo del Transformador T1 de La S/E Panamá Y Adecuación Panamá 230 KV

Objetivo: Reemplazar el autotransformador T1 de la S/E Panamá por uno de mayor capacidad y adecuar las instalaciones asociadas en 230 kV y 115 kV para fortalecer el suministro al área metropolitana.
Justificación: Las pruebas al T1 evidencian punto caliente interno y deterioro del aislamiento. Su reemplazo permitirá aumentar la capacidad de transformación, cumplir el criterio de seguridad N-1 y mantener la confiabilidad de una subestación clave para ENSA y Gas Natural Fenosa.
Alcance: Suministro e instalación de un nuevo autotransformador T1 de 230/115 kV y 210/280/350 MVA, adecuación de la nave 5 del patio de 230 kV con un interruptor y cuchillas seccionadoras asociadas, construcción de una nueva nave 8 en 115 kV para relocalizar la línea Panamá–Cáceres, incorporación de equipos de medición, protección, PTs, cableado y acondicionamientos necesarios.
Inversión: B/. 12,827,660.00
Entrada en Operación: 31/07/2028

12.1.4 Reemplazo de Protecciones Subestación Guasquitas 230 kV

Objetivo: Sustituir protecciones envejecidas y mejorar confiabilidad de operación.
Justificación: Relevadores con más de 15 años, alto riesgo de falla, sin repuestos disponibles.
Alcance: 7 controladores + 2 diferenciales de barra.
Inversión: B/.188,689.59
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.5 Reemplazo de Protecciones Subestación Llano Sanchez 230 y 115 kV

Objetivo: Modernizar los sistemas de protección y control de transformadores y reactores.
Justificación: Equipos obsoletos (ABB), con 17 años de operación continua. Excluidos de cobertura por seguro.
Alcance: 4 protecciones de transformador, 6 de reactor, 14 controladores, 3 diferenciales de barra.
Inversión: B/.596,880.00

Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.6 Reemplazo de Protecciones Subestación Veladero 230 kV

Objetivo: Mejorar la confiabilidad operativa en una subestación clave del SIN.
Justificación: Relevadores obsoletos, alto riesgo de falla inesperada, necesidad de modernización.
Alcance: 6 protecciones de reactor, 20 controladores, 2 diferenciales de barra.
Inversión: B/.609,411.00
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.7 Reemplazo de Protecciones Subestación Panamá II 230 y 115 kV

Objetivo: Fortalecer la protección en subestación crítica para evacuación de generación.
Justificación: Equipos con riesgo operativo, necesidad de modernizar sistemas de protección en ambos niveles de tensión.
Alcance: 4 protecciones de transformador, 22 controladores, 4 diferenciales de barra.
Inversión: B/.525,527.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.8 Reemplazo de Registradores de Oscilografias

Objetivo: Asegurar captura confiable de eventos eléctricos para análisis post-mortem del SIN.
Justificación: Registradores actuales presentan fallas o son obsoletos (Panamá, Fortuna, Llano Sánchez, etc.).
Alcance: 5 registradores fijos + 1 portátil con capacidad COMTRADE y análisis de armónicos y distancia de falla.
Inversión: B/.285,000.00
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.9 Reemplazo de las Protecciones en el Patio 230 kV en SE San Bartolo y SE el Higo y sus Colaterales

Objetivo: Reforzar la confiabilidad operativa mediante la modernización de sistemas de protección en nodos clave de la red.
Justificación: Equipos obsoletos y con alta incidencia de fallas; se busca reducir riesgos y costos por mantenimientos correctivos y energía no servida.
Alcance: 24 protecciones de línea, 4 de barra, 2 de transformador, 20 controladores y licencias para integración al SAS.
Inversión: B/.1,496,032.00
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.10 Reposición de Medidores de Ángulos

Objetivo: Garantizar pruebas confiables en protecciones diferenciales de barra y transformador.
Justificación: Equipos obsoletos sin soporte técnico; riesgo de incumplimiento de norma ISO 9001 y afectación de diagnósticos de protecciones.
Alcance: Reemplazo de medidores multifunción de potencia con medición angular, frecuencia y armónicos.
Inversión: B/.120,808.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.11 Equipo de Pruebas de Transformadores de Potencia y de Instrumentación

Objetivo: Optimizar las pruebas de diagnóstico en transformadores e instrumentación primaria en subestaciones.
Justificación: Fortalecer la detección de anomalías en campo, mejorando la planificación de mantenimientos y evitando fallas mayores.
Alcance: Equipos para pruebas de resistencia de devanados, relación de vueltas y termografía.
Inversión: B/.750,000.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.12 Equipo Analizador Portátil de Descargas Parciales

Objetivo: Evaluar la condición del aislamiento en equipos primarios en operación
Justificación: Permite detectar defectos no visibles en pruebas convencionales; evita fallas por deterioro dieléctrico.
Inversión: B/.300,000.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.13 Adquisición de Equipo para Pruebas a Muy Baja Frecuencia a Cables de media Tensión

Objetivo: Diagnosticar el estado de aislamiento de cables mediante técnica de muy baja frecuencia.
Justificación: Identificación de envejecimiento y daños incipientes en cables PE/XLPE y de papel impregnado, optimizando decisiones de reemplazo.
Alcance: 1 equipo para medición de factor de disipación y descargas parciales a 0.1 Hz.
Inversión: B/.300,000.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.14 Laboratorio de Pruebas y Mediciones

Objetivo: Centralizar y fortalecer las capacidades de análisis eléctrico y cromatográfico de equipos y aceites dieléctricos.

Justificación: Cumplir con normas técnicas y optimizar la ejecución de pruebas en campo y laboratorio.
Alcance: Infraestructura equipada para pruebas eléctricas, físico-químicas, análisis de aceites y almacenamiento de instrumentos.
Inversión: B/.1,385,000.00
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.15 Equipo Monitoreo en Línea de Transformadores

Objetivo: Supervisar en tiempo real el estado operativo de transformadores de potencia para extender su vida útil.
Justificación: Dificultad para realizar mantenimientos anuales por carga del sistema; el monitoreo continuo mejora la planificación y previene fallas.
Alcance: Sistemas de monitoreo en línea de múltiples parámetros eléctricos y físicos.
Inversión: B/.2,000,000.00
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.16 Adquisición de Maquinas de Recuperación de Gas SF6 y Equipos de Medición

Objetivo: Asegurar la correcta manipulación, control de calidad y conservación del gas SF6 en interruptores de potencia.
Justificación: Minimizar riesgos de fallas por descomposición del gas; garantizar operación segura y conforme a normas ambientales.
Alcance: 2 máquinas de recuperación/llenado y 3 analizadores de calidad de gas SF6, incluyendo capacitación.
Inversión: B/.750,000.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.17 Reemplazo Gateway Sistemas Automatizado de Subestaciones (SAS)

Objetivo: Asegurar la continuidad de operación y comunicación del Sistema Automatizado de Subestaciones (SAS) hacia el CND.
Justificación: Gateways con vida útil vencida ponen en riesgo la supervisión y control remoto del SIN y SER.
Alcance: Reposición de 14 Gateway (principal y respaldo por subestación), incluyendo nuevas subestaciones.
Inversión: B/.324,073.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.18 Reemplazo del Transformador de Tierra SE Llano Sanchez 34.5 kV

Objetivo: Sustituir transformador de tierra deteriorado para garantizar el aterrizaje del devanado terciario de transformadores de potencia.

Justificación: Equipo con más de 25 años de servicio sin repuestos disponibles; riesgo alto para la operación y protección de la subestación.
Alcance: Suministro e instalación de un nuevo transformador de tierra 34.5 kV.
Inversión: B/.600,000.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.19 Reemplazo de Transformadores de Potencial (PTs) SE Llano Sánchez 34.5 kV.

Objetivo: Sustituir transformadores envejecidos que comprometen la confiabilidad del sistema.
Justificación: Equipos en operación desde 2001 sin repuestos disponibles, alta probabilidad de falla.
Alcance: Nueve (9) transformadores de potencia de 34.5 kV.
Inversión: B/.88,000.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.20 Suministro y Reemplazo de Interruptores y Equipos Asociados – SE Veladero y Llano Sánchez 230 kV

Objetivo: Modernizar infraestructura para mantener confiabilidad del sistema de transmisión.
Justificación: Interruptores y equipos asociados han llegado al fin de su vida útil.
Alcance: Reemplazo de interruptores, cuchillas, pararrayos y PTs en 4 naves (Veladero y Llano Sánchez).
Inversión: B/.6,324,684.45
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.21 Suministro y Reemplazo de Interruptores y Transformadores de Corriente – SE Llano Sánchez 230 kV

Objetivo: Sustituir interruptores y TCs para mantener operación segura y continua.
Justificación: Equipos desde 2004 han superado su vida útil y presentan desgaste crítico.
Alcance: 7 interruptores monofásicos, 2 trifásicos y 54 transformadores de corriente.
Inversión: B/.2,924,000.00
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.22 Reemplazo de Transformadores de Potencial – SE Llano Sánchez 230 kV

Objetivo: Asegurar el correcto funcionamiento del sistema de medición y protección.
Justificación: Equipos en operación desde 2002 sin repuestos accesibles, con signos de deterioro.
Alcance: 23 transformadores de potencial.
Inversión: B/.360,000.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.23 Reemplazo de Pararrayos – SE Llano Sánchez 230 kV

Objetivo: Garantizar la protección contra sobretensiones en líneas críticas.
Justificación: Pararrayos instalados en 2000 han superado su vida útil.
Alcance: 12 pararrayos de porcelana y 6 de polímero con faldón invertido.
Inversión: B/.385,200.00
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.24 Reemplazo del Interruptor 11M12 – SE Llano Sánchez 115 kV

Objetivo: Reforzar la confiabilidad de líneas de 115 kV con alta sensibilidad operativa.
Justificación: Interruptor de 1995 presenta deterioro en contactos internos.
Alcance: 1 interruptor tipo tanque muerto de 115 kV.
Inversión: B/.114,000.00
Entrada en operación: 31/12/2026

12.1.25 Construcción de Taller – SE San Bartolo

Objetivo: Dotar a los técnicos de un espacio seguro y adecuado para labores de mantenimiento.
Justificación: Ausencia de infraestructura apropiada afecta eficiencia y seguridad del personal.
Alcance: Construcción de taller y depósito de mantenimiento.
Inversión: B/.400,000.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.26 suministro y Reemplazo de Banco de Servicios Auxiliares y CTs – SE Llano Sánchez

Objetivo: Mantener continuidad operativa del sistema de servicios auxiliares.
Justificación: Banco de transformadores y TCs instalados en 2001 con fallas y deterioro.
Alcance: 1 banco de transformadores de servicios auxiliares y 3 transformadores de corriente.
Inversión: B/.74,000.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.27 Reemplazo de Transformadores de Corriente – SE Llano Sánchez 34.5 kV

Objetivo: Sustituir transformadores de corriente obsoletos para asegurar la protección del sistema.
Justificación: Equipos instalados en 2001 presentan deterioro interno sin repuestos disponibles.
Alcance: Tres (6) transformadores de corriente de 34.5 kV.
Inversión: B/.45,000.00

Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.28 Suministro y Puesta en Servicio de una Planta de Emergencia de 200 KVA en SE Llano Sánchez

Objetivo: Suministrar, instalar y poner en servicio de manera segura y confiable una planta de emergencia moderna de 200 KVA en la Subestación Llano Sánchez II
Justificación: para asegurar la continuidad y confiabilidad operativa del sistema eléctrico de potencia en la Subestación Llano Sánchez.
Alcance: suministro, instalación y puesta en servicio de la planta de emergencia 200 KVA
Inversión: B/.350,000.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.29 Reemplazo de Cuchillas Manuales - SE Llano Sanchez 115 kV

Objetivo: Mejorar la seguridad y confiabilidad del seccionamiento manual en el patio de 115 kV
Justificación: El reemplazo de 12 juegos de cuchillas manual de 115 KV, para mejorar el servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad
Alcance: suministro e instalación de 12 juegos de cuchillas manuales de 115 KV
Inversión: B/.160,000.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.30 Reemplazo de Banco de Baterías y Cargadores- SE Llano Sánchez y San Bartolo

Objetivo: Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión
Justificación: Banco de baterías que cumplieron su vida útil. Estos bancos de Baterías fueron especificados para una vida útil de 15 años y actualmente tiene una edad de 21 años razón por la cual requieren ser reemplazados.
Alcance: Adquisición y remplazo de dos bancos de batería de 130 Vdc y dos cargadores de batería para la subestación de Llano Sánchez II y la adquisición y remplazo de dos bancos de batería de 130 Vdc y dos cargadores de batería para la subestación de San Bartolo
Inversión: B/.205,000.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.31 Reemplazo de 15 Transformadores de Potencial de 115 kV SE Llano Sánchez

Objetivo: Garantizar el suministro eléctrico confiable y seguro a través del reemplazo y adecuación de equipos en las naves de 115 kV.
Justificación: Sustituir equipos que han llegado al término de su vida útil
Alcance: reemplazar 15 transformadores de potencial de 115 kV
Inversión: B/.135,000.00

Entrada en operación: 31/12/2029

12.1.32 Suministro y Reemplazo de Interruptores y Equipos Asociados SE Panamá II y SE Guasquitas 230 kV

Objetivo: Repotenciar circuitos asociados a la línea II para garantizar confiabilidad operativa.
Justificación: Equipos han llegado al fin de su vida útil; se requiere infraestructura moderna y segura.
Alcance: Reemplazo de interruptores, cuchillas, PTs y pararrayos en naves 4–5 (Panamá II) y 3-4 (Guasquitas).
Inversión: B/.5,228,734.83
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.33 Reemplazo de Seccionadores Motorizados – SE Santa Rita 115 kV

Objetivo: Modernizar el sistema de seccionamiento remoto y reducir riesgo operativo.
Justificación: Cuchillas motorizadas deterioradas, no compatibles con automatismos modernos.
Alcance: Cuatro (4) seccionadores motorizadas tripolares con aterrizaje de 115KV en Subestación Santa Rita.
Inversión: B/.250,000.00
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.34 Reemplazo de Seccionadores Motorizados – SE Panamá II 115 kV

Objetivo: Modernizar el sistema de seccionamiento remoto y reducir riesgo operativo.
Justificación: Más de 25 años en servicio, algunos deben operarse manualmente por falta de repuestos. El aterrizaje motorizado elimina voltajes inducidos.
Alcance: Sustituir 8 seccionadores motorizados con aterrizaje por equipos nuevos para mantener operaciones seguras.
Inversión: B/.550,000.00
Entrada en operación: 31/12/2029

12.1.35 Reemplazo de Seccionadores Motorizados – SE Panamá II 230 kV

Objetivo: Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión de ETESA reemplazando los seccionadores motorizadas de 230KV de la SE Panamá II.
Justificación: Equipos con más de 25 años de operación y que presentan alto grado de desgaste y con dificultades para adquirir repuestos.
Alcance: reemplazar cuatro (4) seccionadores motorizadas tripolares con aterrizaje de 230KV en Subestación Panamá II
Inversión: B/.400,000.00
Entrada en operación: 31/12/2029

12.1.36 Mejoras al Sistema de Alimentación AC de las SE Santa Rita, El Higo y Panamá

Objetivo: Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión de ETESA al contar con fuentes de respaldo operativas.
Justificación: Actualmente los interruptores de transferencia automática se mantienen fuera de servicio en la SE Panamá, Santa Rita y Chorrera
Alcance: Mejorar los sistemas de alimentación AC de la subestación, reemplazando los interruptores de transferencia automática de la subestación para que los sistemas de respaldo de las subestaciones entren de manera automática
Inversión: B/.180,000.00
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.37 Reposición y Mantenimiento del Sistema Sergi de Transformadores Zona 1

Objetivo: Mantener operativo el sistema de protección contra explosión e incendio de los transformadores de potencia de Zona 1.
Justificación: La mayoría de los transformadores de potencia cuentan con un sistema SERGI que los protege ante eventos de cortocircuitos internos de gran magnitud a través de la inyección de nitrógeno gaseoso al transformador, a este sistema de protección de transformador se le debe realizar inspección y mantenimiento por parte del fabricante con el fin que el equipo se mantenga operativo listo para cualquier incidente.
Alcance: Realizar mantenimiento a los sistemas de protección contra explosión y fuego de los transformadores de potencia de las subestaciones de la Zona 1.
Inversión: B/.220,000.00
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.38 Reemplazo de Interruptores de 230 kV -SE Chorrera

Objetivo: Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión de ETESA reemplazando los interruptores de 230KV de la SE Chorrera.
Justificación: Se requiere el reemplazo de los interruptores como una medida preventiva, de tal modo que no ocurra un daño inesperado al equipo.
Alcance: Reemplazar nueve (9) interruptores de 230KV en Subestación Chorrera.
Inversión: B/.5,000,000.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.39 Reemplazo de Interruptores de 230 kV -SE Panamá

Objetivo: Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión de ETESA reemplazando los interruptores de 230KV de la SE Panamá. Esta subestación suministra energía a la ciudad de Panamá.

Justificación: Se requiere el reemplazo de los interruptores porque cumplirán su vida útil, como medida preventiva, de modo que no tener complicaciones por la larga vida de operación del equipo.
Alcance: Reemplazar dos (2) interruptores de 230KV en Subestación Panamá.
Inversión: B/.1,000,000.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.40 Reemplazo de Interruptores de 115 kV -SE Santa Rita

Objetivo: Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión de ETESA reemplazando los interruptores de 115 KV de la SE Santa Rita.
Justificación: Se requiere el reemplazo de los interruptores porque cumplirán su vida útil, como medida preventiva, de modo que no tener complicaciones por la larga vida de operación del equipo.
Alcance: reemplazar seis (6) interruptores de 115 Kv en Subestación Santa Rita
Inversión: B/.1,450,000.00
Entrada en operación: 31/12/2029

12.1.41 Reemplazo de Interruptores de 115 kV -SE Panamá

Objetivo: Sustituir seis interruptores de 115 kV tipo tanque vivo por tanque muerto para aumentar la confiabilidad de la red.
Justificación: Los interruptores presentan desgaste por más de 25 años de servicio. Existe riesgo de falla catastrófica por deterioro del SF6 y los contactos internos.
Alcance: Reemplazo de seis (6) interruptores de 115 kV en SE Panamá.
Inversión: B/.1,550,000.00
Entrada en operación: 31/12/2029

12.1.42 Reemplazo de Cuchillas Manuales – SE Progreso 230 kV

Objetivo: Mejorar la seguridad y confiabilidad del seccionamiento manual en el patio 230 kV.
Justificación: Cuchillas obsoletas con alto riesgo operativo y desgaste mecánico.
Alcance: Diez (10) cuchillas seccionadoras manuales de 230 kV.
Inversión: B/.420,000.00
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.43 Reemplazo de Cuchillas Motorizadas – SE Progreso 230 kV

Objetivo: Modernizar el sistema de seccionamiento remoto y reducir riesgo operativo.
Justificación: Cuchillas motorizadas deterioradas, no compatibles con automatismos modernos.
Alcance: Cuatro (4) cuchillas motorizadas de 230 kV con integración SCADA.
Inversión: B/.360,000.00
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.44 Reemplazo de Conductores XLPE – SE Boquerón III 34.5 kV

Objetivo: Asegurar la continuidad operativa del autotransformador T1 y reducir el riesgo de fallas.
Justificación: Conductores XLPE con más de 25 años presentan deterioro del aislamiento y puntos calientes.
Alcance: Sustitución de conductores 34.5 kV entre T1 y barra A, incluyendo accesorios y pruebas.
Inversión: B/.260,000.00
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.45 Reemplazo de Conductor XLPE 34.5 kV Salida t2 a Barra b – SE Progreso

Objetivo: Sustituir conductores XLPE deteriorados para asegurar continuidad y confiabilidad en el nivel 34.5 kV.
Justificación: Conductores con más de 25 años presentan degradación del aislamiento y riesgo de fallas que afectan el criterio N-1.
Alcance: Retiro de conductores y termoconectores deteriorados; suministro e instalación de nuevos conductores y accesorios; pruebas y puesta en servicio.
Inversión: B/.250,000.00
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.46 Reemplazo de Interruptor 11LA12 Tanque Muerto – SE Progreso

Objetivo: Sustituir interruptor de resorte por tanque muerto SF_6 de alta capacidad con monitoreo online para mejorar confiabilidad y mantenimiento predictivo.
Justificación: Equipo con más de 25 años en servicio y riesgo de disparos intempestivos, mantenimiento costoso.
Alcance: Retiro e instalación del nuevo interruptor SF_6; adecuaciones civiles y eléctricas; integración de protección y control; pruebas y puesta en servicio.
Inversión: B/.480,000.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.47 Reemplazo Completo de Cuchillas Manuales 115 kV – SE Caldera

Objetivo: Sustituir 12 cuchillas manuales obsoletas para mejorar confiabilidad y seguridad en maniobras.
Justificación: Cuchillas con 49 años en operación presentan fallas térmicas y desgaste mecánico que generan riesgos operativos y costos de generación obligada.
Alcance: Suministro, reemplazo y adecuación estructural de cuchillas tripolares manuales sin puesta a tierra.
Inversión: B/.311,630.00
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.48 Reemplazo Completo de Cuchillas Motorizadas 115 kV – SE Caldera

Objetivo: Renovar 5 cuchillas motorizadas obsoletas para garantizar operación remota y confiabilidad.
Justificación: Cuchillas con 49 años presentan fallas mecánicas y térmicas que impiden telemando, incrementando riesgos y costos.
Alcance: Suministro, reemplazo y adecuación estructural de cuchillas tripolares motorizadas con puesta a tierra.
Inversión: B/.161,549.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.49 Reemplazo de Generador Eléctrico – SE Guasquitas

Objetivo: Reemplazar generador eléctrico de respaldo Diesel para mejorar eficiencia operativa y reducir costos e impactos ambientales.
Justificación: Equipo con más de 22 años presenta alto consumo de aceite y combustible, fallas en turbo y fugas, afectando confiabilidad y costos operativos.
Alcance: Suministro e instalación de nuevo grupo electrógeno Diesel y sistema de transferencia automática, construcción de caseta y vigaductos, montaje y acondicionamientos.
Inversión: B/.485,577.00
Entrada en operación: 31/12/2029

12.1.50 Reemplazo de Interruptor 11M12 – SE Mata de Nance 115 kV

Objetivo: Sustituir interruptor de potencia 115 kV tipo tanque vivo por nuevo equipo con aislamiento SF_6 y operación monopolar.
Justificación: Gas SF_6 contaminado, humedad y resistencia de contactos fuera de rango, afectando confiabilidad y seguridad.
Alcance: Suministro, montaje, adecuación de fundaciones, desmontaje y puesta en servicio del nuevo interruptor.
Localización: SE Mata de Nance, provincia de Chiriquí.
Inversión: B/.156,565.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.51 Reemplazo Completo de Cuchillas Manuales 115 kV – SE Mata de Nance

Objetivo: Renovar doce cuchillas tripolares manuales sin puesta a tierra para mejorar confiabilidad y seguridad en maniobras.
Justificación: Equipos con 49 años presentan anomalías térmicas recurrentes, desgaste mecánico y riesgo operativo.
Alcance: Suministro y reemplazo de cuchillas, adecuación estructural, desmontaje e instalación, pruebas y puesta en servicio.

Localización: SE Mata de Nance, provincia de Chiriquí.
Inversión: B/.311,630.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.52 Reemplazo de Generador Eléctrico – SE Veladero

Objetivo: Reemplazar generador eléctrico de respaldo Diesel para mejorar eficiencia operativa y reducir costos e impactos ambientales.
Justificación: Equipo con más de 23 años presenta alto consumo de aceite y combustible, fallas en turbo y fugas, afectando confiabilidad y costos operativos.
Alcance: Suministro e instalación de nuevo grupo electrógeno Diesel y sistema de transferencia automática, construcción de caseta y vigaductos, montaje y acondicionamientos.
Inversión: B/.191,500.00
Entrada en operación: 31/12/2029

12.1.53 Reemplazo de Transformadores de Potencial (PTs) SE Mata de Nance 34.5 kV

Objetivo: Sustituir transformadores envejecidos que comprometen la confiabilidad del sistema.
Justificación: Equipos con más de 20 años de operación, sin repuestos disponibles, alta probabilidad de falla.
Alcance: Suministro y reemplazo de (6) transformadores de potencial (PT's) de 34.5 kV – 115 V
Inversión: B/. 48,150.00
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.54 Reemplazo de Transformador T2 – SE Boquerón III

Objetivo: Mejorar la capacidad instalada de transformación en la S/E Boquerón III, reforzando la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional
Justificación: Para garantizar el respaldo operativo por el criterio N 1 en 230/34.5 kV por la salida de uno de los autotransformadores T-1 o T-3 existentes.
Alcance: suministro y reemplazo del segundo transformador T2 en la S/E Boquerón III
Inversión: B/. 7,804,128.73
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.55 Reemplazo de Transformadores de Tierra -SE Progreso

Objetivo: Mejorar la confiabilidad y seguridad operativa del sistema de 34.5 kV de la Subestación Progreso.
Justificación: Equipos con más de 45 años de operación, con alta probabilidades de fallas por envejecimiento

Alcance: Suministro y reemplazo de dos (2) transformador de puesta a tierra de la subestación Progreso
Inversión: B/. 974,513.20
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.56 Reemplazo de Transformadores de Tierra -SE Mata de Nance

Objetivo: Mejorar la confiabilidad y seguridad operativa del sistema de 34.5 kV de la Subestación Mata de Nance.
Justificación: Equipos con más de 45 años de operación, con alta probabilidades de fallas por envejecimiento
Alcance: Suministro y reemplazo de dos (2) transformador de puesta a tierra de la subestación Mata de Nance
Inversión: B/. 997,632.01
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.57 Construcción de Taller – SE Veladero

Objetivo: Dotar a los técnicos de un espacio seguro y adecuado para labores de mantenimiento.
Justificación: Ausencia de infraestructura apropiada afecta eficiencia y seguridad del personal.
Alcance: Construcción de taller y depósito de mantenimiento.
Inversión: B/. 426,885.24
Entrada en operación: 31/12/2028

12.1.58 Reemplazo de Banco de Capacitores y Equipos Asociados SE Panamá

Objetivo: Reemplazar los seis (6) bancos de capacitores de 115 kV de la subestación Panamá, al igual que sus equipos asociados.
Justificación: Equipos actuales quedaron afectador por el siniestro acontecido en el evento del 24 de diciembre de 2023.
Alcance: Reemplazar los seis (6) bancos de capacitores de 115 kV de la subestación Panamá, con sus interruptores asociados, cuchillas, reactores de choque, sistemas de protección y control. De igual forma, se incluirán interruptores de acople para brindar flexibilidad a la conexión existente a las barras A y B.
Inversión: B/.8,610,219.36
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.59 Reemplazo de Banco de Capacitores y Equipos Asociados- SE Panamá II

Objetivo: Reemplazar los seis (6) bancos de capacitores de 115 kV de la subestación Panamá II, al igual que sus equipos asociados.

Justificación: Equipos actuales con cantidad de operaciones sobre el límite recomendado para su tiempo en servicio. Desgaste y afectaciones por eventos en el sistema.
Alcance: Reemplazar los seis (6) bancos de capacitores de 115 kV de la subestación Panamá II, con sus interruptores asociados, cuchillas, reactores de choque, pararrayos, sistemas de protección y control.
Inversión: B/. 8,841,367.46
Entrada en operación: 31/12/2027

12.1.60 Equipo para Control y Verificación de la Servidumbre

Objetivo: Fortalecer la capacidad operativa interna de ETESA para la gestión y ejecución del mantenimiento de la franja de servidumbre de las líneas de transmisión, mediante la modernización tecnológica en la captura de datos geoespaciales y la tecnificación del control de vegetación.
Justificación: El control de la vegetación en la servidumbre de las líneas de transmisión de ETESA, requiere de mayor precisión y eficiencia para salvaguardar la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La adquisición de equipos tecnológicos de posicionamiento y cartografía de alta precisión permitirá una planificación basada en datos exactos, mientras que la incorporación de maquinaria especializada mejorará la eficiencia de la ejecución de trabajos de limpieza de servidumbre.
Alcance: Software de monitoreo satelital para seguimiento de cobertura vegetal, detección de cambios e identificación de zonas críticas, sistema de receptores GNSS, tecnología de fotogrametría UAV para levantamientos topográficos y adquisición de equipos mecanizados para el control forestal.
Inversión: B/.550,000.00
Entrada en operación: 31/12/2027

CAPÍTULO 13
PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

13. PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

El Plan de Reposición de Largo Plazo consolida las actuaciones previstas para renovar activos del Sistema de Transmisión cuya condición, antigüedad u obsolescencia tecnológica podría comprometer progresivamente la confiabilidad y continuidad operativa del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La programación comprende sistemas de protección y control, transformadores, interruptores, seccionadores, transformadores de potencial y componentes asociados a las líneas de transmisión.

La planificación escalonada de estas inversiones permite anticipar el final de la vida útil de los equipos, distribuir los requerimientos financieros y coordinar las reposiciones con las necesidades de operación y mantenimiento. Su ejecución contribuye a disminuir la exposición a fallas, preservar la seguridad del personal y mantener la capacidad de respuesta de ETESA ante la evolución del sistema.

ALCANCE CONSOLIDADO El plan comprende 22 proyectos y una inversión programada de B/. 46,741,501.46. La mayor concentración anual corresponde a 2034, con B/. 13.18 millones, seguida por 2031 y 2032.

Tabla 13.1 Resumen de la programación financiera PRLP

Hasta 2029	2030	2031	2032	2034	Total
14,274,753	5,153,043	7,752,304.46	6,379,029	13,182,372	46,741,501.46

13.1 Perfiles de los proyectos de reposición de Largo Plazo

13.1.1 Reemplazo de Protecciones - SE Santa Rita 115 kV

Objetivo: Modernizar los sistemas de protección y control de la subestación Santa Rita para garantizar la continuidad del servicio eléctrico y la confiabilidad del SIN.
Justificación: Los equipos actuales tienen hasta 19 años de servicio, superando su vida útil estimada. Alta probabilidad de falla entre 81-92% para el periodo 2027-2031. Obsolescencia tecnológica y exclusiones de cobertura por parte del seguro. Reducción de fallas, modernización tecnológica y disminución de costos de mantenimiento.
Alcance: Reposición de 2 protecciones diferenciales de barra. Adquisición de 5 controladores y 3 switches ethernet. Integración al sistema de automatización de la subestación.
Inversión: B/.174,977.00
Entrada en operación: 31/12/2031

13.1.2 Reposición de Protecciones-SE Changuinola

Objetivo: Modernizar las protecciones de la SE Changuinola para fortalecer la confiabilidad operativa del SIN y facilitar el análisis de eventos.

Justificación: Equipos próximos a cumplir su vida útil, con múltiples fallas en módulos de alimentación. Limitaciones funcionales: sin localización de fallas ni oscilografías. Protocolos de comunicación obsoletos y software discontinuado.
Alcance: Reposición de 4 protecciones de línea, 2 de barra y 2 de transformador de 3 devanados. Adquisición de 9 controladores, switches y relojes satelitales para integración.
Inversión: B/.574,606.00
Entrada en operación: 31/12/2031

13.1.3 Reposición de Protecciones SE Cañazas - La Esperanza 230 kV

Objetivo: Garantizar la confiabilidad operativa del SIN mediante el reemplazo de equipos de protección con tecnología moderna y soporte a funciones diferenciales.
Justificación: Relevadores con hasta 20 años de operación. Falta de localización de fallas, software obsoleto y comunicaciones propietarias. Altos riesgos por fallas internas y daños colaterales.
Alcance: Reposición de 4 protecciones de línea y 6 controladores. Incluye switches, GPS y un relevador adicional en SE Fortuna para habilitar función diferencial.
Inversión: B/.394,995.46
Entrada en operación: 31/12/2031

13.1.4 Reemplazo del Autotransformador T2 - SE Progreso

Objetivo: Aumentar la capacidad de transformación en la SE Progreso para garantizar el cumplimiento del criterio N-1, soportar el crecimiento de demanda y mejorar la continuidad operativa del sistema.
Justificación: Actual transformador (70/60/50 MVA) limita la capacidad operativa del nodo. El nuevo autotransformador (100/100/100 MVA) duplicará la capacidad instalada. Proyecto digital, ambientalmente sostenible, alineado a la Estrategia Nacional de Innovación.
Alcance: Suministro e instalación de un nuevo autotransformador y su sistema de protección, monitoreo, cuchillas, PTs y cableado asociado. Sistema de medición digital compatible con SCADA del CND y plataforma AMI. Infraestructura preparada para futura integración del esquema SPEAR.
Inversión: B/.6,591,186.00
Entrada en operación: 31/12/2034

13.1.5 Reemplazo de Autotransformador T3 – SE Mata de Nance

Objetivo: Sustituir el autotransformador T-3 por uno de mayor capacidad (100/100/100 MVA) para facilitar la conexión de nuevos proyectos solares en el área.
Justificación: El autotransformador actual alcanzará su vida útil y su capacidad es insuficiente para los futuros proyectos renovables. Se requiere una infraestructura digitalizada y ambientalmente responsable.
Alcance: Reemplazo del autotransformador 230/115/34.5 kV. Instalación de cuchillas, PTs, cableado, sistema antincendios y monitoreo. Sistema 100% digital, AMI, cumplimiento con el

protocolo DNP/TCP-IP. Infraestructura amigable con el ambiente y preparada para integración futura del sistema SPEAR.
Inversión: B/.6,591,186.00
Entrada en operación: 31/12/2034

13.1.6 Reemplazo de Interruptores y Equipos Asociados – SE Veladero

Objetivo: Aumentar la confiabilidad y continuidad del Sistema Eléctrico.
Justificación: Actualmente los interruptores y seccionadores de la Nave 6 y 7 de subestación Veladero, cuentan con más de 23 años de servicio.
Alcance: Reemplazar los interruptores y equipos asociados de la nave 6 y 7 de la Subestación Veladero.
Inversión: B/. 3,244,551
Entrada en operación: 31/12/2032

13.1.7 Reemplazo de 15 Transformadores de Potencial de 115 kV – SE Llano Sánchez

Objetivo: Mejorar la protección y seguridad del sistema reemplazando transformadores de potencial deteriorados.
Justificación: Los PT's existentes desde 2005 no permiten mantenimiento efectivo y representan un riesgo para la operación confiable de líneas sensibles.
Alcance: Adquisición y reemplazo de 15 PT's de 115 kV. Elaboración de especificaciones técnicas e implementación en la S/E Llano Sánchez.
Inversión: B/.135,000.00
Entrada en operación: 31/12/2029

13.1.8 Reemplazo de Seccionadores Manuales de 115 kV – SE Panamá

Objetivo: Reemplazar 36 seccionadores manuales desgastados para mejorar la confiabilidad operativa.
Justificación: Los equipos han superado su vida útil (desde 1999), no cuentan con repuestos, y presentan desgaste en contactos y mecanismos.
Alcance: Retiro e instalación de 36 seccionadores manuales tripolares de 115 kV.
Inversión: B/.1,890,000.00
Entrada en operación: 31/12/2032

13.1.9 Reemplazo de Seccionadores Motorizados de 115 kV – SE Panamá

Objetivo: Sustituir 12 seccionadores motorizados tripolares con aterrizaje para mejorar la seguridad y confiabilidad.
Justificación: Equipos de 1978 con más de 45 años de uso. No hay repuestos disponibles y algunos deben ser operados manualmente.

Alcance: Sustitución de 12 seccionadores motorizados de 115 kV. Incluye mecanismos de aterrizaje.
Inversión: B/.860,000.00
Entrada en operación: 31/12/2030

13.1.10 Reemplazo de Seccionadores Manuales de 230 kV - SE Panamá

Objetivo: Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión mediante el reemplazo de 12 seccionadores manuales tripolares de 230 kV.
Justificación: Equipos en servicio desde 1989 con desgaste en contactos y mecanismos, sin posibilidad de adquirir repuestos por cierre de fábricas.
Alcance: Reemplazar doce (12) seccionadores manuales tripolares de 230KV en Subestación Panamá.
Inversión: B/.680,000.00
Entrada en operación: 31/12/2032

13.1.11 Reemplazo de Seccionadores Motorizados de 230 kV en SE Panamá

Objetivo: Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión mediante el reemplazo de seccionadores motorizados de 230 kV en la Subestación Panamá
Justificación: Equipos instalados en 1978, con más de 45 años de servicio, algunos deben operarse manualmente. No hay repuestos disponibles.
Alcance: Reemplazar 6 seccionadores motorizados de 230 kV en SE Panamá
Inversión: B/.650,000.00
Entrada en operación: 31/12/2030

13.1.12 Reemplazo de Seccionadores Manuales de 115 kV en SE Panamá II

Objetivo: Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión mediante el reemplazo de seccionadores manuales de 115 kV en la Subestación Panamá II
Justificación: Más de 25 años en servicio. Desgaste y fracturas en conectores elevan los costos de mantenimiento.
Alcance: Reemplazar 30 seccionadores manuales tripolares de 115 Kv en SE Panamá II
Inversión: B/.1,500,000.00
Entrada en operación: 31/12/2032

13.1.13 Reemplazo de Seccionadores Manuales de 230 kV en SE Panamá II

Objetivo: Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión mediante el reemplazo de 24 seccionadores manuales tripolares de 230 kV.
Justificación: Estos equipos entregados al servicio en 1999 ya han cumplido su vida útil y presentan desgastes en contactos y mecanismos
Alcance: Reemplazar de veinticuatro (24) seccionadores manuales tripolares de 230KV en Subestación Panamá II.

Inversión: B/.1,700,000.00
Entrada en operación: 31/12/2031

13.1.14 Reemplazo de Seccionadores Manuales de 115 kV en SE Santa Rita

Objetivo: Mantener la confiabilidad del suministro en Colón.
Justificación: Más de 25 años de operación. Desgaste crítico en contactos y mecanismos.
Alcance: Reemplazar 12 seccionadores manuales tripolares de 115 kV
Inversión: B/.360,000.00
Entrada en operación: 31/12/2031

13.1.15 Reemplazo de Seccionadores Manuales de 34.5 kV en SE Chorrera

Objetivo: Mejorar la seguridad y confiabilidad del seccionamiento manual en 34.5 kV
Justificación: Las cuchillas actuales deben operarse con pértiga, lo cual implica riesgo eléctrico y alta frecuencia de mantenimiento.
Alcance: Reemplazar 24 cuchillas tipo machete por seccionadores manuales mecanizados
Inversión: B/.700,000.00
Entrada en operación: 31/12/2030

13.1.16 Reemplazo de Seccionadores Manuales de 230 kV en SE Chorrera

Objetivo: Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión mediante el reemplazo de cuchillas manuales obsoletas en la Subestación Chorrera.
Justificación: Más de 30 años en servicio, con desgaste mecánico que afecta la seguridad operativa.
Alcance: Reemplazar 32 seccionadores manuales tripolares de 230 kV
Inversión: B/.1,750,000.00
Entrada en operación: 31/12/2031

13.1.17 Reemplazo de Seccionadores Motorizados de 230 kV en SE Chorrera

Objetivo: Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión de ETESA reemplazando los seccionadores motorizadas de 230KV de la SE Chorrera.
Justificación: Más de 30 años de servicio. Algunos operan manualmente. No existen repuestos disponibles. El aterrizaje motorizado es esencial para seguridad del personal.
Alcance: Reemplazar 6 seccionadores motorizados con aterrizaje de 230 kV
Inversión: B/.650,000.00
Entrada en operación: 31/12/2030

13.1.18 Reemplazo de Transformadores de Potencial (PT) de 230 kV en SE Chorrera

Objetivo: Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión de ETESA reemplazando los transformadores de potencial de 230KV de la SE Chorrera. Esta subestación suministra energía a Panamá Oeste y Chorrera.
Justificación: Más de 30 años de operación. Necesario para garantizar la confiabilidad en medición de voltajes y protección del sistema.
Alcance: Reemplazar 20 transformadores de potencial (PTs)
Inversión: B/.645,000.00
Entrada en operación: 31/12/2030

13.1.19 Suministro de Aisladores Poliméricos para Líneas de 230 kV y 115 kV – Zona 1

Objetivo: Disminuir disparos en líneas por contaminación, especialmente en áreas de difícil acceso.
Justificación: Los aisladores poliméricos son livianos e hidrofóbicos, lo que reduce la adhesión de contaminantes y mejora la confiabilidad en zonas como Chagres.
Alcance: Suministrar aisladores poliméricos de 230KV y 115KV para líneas de Zona 1.
Inversión: B/.300,000.00
Entrada en operación: 31/12/2031

13.1.20 Reemplazo de Interruptores de 230 kV en SE Panamá II

Objetivo: Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión de ETESA reemplazando los interruptores de 230KV de la SE Panamá II.
Justificación: Más de 25 años de operación. Contaminación del SF6 y desgaste de contactos de potencia pueden llevar a cortocircuitos internos.
Alcance: Sustituir 15 interruptores de 230 kV para asegurar continuidad del servicio eléctrico.
Inversión: B/.9,200,000.00
Entrada en operación: 31/12/2032

13.1.21 Reemplazo de Interruptores de 115 kV en SE Panamá II

Objetivo: Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión de ETESA reemplazando los interruptores de 115KV de la SE Panamá II.
Justificación: Más de 25 años de servicio. Desgaste interno, contaminación del SF6 y riesgos de explosión justifican el reemplazo por equipos más seguros.
Alcance: Reemplazar 17 interruptores tipo tanque vivo por tanque muerto.
Inversión: B/.3,750,000.00
Entrada en operación: 31/12/2032

13.1.22 Reemplazo de Interruptores de 230 kV en SE EL Higo

Objetivo: Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión de ETESA reemplazando los interruptores de 230KV de la SE El Higo. Esta subestación suministra energía al área de Panamá Oeste y las playas.
Justificación: Se requiere el reemplazo de los interruptores como medida preventiva ya que cumplieron su vida útil, evitando daños inesperados que pueden afectar la operación de los demás elementos de la subestación.
Alcance: reemplazar ocho (8) interruptores de 230KV en Subestación El Higo.
Inversión: B/.4,400,000.00
Entrada en operación: 31/12/2032

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 14
PLAN DE PLANTA GENERAL

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

14. PLAN DE PLANTA GENERAL

14.1 Programa de Tecnología de La Información

Una renovación continua de la infraestructura computacional es esencial para mejorar el rendimiento y la eficiencia de los procesos informáticos, lo que se traducirá en un aumento de la productividad y una reducción de costos a largo plazo.

En este sentido, es imprescindible invertir en nuestros centros de datos para que cuenten con mayor capacidad de almacenamiento y procesamiento. Esto permitirá a ETESA gestionar grandes volúmenes de datos de manera más eficiente y garantizar un funcionamiento fluido de los sistemas informáticos.

Además, es necesario destinar recursos a la mejora de las aplicaciones y bases de datos. Esta inversión permitirá a ETESA contar con herramientas más eficientes y flexibles, lo que se traducirá en una mayor agilidad en la toma de decisiones y en la optimización de los procesos internos.

La seguridad de la información es otro aspecto crucial que requiere inversión. En un contexto en el que la ciberdelincuencia está en constante evolución, es necesario proteger los datos sensibles de la empresa de posibles amenazas. La inversión en sistemas de seguridad avanzados como firewalls, sistemas de detección de intrusiones y cifrado de datos garantizará la integridad y confidencialidad de la información.

Por último, es fundamental adquirir equipos de punta que permitan estar a la vanguardia de la tecnología. La inversión en dispositivos de última generación garantizará un rendimiento óptimo y una mayor eficiencia en la realización de tareas, lo que se traducirá en una mejora de la calidad del trabajo realizado por la dirección de informática de ETESA.

14.1.1 Desarrollo, actualización y mejora continua de la infraestructura tecnológica

Justificación

Garantizar el mantenimiento, la actualización y la optimización continua de la infraestructura física y virtual que respalda la plataforma administrativa y operativa de la organización, asegurando así su disponibilidad, eficiencia, seguridad y capacidad de adaptación a los requerimientos estratégicos y tecnológicos de la organización.

Entre los principales podemos mencionar los siguientes:

14.1.1.1 CENTRO VIRTUAL

- ETESA cuenta con un centro virtual que alberga aproximadamente 80 servidores virtuales operando sobre plataforma VMWARE y 6 sobre ORACLEVM albergando así a más del 80% de los servicios en la infraestructura virtual.
- El centro virtual de la organización integra un portafolio diverso de servicios tecnológicos esenciales que respaldan la operación eficiente y segura de los procesos administrativos, operativos y estratégicos. Entre estos servicios se incluyen la Validación de Dominio, Antivirus Corporativo, Registro de Marcaciones, Sistema de Información Geográfica (SIG), Gestión de Activos, Mesa de Servicios Tecnológicos y de Servicios Generales, el Sistema Financiero ERP (Instancia de Prueba y Desarrollo), la Gestión del Flujo Documental, y una arquitectura robusta basada en servicios Microsoft. Estos componentes, entre otros, conforman una infraestructura digital interconectada, diseñada para garantizar disponibilidad, seguridad, escalabilidad y alineación con los objetivos organizacionales.
- Nuestra estrategia de implementación se fundamenta en la consolidación de sistemas y servicios tecnológicos, con el objetivo de optimizar el rendimiento operativo y fomentar la sostenibilidad mediante el uso eficiente y racional de los recursos energéticos. Esta integración permite, facilitar la administración centralizada, y disminuir el impacto ambiental, alineándose con los principios de eficiencia energética y responsabilidad organizacional.

14.1.1.2 Infraestructura de red y comunicaciones

- La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. cuenta en la actualidad con un sistema de comunicaciones que permite el transporte de la información y el acceso a los recursos informáticos corporativos a todas las oficinas, subestaciones y sedes ubicadas a lo largo del territorio nacional.
- Uno de los componentes más críticos para ETESA y la Dirección de Tecnología de la Información es su núcleo de comunicaciones. Este núcleo de red controla el transporte de información relacionada con los procesos del centro de datos de la organización. Estas funciones comprenden: Sistemas de información, servicios de mensajería electrónica, almacenamiento de archivos, base de datos de acceso, servicio de acceso a internet, sistemas de respaldos, sistemas de seguridad entre otros.
- ETESA debe mantener actualizada y operativa la infraestructura de comunicaciones existente.
- Es de suma importancia continuar con la implementación de esquemas redundantes a nivel de equipos de red en los puntos críticos.
- Continuar con la implementación de enlaces redundantes tanto para la comunicación entre sedes, con el sitio alterno, así como el acceso hacia Internet mediante la tecnología SD-WAN.

Entre las iniciativas que se desean implementar dentro de este programa se detallan las siguientes:

- La expansión de los servicios implementados en el sitio de contingencia corporativo tiene como propósito garantizar la capacidad de replicar en su totalidad el ambiente de

producción, asegurando la continuidad operativa ante eventos críticos. Esta iniciativa contempla la habilitación integral de plataformas, aplicaciones y servicios, así como la sincronización de datos, configuraciones de red y mecanismos de respaldo, de manera que el entorno alterno pueda asumir de forma inmediata y eficiente las funciones críticas del entorno principal.

- Continuar con la migración del sistema de telefonía IP de ETESA hacia la nueva central telefónica virtual.
- Actualización de infraestructura de la red física (acceso), inalámbrica (acceso) corporativa e inalámbrica para Invitados.
- En el marco del proceso de expansión física de la empresa, se contempla la adecuación y despliegue de infraestructura tecnológica en las nuevas oficinas administrativas y subestaciones. Esta iniciativa incluye la implementación de redes de comunicación, sistemas de energía segura, conectividad redundante, equipamiento de cómputo y plataformas tecnológicas alineadas con los estándares corporativos, asegurando la continuidad operativa, la integración con los sistemas existentes y el soporte a las funciones críticas en cada nueva ubicación.
- La incorporación de nuevas soluciones en la nube con finalidad de fortalecer la flexibilidad, escalabilidad y eficiencia operativa de los servicios tecnológicos de la organización. Esta estrategia contempla la adopción de plataformas y servicios cloud que optimicen el almacenamiento de datos, la colaboración digital, el acceso remoto, la automatización de procesos y la gestión inteligente de la infraestructura, alineándose con los estándares de seguridad, continuidad del negocio y transformación digital.
- La optimización de los respaldos y su replicación hacia nuestro sitio alterno se ejecuta mediante el aprovechamiento de tecnologías especializadas como Data Domain, Veeam Backup y Veritas NetBackup. Esta estrategia busca mejorar los tiempos de respaldo y recuperación, reducir el uso de espacio mediante técnicas de duplicación y compresión, y garantizar la disponibilidad de la información crítica ante posibles incidentes. La replicación eficiente hacia una ubicación secundaria fortalece la continuidad del negocio, minimiza el riesgo de pérdida de datos y asegura una arquitectura resiliente de protección de la información.

Impacto

La consolidación, estandarización y robustecimiento de la infraestructura tecnológica de ETESA constituyen pilares fundamentales para asegurar la continuidad operativa, la calidad del servicio y la alta disponibilidad de los sistemas que soportan los procesos críticos de la organización. Esta estrategia permite optimizar el uso de los recursos tecnológicos, reducir la complejidad operativa y simplificar la gestión, al establecer una infraestructura homogénea, escalable y alineada con las mejores prácticas del sector. La estandarización de componentes y plataformas facilita el mantenimiento, mejora la interoperabilidad y contribuye a una administración más eficiente, fortaleciendo así la resiliencia tecnológica organizacional.

14.1.2 Desarrollo y mejora de los centros de datos y cuartos de telecomunicaciones

Justificación

El presente programa tiene como objetivo principal el mejoramiento continuo de las herramientas tecnológicas utilizadas en ETESA, mediante el desarrollo de nuevas funcionalidades y la implementación de módulos adicionales que fortalezcan la eficiencia operativa de la organización. Asimismo, se contempla la adquisición e integración de soluciones innovadoras que contribuyan a optimizar la gestión organizacional, facilitando la toma de decisiones oportunas y fundamentadas en las distintas direcciones administrativas de la empresa."

Entre las iniciativas que se desean implementar podemos mencionar las siguientes:

- La actualización de los Centros de Datos y Cuartos de Telecomunicaciones se orienta a la incorporación de tecnologías escalables, redundantes y energéticamente eficientes, con el fin de garantizar un entorno tecnológico resiliente, adaptable al crecimiento organizacional y alineado con los compromisos de sostenibilidad. Este proceso contempla la modernización de sistemas de enfriamiento, redes eléctricas, cableado estructurado, sistemas de respaldo de energía y equipos de comunicación, así como la adopción de infraestructuras modulares y soluciones inteligentes para el monitoreo y gestión energética.
- Mantener actualizado el sistema de monitoreo de los recursos y condiciones del centro de datos.
- Optimización de Cuartos de Telecomunicaciones (racks inteligentes, reorganizar cableado estructurado, instalación de cámaras de video vigilancia)
- Modelos predictivos de fallos en switches, routers y enlaces.
- Auditoría continua de desempeño de ISPs.
- Evaluación de contratos y enlaces redundantes.
- Velar por el buen funcionamiento del sistema de protección contra incendios del centro de datos.
- Actualización de los sistemas de respaldo de energía y sistemas de videovigilancia dentro del centro de datos y los cuartos de telecomunicaciones (T.R.).
- Velar por el buen funcionamiento del sitio alterno que sostiene la redundancia de los sistemas críticos de ETESA.
- Mejora del sistema de aterrizaje (Grounding) en los Cuartos de Telecomunicaciones (T.R.) y Data Center.

Impacto

El objetivo esperado es contar con Centros de Datos y Cuartos de Telecomunicaciones cuyos recursos estén debidamente monitorizados y gestionados. Los mismos deberán operar de forma eficiente garantizando la sostenibilidad y seguridad de los sistemas de tecnología de la información ubicados en los mismos.

14.1.3 Desarrollo y mejora de aplicaciones y bases de datos de gestión corporativa

Justificación

Este programa busca en primera instancia invertir los recursos en la optimización del centro de datos, es decir en lograr dar uso eficiente a estos recursos. Sin embargo, no se descarta la posibilidad de utilizar servicios de colocación en centros de datos de terceros siempre y cuando los mismos cumplan con los más altos estándares de calidad.

- Consolidar las aplicaciones cuyas funciones sean suplementarias.
- Desarrollar mejores prácticas para el correcto uso de las aplicaciones que soportan procesos del negocio de forma complementaria.
- Mantener actualizadas las aplicaciones existentes de ETESA.
- Adquirir y/o desarrollar nuevas aplicaciones para satisfacer las necesidades de innovación Corporativa.

De manera general estás son las principales iniciativas de este programa:

Mantener actualizadas las versiones de las aplicaciones, bases de datos, y mecanismos de seguridad con el propósito de reducir vulnerabilidades y mejorar la eficiencia de los distintos sistemas.

- Implementar soluciones tipo Software como servicio (SaaS) que permitan simplificar la gestión de la Dirección de Tecnología de la Información.
- Implementación de "Firewall de Bases de datos" y "Firewall para aplicaciones web" que auditen y protejan las conexiones entre los clientes y los sistemas.

A continuación, se desglosan algunas de las aplicaciones existentes en ETESA y el listado de iniciativas que se desean implementar para cada aplicación:

14.1.3.1.1 ORACLE EBS

Oracle EBS opera como la plataforma tecnológica que unifica la gestión administrativa y financiera de la empresa, dando soporte directo a los flujos de compras, inventario, contabilidad, presupuestos y costeo de proyectos.

- Actualizar la plataforma EBS a la última versión estable para fortalecer el sistema y responder con mayor efectividad a los retos del negocio y optimizar la toma de decisiones estratégicas con nuevos módulos de trabajo y mejoras en los módulos actuales. Este salto tecnológico es clave para contar con soporte directo del fabricante, protegiendo la operación con los últimos parches de seguridad y actualizaciones normativas. Con este paso, la organización tiene disponible un ecosistema de nuevas funcionalidades avanzadas y herramientas de

vanguardia. Actualmente, nos encontramos en la fase de estudio y análisis para trazar la ruta de implementación más eficiente y segura.

- Integración con nuevas aplicaciones.
- Implementación de herramientas avanzadas de monitoreo, lo que asegurará la máxima estabilidad de la base de datos y del Aplicativo.
- Automatización del Proceso de Liquidación, este desarrollo completará la segunda mitad del flujo financiero, conectando la liquidación de los Agentes del Mercado Eléctrico de forma automática desde la Dirección del Centro Nacional de Despacho hacia el ERP. De esta manera, se unifica con la herramienta de carga de facturas que ya existe en la versión actual del EBS, potenciando la eficiencia de las Direcciones del Centro Nacional de Despacho, Comercialización y Finanzas de ETESA.
- Desarrollar un tablero analítico que represente de forma gráfica y modelada el ciclo de facturación de clientes. La herramienta proveerá visibilidad avanzada sobre indicadores financieros sensibles, facilitando el monitoreo preciso de la gestión de cobros asociada a los Clientes y Agentes del Mercado Eléctrico.

14.1.3.1.2 Sistema De Planillas y Recursos Humanos

Este sistema es el responsable de soportar los procesos de nómina y gestión de recursos humanos. Se planea adquirir e implementar un nuevo sistema que permita administrar estos servicios de forma eficiente, sencilla, con tecnologías modernas y nuevas funcionalidades involucrando a los colaboradores a través de un portal de autogestión sus acciones de personal lo que reduce la carga administrativa para RR.HH. y mejora la transparencia y la eficiencia de las actividades relacionadas con el colaborador. Además, contribuye a una mejor experiencia del colaborador al permitirle acceder a la información relevante de manera rápida y sencilla.

14.1.3.1.3 Sistema de Registro de Marcaciones y Horarios

Esta plataforma centraliza el control de tiempo, asistencia, programación de turnos y gestión de ausencias, asegurando el estricto cumplimiento normativo institucional. Los colaboradores pueden registrar sus jornadas de forma ágil mediante relojes y terminales de marcación. La versión más reciente de esta herramienta potencia la eficiencia operativa, reduce los errores de procesamiento de nómina y ofrece datos precisos para optimizar la gestión del capital humano.

14.1.3.1.4 Aplicación Máxima

Sistema central de ETESA para la gestión, control y mantenimiento especializado de la infraestructura de transmisión eléctrica. La actualización de esta herramienta busca asegurar la alta disponibilidad de los activos eléctricos, agilizar la programación del mantenimiento en campo y fortalecer la confiabilidad operativa del Sistema Interconectado Nacional. Asimismo, esta evolución permitirá incorporar mantenimiento predictivo para anticipar fallas críticas, reduciendo costos operativos e interrupciones no programadas.

14.1.3.1.5 Aplicaciones 365 y Sitio WED

ETESA cuenta un sitio web www.etesa.com.pa, administrado por la Dirección de Tecnología de la información, el cual mantiene información relevante para los agentes de mercado y la ciudadanía en general. Además, se cuenta con desarrollos web internos que permiten el seguimiento de ciertos procesos.

ETESA también cuenta con un portal interno, Intranet, basada sobre tecnología Microsoft 365, el cual es nuestro centro informativo y de herramientas compartidas para los colaboradores. Este importante portal requiere mantenerse actualizado, para lograr una mejora continua.

Dentro de las principales aplicaciones utilizadas a nivel de MS 365 se encuentran:

- Microsoft Teams, cuya función principal es la comunicación y colaboración en equipo a través de videollamadas y chats.
- Microsoft Office (el cual incluye herramientas tales como Word, Excel, Power Point, Outlook).
- Microsoft OneDrive. Esta aplicación permite almacenamiento en la nube y compartir documentos con otros usuarios.
- Microsoft Power Automate, el cual nos permite automatizar tareas repetitivas, aprobar procesos, y conectar aplicaciones y servicios.
- Microsoft PowerApps. Permite desarrollar aplicaciones de código básico personalizadas.
- Microsoft Sharepoint, la cual es la plataforma de creación de sitios web internos y gestión documental.
- Microsoft Forms. Herramienta para crear formularios, encuestas, cuestionarios y recopilación de datos de forma rápida y sencilla.
- Microsoft Copilot, que utiliza inteligencia artificial para asistir directamente sobre aplicaciones de Microsoft 365 mejorando la productividad.
- Microsoft Power BI. Esta herramienta permite conectar y analizar múltiples fuentes de datos creando gráficos interactivos que se actualizan automáticamente.
- Microsoft Project, que nos permite planificar, organizar y gestionar proyectos de cualquier tamaño de forma eficiente. Definir tareas y cronogramas mediante diagramas de Gantt de forma colaborativa.

Adaptándonos a metodologías ágiles, en cascada o híbridas, e integrando todas las herramientas del ecosistema Microsoft.

14.1.3.1.6 Inteligencia de Negocios

ETESA cuenta con distintas soluciones de inteligencia de negocios. Se debe evaluar distintos escenarios para la consolidación de estos sistemas mediante una solución estándar.

14.1.3.1.7 Herramientas Ofimaticas

ETESA utiliza herramientas de productividad de distintos fabricantes para la ejecución de sus funciones administrativas y operativas.

14.1.3.1.8 Sistemas de Gestión de Servicios Tecnológicos

ETESA cuenta con una herramienta para la gestión de servicios tecnológicos. Esta es utilizada para la Gestión de Incidentes y solicitudes tanto para la Dirección de Tecnología, como para la Gerencia de Servicios Generales de la Dirección de Servicios Corporativos de ETESA.

Actualmente se encuentra actualizada a un nuevo fabricante y en proceso de expansión para el aprovechamiento de sus funcionalidades.

14.1.3.1.9 Gestión de Casos y Flujo Documental

Este sistema de gestión de casos y contenido está diseñado para corregir las deficiencias en los procesos de manejo de documentos. Manteniendo información disponible las veinticuatro (24) horas del día, actualmente funcionando en la Dirección de Ingeniería y en la Gerencia General.

Hoy día la solución ha evolucionado hacia una plataforma de Case Management que permite gestionar procesos no lineales, dinámicos y con múltiples participantes.

Esperamos explorar nuevas alternativas para dar soluciones a otras Direcciones.

14.1.3.1.10 Otras aplicaciones

Existen la necesidad de implementar nuevos módulos y aplicaciones que satisfagan algunas solicitudes recibidas por parte de diferentes direcciones operativas como Gestión de Activos, Diseño, Servicios Generales, DOM, entre otras.

Impacto

Aplicaciones y bases de datos de gestión corporativas debidamente actualizadas, monitorizadas y utilizadas eficientemente.

Principales procesos de negocios gestionados eficientemente a través del uso de tecnologías de la información modernas.

14.1.4 Seguridad de la información

Justificación

Garantizar la disponibilidad, integridad y confiabilidad de los activos de información de ETESA.
Los equipos de seguridad son unos de los rubros más importantes y sensitivos, especialmente en una organización que maneja información de la operación del mercado eléctrico panameño.

Es una realidad que cada día se generan nuevos riesgos y amenazas de seguridad tanto a nivel lógico como a nivel físico. Cada vez se hace más evidente el daño que la fuga de información confidencial hace a tantas empresas víctimas de ataques externos (hackers, códigos maliciosos o malwares, virus, etc.) e internos (personal vendiendo información confidencial). Estos riesgos conocidos cada día se acrecientan poniendo en peligro la estabilidad de la continuidad de las operaciones de una empresa.

ETESA no escapa a estas amenazas razón por la cual su estrategia de seguridad debe ser reforzada, mejorada y actualizada de forma periódica.

Se desea establecer Auditorías periódicas y pruebas de penetración a los sistemas para el mejoramiento continuo de los controles del área de seguridad informática.
Además, se deben expandir las soluciones de ciberseguridad en cada nivel tanto para IT y OT, al igual que de campañas de concientización para nuestros colaboradores.

Entre las principales iniciativas del programa de seguridad de la información se destacan las siguientes:

- Evaluación de riesgos OT/IT
- Implementar una arquitectura Zero Trust y sistemas de detección en tiempo real en ambientes IT y OT.
- Implementación de Sistema de Monitoreo de seguridad y Gestión de Eventos (SIEM).
- Implementación de soluciones basadas en tecnologías XDR para una protección integral.
- Implementación de Data Loss Prevention (DLP) para mitigar la fuga de información dentro de la organización.
- Ampliar la protección de los agentes para dispositivos de escritorios, móviles y celulares.
- Aplicación de tecnología basadas en inteligencia artificial para la protección de la red.
- Protección activa para servidores de misión crítica.
- Implementación de respaldos asegurados con bóvedas hacia sitio alterno.
- Ampliación del sistema de video vigilancia corporativa.
- Actualización de sistema de control de acceso físico.
- Detección autónoma de ciber amenazas desconocidas.
- Implementación de un SOC (Security Operation Center) que permita una vigilancia y respuesta a incidentes 24x7 para el Corporativo.
- Apoyar los planes de sensibilización y concientización de cultura de ciberseguridad en toda la organización.

- Formalizar la Unidad de Ciberseguridad corporativa, encargada de gestionar toda la seguridad de IT y OT.

Impacto

Mejorar la disponibilidad, integridad y confiabilidad de los activos de información de ETESA.

14.1.5 Adquisición de equipos tecnológicos para usuarios

Justificación

Dotar al personal de ETESA de equipos tecnológicos actualizados que les permita poder realizar sus funciones de forma ágil, inteligente y eficiente.
Entre los principales equipos que la Dirección de tecnología de la información de ETESA brinda a sus usuarios se pueden mencionar los siguientes: computadoras de escritorio (PC), computadoras móviles (laptops), impresoras multifuncionales conectadas en red, Sistemas de protección de energía (UPS), teléfonos con tecnología para comunicaciones unificadas por IP.

Dado que el ciclo de vida útil de estos equipos suele ser relativamente corto, es necesario ejecutar un proceso periódico de reemplazo que permita mantener la infraestructura tecnológica en condiciones óptimas de operación. Esta práctica previene el uso de dispositivos obsoletos que podrían afectar el rendimiento de los usuarios, ocasionar interrupciones en los servicios o limitar la compatibilidad con nuevas aplicaciones. Asimismo, se mitigan riesgos asociados a garantías vencidas, pérdida de soporte técnico por parte del fabricante y mayores exigencias de hardware impuestas por actualizaciones de software, lo que contribuye a una operación más estable, eficiente y alineada con los objetivos tecnológicos de la organización.

Por último, se debe considerar el crecimiento de la empresa, por las nuevas restructuraciones que apalancan los objetivos estratégicos de las diferentes administraciones. Todo esto hace necesaria la adquisición de equipos suficientes y en ocasiones con características especiales para cubrir la creciente demanda de quipos tecnológicos.

Impacto

Contar con equipos tecnológicos que permitan al personal de ETESA realizar sus funciones de forma eficiente, ágil y confiable.

Tabla 14.1 Plan de inversiones de la Dirección de Tecnología de la Información

PROGRAMA	2025	2026	2027	2028	2029	PRESUPUESTO
Desarrollo, actualización y mejora continua de la infraestructura tecnológica	800,000	900,000	800,000	800,000	600,000	3,900,000

PROGRAMA	2025	2026	2027	2028	2029	PRESUPUESTO
Desarrollo y mejora de los centros de datos y cuartos de telecomunicaciones	600,000	400,000	350,000	350,000	350,000	2,050,000
Desarrollo y mejora de aplicaciones y bases de datos de gestión corporativa	800,000	1,000,000	700,000	700,000	500,000	3,700,000
Seguridad de la información	500,000	400,000	500,000	500,000	500,000	2,400,000
Adquisición de equipos tecnológicos para usuarios	160,000	150,000	160,000	180,000	120,000	770,000
TOTAL, DE INVERSIÓN	**2,860,000**	**2,850,000**	**2,510,000**	**2,530,000**	**2,070,000**	**12,820,000**

14.2 Programa de Planta e Infraestructura General

El programa de planta e infraestructura general agrupa las inversiones previstas para el período 2025–2029 destinadas a conservar, adecuar y ampliar las instalaciones físicas, los sistemas de seguridad, los medios de transporte y los servicios auxiliares de ETESA. Cada iniciativa se presenta mediante su objetivo, alcance y programación presupuestaria, con el propósito de facilitar su seguimiento y vinculación con las necesidades operativas de la empresa.

14.2.1 Construcción de cercas vivas en terrenos no productivos (zonas 1, 2 y 3)

Objetivo general

Garantizar la seguridad de los activos de la empresa en cada una de las fincas o terrenos propiedad de ETESA a nivel nacional, restaurando las estructuras de las cercas perimetrales. Al cumplir con esta propuesta, se resguardará la servidumbre y los predios de las propiedades de ETESA.
Estos terrenos no productivos carecen desde hace varios años de las condiciones de seguridad perimetral requeridas.

Objetivos específicos

El cerco perimetral permitirá disuadir, detectar y defender cualquier tipo de intrusiones a las propiedades, reforzando la seguridad de los activos de ETESA.

Tabla 14.2 Inversión en cercas de fincas

Terreno zona 1	Vigencia	Tamaño	Rural / urbano	valor
La escuelita Rana de Oro, Finca 28682	2026	6 hectáreas	urbano	B/. 10,000.00
Poblado Valle de Antón, Finca 20756	2026	5,000.00 mt2	urbano	B/. 4,000.00
Terreno zona 2	Vigencia	Tamaño	Rural / urbano	valor
Antigua Planta Eléctrica, Distrito de Tonosí, Finca 9917	2028	1,111.00 mt2	urbano	B/. 4,000.00
Urbanización San juan de Dios Chitré, Finca 11052	2028	1,091.16 mt2	urbano	B/. 4,000.00
Terreno zona 3	Vigencia	Tamaño	Rural / urbano	valor
David, San Carlitos 11062 y 11064	2026	5,183.50 mt2	urbano	B/.4 ,000.00
Acceso Toma Planta, Finca 13015	2027	3 hectáreas con 9,971 mt2	rural	B/. 8,000.00
Urbanización Alto boquete, Finca 15351	2027	1 hectárea con 5,542 mt2	urbano	B/. 8,000.00
Planta Agua Potable, Carretera Gualaca, Finca 33477	2027	9,709.00 mt2	rural	B/. 2,000.00
Antigua Planta Calderas, Boquete, Finca 7086	2028	1 hectárea con 512 mt2	urbano	B/. 4,000.00
Total				B/. 48,000.00

Presupuesto total: 48,000.00 US$ (2025-2028)

14.2.2 Construcción de pozos sépticos en la S/E Changuinola y S/E Panamá

Objetivo general

Diseñar y construir sistemas de tratamiento de aguas residuales mediante pozos sépticos en las subestaciones de Panamá y Changuinola, asegurando una gestión eficiente de las aguas servidas, el cumplimiento de las normas ambientales y de seguridad, y la sostenibilidad operativa de las instalaciones.

Objetivos específicos

Garantizar una gestión eficiente de las aguas servidas y la sostenibilidad operativa de las instalaciones.

Tabla 14.3 Inversión en pozos sépticos

Zona 1	vigencia	valor
Subestación Panamá 1	2028	30,000.00
Zona 3	**vigencia**	**Valor**
Subestación Changuinola	2027	30,000.00
Subestación Bella Vista	2026	30,000.00
TOTAL		90,000.00

Presupuesto total: 90,000.00 US$ (2025-2028)

14.2.3 Inversión en flota vehicular

OBJETIVO GENERAL

La Flota vehicular es una de las herramientas fundamentales en la operación de ETESA, por eso se hace necesario que se mantenga a 100% su disponibilidad, para esto es necesario estar constantemente evaluando necesidades de vehículos adecuados para la operación.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Se requiere reemplazar y adquirir todos los equipos necesarios para lograr una operación eficaz.

Tabla 14.4 Inversión en vehículos

	Zona 1	Marca	Modelo	Tipo	Unid	Valor
2026	Dirección de operaciones	Toyota	Land Crusier	Pick Up	2	192,600.00
	Dirección de Tecnología	Toyota	Hilux	Pick Up	2	96,300.00
	Gerencia de Ambiente Social	Susuki	Jimny	5 puertas	2	44,000.00
	Pruebas y mediciones	Toyota	Hilux	Pick Up	2	96,300.00
	Gerencia de Predios	Toyota	Hilux	Pick Up	2	96,300.00
	Zona 2	**Marca**	**Modelo**	**Tipo**	**Unid**	**Valor**
	Dirección de operaciones	Toyota	Land Crusier	Pick Up	2	192,600.00
	Dirección de operaciones	Toyota	Hilux	Pick Up	3	152,542.66
	Zona 3	**Marca**	**Modelo**	**Tipo**	**Unid**	**Valor**
	Dirección de operaciones	Toyota	Land Crusier	Pick Up	1	96,600.00
	Dirección de operaciones	Toyota	Hilux	Pick Up	3	152,542.66
	TOTAL 2026					1,119,785.32
2027	**Zona 1**	**Marca**	**Modelo**	**Tipo**	**Unid**	**Valor**
	Dirección de operaciones	Toyota	HILUX	PICKUP	2	96,300.00
	Dirección de Servicios Corporativos	Toyota	Yaris	Sedan	2	54,000.00

	Dirección de asesoría legal	Toyota	Yaris	Sedan	2	54,000.00
	Centro nacional de Despacho	Toyota	Yaris	Sedan	1	27,000.00
	Zona 2	**Marca**	**Modelo**	**Tipo**	**Unid**	**Valor**
	Dirección de operaciones	S/N	Camión	Grúa	1	300,000.00
	Dirección de operaciones	S/N	Camión	Plataforma	2	214,000.00
	Zona 3	**Marca**	**Modelo**	**Tipo**	**Unid**	**Valor**
	Dirección de operaciones	S/N	Camión	Grúa	1	300,000.00
		TOTAL 2027				1,045,300.00
2028	**Zona 1**	**Marca**	**Modelo**	**Tipo**	**Unid**	**Valor**
	Dirección de operaciones	Toyota	HILUX	PICKUP	8	385,200.00
	Gerencia de Diseño	Toyota	HILUX	PICKUP	2	96,300.00
	Gerencia de ambiente social	Toyota	HILUX	PICKUP	2	96,300.00
	Gerencia de Administración de proyectos	Toyota	HILUX	PICKUP	2	96,300.00
	Gerencia de predios	Toyota	HILUX	PICKUP	2	96,300.00
	Dirección de servicios corporativos	Toyota	HILUX	PICKUP	1	48,150.00
	Dirección de servicios corporativos	Toyota	Coaster	Ómnibus	1	53,500.00
	Dirección de Recursos Humanos	Toyota	HILUX	PICKUP	1	48,150.00
	Gerencia de SISO	Toyota	HILUX	PICKUP	1	48,150.00
	Zona 2	**Marca**	**Modelo**	**Tipo**	**Unid**	**Valor**
	Dirección de operaciones	Toyota	HILUX	PICKUP	3	144,450.00
	Zona 3	**Marca**	**Modelo**	**Tipo**	**Unid**	**Valor**
	Dirección de operaciones	Toyota	HILUX	PICKUP	2	96,300.00
		TOTAL 2028				1,209,100.00
2029	**Zona 1**	**Marca**	**Modelo**	**Tipo**	**Unid**	**Valor**
	Dirección de operaciones	Mitsubishi	Canter Fusso	Truck doble cabina	3	166,920.00
	Operaciones del centro Nacional de Despacho	Toyota	HILUX	PICKUP	1	48,150.00
	Gerencia de obras civiles	Toyota	HILUX	PICKUP	2	96,300.00
	Dirección de ingeniería	Mitsubishi	Nativa	Camioneta	1	50,000.00
	Dirección de Operaciones	Mitsubishi	Nativa	Camioneta	1	50,000.00
	Zona 2	**Marca**	**Modelo**	**Tipo**	**Unid**	**Valor**
	Dirección de operaciones	Mitsubishi	Canter Fusso	Truck doble cabina	2	111,280.00
	Zona 3	**Marca**	**Modelo**	**Tipo**	**Unid**	**Valor**
	Dirección de operaciones	Mitsubishi	Canter Fusso	Truck doble cabina	2	111,280.00
		TOTAL 2029				633,930.00

Presupuesto total: 4,008,115.32 US$ (2025-2029)

14.2.4 Diseño y construcción de galeras en Chorrera, Llano Sánchez y Mata de Nance

OBJETIVO GENERAL

Construir, mantener la infraestructura física y áreas comunes de la institución con criterios, normas y principios de sostenibilidad, para el cumplimiento de los estándares de calidad que exige los lineamientos de la Empresa.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Construir y adecuar la infraestructura necesaria para asegurar un ambiente seguro y confortable al personal de almacén.
Adecuaciones para la integración de ambas instalaciones.

Tabla 14.5 Inversión en galeras

Zona1	Vigencia	Valor
Subestación chorrera	2026	300,000.00
Zona2	**Vigencia**	**Valor**
Edif. Administrativo Llano Sánchez	2027	200,000.00
Zona3	**Vigencia**	**Valor**
Subestación Mata de Nance	2028	150,000.00

Presupuesto total: 650,000.00 US$ (2025-2028)

14.2.5 Inversión en sistemas de videovigilancia

OBJETIVO GENERAL

Implementar un sistema de seguridad en todas las subestaciones eléctricas que permita realizar un monitoreo a lo largo y ancho del país, que nos permita velar por la seguridad perimetral y tomar acciones de forma inmediata en las subestaciones más importante tales como Guasquitas, Veladero, El higo, Progreso, Boquerón, Caldera, Changuinola, Bella vista, San Bartolo, Cáceres, Sabanitas y Panamá 3.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Adquirir un moderno sistema de video vigilancia con alto grado de tecnología con el cual se pueda mantener un monitoreo constante de todas las subestaciones que comprende la red de transmisión.
Implementar el centro de monitoreo en la Dirección de operaciones y mantenimiento.

Tabla 14.6 Inversión en sistemas de seguridad

Zona1	Vigencia	Valor
Subestación Cáceres	2028	300,000.00
Subestación Sabanitas	2028	300,000.00
Subestación Panamá 3	2027	300,000.00
Zona2	**Vigencia**	**Valor**
Subestación el Higo	2025	300,000.00
Subestación san bartolo	2026	300,000.00
Zona3	**Vigencia**	**Valor**
Subestación Guasquitas	2025	300,000.00
Subestación Veladero	2025	300,000.00
Subestación Progreso	2025	300,000.00
Subestación Calderas	2026	300,000.00
Subestación Changuinola	2026	300,000.00
Subestación Boquerón	2027	300,000.00
Subestación Bella vista	2027	300,000.00

Presupuesto total: 3,600,000.00 US$ (2025-2028)

14.2.6 Adquisición de sistemas de aire acondicionado a nivel nacional

OBJETIVO GENERAL

Realizados inventarios físicos de la cantidad de unidades con que se cuenta a nivel nacional y su condición física, contrato de mantenimiento, reparaciones y cambio de unidades en forma prioritaria se detectó la necesidad de cambios de unidades. Esta es una realidad detectada en todos los análisis y estudios realizados.
Basado en los estados de deterioro en que se encuentran estas centrales, se hace necesaria su reposición para las siguientes subestaciones eléctricas a nivel nacional (Veladero, Boquerón, Changuinola, Llano Sánchez, Panamá II, 10 sitios de comunicaciones, Santa Rita, San Bartolo, Chorrera).

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Adquirir nuevas unidades de aires acondicionados para reemplazar unidades dañadas o que ya han cumplido con su tiempo de vida.

Tabla 14.7 Inversión en centrales de aires acondicionados

Zona1	Tipo de Máquina	cantidad	Vigencia	Valor
Subestación Panamá II	Autocontenida de 10 toneladas	1	2026	40,000.00
Subestación Santa Rita	Autocontenida de 10 toneladas	1	2026	40,000.00
Subestación Chorrera	Autocontenida de 10 toneladas	1	2026	40,000.00
Cerro Peñón	Mochila de 3 toneladas	1	2026	20,000.00
Cerro jefe	Mochila de 3 toneladas	1	2026	20,000.00
Cerro Mena	Mochila de 3 toneladas	1	2026	20,000.00
Subestación Panamá II	Mochila de 3 toneladas	1	2026	20,000.00
Zona 2	**Tipo de Máquina**	**cantidad**	**Vigencia**	**Valor**
Subestación Llano Sánchez	Central de 15 toneladas	1	2026	55,000.00
Subestación San Bartolo	Autocontenida de 10 toneladas	2	2026	80,000.00
Cerro los pollos	Aire de 3 toneladas	1	2026	20,000.00
Cerro Taboga	Aire de 3 toneladas	1	2026	20,000.00
Cerro Canajagua	Aire de 3 toneladas	1	2026	20,000.00
Cerro Ibalá	Aire de 3 toneladas	1	2026	20,000.00
Zona 3	**Tipo de Máquina**	**cantidad**	**Vigencia**	**Valor**
Subestación Veladero	Centrales de 10 toneladas	2	2026	35,000.00
Subestación Boquerón	Centrales de 10 toneladas	1	2026	35,000.00
Subestación Changuinola	Centrales de 10 toneladas	1	2026	35,000.00
Sitio de comunicación Tolé	Mochila de 3 toneladas	1	2026	20,000.00
Cerro Jesús	Mochila de 3 toneladas	1	2026	20,000.00
Cerro Chimenea	Mochila de 3 toneladas	1	2026	20,000.00

Presupuesto total: 580,000.00 US$

14.2.7 Diseño y construcción de sitios de comunicación (zonas 2 y 3)

OBJETIVO GENERAL

Mejorar las instalaciones de Los sitios de comunicaciones a nivel nacional, las cuales están bastante deterioradas y así salvaguardar los equipos que se encuentran en estas. (Chimenea, volcán Barú, Jesus, Canajagua, Ibalá).

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Adecuar las instalaciones de los sitios de comunicación y así resguardar los equipos que estas mantienen.

Tabla 14.8 Adecuaciones de sitios de comunicación

Zona 2	Vigencia	Presupuesto
Cerro Canajagua	2026	127,500.00
Cerro Ibalá	2025	85,000.00

Zona 3	Vigencia	Presupuesto
Cerro Chimenea	2026	127,500.00
Volcán Barú	2027	85,000.00
Cerro Jesús	2027	85,000.00

Presupuesto total: B/. 510,000.00 US$

14.2.8 Adquisición de módulos de oficina para Chorrera, CND y S/E Panamá

OBJETIVO GENERAL

Crear una estructura para personal de subestaciones y del CND, donde podamos tener personal de cada área y así resolver el problema del crecimiento de personal y tener una mejor distribución de este. Tener una infraestructura física de acuerdo con las necesidades de ETESA y que sea funcional.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Adecuar la estructura para asegurar un ambiente laboral seguro y Confortable**.**

Tabla 14.9 Inversión en modulares

Zona 1	Vigencia	Valor
Centro nacional de Despacho	2026	75,000.00
Subestación Chorrera	2028	75,000.00
Subestación Panamá	2027	350,000.00

Presupuesto total: B/. 500,000.00 US$

14.2.9 Adecuaciones de subestaciones a nivel nacional

OBJETIVO GENERAL

Construir, mantener la infraestructura física y áreas comunes de la institución con criterios, normas y principios de sostenibilidad, para el cumplimiento de los estándares de calidad que exige los lineamientos de la Empresa.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Construir y adecuar la infraestructura necesaria para asegurar un ambiente seguro y confortable al personal de almacén.
Adecuaciones para la integración de ambas instalaciones.

Tabla 14.10 Inversión de adecuaciones en subestación a nivel nacional

Zona 1	proyecto	Vigencia	Valor
Subestación Panamá 2	Construcción de baños Statcom y reemplazo de canaleta casa control	2027	65,000.00
Subestación Panamá	Construcción de comedor y reemplazo de canaletas	2028	30,000.00
Zona 2	**proyecto**	**Vigencia**	**Valor**
Subestación Llano Sánchez	Ampliación de oficinas administrativas	2026	60,000.00
Subestación Llano Sánchez	Construcción de baños Statcom	2027	65,000.00

Presupuesto total: B/. 220,000.00 US$

14.2.10 Construcción de cerca perimetral en la S/E Llano Sánchez

OBJETIVO GENERAL

Garantizar la seguridad de los activos de la empresa en cada una de las fincas o terrenos propiedad de ETESA a nivel nacional, restaurando las estructuras de las cercas perimetrales. Al cumplir con esta propuesta, se resguardará la servidumbre y los predios de las propiedades de ETESA.
Estos terrenos no productivos carecen desde hace varios años de las condiciones de seguridad perimetral requeridas.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

El cerco perimetral permitirá disuadir, detectar y defender cualquier tipo de intrusiones a las propiedades, reforzando la seguridad de los activos de ETESA.

Tabla 14.11Inversión en Cercas en Subestación

Zona 2	Vigencia	Valor
Subestación Llano Sánchez	2027	124.000.00

Presupuesto total: B/. 124,000.00 US$

14.2.11 Iluminación fotovoltaica perimetral para subestaciones

OBJETIVO GENERAL

Garantizar la seguridad de los activos de la empresa en cada una de Subestaciones a nivel Nacional de ETESA, que nos permita velar por la seguridad perimetral de estas.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Adquirir un moderno equipo de luces con alto grado de tecnología con el cual permita velar por la seguridad perimetral a nivel naciones de las subestaciones de ETESA.

Tabla 14.12Inversión en luces fotovoltaicas perimetrales para subestaciones

Zona1	Vigencia	Valor
Subestación Santa Rita	2025	150,000.00
Subestación Chorrera	2026	157,500.00
Subestación Panamá II	2025	166,200.00
Subestación Panamá I	2026	157,500.00
Subestación Cáceres	2025	120,000.00
Subestación El Higo	2026	150,000.00
Zona 2	**Vigencia**	**Valor**
Subestación Llano Sánchez 1	2027	150,000.00
Subestación Llano Sánchez 2	2027	150,000.00
Subestación San Bartolo	2027	150,000.00
Zona 3	**Vigencia**	**Valor**
Subestación Mata de Nance	2028	166,200.00
Subestación Guasquitas	2028	157,500.00
Subestación Veladero	2028	166,200.00
Subestación Bella vista	2029	120,000.00
Subestación progreso	2028	150,000.00
Subestación Changuinola	2029	150,000.00

Presupuesto total: B/.2,261,100.00 US$

14.2.12 Construcción de caseta para el pozo de agua de la S/E San Bartolo

OBJETIVO GENERAL

La construcción de la caseta de bombeo es una necesidad para la protección de los equipos existentes y proveer de servicios de agua al personal de la subastación.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

La construcción de una caseta que proteja los equipos de bombeo que se encuentran instalados y que brindan el servicio a las instalaciones existentes y que duren más en el tiempo evitando hacer nuevas inversiones para reemplazarlos.

Tabla 14.13 Inversión de Caseta de San Bartolo

Zona 2	Vigencia	Valor
Caseta San Bartolo	2027	B/. 20,000.00

Presupuesto total: B/.20,000.00 US$

14.2.13 Conexión sanitaria de aguas residuales del CND

OBJETIVO GENERAL

Diseñar, suministrar e instalar un sistema de conexión sanitaria eficiente, que garantice el adecuado transporte y disposición de las aguas residuales hacia un tanque séptico, contribuyendo a la mejora de las condiciones sanitarias, la protección del medio ambiente y la sostenibilidad del sistema en el tiempo con la finalidad de reducir costos del mantenimiento del tanque séptico.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Diseñar el sistema de conexión sanitaria que garantice el flujo adecuado de las aguas residuales de las instalaciones hasta el tanque séptico, cumpliendo con las normas técnicas y ambientales vigentes.

Tabla 14.14Inversión de Conexión de Aguas Residuales CND

Zona 1	Vigencia	Valor
Conexión de agua negra CND	2026	B/. 30,000.00

Presupuesto total: B/.30,000.00 US$

14.2.14 Adecuaciones de casas de control y garitas en las zonas 1, 2 y 3

OBJETIVO GENERAL

Mejorar la infraestructura, fortalecer la seguridad operativa y optimizar las condiciones de trabajo del personal técnico y de vigilancia.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Diseñar e implementar mejoras estructurales y funcionales en las edificaciones, garantizando el cumplimiento de normas técnicas y de seguridad.

Tabla 14.15 Inversión de Adecuaciones de Subestaciones zona 1, zona 2 y zona 3

Zona 1,2 y 3	Vigencia	Valor
Adecuaciones de Subestaciones de Casa Control y Garitas de Zona 1	2026	B/. 130,000.00
Adecuaciones de Subestaciones de Casa Control y Garitas de Zona 2	2027	B/. 130,000.00
Adecuaciones de Subestaciones de Casa Control y Garitas de Zona 3	2028	B/. 130,000.00

Presupuesto total: B/.390,000.00 US$

14.2.15 Adquisición de mobiliario de oficina

OBJETIVO GENERAL

Adquirir mobiliario de oficina, incluyendo escritorios, sillas, anaqueles y demás equipos necesarios, con el fin de adecuar las nuevas oficinas administrativas y satisfacer las necesidades operativas a nivel nacional, garantizando funcionalidad, ergonomía y eficiencia en el ambiente laboral.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Optimizar el entorno laboral y la productividad del personal, mejorando las condiciones físicas de trabajo mediante el equipamiento adecuado.

Tabla 14.16 Inversión de mobiliario de oficina

Zona 1	Vigencia	Valor
Compra de Mobiliario de Oficina	2026	B/. 396,000.00

Presupuesto total: B/.396,000.00 US$

14.2.16 Diseño y construcción de sitios de comunicación (zona 1)

OBJETIVO GENERAL

Mejorar las instalaciones de Los sitios de comunicaciones a nivel nacional, las cuales están bastante deterioradas y así salvaguardar los equipos que se encuentran en estas. (Peñon, Mena).

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Adecuar las instalaciones de los sitios de comunicación y así resguardar los equipos que estas mantienen.

Tabla 14.17 Inversión de adecuaciones de sitios de comunicación. (Zona 1)

Zona 1	Vigencia	Presupuesto
Cerro Peñón	2027-2028	B/. 85,000.00 - B/. 50,000.00
Cerro Mena	2028-2029	B/. 50,000.00 - B/. 85,000.00

Presupuesto total: B/. 270,000.00 US$

14.2.17 Adecuación de estacionamientos en S/E Panamá y CND

OBJETIVO GENERAL

Mejorar la infraestructura de los estacionamientos mediante trabajos de adecuación, señalización, demarcación y acondicionamiento de espacios, asegurando una utilización eficiente y segura de las áreas destinadas al parqueo.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Optimizar la distribución de los espacios de estacionamiento para incrementar su capacidad y funcionalidad.

Tabla 14.18 Inversión en adecuaciones estacionamientos S/E Panamá/CND

Zona 1	Vigencia	Presupuesto
S/E Panamá/CND	2026	B/. 235,000.00

Presupuesto total: B/. 235,000.00 US$

CAPÍTULO 15
PLAN DE CONEXIÓN

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

15. PLAN DE CONEXIÓN Y ADQUISICIONES

15.1 Nuevas Subestaciones

15.1.1 Subestación Burunga 230 KV GIS

La empresa EDEMET ha confrontado problemas en los últimos años en el suministro de energía al área occidental de su sistema de distribución de la provincia de Panamá Oeste, especialmente en el área de Arraiján y demás sectores colindantes. Por este motivo, construyeron una nueva subestación ubicada en el área de Burunga, con un patio de 34.5 KV. Esta nueva subestación de distribución está conectada actualmente a la línea 230- 12A, mediante una derivación o Tap.

Para la conexión definitiva de esta subestación de distribución, ETESA construirá el patio de 230 KV de esta, seccionando las líneas 230-12A y 230-13A. Esta subestación será encapsulada (GIS), en esquema de interruptor y medio, debido a la falta de terreno. La misma contará inicialmente, con tres (3) naves; dos (2) naves serán de tres (3) interruptores para la conexión de las líneas 230-12A y 230-13A y una nave de dos (2) interruptores para la conexión del transformador T1 de EDEMET. Será necesaria la instalación de torres de anclaje para posibilitar la entrada a la subestación por medio de cables subterráneos (2 cables por fase), ya que la torre más cercana (Torre No. 115) es de suspensión. Se debe dejar espacio suficiente para la adición de, por lo menos, tres (3) naves adicionales para ampliaciones futuras, tales como la conexión de un segundo transformador de EDEMET y/o posibles entradas/salidas de líneas.

Costo: B/. 19,686,000
Entrada en Operación: 30/7/26

15.2 Adquisición de Naves de 230kV Propiedad de Otros Agentes

Como resultado de conexiones de agentes a la red de transmisión de ETESA, de acuerdo con lo establecido en la reglamentación, ETESA debe adquirir las naves de las subestaciones en las cuales entran y salen las líneas de 230 KV.

Estas serían las siguientes:

15.2.1 Subestación 24 de diciembre 230 KV

- Subestación 24 de diciembre 230 KV: adquisición de la nave No. 2 de 230 KV, de 3 interruptores, en la cual entran y salen las líneas 230-2A y 230-2B.

Costo: 6,251,683.55

15.2.2 Subestación Antón IV 230 KV

- Subestación Antón IV 230 KV: adquisición de la nave No. 2 de 3 interruptores, en las cuales entran y salen las líneas 230-49B y 230-49A.

Costo: 7,000,000.00

15.3 Adquisición de Líneas

15.3.1 LT TELFERS II – SABANITAS (230-62)

Según lo establecido en el artículo 188, numeral d, se indica que "Los equipamientos de conexión que son propiedad de otros usuarios y que por su función deben formar parte del Sistema Principal de Transmisión deberán ser adquiridos por ETESA a un costo eficiente, descontando la depreciación equivalente al tiempo de uso". El financiamiento de la adquisición se realizará a un costo de capital igual a la tasa de rentabilidad regulatoria reconocida a ETESA. La ASEP mediará de no haber acuerdo entre las partes. Los equipamientos de conexión que son aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión permanecerán como parte del sistema conexión.", dicho esto ETESA debe adquirir la Línea Telfer II - Sabanitas 230 KV

Costo: B/. 33,016,650.00

Nota: Los costos indicados son de carácter referencial y corresponden a estimaciones preliminares elaboradas con la información disponible a la fecha. Estos valores se encuentran actualmente en proceso de revisión y podrán ser ajustados como resultado de la actualización de los alcances y demás elementos asociados al desarrollo de los proyectos. En consecuencia, no deberán considerarse como costos definitivos.

CAPÍTULO 16
PROYECTOS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

16. PROYECTOS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Tabla 16.1 Proyectos de Expansión del SPT

PLAN EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 2026 PERIODO DE CORTO PLAZO	FECHA	COSTO
NUEVA S/E CHEPO 230 KV	31/12/2028	21,437.77
NUEVA S/E CACERES 115 KV GIS	31/12/2027	17,161.04
NUEVA S/E LA HUACA 230/115/34.5 KV	31/5/2028	46,872.29
NUEVA S/E LOS OLIVOS 230/115/34.5 KV	31/5/2028	45,694.38
NUEVA S/E PANAMA 3 115 KV	31/8/2029	29,006.59
BANCO DE CAPACITORES S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 60 MVAR	31/3/2028	8,193.00
STATCOM S/E PANAMA III +/- 240 MVAR	31/10/2029	62,809.14
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	16/12/2025	8,765.14
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	31/12/2028	7,804.00
ADICION TRANSFORMADOR T4 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	30/6/2029	12,804.00
ADICION TRANSFORMADOR T5 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	30/6/2029	12,804.00
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	30/4/2028	9,310.48
AMPLIACION DE BARRA 34.5KV S/E SAN BARTOLO	Por Definir	400.00
ADICION TRANSFORMADOR DE TIERRA S/E SAN BARTOLO 34.5 KV	30/4/2028	379.58
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	30/12/2029	16,997.60
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA PANAMA III - PANAMA 230 KV	31/7/2026	2,777.59
LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - FRONTERA 230 KV	31/12/2028	45,682.88
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM	31/12/2026	57,772.48
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM_ CAMBIO DE CONDUCTOR HTLS	30/4/2028	95,057.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL-LLS-EHI-CHO-PAN 230 KV 192 KM	31/3/2027	151,241.44
LINEA SAB-S.RITA 230 KV, S/E STA. RITA 230 KV Y AD. SABANITAS 230 KV	31/7/2027	28,091.96
AUMENTO DE CAPACIDAD LT SABANITAS PANAMA II 230 KV 50 KM	31/8/2027	25,392.13
NUEVA LINEA PANAMA II - BAYANO 230 KV DOBLE CTO. 1200 ACAR.	31/12/2028	69,665.32
LINEA LA HUACA - LOS OLIVOS 230 KV	31/5/2028	32,698.11
PERIODO DE LARGO PLAZO	**FECHA**	**COSTO**
NUEVA S/E CHEPO 115/34.5 KV	30/3/2031	22,048.80
NUEVA S/E PROGRESO II 230/115/34.5 KV	30/12/2030	35,697.33
NUEVA S/E CALDERA 230/115/34.5 KV	30/9/2030	40,738.00
BANCO DE CAPACITORES S/E PANAMA 3 230 KV 6x30 MVAR	30/9/2031	30,184.43
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	30/11/2034	596,610.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT GUASQ-FORT-CH. GRANDE 230 KV	30/4/2033	38,379.00
ENERGIZACION DE LA CUARTA LT A 500KV	30/5/2036	190,289.00

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 17
CONCLUSIONES

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

17. CONCLUSIONES

El análisis del horizonte 2026–2040 evidencia que la expansión del Sistema Principal de Transmisión debe desarrollarse mediante una secuencia coordinada de obras locales y soluciones estructurales. Aunque la red puede atender las primeras etapas del periodo evaluado, el crecimiento de la demanda, la incorporación de nueva generación y el aumento de las transferencias reducen progresivamente los márgenes de seguridad y aumentan la dependencia de medidas operativas.

En el corto plazo se identifican necesidades específicas de transformación, evacuación y soporte reactivo. La instalación de los transformadores adicionales en las subestaciones San Bartolo y Boquerón III, la incorporación de los bancos de capacitores y del STATCOM, y el fortalecimiento del corredor Mata de Nance–Boquerón III–Progreso–Frontera son necesarios para corregir sobrecargas, recuperar capacidad firme ante contingencias N-1 y facilitar la integración de la generación prevista.

La evaluación de la compensación reactiva confirma su importancia para la seguridad de tensión. Los proyectos considerados para 2028 y 2029 reducen la generación obligada acumulada de 641 MW a 60 MW, equivalente a una disminución de 581 MW o 90.6 %. Además, permiten recuperar la reserva reactiva en casos que presentan déficits y obtener una solución operativa en condiciones que, sin los proyectos, no operarían de forma aceptable. No obstante, la compensación actúa principalmente sobre el balance de MVAr y no sustituye la necesidad de capacidad adicional para transportar potencia activa.

En el corredor occidental, la red mantiene cargabilidades aceptables en condición normal, pero no dispone de capacidad firme suficiente ante determinadas contingencias. La pérdida del circuito 230-9A provoca cargabilidades de 104 % en el circuito 230-25A y de 121 % en el circuito 230-10, mientras que la salida del circuito 230-25A eleva el 230-9A a 102 %. El refuerzo evaluado reduce la cargabilidad máxima N-1 a aproximadamente 70 %, por lo que constituye una medida necesaria para mitigar la restricción y reducir el desplazamiento de generación renovable.

La creciente participación de generación solar, eólica e hidroeléctrica modifica las condiciones de operación del SIN. Para 2029, la generación solar representa aproximadamente 60 % del despacho en época seca y 58 % en época lluviosa. Esta concentración aumenta la sensibilidad frente a variaciones horarias, sobreoferta, restricciones de evacuación y disponibilidad de soporte reactivo. La reducción de 299 MW solares identificada para ese año corresponde a una condición de sobreoferta y no a una sobrecarga de las líneas analizadas.

En el largo plazo, el escenario base muestra una secuencia progresiva de deterioro. La transferencia Central–Oriente aumenta de 1,526.4 MW en 2030 a 1,990.4 MW en 2036, mientras que el consumo reactivo agregado de las líneas críticas pasa de aproximadamente

252.0 MVAr en 2034 a 456.4 MVAr en 2036. Paralelamente, la reserva reactiva mínima disminuye de 67.24 MVAr en 2034 a déficits de 55.61 MVAr en 2036 y 53.42 MVAr en 2038.

El punto de quiebre del escenario evaluado se presenta en 2034 para la época lluviosa, cuando la configuración base deja de alcanzar una solución operativa, y en 2036 para la época seca, cuando la reserva reactiva resulta inferior al mínimo requerido. Estas fechas representan las condiciones derivadas de las premisas utilizadas y deberán actualizarse cuando cambien las proyecciones de demanda, generación, intercambios o disponibilidad de proyectos.

Las alternativas basadas exclusivamente en compensación reactiva o circuitos paralelos permiten recuperar condiciones operativas, pero requieren cantidades crecientes de MVAr o múltiples obras distribuidas. Sin una nueva línea estructural, la generación obligada aumenta hasta 272 MW en la época seca de 2038 y 614 MW en la época lluviosa del mismo año. Esta dependencia implica costos operativos recurrentes y puede provocar el desplazamiento de generación renovable de costo variable de despacho cero.

La cuarta línea de transmisión es la alternativa que incorpora una nueva trayectoria de transporte y modifica estructuralmente la distribución de los flujos. En 2038 seco, la configuración en 230 kV reduce la transferencia que permanece en el corredor Central–Oriente de 1,940.2 MW a 1,575.9 MW, equivalente a una disminución aproximada de 18.8 %. Sin embargo, cuando opera sin compensación complementaria todavía requiere 85 MW y 292 MW de generación obligada en los casos lluviosos de 2036 y 2038, respectivamente.

La combinación de la 4LT en 230 kV con compensación reactiva elimina la generación obligada en los casos evaluados, aunque requiere 90 MVAr adicionales en 2036 lluvioso y 420 MVAr en 2038 lluvioso. La alternativa operando en 500 kV proporciona la mayor capacidad de transferencia, la mayor descarga de los corredores existentes y los márgenes reactivos más amplios, pero requiere una coordinación adecuada de reactores, maniobras y controles de tensión debido al efecto capacitivo del corredor.

En consecuencia, se recomienda ejecutar oportunamente las obras de corto plazo y avanzar desde ahora con el desarrollo de la cuarta línea de transmisión. La solución en 230 kV constituye la configuración mínima que incorpora una ruta estructural adicional; la operación en 500 kV deberá adoptarse cuando las transferencias, la reserva reactiva y los resultados N-1 demuestren que la alternativa en 230 kV depende de compensación creciente o generación obligada para mantener la seguridad.

La fecha definitiva de entrada en operación y el nivel de tensión de la 4LT no deben establecerse únicamente mediante un año calendario. La decisión deberá sustentarse en indicadores verificables, entre ellos el crecimiento de las transferencias, el consumo reactivo, la reserva mínima de 10 MVAr, el cumplimiento N-1, la magnitud de la generación obligada y el desplazamiento recurrente de energía renovable. Considerando que el desarrollo

integral del proyecto puede requerir aproximadamente ocho años, su planificación debe comenzar antes de que se materialicen las condiciones críticas identificadas.