



PESIN 2020 - 2034

SEPTIEMBRE 2021

Gerencia de Planificación

TOMO III

PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN



ETE SA

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CONTENIDO

Capítulo 1.....	11
RESUMEN EJECUTIVO.....	11
Capítulo 2.....	19
INTRODUCCIÓN.....	19
Capítulo 3.....	23
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL	23
Capítulo 4.....	33
CRITERIOS TÉCNICOS.....	33
Capítulo 5.....	45
METODOLOGÍA.....	45
Capítulo 6.....	57
COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	57
Capítulo 7.....	67
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO	67
Capítulo 8.....	83
PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO	83
Capítulo 9.....	101
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	101
Capítulo 10.....	139
PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO	139
Capítulo 11.....	147
INTERCONEXIONES REGIONALES	147
Capítulo 12.....	153
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES.....	153
Capítulo 13.....	165
PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO	165
Capítulo 14.....	197
PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO	197
Capítulo 15.....	203
PLAN DE PLANTA GENERAL.....	203
Capítulo 16.....	219
PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN	219
Capítulo 17.....	225
PLAN ESTRATÉGICO	225

Capítulo 18.....	229
CONCLUSIONES	229
Capítulo 19.....	235
RECOMENDACIONES.....	235

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Plan de Expansión de Transmisión 2020, Periodo de Estudio	16
Tabla 3.1. Líneas del Sistema Principal de Transmisión	24
Tabla 3.2. Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión	25
Tabla 3.3. Compensación Reactiva del Sistema Principal de Transmisión	25
Tabla 3.4. Resumen de Esquemas Operativos	28
Tabla 4.1. Rangos de Operación de Hidroeléctricas Existentes	33
Tabla 4.2. Rangos de Operación de Termoeléctricas Existentes	34
Tabla 4.3. Rangos de Operación de Centrales Eólicas Existentes	34
Tabla 4.4. Rangos de Operación de Centrales Solares Existentes	35
Tabla 4.5 Barras del Sistema Principal de Transmisión	36
Tabla 4.6. Rangos de Variación de Voltaje Estado N	36
Tabla 4.7 Requisitos del Factor de Potencia	36
Tabla 4.8. Rangos de Variación de Voltaje Estado N-1	37
Tabla 4.9. Despacho para Ciclos Combinados en 2+1, Gatun	39
Tabla 4.10. Despacho para Ciclos Combinados en 6+1, Martano	40
Tabla 4.11. Despacho para Ciclos Combinados en 3+1, Costa Norte	40
Tabla 4.12. Centrales Hidroeléctricas con Regulación Horaria	41
Tabla 5.1 Valores adoptados de tasa de falla y tiempo de reposición	53
Tabla 6.1 Plan de Generación 2020-2034	58
Tabla 6.2 Orden de Mérito	59
Tabla 6.3. Proyectos de Transmisión	60
Tabla 6.4. Proyectos de Distribución	61
Tabla 6.5. Demanda por Barra	62
Tabla 7.1 Fallas en Líneas de Transmisión, Análisis QV	67
Tabla 7.2 Fallas de Generadores, Análisis QV	67
Tabla 7.3 Fallas de STATCOMs, Análisis QV	67
Tabla 7.4 Fallas en Líneas de Transmisión y Transformadores	75
Tabla 7.5 Fallas de Generadores	75
Tabla 7.6 Capacidad Interruptiva	79
Tabla 9.1 Contingencias de líneas Análisis QV Largo Plazo	107
Tabla 9.2 Contingencias de Generación Análisis QV Largo Plazo	107
Tabla 9.3 Contingencias de STATCOMs Análisis QV Largo Plazo	107
Tabla 9.4 Inversiones sin la 4LT, Esc. Referencia	110
Tabla 9.5 Limites de Transferencias, Esc. Referencia	111
Tabla 9.6 Inversiones sin la 4LT, Esc. Demanda Alta	112
Tabla 9.7 Limites de Transferencias, Esc. Demanda Alta	112
Tabla 9.8 Inversiones sin la 4LT, Esc. Renovable	113
Tabla 9.9 Limites de Transferencias, Esc. Demanda Alta	113
Tabla 9.10 fallas de líneas doble circuito	116
Tabla 9.11 Número de eventos al año con potencialidad de colapso	117
Tabla 9.12 Impacto económico por colapso de tensión en cada bloque horario	118
Tabla 9.13 Valor esperado de la energía no suministrada y su costo económico	119
Tabla 9.14 Potencia interrumpida y ENS por año - falla de dos TX en Panamá 2.	120
Tabla 9.15 Comparación de Flujo de fondos del proyecto de la 4LT	123
Tabla 9.16 Comparación de alternativas de ingreso del proyecto de la 4LT.	123
Tabla 9.17 VNA de los beneficios proyecto y ratio Beneficio/Costo (B/C).	124
Tabla 9.18 Resumen de Ampliaciones de Largo Plazo	136

Tabla 11.1 Intercambios Con Centroamérica - Corto Plazo	147
Tabla 11.2 Intercambios Con Centroamérica - Largo Plazo	148
Tabla 11.3 Transferencia Sur – Norte (COL-CA)	149
Tabla 11.4 Transferencia Norte – Sur (CA-COL)	149
Tabla 11.5 Intercambios Entre Colombia y el MER	149
Tabla 12.1 Sitios con reposición de A/C	155
Tabla 12.2 Sitios con reposición de Plantas auxiliares	161
Tabla 13.1 Fecha de capitalización de los equipos	173
Tabla 13.2 Cuchillas Manuales y Motorizadas S/E Llano Sánchez	178
Tabla 13.3 Cuchillas Manuales y Motorizadas S/E Mata de Nance	179
Tabla 13.4 Cuchillas Manuales y Motorizadas S/E Panamá	179
Tabla 13.5 Oscilógrafos que requieren reemplazo	183
Tabla 13.6 Anomalías Oscilógrafos	183
Tabla 13.7 líneas con reposiciones de protecciones secundarias	188
Tabla 13.8 Reemplazo de CTs a Nivel Nacional	192
Tabla 13.9 Reemplazo de PTs a S/E Llano Sánchez 34.5kV	193
Tabla 14.1 Protecciones en barras de 230kV – S/E Guasquitas	198
Tabla 14.2 Protecciones en barras de 230kV – S/E Llano Sánchez	199
Tabla 14.3 Protecciones en barras de 230kV – S/E Santa Rita	199
Tabla 14.4 Protecciones en barras de 230kV – S/E Veladero	200
Tabla 15.1 Inversión de Cerca por Subestación	211
Tabla 15.2 Inversión en vehículos	212
Tabla 15.3 Inversión en vehículos 4x4	213
Tabla 15.4 Inversión en vehículos Especiales	213
Tabla 19.1 Plan de Expansión de Transmisión 2020, Periodo de Estudio	235

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Unifilar del Sistema Principal de Transmisión	26
Figura 3.2 Líneas del Sistema Principal de Transmisión	27
Figura 5.1 Flujoograma del Análisis de Largo Plazo	46
Figura 5.2 Nomenclatura de los Escenarios.....	47
Figura 5.3 Evaluación de confiabilidad en sistemas de Generación-Transmisión	50
Figura 5.4 Esquema reducido del SIN, contingencias N-2 más relevantes.	51
Figura 5.5 Etapas de resolución de la red en el cálculo de confiabilidad.....	52
Figura 5.6 Esquema unifilar de la nueva ET Santiago 2, prevista para 2024	77
Figura 5.7 Evolución de la potencia interrumpida (primeros 15 minutos postfalla).	78
Figura 5.8 Evolución de la potencia interrumpida (régimen permanente postfalla).....	78
Figura 7.1 Flujo desde occidente Esc. Lluvioso 2021.....	68
Figura 7.2 Reserva Panamá II-230kV Lluviosa 2021	69
Figura 7.3 Reserva Reactiva Llano Sánchez-230kV Lluviosa 2021	69
Figura 7.4 Flujo desde Occidente Esc. Lluviosa 2022.....	70
Figura 7.5 Reserva Reactiva S/E Panamá 230KV Lluviosa 2022	70
Figura 7.6 Reserva Reactiva S/E Llano Sánchez 230KV Lluviosa 2022	71
Figura 7.7 Flujo desde occidente Esc. Lluvioso 2023.....	72
Figura 7.8 Reserva Reactiva Panamá II-230kV – Lluviosa 2023.....	72
Figura 7.9 Reserva Reactiva Llano Sánchez-230kV – Lluviosa 2023	73
Figura 7.10 Flujo desde occidente Esc. Lluvioso 2023.....	74
Figura 7.11 Reserva Reactiva Panamá II-230kV – Lluviosa 2024.....	74
Figura 7.12 Reserva Reactiva Santa Rita-230kV – Lluviosa 2024	75
Figura 7.13 Flujos del circuito 230-9a ante falla L0	76
Figura 7.14 Evolución de la frecuencia ante la Falla de la Central Costa Norte	76
Figura 9.1 Flujos sin la 4LT.....	103
Figura 9.2 Flujos con la 4LT operando en 230kV.....	104
Figura 9.3 Flujos con la 4LT operando en 500kV.....	104
Figura 9.4 Flujos Operando con Compensación de 400MVar.....	105
Figura 9.5 Flujos con la 4LT operando en 500kV.....	106
Figura 9.6 Reserva Reactiva operando con STATCOM.....	108
Figura 9.7 Reserva Reactiva operando con la 4LT	108
Figura 9.8 Reserva Reactiva Panamá 230 kV, Sin Changuinola.....	114
Figura 9.9 Reserva Reactiva Panamá 230 kV, Sin la 4LT.....	115
Figura 9.10 Reserva Reactiva Panamá 230 kV, Sin la 4LT.....	115
Figura 9.11 Curva QV de un escenario con 900 MW de transferencia.....	117
Figura 9.12 Metodología de estimación de probabilidad de colapso por bloque horario.....	118
Figura 9.13 Pérdidas anuales en la Alt1 (2025-2029) y Sin la 4LT.....	124
Figura 9.14 Ahorro económico anual por pérdidas (valores reales)	124
Figura 9.15 Reserva Reactiva, Santa Rita 2026	127
Figura 9.16 Esquema geográfico de la zona de Panamá.....	128
Figura 9.17 Reserva Reactiva, S/E Panamá sin STATCOM en Panamá III	130
Figura 9.18 Reserva Reactiva, S/E Panamá con STATCOM en Panamá III (250MVar).....	131
Figura 9.19 Falla doble 4LT 500kV Esc. Iluv 2035 (DemMax) – Flujos línea 1	132
Figura 9.20 Falla doble 4LT 500kV, Esc. Iluv 2035 (DemMax) – ángulo de generadores....	132
Figura 9.21 Falla doble 4LT 500kV, Esc. Iluv de 2035 (DemMax)– Voltajes	132
Figura 9.22 Falla doble 4LT 500kV, Esc. Iluv 2035 (DemMax-Solar) – flujo 230-51/52	133
Figura 9.23 Falla doble 4LT 500kV, Esc. Iluv 2035 (DemMax - Solar) – Voltajes.....	133

Figura 9.24 Falla doble 4LT 500kV, Esc. lluv 2035 (DemMax - Solar) –STATCOMs.....	134
Figura 9.25 Falla doble 4LT 500kV, Esc. lluv 2035 (DemMax - Solar)– ángulos Gen.....	134
Figura 17.1 Esquema del Proyecto T3 S/E Boquerón III	225

ANEXOS

Tomo III Anexo - 1	Plan de Inversiones 2020-2034
Tomo III Anexo - 2	Flujos y Despachos – Esc. de Referencia P1 Corto Plazo
Tomo III Anexo - 2	Flujos y Despachos – Esc. de Referencia P2 Largo Plazo
Tomo III Anexo - 3	Reportes de Voltajes – Esc. de Referencia
Tomo III Anexo - 4	QV Esc. de Referencia – Corto Plazo
Tomo III Anexo - 5	Reportes de Estabilidad Dinámica – Esc. de Referencia P1
Tomo III Anexo - 5	Reportes de Estabilidad Dinámica – Esc. de Referencia P2
Tomo III Anexo - 6	Reportes de Cortocircuito – Esc. de Referencia
Tomo III Anexo - 7	QV Esc. de Referencia – Largo Plazo
Tomo III Anexo - 8	Flujos y Despachos – Esc. Demanda Alta – Largo Plazo
Tomo III Anexo - 9	QV Esc. Demanda Alta – Largo Plazo
Tomo III Anexo - 10	Flujos y Despachos – Esc. Renovable – Largo Plazo
Tomo III Anexo - 11	QV Esc. Esc. Renovable – Largo Plazo
Tomo III Anexo - 12	Flujos y Despachos – Esc. Sin 4LT – Largo Plazo
Tomo III Anexo - 13	Flujos y Despachos – Max. Transferencias – Largo Plazo



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

PESIN
2020 - 2034

CAPÍTULO 1
RESUMEN
EJECUTIVO





Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 1

RESUMEN EJECUTIVO

OBJETIVO

De acuerdo con lo señalado en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, los Criterios y Políticas establecidas por la Secretaría Nacional de Energía, igualmente, al Capítulo V del Reglamento de Transmisión reglamentado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), se le da la responsabilidad a ETESA de realizar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional para un horizonte de 15 años.

En respuesta a lo anterior, en este documento se presenta el resultado del Plan de Expansión de Transmisión. Dicho estudio presenta las congestiones y falencias que tiene el sistema en el periodo de corto plazo como las soluciones más factibles para solventarlas en tiempo y forma, a la vez permite minimizar el costo de operación incluyendo inversión, operación, pérdidas y confiabilidad.

En el plan se define el programa de inversiones necesarias en transmisión y cuenta con los estudios técnicos para cumplir con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión de la ASEP.

Específicamente, el estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2020 - 2034 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos

y reguladores del sector eléctrico. Se identifican todas las inversiones necesarias para la expansión del sistema, de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

Las instalaciones propuestas comprenden: nuevas líneas de transmisión, incrementos de la transformación en subestaciones, ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva y nuevas subestaciones. Se determina un programa de inversiones adecuado que permite la operación de mínimo costo en el horizonte estipulado.

INFORMACIÓN UTILIZADA

Para elaborar el estudio se utilizaron las proyecciones de demanda elaboradas por ETESA y presentadas en el informe de Estudios Básicos 2020-2034, La distribución de cargas por barra se realizó con base a la información entregada por las empresas distribuidoras. De manera adicional se utiliza las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por su parte, con el fin de estimar la repartición de la carga a los años futuros y el comportamiento de los flujos de potencia del SIN en la red de distribución.

Para el horizonte de estudio, se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación 2020-2034, El modelado de estos proyectos se realiza con base

a información entregada por los agentes durante el trámite de viabilidad de conexión y a parámetros típicos de elementos de un sistema de potencia (líneas, transformadores, modelos de máquina, gobernador, etc.) para aquellos agentes de los que no se cuente con información para su modelado.

Para la expansión de la transmisión se utilizan como referencia los proyectos propuestos en el Plan de Expansión vigente (2019), aprobado por la ASEP de acuerdo con la Resolución AN No. 16062–Elec del 28 de abril de 2020 el cual fue recurrida por ETESA y resulta por ASEP con la Resolución AN No. 16103–Elec del 29 de mayo de 2020, luego se modificó el Anexo A con la Resolución AN No. 16140–Elec del 15 de junio de 2020.

Se modela el sistema eléctrico con todos los activos instalados en la actualidad propiedad de ETESA, puntos de entrega de demanda de las tres distribuidoras y grandes clientes, también se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación (incluyendo las futuras), además de todas las plantas y centrales de generación del SIN.

En el modelo de red se incluyen todas las barras de 230 KV, 115 KV, 44 KV y las barras de 34.5 KV de las principales subestaciones de ETESA en el interior del país, Progreso, Charco Azul, Boquerón III, Mata de Nance, San Bartolo, Caldera, Changuinola, Cañazas, Guasquitas, Veladero, El Higo, Llano Sánchez y Chorrera, así como las Subestaciones Panamá, Panamá II, Cáceres y Santa Rita.

CRITERIOS

De acuerdo con el Reglamento de Transmisión y por las características del sistema eléctrico, se utilizará el Criterio de Seguridad N-1 en las líneas del Sistema Principal de Transmisión. Igualmente, el Reglamento de Transmisión especifica el nivel de tensión aceptable en los puntos de interconexión de las empresas distribuidoras y grandes clientes, especificando para condiciones de operación normal +/- 5% tanto para 230 KV como para 115 KV y +/- 7% para condiciones de contingencia simple en 230 KV y 115 KV.

Se proponen criterios básicos para operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Debe recordarse que la descomposición temporal empleada en la expansión del Sistema de Transmisión es Corto y Largo Plazo que corresponden a un horizonte de 4 y 10 años, respectivamente.

DIAGNÓSTICO DEL CORTO PLAZO

El análisis de funcionamiento del sistema en el corto plazo (2021-2024) permitió detectar condiciones críticas que fueron resueltas por medio de redespachos de generación (Generación Desplazada y Obligada). Particularmente, estos redespachos eliminaron sobrecargas en condición de red completa y de red N-1.

Esta situación se da en la actualidad, tal como se pone de manifiesto en el Estudio de Seguridad Operativa realizado en diciembre de 2019 por el CND. Los redespachos fueron necesarios en los primeros años de

estudio (2021, 2022 y 2023), mientras que en el último año se pudo abastecer la demanda mediante el despacho óptimo surgido del orden de mérito. Las dos ampliaciones que resultaron críticas son las siguientes:

- Nuevo circuito de 230kV Progreso – Mata de Nance y nuevo conductor del tramo actual Boquerón III - Mata de Nance, Boquerón III - Progreso. Su ingreso, previsto para 2024, permite el despacho de toda la generación hidráulica ubicada en la zona de Boquerón, Progreso y Dominical sin ocasionar sobrecargas en N-1. En caso de retrasar la obra 1 año, se incrementa la necesidad de redespachos para evitar la sobrecarga en N-1. Resultó necesario desplazar aproximadamente 40MW de generación hidráulica de pasada y solar hacia oriente para evitar sobrecargas del 2021 al 2023. Esto se da en escenarios de demanda máxima y media diurna.
- Circuito subterráneo entre Panamá y Cáceres (115kV) para aliviar la carga de los circuitos existentes en condición N.

Existe otra ampliación (repotenciación de la línea 1 Veladero – Panamá) que se realiza debido al final del período de vida útil, puesto que la obra original data de 1978. De no realizarse, las capacidades de transporte entre las líneas 1, 2 y 3 resultarían disímiles, lo que seguramente llevará a sobrecargas en escenarios de largo plazo.

Asimismo, se evaluó la condición del sistema por medios de análisis de contingencia, curvas QV y análisis dinámico, obteniéndose las conclusiones que se enumeran a continuación.

El Análisis de contingencia expuso un número limitado de contingencias que dieron origen a sobrecargas y bajo voltajes, principalmente ante fallas de 115kV. Algunas de ellas (falla de los circuitos 230-25A, 115-3A, 115-12 y 115-37) encuentran su solución mediante obras ya establecidas.

El Análisis de estabilidad de tensión mostró que los principales nodos del sistema cuentan con un adecuado margen de reactivo (mayor a 50MVAR) en condiciones de red completa y falla simple. En general, se encontró que la presencia de una central importante en la zona cercana al centro de carga (Bayano o Costa Norte) es determinante para aumentar el margen de reactivo y mejorar la forma de la curva (Ver Anexo 4). En el futuro, los márgenes de reactivo serán una variable clave a monitorear a fin de evaluar si podrán sostenerse mayores transferencias desde occidente.

El Análisis dinámico mostró que el sistema se mantiene estable tras la ocurrencia de fallas sobre el sistema de transmisión y la pérdida de unidades de generación. Esto implica que las condiciones dinámicas luego de fallas simples no determinan límites operativos ni demandan la acción de esquemas remediales. Asimismo, la simulación dinámica permite corroborar los escenarios postfalla obtenidos en el análisis de

contingencia En particular, se observó el comportamiento del sistema ante la falla de la línea 230-25A Dominical – Veladero, y se encontró que los redespachos realizados permiten mantener la línea 230-9A (Boquerón – Mata de Nance) por debajo del RATE C (Ver Anexo 2).

DIAGNÓSTICO DEL LARGO PLAZO

Para el periodo de largo plazo es importante mantener un margen considerable de reserva reactiva para minimizar el efecto de las variaciones de voltaje ante de los cambios de demanda y contingencias.

El aumento de flujo en la red de 230KV provocaría circulación de energía a través del anillo entre la S/E Panamá, Panamá II y Panamá 3 por lo que sería necesario la construcción de un nuevo circuito entre Panamá y Panamá 3

La eliminación de las restricciones de transmisión entre la Zona Occidente y la Zona Oriente el país conlleva a la disminución de la generación de energía con plantas conectadas en la Zona Atlántica, dejando sin plantas que ayuden a regular el voltaje en dicha área por lo que se hace necesario conectar la S/E Santa Rita a Sabanitas en 230kV.

Buscando ampliar la capacidad de conexión de nuevos puntos de generación se propone la construcción de una nueva subestación en la zona de Azuero y la zona occidente, específicamente en el área de Progreso conectando la misma a la S/E Progreso mediante una línea de doble circuito.

Adicional para disminuir la carga de la subestación Mata de Nance y brindar un punto de conexión de nuevas fuentes de generación de manera confiable se propone elevar la S/E Caldera a 230kV seccionando la línea entre Fortuna y Mata de Nance (230-7 y 230-8)

Para garantizar el buen funcionamiento del SIN y la confiabilidad de este se debe construir una nueva línea desde occidente hacia centro de carga (Cuarta Línea - 4LT), la misma debe estar operativa (230kV) a mediados del 2025

Con la 4LT se tendría los siguientes beneficios:

- Se eliminaría las restricciones de transmisión y la generación obligada.
- Permitiría aumentar la capacidad de transporte a tal punto que se pudiera cumplir con el despacho económico.
- Aumentaría la confiabilidad del SIN ya que el mismo soportaría contingencias dobles circuitos paralelos en cada tramo de las líneas 1, 2 y 3.
- Disminuiría la dependencia de compensación reactiva pasiva y dinámica.
- Aumentaría la reserva reactiva disminuyendo y hasta eliminando el problema de estabilidad de voltaje.
- Permitiría un aumento considerable de la penetración de fuentes renovables no convencionales en la Zona Occidente y Central del país.
- Reduciría las pérdidas del SPT, disminuyendo generación de energía innecesaria y su respectivo costo.

- Le daría suficiente margen de maniobra a ETESA para realizar las obras de mantenimiento programadas de las líneas 1, 2 y 3, sin recurrir en generación obligada.

Sin la 4LT:

- Se repetirían los problemas inestabilidad de voltaje que mantenemos en la actualidad.
- Se presentarían restricciones y se tendría que operar el SIN con generación obligada.
- Se limitaría la penetración de generación eólica y solar.
- Se tendría que invertir en compensación reactiva pasiva y dinámica para soportar grandes volúmenes de transferencia de energía entre occidente y centro del país.
- Se operaría un Sistema con bajos niveles de confiabilidad.
- Se presentarían altos niveles de pérdidas y sus costos.

RESUMEN DEL ANÁLISIS

El problema principal que presenta el SIN en el corto plazo es la respuesta dinámica de compensación reactiva, debido a que ante la pérdida de un elemento del SPT o algún elemento conectado al SPT se reflejan caídas de voltajes que no pueden ser ajustadas por la compensación reactiva conectada actualmente en el SIN.

Es de suma importancia la conexión del STATCOM en Llano Sánchez y Panamá II, además de la instalación de nueva compensación reactiva (capacitiva) en Llano Sánchez,

Chorrera, San Bartolo, Veladero y Panamá II, y la disponibilidad de la compensación ya instalada en el SIN con el objetivo de mantener al STATCOM en niveles que permitan que el mismo actúe al ocurrir una contingencia y no en estado estable.

Las restricciones provocadas por sobrecargas de líneas deben ser corregidas con la instalación de un nuevo circuito entre Panamá – Cáceres, Frontera –Mata de Nance.

RECOMENDACIONES

A continuación, se tiene un listado de los proyectos propuestos para el Plan de Expansión del SIN. Tomando en cuenta la entrada en operación de los proyectos listados, se eliminarían las restricciones en el año 2024.

Tabla 1.1. Plan de Expansión de Transmisión 2020, Periodo de Estudio

PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO EN EJECUCIÓN O POR REFRENDO	
ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV	03/25/2021
ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV	04/05/2021
ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR SAN BARTOLO 230 KV	04/30/2021
ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV	05/30/2021
ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV	05/31/2021
STATCOM S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-120 MVAR	10/31/2021
STATCOM S/E PANAMA II 230 KV +120/-120 MVAR	11/30/2021
ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	12/31/2021
ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV	01/31/2022
NUEVO SUBTERRANEO 34.5 KV T1 LLANO SANCHEZ	04/30/2022
SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV	09/30/2022
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA	10/31/2022
LINEA PANAMA III - SABANITAS DOBLE CIRCUITO 230 KV	12/31/2022
SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KV	12/31/2022
SUBESTACION SABANITAS 230 KV	12/31/2022
NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV	02/28/2023
LT DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV	03/31/2024
POR LICITAR	
ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR	08/30/2023
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 CHORRERA - PANAMÁ 230 KV 40 KM	09/30/2024
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV 305 KM	10/31/2024
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 LLANO SÁNCHEZ - EL HIGO 230 KV 82 KM	11/30/2024
NUEVA LÍNEA PANAMÁ II - BAYANO 230 KV DOBLE CTO. 1200 ACAR.	02/28/2024
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV	02/28/2024
LÍNEA GATÚN - SABANITAS 230 KV	04/30/2024
S/E STA. RITA 230 KV, AD. SABANITAS 230 KV Y LT SAB-SRTA 230 KV	04/30/2024
NUEVA SUBESTACIÓN CHEPO 230 KV	10/31/2024
NUEVA S/E LA HUACA 230/34.5 KV	11/30/2024
NUEVA S/E CACERES 115 KV GIS	12/31/2024
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	
NUEVA S/E PROGRESO II 230/34.5 KV	03/31/2025
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	04/30/2025
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 EL HIGO - CHORRERA 230 KV 60 KM	06/30/2025
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VELADERO - LLANO SANCHEZ 230 KV 110 KM	07/31/2025
NUEVA S/E CALDERA 230/115/34.5 KV	12/31/2025
NUEVA S/E LOS OLIVOS 230/115/34.5 KV	03/31/2026
LINEA LA HUACA - LOS OLIVOS 230 KV	03/31/2026
LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV	12/31/2027
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV	12/31/2029
STATCOM S/E PANAMA III +250 MVAR	12/31/2030
PLAN DE REPOSICIÓN	
REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	06/30/2021
REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	11/30/2021
REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	12/31/2021
REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA	12/31/2021
REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	02/28/2022
REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	06/30/2022
REEMPLAZO T1 S/E PANAMA 230/115 KV YA DECUACIÓN PANAMÁ 230 KV	07/31/2025
PLAN ESTRATEGICO	
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	01/31/2024



PESIN
2020 - 2034

CAPÍTULO 2

INTRODUCCIÓN



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 2

INTRODUCCIÓN

Mediante la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997 se establece en su Artículo 8 que es responsabilidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), elaborar Anualmente el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) de acuerdo con los criterios y políticas establecidas por la Secretaría Nacional de Energía.

El Reglamento de Transmisión aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá (ASEP), en su Título V con nombre “La Expansión del Sistema de Transmisión”, establece que a ETESA le corresponde realizar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional para un horizonte de corto y largo plazo.

Cumpliendo con lo establecido en el reglamento antes mencionado, se presentan los resultados del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión. El propósito principal de este plan es solucionar las congestiones actuales, prever y evitar las futuras y prestar el servicio de transmisión de energía de forma confiable y segura, cumpliendo con la calidad exigida. A su vez, se busca minimizar el costo de operación incluyendo las pérdidas e incrementar la confiabilidad del sistema.

El plan cuenta con los estudios técnicos requeridos para cumplir con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión de la ASEP, además, se identifican todas

las inversiones necesarias para la expansión del sistema de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

El estudio presenta la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2020-2034 y propone la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico, evitando así un posible déficit de energía y precios elevados.

Dentro de los proyectos propuestos se incluyen: nuevas líneas de transmisión, incrementos en la capacidad de transformación en subestaciones, ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. El programa de inversiones presentado permite la operación al mínimo costo en el horizonte o plazo estipulado.

En el presente estudio se determinarán los refuerzos necesarios para permitir intercambios de energía desde y hacia Centroamérica y Suramérica, cumpliendo con los criterios establecidos en los distintos reglamentos que regulan la transmisión a nivel nacional e internacional.

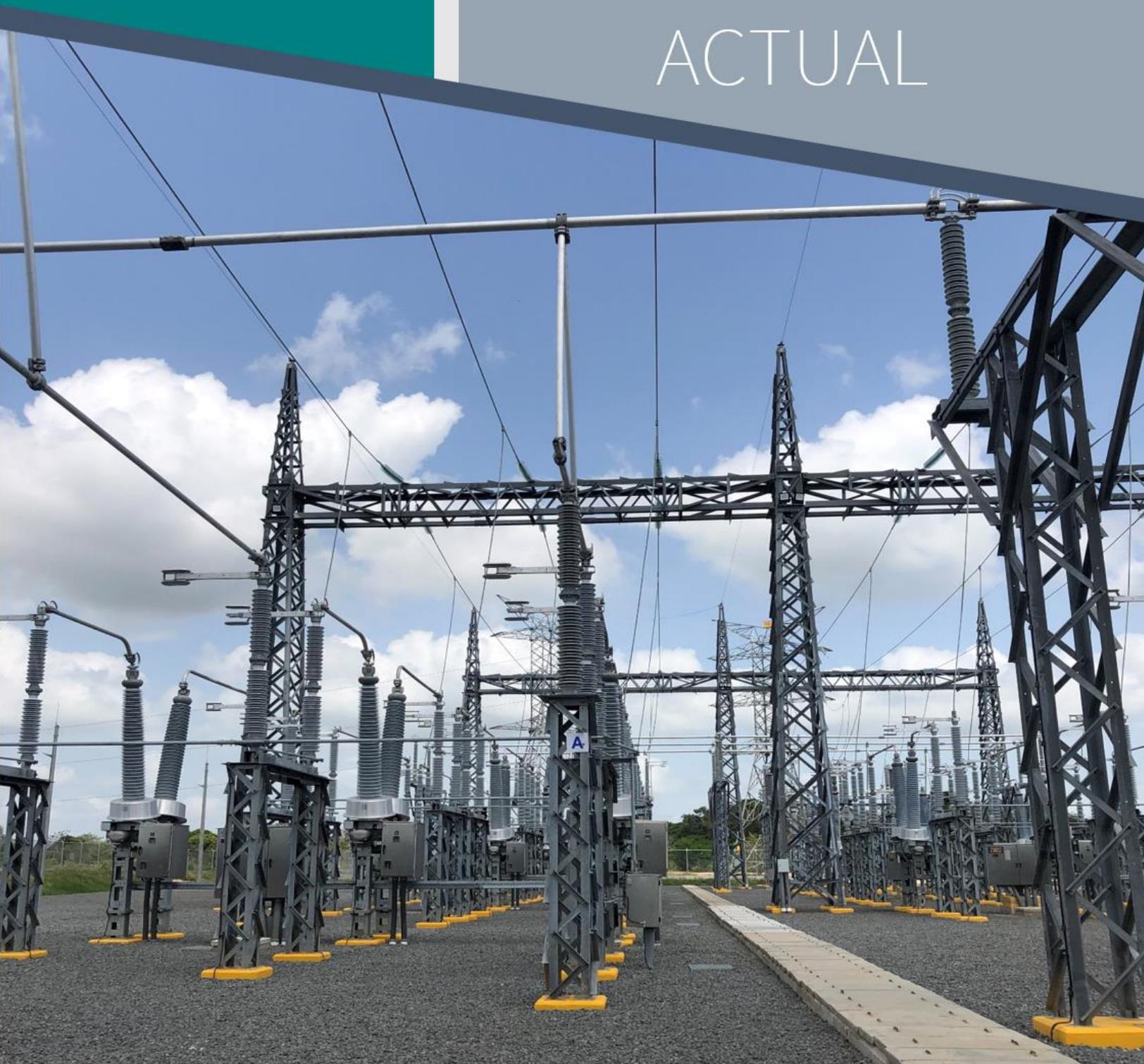
Para la elaboración de este informe se requieren estudios de flujos de potencia, estabilidad de voltaje, análisis de corto circuito y estabilidad dinámica del Sistema Interconectado Nacional.

A partir de la proyección de la demanda calculada en el Tomo I: Estudios básicos, se realiza una distribución de la demanda por barra en el Sistema considerando la información enviada por las Empresas Distribuidoras de Energía (ENSA y Naturgy), además, se consideran los proyectos de generación indicados en el escenario de referencia del Tomo II: Plan Indicativo de Generación.

PESIN
2020 - 2034

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL





Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 3

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL

SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El Sistema de Transmisión de ETESA está constituido por: líneas de transmisión de alta tensión tanto de 230 KV como 115 KV, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transmitir la energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional hacia los diferentes puntos de entrega.

La longitud total de las líneas (Longitud del Conductor) de 230 KV en líneas de doble circuito es de 2,715.08 Km y en líneas de circuito sencillo, de 93.85 Km. Para las líneas de 115 KV, la longitud total de líneas de doble circuito es de 272.33 Km, mientras que las líneas de circuito sencillo, es de 40 Km. En la Tabla 3.1 se presentan las líneas de transmisión de ETESA, su año de entrada en operación, su longitud y capacidad en MVA, tanto para condiciones de operación normal como operación en contingencia.

ETESA también cuenta con un total de diecisiete (17) subestaciones. Dos (2) de ellas seccionadoras a nivel de 115 KV: Cáceres y Santa Rita, cuatro (4) seccionadoras a nivel de 230 KV: Guasquitas, Veladero, Cañazas y El Higo y Once (11) subestaciones reductoras: Panamá II, Panamá, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, San Bartolo, Boquerón III, Progreso, Caldera, Charco Azul y Changuinola. Además, al Sistema de Transmisión se encuentran

conectadas cuatro subestaciones que no son propiedad de ETESA, estas son: la S/E El Coco, S/E Bella Vista, S/E Fortuna y la S/E 24 de diciembre.

En el área metropolitana de la Ciudad de Panamá se encuentra el principal centro de carga del país, es decir, donde se concentra aproximadamente el 70% de la demanda energética. ETESA cuenta con dos subestaciones reductoras para suplir esta demanda: Panamá y Panamá II. También cuenta con una subestación seccionadora, esta es Cáceres.

Estas subestaciones alimentan las subestaciones de distribución Locería, Marañón, Centro Bancario y San Francisco, propiedad de la empresa EDEMET y las de Santa María, Monte Oscuro, Tinajitas, Cerro Viento, Tocumen, Chilibre, Llano Bonito y 24 de diciembre (en 230 KV), propiedad de ENSA. Las demás subestaciones de ETESA alimentan el 30% restante de la demanda, distribuido en diversas áreas del país.

La Subestación Chorrera junto con la subestación Burunga alimentan el área de Panamá Oeste, la Subestación Llano Sánchez alimenta el área de provincias centrales (Coclé, Los Santos, Herrera y Veraguas), las Subestaciones Mata de Nance, Boquerón III, Progreso, Caldera y Charco Azul alimentan el área de la provincia de Chiriquí y la Subestación Changuinola alimenta a la provincia de

Bocas del Toro (Changuinola, Almirante y Guabito).

ETESA y la capacidad de transformación actual de cada una de ellas.

En la Tabla 3.2 se presenta un detalle de las subestaciones reductoras de

Tabla 3.1. Líneas del Sistema Principal de Transmisión

LINEA	PROYECTO DE LINEA	AÑO	NUMERACIÓN	SUBESTACIONES	AÑO MOD	LONGITUD (Km.)	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MVA)		
								Normal	Cont.	
LINEAS DE 230KV DOBLE CIRCUITO	Linea Bayano - Panama	1976	230-1A	BAYANO - PACORA (1)	1999	50.88	636 ACSR	202.00	349.00	
			230-1B	PACORA - PANAMA II (1)	1999	19.01	636 ACSR	202.00	349.00	
			230-1C	PANAMA II - PANAMA		13.09	605 ACSS	335.00	354.00	
			230-2A	BAY - 24 DICIEMBRE (1)	2016	59.68	636 ACSR	202.00	349.00	
			230-2B	24 DICIEMBRE - PANAMA II (1)	2016	10.67	636 ACSR	202.00	349.00	
			230-2C	PANAMA II - PANAMA		13.09	605 ACSS	335.00	354.00	
	Linea 1 - Panama - Mata de Nance	1978	230-3A	PANAMA - CHORRERA		40.48	750 ACAR	249.00	374.00	
			230-3B	CHORRERA - EL HIGO	2015	60.81	750 ACAR	249.00	374.00	
			230-3C	EL HIGO - LL.SANCHEZ	2015	81.93	750 ACAR	249.00	374.00	
			230-4A	PANAMA - CHORRERA		40.48	750 ACAR	249.00	374.00	
			230-4B	CHORRERA - EL HIGO	2015	60.81	750 ACAR	249.00	374.00	
			230-4C	EL HIGO - LL.SANCHEZ	2015	81.93	750 ACAR	249.00	374.00	
			230-5A	LL.SANCHEZ - VELADERO		110.65	750 ACAR	249.00	374.00	
			230-6A	LL.SANCHEZ - BELLA VISTA (6)	2016	107.97	750 ACAR	249.00	374.00	
			230-6B	BELLA VISTA - VELADERO (6)	2016	8.66	750 ACAR	249.00	374.00	
			230-5B	VELADERO - MATA NANCE (10)	2019	85.60	ACCC 714 Dove	611.00	648.00	
	Linea Fortuna - Mata de Nance	1984	230-6C	VELADERO - MATA NANCE (10)	2019	85.60	ACCC 714 Dove	611.00	648.00	
			230-7	MATA NANCE - FORTUNA		37.72	750 ACAR	249.00	374.00	
Linea 2 - Panama II - Guasquita	2004	230-8	MATA NANCE - FORTUNA		37.72	750 ACAR	249.00	374.00		
		230-14A	LL.SANCHEZ - S.BARTOLO	2015	68.20	1200 ACAR	279.00	505.00		
		230-14B	S.BARTOLO - VELADERO	2015	42.89	1200 ACAR	279.00	505.00		
		230-15A	LL.SANCHEZ - S.BARTOLO	2015	68.20	1200 ACAR	279.00	505.00		
		230-15B	S.BARTOLO - VELADERO	2015	42.89	1200 ACAR	279.00	505.00		
		230-16	VELADERO - GUASQUITAS (9)	2019	84.81	1200 ACAR	505.00	505.00		
	2006	230-17	VELADERO - GUASQUITAS (9)	2019	84.81	1200 ACAR	505.00	505.00		
		230-12A	PANAMA II - BURUNGA (4)(5)	2014/2017	33.95	1200 ACAR	279.00	505.00		
		230-12A	BURUNGA - EL COCO (4)(5)	2014/2017	117.22	1200 ACAR	279.00	505.00		
		230-12B	EL COCO - LL.SANCHEZ (4)	2014	44.65	1200 ACAR	279.00	505.00		
Linea Interconexion Changuinola	2009	230-13A	PANAMA II - EL COCO (4)	2014	151.17	1200 ACAR	279.00	505.00		
		230-13B	EL COCO - LL.SANCHEZ (4)	2014	44.65	1200 ACAR	279.00	505.00		
	2012	230-20A	FORTUNA - LA ESPERANZA (2)		97.43	750 ACAR	307.00	374.00		
		230-20B	LA ESPERANZA - CHANGUINOLA (2)		24.66	750 ACAR	307.00	374.00		
		230-29	GUASQUITAS - CAÑAZAS (2)		16.41	750 ACAR y 1200 ACAR	279.00	505.00		
		230-30	CAÑAZAS - CHANGUINOLA (2)		78.38	750 ACAR	307.00	374.00		
		230-47	PANAMA - CHORRERA		38.07	1200 ACAR	505.00	505.00		
		230-48	PANAMA - CHORRERA		38.07	1200 ACAR	505.00	505.00		
		230-49	CHORRERA - LLANO SANCHEZ		156.19	1200 ACAR	505.00	505.00		
		230-50	CHORRERA - LLANO SANCHEZ		156.19	1200 ACAR	505.00	505.00		
Conexión Costa Norte - Panama II	2018	230-51	VELADERO - LLANO SANCHEZ		111.38	1200 ACAR	505.00	505.00		
		230-52	VELADERO - LLANO SANCHEZ		111.38	1200 ACAR	505.00	505.00		
CIRCUITO SENCILLO	Linea Mata de Nance - Frontera	1986	230-54	CONEXIÓN COSTA NORTE - PANAMA II		48.35	1200 ACAR	505.00	505.00	
			230-55	CONEXIÓN COSTA NORTE - PANAMA II		48.35	1200 ACAR	505.00	505.00	
	Interconexion Fortuna	2003	230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III		24.17	750 ACAR	249.00	374.00	
			230-9B	BOQUERON III - PROGRESO		29.95	750 ACAR	249.00	374.00	
	Interconexion Changuinola - Costa Rica	2011	230-10	PROGRESO - FRONTERA		9.81	750 ACAR	193.00	374.00	
			230-21	CHANGUINOLA - FRONTERA		13.51	750 ACAR	307.00	374.00	
	Total 230KV						2808.93			
	LINEAS DE 115KV DOBLE CIRCUITO	Linea Caceres - Las Minas 1	1970	115-1A	CACERES - STA. RITA	2004	47.81	636 ACSR	150.00	177.00
				115-2A	CACERES - STA. RITA	2004	47.81	636 ACSR	150.00	177.00
				115-1B	STA. RITA - CATIVA 2 (7)(8)	2004/2009	6.69	636 ACSR	211.00	211.00
115-1C				CATIVA 2 - LAS MINAS 1 (7)(8)	2004/2009	0.96	636 ACSR	211.00	211.00	
115-2B				STA. RITA - LAS MINAS 1 (8)	2004	6.90	605 ACSS	211.00	211.00	
115-3A				PANAMA - CHILIBRE (3)	2016	22.85	605 ACSS	168.00	211.00	
Linea Panama - Las Minas 2		1972	115-3B	CHILIBRE - LAS MINAS 2 (3)	2016	32.08	605 ACSS	168.00	211.00	
			115-4A	PANAMA - CEMENTO PANAMA (3)	2016	31.18	605 ACSS	168.00	211.00	
			115-4B	CEMENTO PANAMA - LAS MINAS 2 (3)	2016	25.41	605 ACSS	168.00	211.00	
			115-15	MATA NANCE - CALDERA		25.32	636 ACSR	102.00	177.00	
Linea 1 - Panama - Caceres		1976	115-16	MATA NANCE - CALDERA		25.32	636 ACSR	102.00	177.00	
			115-12	PANAMA - CACERES		0.81	636 ACSR	120.00	177.00	
Interconexion La Estrella - Los Valles		1979	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA		6.18	636 ACSR	93.00	175.00	
			115-18	CALDERA - LOS VALLES		1.70	636 ACSR	93.00	175.00	
Linea Estacion de Bombeo		1982	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO		0.50	636 ACSR	93.00	175.00	
			115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL		30.00	636 ACSR	93.00	175.00	
Linea Subterránea - Panama - Caceres		2008	115-37	PANAMA - CACERES SUBT.		0.81	750 XLPE	142.00	178.00	
TOTAL 115KV						312.3				

- (1) Estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Pacora y otro en 24 de Diciembre.
- (2) Estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Cañazas y otro en La Esperanza.
- (3) Estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Chilibre y otro en Cemento Panamá, fueron repotenciadas en el 2016
- (4) Estas líneas son de doble circuito, originalmente desde la S/E Llano Sanchez a S/E Panama II, fue seccionada por la S/E El Cocco en el 2014
- (5) Estas líneas son de doble circuito, desde el 2014 era originalmente desde la S/E El Cocco a S/E Panama II, un circuito fue seccionado por la S/E Burunga en el 2017
- (6) Este circuito originalmente era desde S/E Veladero a S/E Llano Sanchez, fue seccionada por la S/E Bella Vista en el 2016
- (7) Este circuito originalmente era desde S/E Santa Rita a S/E las Minas 1, fue seccionada por la S/E Cativa II
- (8) Estas líneas fueron repotenciadas en el 2016
- (9) Estas líneas fueron repotenciadas en el 2019
- (10) Estas líneas fueron repotenciadas en el 2019 (Cambio de Conductor)

Tabla 3.2. Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión

No. de S/E	SUBESTACION	No.	CAPACIDAD (MVA)					VOLTAJES (KV)				ENTRADA EN OPERACIÓN		
			230KV	115KV	34.5KV	13.8KV	4.16KV	CAPACIDAD REDUCTOR	ALTA	BAJA	TERCI.		CONEXION	
1	PANAMA 2	1	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1999
	PANAMA 2	2	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1999
	PANAMA 2	3	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	2019
2	PANAMA	1	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1993
	PANAMA	2	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1974
	PANAMA	3	350	350		75		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1981
	PANAMA	4	350	350		75		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	2018
3	CHORRERA	1	50	50	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1995
	CHORRERA	2	100	100	100			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2019
	CHORRERA	3	100	100	100			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2013
4	LLANO SANCHEZ	1	100	100	100			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2019
	LLANO SANCHEZ	2	70	60	30			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1995
	LLANO SANCHEZ	3	100	100	33			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2012
5	MATA DE NANCE	1	70	60	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
	MATA DE NANCE	2	70	60	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2012
	MATA DE NANCE	3	70	60	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2003
6	PROGRESO	1	50	50	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2003
	PROGRESO	2	50	50	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
7	CHARCO AZUL	1		24		24		OA/FA	REDUCTOR	115	4.16		DEL/EST	1988
8	CHANGUINOLA	1	50	50	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2009
9	CALDERA	1		62.5	62.5			OA/FA/FOA	REDUCTOR	115	34.5		EST/DEL	2010
10	BOQUERON II	1	83.3		83.3			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34.5		EST/DEL	2010
	BOQUERON II	2	83.3		83.3			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34.5		EST/DEL	2016
11	SAN BARTOLO	1	100	100	100			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2015
TOTAL			2,721.6	2,601.5	1,042.1	300.0	24.0							

Subestaciones Seccionadoras

- Cáceres 115 KV
- Santa Rita 115 KV
- Guasquitas 230 KV
- Veladero 230 KV
- El Higo 230 KV
- Cañazas 230 KV

Para brindarle un buen soporte reactivo al sistema eléctrico, ETESA cuenta con bancos de capacitores y reactores. En la Tabla 3.3 se muestra el detalle de los bancos ubicados por subestación (con sus respectivos niveles de voltaje) y su tipo (capacitor o reactor).

Tabla 3.3. Compensación Reactiva del Sistema Principal de Transmisión

Subestacion	Voltaje (KV)	Compensacion (Mvar)	
		Capacitiva	Reactores
Panama	115	120	
Panama II	230	120	
Panama II	115	120	
Llano Sanchez	230	90	-60
Llano Sanchez	34.5		-20
Mata de Nance	34.5		-40
Veladero	230		-60

La base de datos de ETESA se encuentra organizada de acuerdo con las características de todos los componentes del Sistema de Transmisión y las características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión (SPT).

A continuación, se presenta un esquema unifilar con las principales líneas de transmisión en 230 KV y 115 KV.

Figura 3.1 Unifilar del Sistema Principal de Transmisión

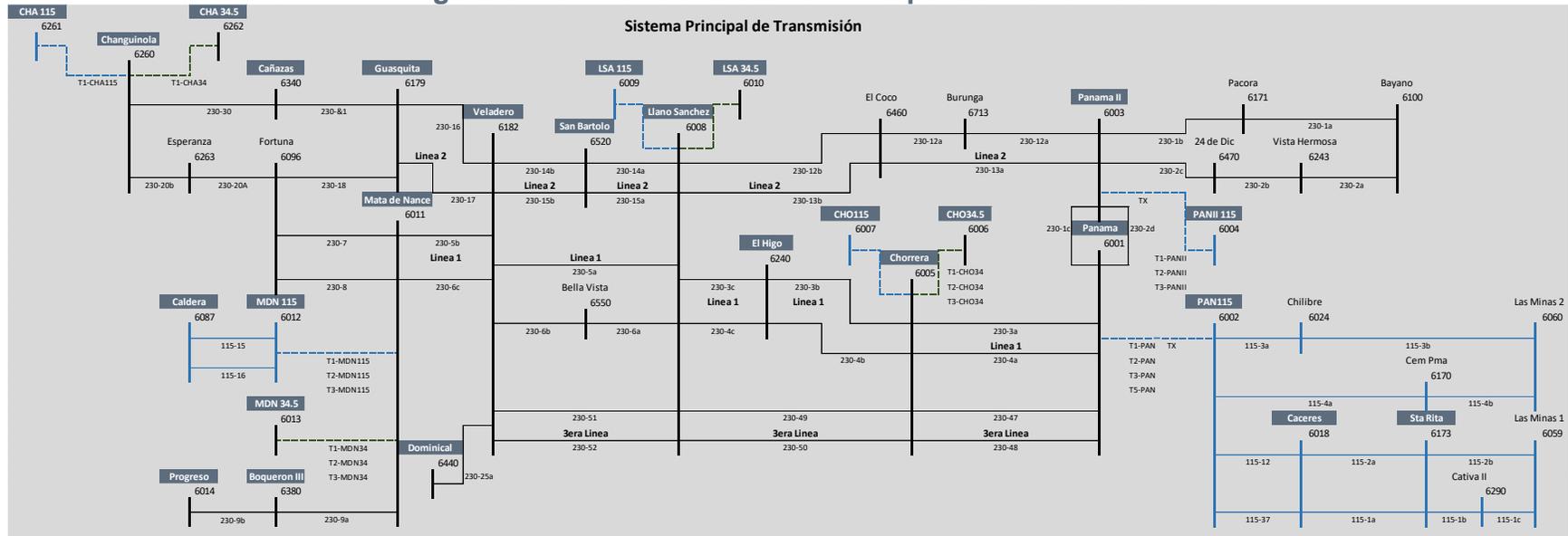
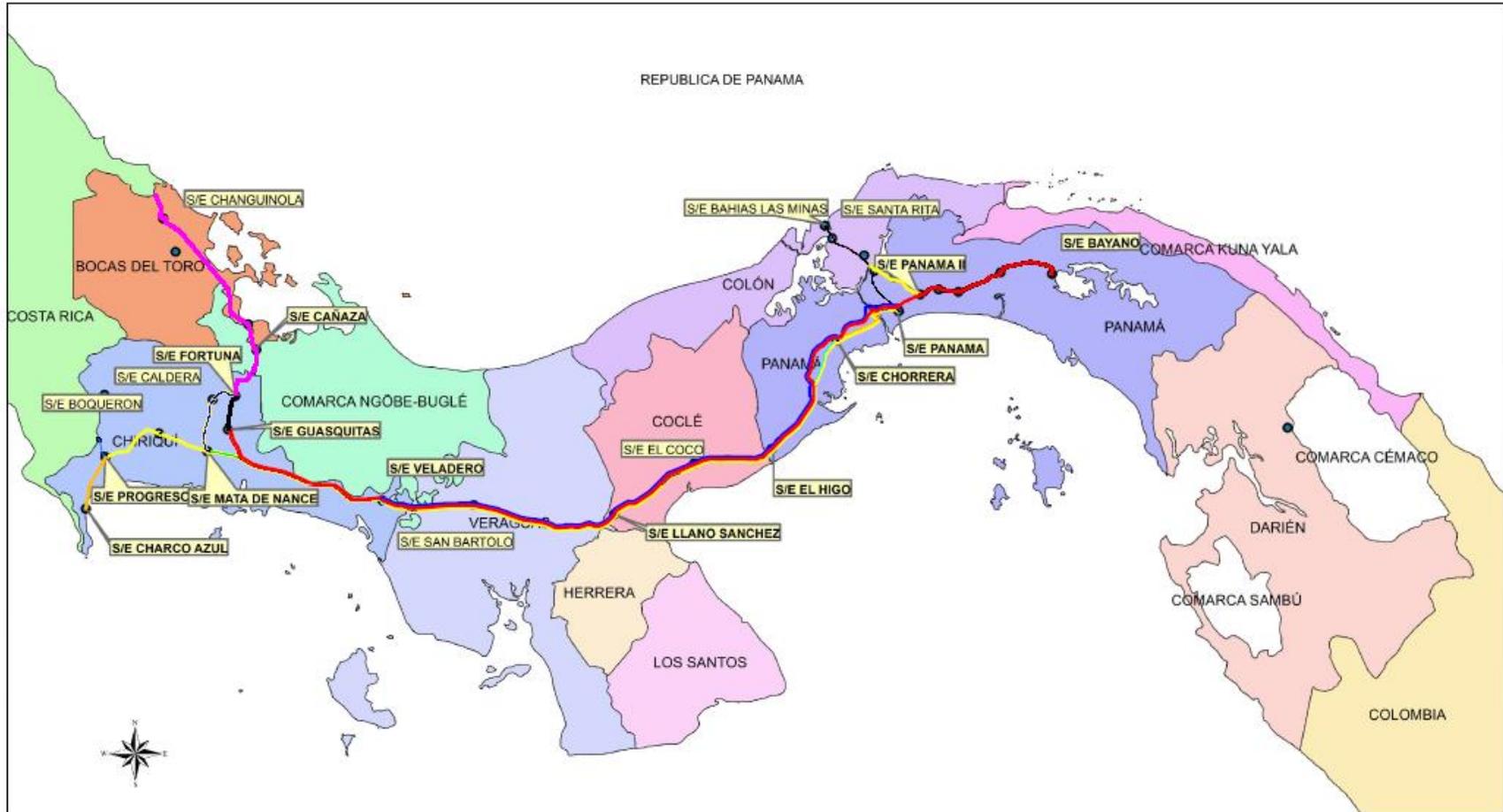


Figura 3.2 Líneas del Sistema Principal de Transmisión



ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA

Actualmente, el Sistema Interconectado Nacional cuenta con 7 esquemas de desconexión de carga, 1 esquema para desconexión de generación, 1 esquema para desconexión de interconexiones y 1 esquema mixto (SPEAR), todos operan ante una situación de emergencia

Tabla 3.4. Resumen de Esquemas Operativos

Control	Criterio para habilitarlo	Criterios para su operación	Contingencias	Disparos de carga / Generación / Apertura de Interconexión
EDCxBV	Siempre en servicio	Para condiciones de Bajo voltaje de 105 kV o menores en la red de 115 kV, en operación de 3 etapas, la primera con retardo de 30 ciclos, la segunda 54 ciclos y la tercera 180 ciclos	Cualquiera que produzca bajo voltaje	1. En la primera etapa 35 MW de S/E Maraón. 2. En la segunda etapa 20 MW de la S/E Cerro Viento. 3. En la tercera etapa 25 MW de S/E San Francisco.
EDCxPT	Siempre en servicio	Pérdida del Autotransformador T3 o T5 de Subestación Panamá en operaciones de 5 escalones.	Cualquiera que produzca la pérdida del Autotransformador T3 o T5 de subestación Panamá	En el primer escalón 20 MW de carga. En el segundo escalón 40 MW de carga. En el tercer escalón 50 MW de carga. EN el cuarto escalón 50 MW de carga. En el quinto escalón 50 MW de carga.
EDCxPG-PANAM	Generación de Pan Am a plena carga y máximo flujo de occidente	Ante el disparo de la línea 230-11	Ante el disparo de la línea 230-11	70 MW en la subestación Monte Oscuro
EDCxPG-BLM	Generación de BLM Carbón a plena carga y máximo flujo de occidente	Ante el disparo de la caldera de carbón	Salida de las 4 unidades alimentadas por la caldera de carbón	45 MW en subestación San Francisco y Locería
EDGxPC (se selecciona manualmente si operará con Fortuna o Changuinola)	Siempre en servicio (el despachador del CND deberá seleccionar desde el SCADA si el esquema actuará con FORTUNA o CHANGUINOLA) IMPORTANTE: mientras esté operativo el SPEAR este esquema se mantendrá deshabilitado.	1. La sumatoria de potencia activa (MW) leída por los PMU instalados en las tres interconexiones (Progreso, Dominical y Changuinola), deben totalizar un flujo sur-norte mayor o igual a 200 MW. Es importante acotar que entre las acciones realizadas estuvo la instalación del PMU en S/E Dominical. 2. La frecuencia debe ser mayor o igual a 60.1 Hz.	Pérdida de carga sensible	FORTUNA: Al cumplirse los criterios de operación y de encontrarse esta central en estado activo. En la Central Fortuna se verificará la generación de las unidades FORG1 y FORG3 como sigue: 1. Si la potencia (MW) de la unidad FORG3 es mayor o igual a 80 MW, entonces la dispara, de lo contrario verifica el punto 2. 2. Si la potencia (MW) de la unidad FORG1 es mayor o igual a 80 MW, entonces la dispara, de lo contrario verifica el punto 3. 3. Si la sumatoria de potencia (MW) FORG3 + FORG1 es mayor o igual a 50 MW, entonces dispara ambas unidades. CHANGUINOLA: El despachador del CND deberá tener preseleccionada la unidad de Changuinola (G1 o G2) que se deberá disparar en caso que se cumplan los criterios de operación y de encontrarse esta central en estado activa. 1. Al cumplirse los criterios de operación, se dispara la unidad seleccionada.
EDCXPL	Siempre en servicio	Para la actuación del esquema deben darse las siguientes condiciones: 1. La corriente de alguno de los circuitos este por debajo de la corriente de supervisión, lo que indica que la línea está abierta. 2. La suma de las corrientes de las líneas supere los umbrales descritos en la columna E.	Pérdida de la línea 115-12 o 115-37	Para flujos en MW (sumatoria de las líneas 115-12 y 115-37), entre 177-185 MW, desliga el escalón 3 del Esquema de desligue de carga por pérdida de transformador T3. En el primer escalón 43 MVA de carga. Para flujos en MW (sumatoria de las líneas 115-12 y 115-37), entre 185-200 MW, desliga el escalón 2 y 3 del Esquema de desligue de carga por pérdida de transformador T3. En el segundo escalón 85 MVA de carga. Para flujos en MW (sumatoria de las líneas 115-12 y 115-37), entre 200-215 MW, desliga el escalón 4 y 5 del Esquema de desligue de carga por pérdida de transformador T3. En el tercer escalón 111 MVA de carga. Para flujos en MW (sumatoria de las líneas 115-12 y 115-37), entre 215 - 225 MW, desliga el escalón 1, 2 y 3 del Esquema de desligue de carga por pérdida de transformador T3. EN el cuarto escalón 136 MVA de carga.

Control	Criterio para habilitarlo	Criterios para su operación	Contingencias	Disparos de carga / Generación / Apertura de Interconexión
EDC:BF	Siempre en servicio (Nota: las primeras 3 etapas son regionales)	Retardo intencional de 0.1 segundos Primer escalón de frecuencia = 59.30 Hz Segundo escalón de frecuencia = 59.10 Hz Tercer escalón de frecuencia = 58.90 Hz Cuarto escalón de frecuencia = 58.65 Hz Quinto escalón de frecuencia = 58.40 Hz	Cualquier contingencia que provoque Baja frecuencia en el SIN	Carga por Escalon Primer escalón desliga 3% de carga Segundo escalón desliga 4% de carga Tercer escalón desliga 5% de carga Cuarto escalón desliga 7% de carga Quinto escalón desliga 3% de carga
EDALTBF	Siempre en servicio (esquema implementado regionalmente)	Frecuencia en 58.8 HZ en el área de control	Cualquier contingencia que provoque Baja frecuencia en el SIN	Apertura de las interconexiones con los siguientes tiempos de retardos para las diferentes interconexiones del SER: GUA-ESA = 1 segundo GUA-HON = 1 segundo ESA-HON = 1 segundos HON-NIC = 0.2 segundos NIC-CRI = 0.6 segundos CRI-PAN = 1 segundo
EDC:PGCN	Siempre en servicio	Si 0≤ MW pérdida en Costa Norte ≥80, desligue de carga= EDAC0 Si 80≤ MW pérdida en Costa Norte ≥180, desligue de carga= EDAC1 Si 180≤ MW pérdida en Costa Norte ≥280, desligue de carga= EDAC2 Si MW pérdida en Costa Norte >280, desligue de carga= EDAC3	Pérdida de generación asociada a la central Costa Norte (Monitoreo de interruptores de línea de evacuación del proyecto y unidades generadoras)	EDAC0= 0 MW EDAC1= 40 MW EDAC2= 110 MW EDAC3= 210 MW
Sistema de Protección Especial con Acciones Remediales (SPEAR)	Siempre en servicio		Se implementaron acciones remediales para las siguientes condiciones (contingencias): C1: Cargabilidad de la línea PAN-CAC (115-12) C2: Cargabilidad de la línea PAN-CAC (115-35) C3: Colapso de voltaje por apertura de la línea PANII-BUR-ECO (230-12A) C4: Colapso de voltaje por apertura de la línea PANII-ECO (230-13A) C5: Colapso de voltaje por apertura de la línea LSA-CHO (230-49 o 230-50) C6: Colapso de voltaje por apertura de la línea LSA-EHI (230-3C o 230-4C) C7: Colapso de voltaje por pérdida de MVARs en PANII 230 kV C8: Protección del enlace con Costa Rica (EDGxPC)	La acción remedial para contrarrestar colapso de voltaje y cargabilidad en el corredor Panamá - Cáceres es el rechazo de carga y para los problemas en el enlace es el rechazo de generación.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



PESIN
2020 - 2034

CAPÍTULO 4

CRITERIOS TÉCNICOS



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 4

CRITERIOS TÉCNICOS

El Sistema Interconectado Nacional debe cumplir con todas las normas establecidas tanto en el Reglamento de Transmisión, como en el Reglamento de Operación. En el Título VI llamado Normas de Diseño del Sistema de Transmisión del “Reglamento de Transmisión” se establece lo siguiente:

CRITERIOS DE CALIDAD

Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, deberán contar con el equipamiento necesario que permita el control de tensión y el suministro de potencia reactiva, con el objeto de minimizar el transporte de potencia reactiva por sus instalaciones y mantener el nivel de calidad de servicio en las tensiones exigido en el Reglamento de Transmisión, considerando que todos los usuarios cumplen con su obligación. (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 91).

Requerimientos a Generadores

En Operación normal la generación de energía reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del diagrama de capacidad de la unidad generadora. Las unidades deberán suministrar la curva P–Q nominal certificada. El CND podrá solicitar a los Generadores que varíen su generación dentro de los límites de la curva P–Q mencionada. (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2:

Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 92).

Basado en los artículos mencionados anteriormente, se presentan en la Tabla 4.1 y Tabla 4.2 las centrales de generación hidroeléctricas y termoeléctricas junto con los límites de potencia activa y reactiva que pueden suministrar al SIN:

Tabla 4.1. Rangos de Operación de Hidroeléctricas Existentes

Nombre	P MAX (MW)	Q MAX (MVAR)	Q MIN (MVAR)
Changuinola I	212.40	101.70	-101.70
Mini Chan	9.77	4.80	-3.85
Bayano	260.00	95.00	-75.00
Estí	120.00	57.96	-57.96
La Estrella	47.20	24.00	-10.00
Los Valles	54.76	24.00	-10.00
Lorena	37.60	15.60	-14.00
Prudencia	62.78	16.00	-16.00
Gualaca	25.60	15.60	-14.00
Mendre	19.75	8.32	-8.32
Mendre II	8.12	3.72	0.00
Monte Lirio	53.75	38.40	-24.90
Bugaba I	5.14	2.55	-1.33
Fortuna	300.00	150.00	-150.00
Algarrobos	9.86	4.52	-4.52
Dolega	3.13	2.34	-2.34
La Yeguada	8.20	5.25	-5.25
Macho Monte	2.40	1.66	-1.66
Cochea	15.50	9.82	-9.00
Pedregalito I	21.00	12.50	-13.60
Pedregalito I Unidad 3	0.22		
Pedregalito II	13.49	6.64	-6.64
Macano	5.25	2.00	-1.60
RP-490	14.30	9.20	-4.70
San Lorenzo	8.70	3.00	-3.40
El Fraile	6.71	3.30	-3.30
El Alto	75.00	32.64	-22.83
Baitún	85.90	28.00	-28.00
Baitún G3	1.73	0.50	-0.50
Bajo de Mina	56.80	20.00	-20.00
Bajo de Mina G3	0.60	0.50	-0.50
Concepción	11.00	2.00	-1.60
Las Perlas Norte	10.00	2.00	-1.60
Las Perlas Sur	10.00	2.00	-1.60
Paso Ancho	6.16	2.00	-1.60
Los Planetas I	4.82	2.30	-2.30
Bonyic	31.31	14.70	-6.00
La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	1.00	-1.00
La Potra (Bajo Frio)	27.90	20.28	-12.30
Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	20.28	-12.30
Bugaba 2	6.33	2.55	-1.33
Las Cruces	19.47	6.12	-3.76
Las Cruces Und 3	0.97	0.50	-0.10
Bajo de Totumas	6.33	2.50	-2.50
La Cuchilla	8.40	3.72	0.00
Barro Blanco	26.80	16.50	-16.50
Barro Blanco Minicentral	1.88	1.16	-1.16
Los Planetas 2	8.89	3.60	-3.60
San Andres	9.89	4.80	-4.80
Pando	37.00	25.60	-16.60
Eco-Tizingal	0.74		
TOTAL EXISTENTE	1803.55	833.13	-705.55

Tabla 4.2. Rangos de Operación de Termoeléctricas Existentes

Nombre	P MAX (MW)	Q MAX (MVAR)	Q MIN (MVAR)
Catavá	87.00	56.00	-56.00
BLM Carbón (BLM 2)	40.00	15.00	0.00
BLM Carbón (BLM 3)	40.00	15.00	0.00
BLM Carbón (BLM 4)	40.00	15.00	0.00
BLM 9 Carbón	49.31	10.00	0.00
J. Brown G5	33.00		
J. Brown G6	33.00		
BLM 8	34.00		
Termo Colón G1	50.00	25.00	-25.00
Termo Colón G2	50.00	25.00	-25.00
Termo Colón G3	50.00	25.00	-35.00
Panam	99.60	54.00	0.00
Pacora	55.34	27.00	-33.00
Miraflores G5	18.00	8.00	0.00
Miraflores G10	40.81	22.15	-20.68
Jinro Power	57.83	10.54	-10.54
Amp. Panam	49.80	27.00	0.00
Cerro Patacón	8.15	4.62	-4.62
Cobre Panamá - PACO Power Plant*	306.00	168.00	-128.00
Costa Norte	381.00	212.00	-145.00
Tropitermica	5.10		
TOTAL EXISTENTE	1527.94	719.31	-482.84

Para el caso de Centrales Eólicas, se debe contar con los siguientes requisitos:

- Deben estar provistas con un control de tensión retroalimentado adecuado que regule la tensión en el punto de conexión. Debe ser capaz de proporcionar continuamente una potencia reactiva entre -0.4 p.u. y +0.4 p.u. en el punto de conexión. (Código de Redes para Generación Eólica, Sección B.2.2: Requerimientos para las Centrales E de Control de Potencia Reactiva – Tensión).
- Para participar en el control de tensión, cada uno de los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento debe tener la capacidad de inyección y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa y ajustar los reactivos de la Central Eólica a solicitud del Centro Nacional de Despacho (CND).

- Los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento deben tener las opciones de control de voltaje y de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto, o mejor. (Código de Redes para Generación Eólica, Sección B.2.3: Requerimientos para los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento de Control de Potencia Reactiva – Tensión).

Basado en los requisitos establecidos, se presenta en la Tabla 4.3 las centrales de generación eólica existente junto con la potencia activa y reactiva que pueden suministrar al SIN:

Tabla 4.3. Rangos de Operación de Centrales Eólicas Existentes

Nombre	P MAX (MW)	Q MAX (MVAR)	Q MIN (MVAR)
Rosa de los Vientos Etapa I	52.50	17.26	-17.26
Marañón	17.50	5.75	-5.75
Nuevo Chagres	55.00	18.08	-18.08
Portobello Ballestillas	32.50	10.68	-10.68
Nuevo Chagres II	62.50	20.54	-20.54
Rosa de los Vientos Etapa II	50.00	16.43	-16.43
TOTAL EXISTENTE	270.00	88.74	-88.74

Los requisitos de regulación de voltaje establecidos para las Centrales Solares Fotovoltaicas son los siguientes:

- Deberán ser diseñadas con la capacidad de operar en los modos de control de voltaje, de factor de potencia, y de potencia reactiva (Q o MVAR). El modo de operación del control actual (uno de los tres), así como el punto de operación deberán ser establecidos por el CND en coordinación con la distribuidora cuando la central se conecte a la distribuidora. (Código de Redes para Generación Solar Fotovoltaica, Sección B.3:

Capacidades de Potencia Reactiva).

- Deberán ser diseñadas para suministrar la Potencia Activa Disponible, con capacidad de inyección y absorción de Potencia Reactiva para Factores de Potencia dentro del rango de 0.95 adelantado a 0.95 atrasado disponible desde el 20% de la Potencia Activa Disponible medida en el Punto de Conexión. El suministro de la potencia reactiva se efectuará únicamente mientras la central inyecte potencia activa a la red, es decir que no se le requerirá suministro de potencia reactiva durante la noche. (Código de Redes para Generación Solar Fotovoltaica, Sección B.3: Capacidades de Potencia Reactiva).
- De forma complementaria, las Centrales Solares fotovoltaicas deberán estar equipadas con funciones de control de Potencia Reactiva capaces de controlar la Potencia Reactiva suministrada por las centrales en el punto de conexión, como también una función de control de voltaje, capaz de controlar el voltaje en el punto de conexión, por medio de órdenes utilizando puntos de ajuste y gradientes. Dichas funciones serán mutuamente exclusivas, lo cual significa que sólo una de las 3 siguientes funciones podrá ser activadas a la vez (Código de Redes para Generación Solar Fotovoltaica, Sección B.4: Funciones de Control de Voltaje y Potencia Reactiva):

1. Control de voltaje: Regula el voltaje en el punto de conexión.
2. Control de factor de potencia: Regula la Potencia Reactiva de manera proporcional a la Potencia Activa en el punto de conexión.
3. Control de “Q” o “MVAR”: Regula la Potencia Reactiva de forma independiente de la Potencia Activa y el voltaje en el punto de conexión.

Tabla 4.4. Rangos de Operación de Centrales Solares Existentes

Nombre	P MAX (MW)	Q MAX (MVAR)	Q MIN (MVAR)
Cocle Solar	0.96	0.32	-0.32
Bejuco Solar	0.96	0.32	-0.32
Daconan Solar	0.24	0.08	-0.08
Divisa Solar	9.90	3.25	-3.25
Sarigua	2.40	0.79	-0.79
Central Fotovoltaica Bugaba	2.40	0.79	-0.79
Chiriquí	9.87	3.24	-3.24
Generadora Solar Caldera	4.91	1.61	-1.61
Sol de David	7.63	2.51	-2.51
Vista Alegre	8.22	2.70	-2.70
Sol Real	10.78	3.54	-3.54
Estrella Solar	4.93	1.62	-1.62
Farallón Solar 2	4.80	1.58	-1.58
El Fraile Solar	0.48	0.16	-0.16
Milton Solar	10.26	3.37	-3.37
Don Félix	9.90	3.25	-3.25
Pocri	16.00	5.26	-5.26
Panasolar Generation	9.90	3.25	-3.25
Ecosolar 2	10.00	3.29	-3.29
Ecosolar	10.00	3.29	-3.29
El Espinal	9.26	3.04	-3.04
Miraflores Los Ángeles	9.52	3.13	-3.13
Miraflores Coclé	8.99	2.95	-2.95
Santiago Gen 1	5.85	1.92	-1.92
Miraflores París	8.99	2.95	-2.95
IKAKO	10.00	3.29	-3.29
IKAKO I	10.00	3.29	-3.29
IKAKO II	10.00	3.29	-3.29
IKAKO III	10.00	3.29	-3.29
TOTAL EXISTENTE	217.1466	71.3726359	-71.372636

Requerimientos a Transmisor (ETESA)

En cumplimiento con el artículo MOM.1.40 con el nombre Criterio de Cargabilidad Normal en líneas, se establece que las líneas de transmisión no deberán operarse a más del 100% de su capacidad de transporte según diseño para la operación normal del sistema. Por criterios de seguridad de áreas o

estabilidad, debidamente justificados con estudios de red, se podrá establecer un límite menor.

Además, en condiciones de estado estable de operación, los prestadores del servicio público de transmisión deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 93):

Tabla 4.5 Barras del Sistema Principal de Transmisión

Bus	Nodo	Nombre	Voltaje	Empresa Propietaria
6001	PAN230	Panamá	230.00	ETESA
6003	PANII230	Panamá II	230.00	ETESA
6005	CHO230	Chorrera	230.00	ETESA
6008	LSA230	Llano Sánchez	230.00	ETESA
6011	MDN230	Mata de Nance	230.00	ETESA
6014	PRO230	Progreso	230.00	ETESA
6096	FOR230	Fortuna	230.00	FORTUNA, S.A.
6100	BAY230	Bayano	230.00	AES PANAMÁ, S.A.
6171	PAC230	Pacora	230.00	PEDREGAL POWER
6179	GUA230	Guasquitas	230.00	ETESA
6182	VEL230	Veladero	230.00	ETESA
6240	EHIG230	El Higo	230.00	ETESA
6260	CHA230	Changuinola	230.00	ETESA
6263	ESP230	La Esperanza	230.00	AES CHANGUINOLA, S.A.
6340	CAN230	Cañazas	230.00	ETESA
6380	BOQIII230	Boquerón III	230.00	ETESA
6440	DOM230	Dominical	230.00	ETESA
6460	ECO230	El Coco	230.00	UEP
6470	24DIC230	24 de Diciembre	230.00	ENSA
6520	SBA230	San Bartolo	230.00	ETESA
6550	BEV230	Bella Vista	230.00	GENISA
6713	BUR230	Burunga	230.00	ETESA
6002	PAN115	Panamá	115.00	ETESA
6004	PANII115	Panamá II	115.00	ETESA
6006	CHO115	Chorrera	115.00	ETESA
6009	LSA115	Llano Sánchez	115.00	ETESA
6012	MDN115	Mata de Nance	115.00	ETESA
6015	PRO115	Progreso	115.00	ETESA
6018	CAC115	Cáceres	115.00	ETESA
6024	CHI115	Chilibre	115.00	ENSA
6059	LM1115	Bahía Las Minas #1	115.00	BLM
6060	LM2115	Bahía Las Minas #2	115.00	BLM
6087	CAL115	Caldera	115.00	ETESA
6170	CPA115	Cemento Panamá	115.00	Cemento ARGOS
6173	STR115	Santa Rita	115.00	ETESA
6261	CHA115	Changuinola	115.00	ETESA
6290	CATI115	Cativa II	115.00	TERMOCOLON

Tabla 4.6. Rangos de Variación de Voltaje Estado N

Nivel de Tensión	Vigencia de la Norma	
	Periodo 4	Periodo 5
	A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 5.0%	± 5.0%
230 kV	± 3.0%	± 5.0%

Nota: 0.XX (-) indica un factor de potencia atrasado (inductivo).
0.YY (+) indica un factor de potencia adelantado (capacitivo).

Requerimientos a Distribuidoras

Las empresas de distribución eléctrica y los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión deberán mantener en sus puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión (y el lado de 34.5 KV de los transformadores en los casos que correspondiere), los “valores tolerados” del factor de potencia promedio en intervalos de 15 minutos mostrados en la Tabla 4.7 Esto se debe cumplir en los estados estables de operación normal y de contingencia simple con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por el Sistema de Transmisión.

Tabla 4.7 Requisitos del Factor de Potencia

Vigencia de la Norma	
Periodo 4	
Horario	A partir del 1 de enero de 2007
Horas de Valle Nocturno de 10:00 p.m a 5:00 a.m.	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.98(-)
Resto del Día	Dentro del rango de 0.97(-) a 1.00(-)

Nota: 0.XX (-) indica un factor de potencia atrasado (inductivo).
0.YY (+) indica un factor de potencia adelantado (capacitivo).

CRITERIOS DE SEGURIDAD

Con posterioridad a la ocurrencia de una contingencia simple en el Sistema Principal de Transmisión y una vez que el sistema alcanzó su operación en estado estacionario, los que

prestan el servicio de transmisión deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 94):

Tabla 4.8. Rangos de Variación de Voltaje Estado N-1

Nivel de Tensión	Vigencia de la Norma	
	Periodo 4	Periodo 5
	A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 7.0%	± 7.0%
230 kV	± 5.0%	± 7.0%

Se entiende por contingencia simple a aquella falla que afecte un solo elemento del Sistema Principal de Transmisión.

Con posterioridad a la ocurrencia de cualquier contingencia en el Sistema Principal de Transmisión, los que prestan el Servicio de Transmisión, deberán asegurar en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión de las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión que los niveles de tensión no superarán el 20% de la tensión nominal, ni serán inferiores al 85% de la misma. Estos niveles no podrán tener una duración mayor que un minuto contado a partir de la contingencia. (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 95).

Mientras que el criterio establecido para las líneas está en el MOM.1.41 llamado Criterio de Cargabilidad en emergencia en líneas. En condiciones de emergencia las líneas podrán ser sobrecargadas por periodos máximos de quince (15) minutos. Se permite que los conductores operen a una temperatura máxima de 90°C, pero limitada a un tiempo total de 300 horas durante su vida útil.

Contingencias

Para la revisión del cumplimiento del criterio de seguridad se realizarán las siguientes contingencias:

- Contingencias simples en todas las líneas pertenecientes al SPT, tanto en 230KV y 115KV.
- Contingencias simples de las interconexiones.
- Contingencias simples de todos los transformadores de ETESA.
- Contingencias de desbalance de carga-generación que superen los 40MW.

CRITERIOS ADICIONALES

Adicionalmente, para efectos del estudio, se considerará a partir del 2021 que los demás elementos del SIN cumplen con las premisas básicas de operación establecidas en el Capítulo VII.2: OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN RELACIÓN CON LA CALIDAD DE SERVICIO, DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN, entre las que se tiene el Artículo 119 de la sección VII.2.1, Control de Potencia Reactiva, que establece que:

El Artículo 121 de la misma sección establece que las empresas generadoras deberán operar sus centrales dentro de los límites fijados por sus curvas de capacidad, para efectos de suministrar o absorber la potencia reactiva que resulte de una correcta y óptima operación del sistema eléctrico. Las empresas generadoras están obligadas a cumplir con los siguientes requerimientos:

a) Entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la Curva de Capacidad para la máxima presión de refrigeración.

b) Entregar en forma transitoria, el cien por ciento (100%) durante veinte (20) minutos continuos, con intervalos de cuarenta (40) minutos.

c) Mantener la tensión en barras que le solicite el Centro Nacional de Despacho, dentro de su zona de influencia de acuerdo con la normativa vigente.

d) El no cumplimiento de estas prestaciones significará la aplicación de un recargo de acuerdo con la metodología descrita en el presente Reglamento.

Se proponen entonces criterios básicos para la operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Para establecer estos criterios técnicos se ha tomado como referencia lo establecido en el Reglamento de Transmisión.

Estabilidad

De acuerdo con el Reglamento de Operación, el sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del Sistema de Transmisión; donde el despeje de la falla en operación normal de interruptores de 230 KV debe darse en 66 ms (4 ciclos), y en interruptores de 115 KV en 150 ms (9 ciclos) de la protección principal. Luego de la actuación de los interruptores, deberían ocurrir los siguientes sucesos:

1. Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 500 ms.

2. Después de la contingencia sencilla, en el nuevo punto de equilibrio, las tensiones en las barras del Sistema de Transmisión deben estar en el rango de 0.93 a 1.07 p.u.

3. Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema, deberán ser amortiguadas.

4. No se permiten valores de frecuencia inferiores a 58.0 Hz ni mayores a 62 Hz durante los eventos transitorios. La consideración de 58.0 Hz se debe a que las máquinas térmicas del SIN están configuradas en este valor.

5. En caso de contingencia en una de las líneas, se permite la sobrecarga en las demás líneas del sistema hasta 15 minutos para permitir re-despacho que alivie estas sobrecargas.

6. Al conectar o desconectar bancos de condensadores y/o reactores, el

cambio de la tensión en el transitorio, deberá ser inferior a 5% de la tensión nominal de la barra donde se ubica la compensación.

7. La generación o absorción de potencia reactiva de las unidades de generación podrá transitoriamente exceder los límites de capacidad de régimen permanente hasta un máximo de 30 segundos de ocurrida la contingencia. El objetivo es evitar sobrecargas sostenidas que puedan sacar de operación las unidades de generación.

CRITERIOS DE DESPACHOS

Para la elaboración de los escenarios de estudio en el horizonte a considerar se adoptarán los siguientes criterios de despacho de generación.

Cualquier unidad de generación podrá ser despachada al 95% de su capacidad instalada como máximo. El 5% restante será considerado reserva rodante y es una condición para todas las centrales de generación del SIN independientemente del periodo estacional. Se exceptúa de esta condición las centrales de energías renovables no convencionales, como lo son las eólicas y las solares, las cuales se modelan con condiciones específicas según la época o periodo estacional.

En caso de despacharse plantas de carbón durante el periodo de demanda máxima, no se deberá sacar de línea para los periodos de demanda media ni demanda mínima. Esto se debe a las restricciones de encendido de la caldera y al tiempo que demora en entrar a operar (la planta de Carbón

del BLM se podrá disminuir hasta 80 MW y la de Punta Rincón hasta cubrir su demanda).

Se debe tomar en cuenta la restricción de potencia mínima permisible para las unidades de generación en Bayano y Fortuna. En horas de demanda mínima, si es posible, tratar de no despachar a los embalses con la finalidad de que puedan recuperar su nivel y tener una mayor disponibilidad de generación durante la demanda máxima.

Para realizar el despacho de las centrales de gas con ciclo combinado se tomará en cuenta los siguientes criterios para el modelamiento de las plantas:

Ciclo Combinados Gas (3+1) Gatún

De ser necesario el despacho del CC en cualquier configuración y potencia este deberá permanecer por lo menos en la configuración 1+1 en demanda mínima. Se podrá variar su generación siguiendo el criterio que se muestra en la Tabla 4.9.

Cuando se dé el despacho de más de un ciclo combinado de gas se deberá respetar el orden de mérito despachando mayormente el CC de menor costo operativo.

Tabla 4.9. Despacho para Ciclos Combinados en 2+1, Gatún

CC Telfers					
Configuración del CC		Potencia despachada C/U			
		TG1	TG2	TV	TOTAL
2+1 CC	A	193.91	193.91	202.72	590.54
	B	120.71	120.71	126.19	367.61
1+1 CC	A	169.79		123.54	293.33
	B	156.98		114.22	271.20
	C	100.99		73.48	174.47

Ciclo Combinado Gas (6+1) Martano

De ser requerido el CC en el periodo de demanda máxima, en cualquier configuración, este deberá permanecer por lo menos en la configuración 1+1 en demanda media y mínima. Se debe respetar el orden de mérito dependiendo de la potencia despachada (Ver Tabla 4.10), de igual forma se puede despachar como turbinas libres (TG).

Tabla 4.10. Despacho para Ciclos Combinados en 6+1, Martano

Configuración del CC	CC MARTANO							TOTAL
	Potencia despachada C/U (MW)							
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	V1	
CCMART 6X1	44.87	44.87	44.87	44.87	44.87	44.87	134.52	403.75
CCMART 5X1	44.87	44.87	44.87	44.87	44.87		113.84	338.20
CCMART 4X1	44.87	44.87	44.87	44.87			89.36	268.85
CCMART 3X1	44.87	44.87	44.87				62.03	196.65
CCMART 2X1	44.87	44.87					35.66	125.40
CCMART 1X1	44.87						31.13	76.00

Ciclo Combinado Gas (3+1) Costa Norte

Se puede despachar como CC o Turbinas libres (TG), si el CC es requerido en el periodo de demanda máxima, en cualquier configuración, este deberá permanecer por lo menos en la configuración 1+1 en demanda media y mínima.

Tabla 4.11. Despacho para Ciclos Combinados en 3+1, Costa Norte

Configuración del CC	CC Costa Norte					TOTAL
	Potencia despachada C/U (MW)					
	TG1	TG2	TG3	TV		
CN3+1 CC	A	71.25	71.25	71.25	147.25	361.00
	B	60.56	60.56	60.56	136.56	318.25
	C	53.44	53.44	53.44	127.08	287.39
	D	38.50	38.50	38.50	105.40	220.90
CN2+1 CC	A	71.25	71.25		95.24	237.74
	B	60.56	60.56		88.43	209.55
	C	53.44	53.44		82.10	188.97
	D	38.50	38.50		68.30	145.30
CN1+1 CC	A	71.25			40.87	112.12
	B	60.56			38.26	98.82
	C	53.44			35.68	89.12
	D	38.50			30.10	68.60

La planta térmica de Biogás de Cerro Patacón se podrá despachar al 95%, sin importar el periodo estival.

En los años donde se cuente con los SVC en las Subestaciones Panamá 2, Llano Sánchez y Panamá 3, los mismos deben estar despachados lo más cercano posible a cero (0) MVAR en estado estable.

A las unidades de Madden y Gatún pertenecientes a la ACP no se les debe modificar su despacho.

Todas las centrales mini hidroeléctricas, deberán estar al 95% de la potencia instalada sin importar el periodo estival (Chan G3, Chan II G3, Dolega G3, Bugaba I G3, Bugaba II G4, La Potra G4, Barro Blanco G3 y Las Cruces G3).

De ser necesario disminuir generación hidroeléctrica, se debe tomar en cuenta las plantas que cuenten con regulación horaria, las cuales son presentadas en la Tabla 4.12.

Tabla 4.12. Centrales Hidroeléctricas con Regulación Horaria

Centrales con Reg Horaria
Changuinola
La Estrella
Esti
Bajo de Mina
Baitun
Pedregalito
Pando
El Alto
Cochea
la Potra
San Lorenzo
Bonyic
Las Cruces
Barro Blanco

Es importante tomar en consideración que re-despachar la central Estí, puede afectar la generación de Gualaca y Lorena, ya que las mismas se encuentran en cascada.

Periodo Seco

- Todas las centrales de generación de tipo hidroeléctrica de pasada deberán generar muy cerca de su capacidad mínima de generación y las plantas que cuenten con pequeños embalses podrán despacharse al 75% de su capacidad como máximo.
- Todas las centrales de generación eólicas se despacharán al 82%, 36% y 31% de su capacidad instalada para la demanda máxima, media, media nocturno y mínima, respectivamente.
- En demanda máxima, la generación de Changuinola no deberá ser superior en ningún momento al 75% de su capacidad instalada y a un mínimo de 70MW de ser necesaria, ya que se

considera como una central hidroeléctrica de pasada. Las Mini-Chan y Changuinola G3 (Mini-ChanII) deberán operar siempre al 95% de su capacidad instalada. En periodo de demanda mínima, se podrá sacar del despacho al menos una unidad generadora, con el objetivo que se recupere nivel en el embalse.

- En demanda mínima, si es necesario, se podrá sacar de línea las centrales de pasada Estí (bajar Gualaca, Lorena y Prudencia), Bajo de Mina, Baitún, y algunas otras que cuenten con un pequeño embalse de regulación, para que se recupere su nivel y solo operar un generador en las centrales de pasada.
- La generación solar debe ser despachada al 67% de la capacidad instalada en demanda máxima, 32% en demanda media y 0% en demanda media nocturno y mínima.

Periodo lluvioso

Todas las centrales de generación de tipo hidroeléctrica de pasada deberán despacharse al 95% de su capacidad instalada. Con ello se modela la estacionalidad.

Todas las centrales de generación eólicas se despacharán al 0% de su capacidad instalada para todos los escenarios de demanda.

- En horas de demanda mínima se podrá despachar los embalses, siempre y cuando no se incumpla la restricción de potencia mínima permisible para las unidades de generación. Si el sistema lo

permite, se podrá sacar de línea unidades para que puedan recuperar el nivel de embalse.

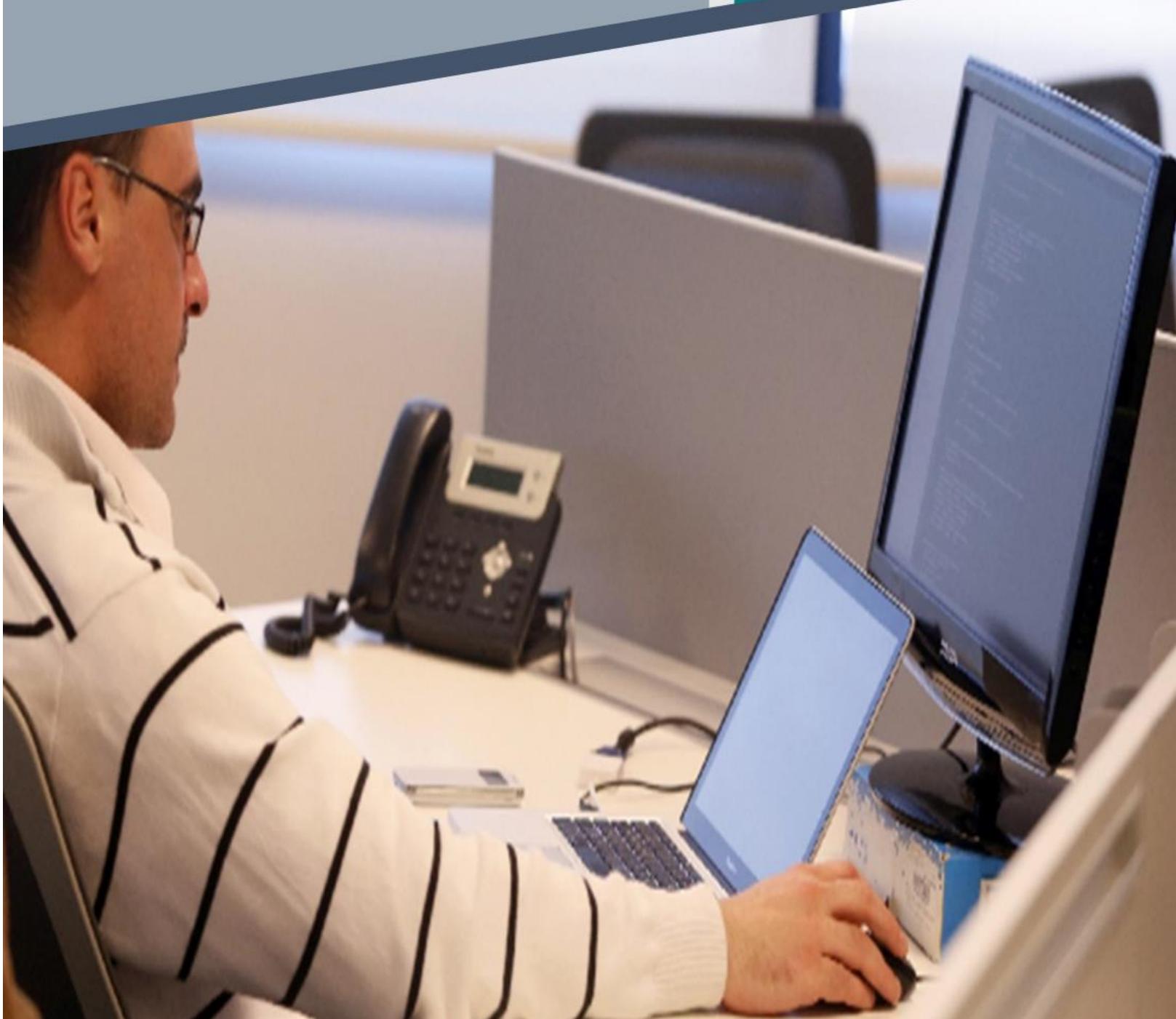
- La central hidroeléctrica Changuinola se considerará como una central de filo de agua. Sin embargo, en periodo lluvioso, la generación de Changuinola I no deberá estar a menos de 70MW. Las centrales mini-Chan y Changuinola G3 (Mini-ChanII) se despachan siempre al 95% de su capacidad instalada.
- La generación solar debe ser despachada al 45% de la capacidad instalada en demanda máxima, 21% en demanda media y 0% en demanda mínima.

En caso de darse generación obligada la misma debe ser despachada siguiendo el orden de mérito, respetando las condiciones operativas de cada máquina.

CAPÍTULO 5

METODOLOGÍA

PESIN
2020 - 2034





Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 5

METODOLOGÍA

METODOLOGÍA DE ESTUDIO

El diagnóstico operativo del sistema eléctrico del año previo da inicio al proceso de planificación, en donde se determinan las inversiones necesarias en el Sistema de Transmisión. Mediante este proceso se identifican los problemas de saturación en la red de transmisión, sobrecargas de transformadores, bajos y altos niveles de tensión, comportamiento de la generación solar y eólica, comportamiento de la demanda y posteriormente se utiliza la proyección de demanda para realizar los análisis futuros anualmente.

Los análisis eléctricos desarrollados se realizaron utilizando la herramienta “Power System Simulator Extended” (PSS/ETM) de SIEMENS PTI. Estos consisten en estudios de flujo de potencia, estabilidad de voltaje, corto circuito y estabilidad dinámica en el sistema eléctrico.

Los estudios de flujo de potencia son destinados a verificar el cumplimiento de las restricciones técnicas de operación de estado estacionario del sistema, cuando se incorporen las nuevas instalaciones a analizar.

A partir de estos estudios se verifica la existencia o no de sobrecargas en equipamientos, y el cumplimiento del perfil de tensiones en los nodos. También se verifica el correcto funcionamiento del sistema para distintos escenarios dentro del

horizonte de estudio, y la operación de estado estacionario del sistema, bajo condiciones de operación normal y de contingencia simple y múltiple, aunque esta última no es normativa.

El estudio de Estabilidad de Voltaje busca garantizar que el sistema tenga suficiente reserva reactiva que le permita mantener los niveles de voltaje en cada uno de los nodos en condiciones de operación normal o después de haber sido sometido a un disturbio.

Los estudios de cortocircuito se realizan analizando fallas monofásicas y trifásicas en los puntos de la red aledaños a la nueva subestación a conectarse. Se verifica que no se superen los niveles de cortocircuito que pueden ser admitidos por las instalaciones y equipos pertenecientes a las estaciones afectadas por las obras, analizando la condición más desfavorable dentro de los escenarios elegidos.

En el Análisis de Estabilidad Dinámica se busca revisar el comportamiento dinámico del sistema ante una perturbación provocada por la pérdida de cualquier elemento del Sistema Interconectado Nacional, con la finalidad de comprobar que el sistema se equilibre luego de haberse producido la falla, en los tiempos y rangos establecidos.

La realización del PESIN tiene como objetivo principal garantizar el

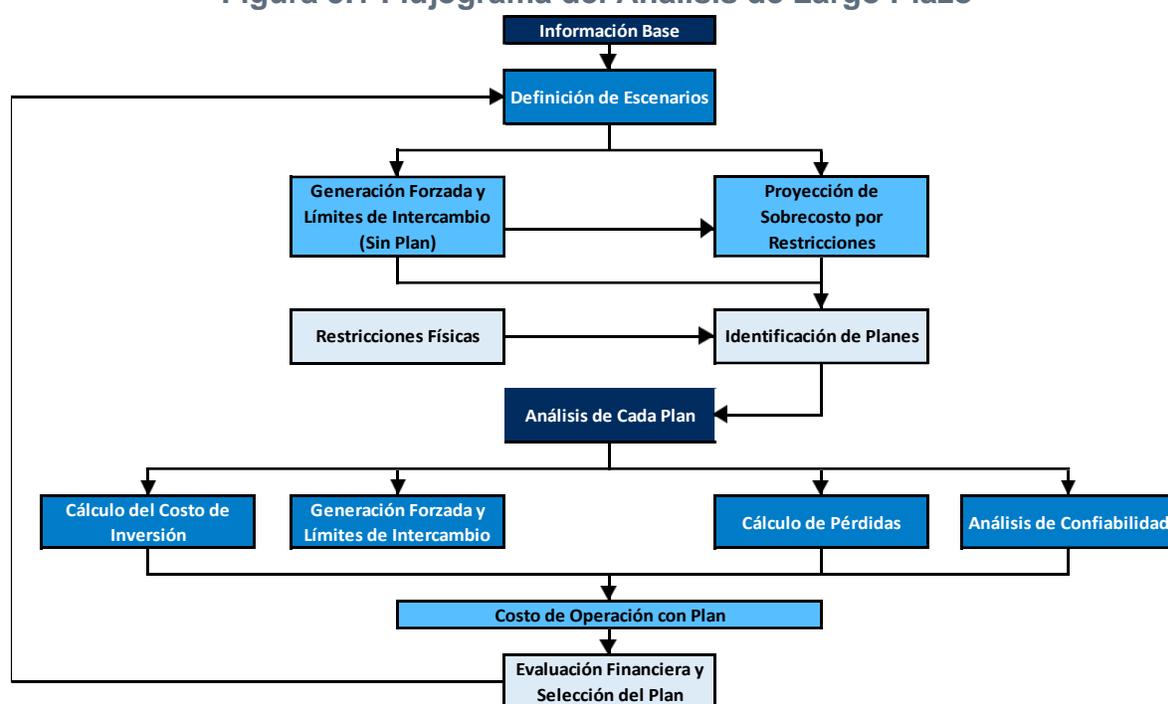
abastecimiento de la demanda al mínimo costo, permitiendo el flujo máximo desde occidente en la época lluviosa y desde la zona norte de Panamá (Colón) en la época seca; por lo tanto, se utilizan los criterios de planificación establecidos por ETESA considerando siempre lo dictado en el Reglamento de Transmisión y Reglamento de Operaciones. Basado en esto, los casos analizados representan los dos extremos que se

podrían dar en el Sistema Interconectado Nacional.

DETERMINACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

En la Figura 5.1 se muestra el flujograma de la metodología específica con la cual se lleva a cabo el Plan de Expansión de Transmisión.

Figura 5.1 Flujograma del Análisis de Largo Plazo



DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

La composición demanda/generación del sistema es la información inicial necesaria para el desarrollo del análisis de un plan de expansión de transmisión óptimo. Esta composición que se denomina “escenario” es el resultado de estudios macroeconómicos, que sirven de

insumo para el análisis de la transmisión.

Adicionalmente a la demanda, los planes indicativos de generación también serán determinantes de los escenarios a los cuales se les realizarán análisis eléctricos, energéticos y de confiabilidad con el objetivo de determinar el plan óptimo de transmisión para cada caso.

Al definir escenarios se pretende estimar cómo será el crecimiento esperado del sistema, para que el final del análisis resulte en encontrar y escoger un Plan de Expansión robusto que permita un óptimo desempeño del sistema frente a los posibles cambios que puedan darse producto de las fluctuaciones en las condiciones económicas.

Ante un alto crecimiento de la demanda, las necesidades de generación se incrementan, lo que implica mayor inversión en la infraestructura del sistema de transmisión.

La posibilidad de definir escenarios con buen criterio es una tarea que fija los parámetros de la solución que ha de encontrarse, facilitando determinar la opción más conveniente (desde un punto de vista económico) de la implementación de los nuevos proyectos.

En la medida en que los escenarios estén mejor sustentados, mejor será la calidad en la solución del Plan de Expansión de Transmisión, evitando proyectos innecesarios que generarían sobrecostos de inversión.

ETESA ha definido 3 escenarios a ser considerados en el estudio, los cuales incluyen los planes indicativos de generación elaborados en el Plan de Expansión de Generación 2020.

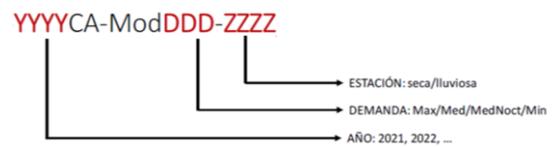
- Escenario de Referencia
- Escenario de Demanda Alta
- Escenario Renovable

Para la elaboración de este estudio en el periodo de corto plazo se tomará la expansión de la generación indicada en el escenario de referencia definido en el Plan Indicativo de Generación y el escenario de demanda moderada definido en los Estudios Básicos 2020.

En el periodo de largo plazo se estudiará considerando los 3 escenarios indicados con anterioridad, adicional se analizará el efecto causado por la no entrada en operación del proyecto Hidroeléctrico Changuinola II.

A efectos de la evaluación, se constituyen escenarios del 2021 al 2034, las dos estaciones (seco y lluvioso), los 4 niveles de demanda (máxima, media diurna, media nocturna y mínima). Esto da origen a 8 escenarios base por año, codificados según se indica a continuación:

Figura 5.2 Nomenclatura de los Escenarios



Criterios de Expansión del Sistema de Transmisión

Despachos de Mínimo costo

Los escenarios deberán considerar el despacho que represente el mínimo costo de generación considerando para Época Seca y Lluviosa los criterios de generación establecidos en el Capítulo 4.

Tomando en cuenta lo anterior, en los escenarios de época lluviosa se debe despachar toda la generación de costo

cero (hidroeléctrica de occidente, eólica y solar) y luego la generación con costo tomando en cuenta el orden de mérito que se detallara más adelante.

Para tales efectos los escenarios no pueden considerar generación obligada en el periodo de largo plazo.

Cumplimiento de la Reglamentación

TITULO VI: NORMAS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Artículo 87 El Sistema Principal de Transmisión, deberá estar diseñado para operar, y a su vez hacerlo operar efectivamente, dentro de un rango determinado de parámetros, de tal forma que los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y las empresas de distribución eléctrica, que reciben el servicio tengan un nivel adecuado de calidad de servicio, y que los equipos del Sistema de Transmisión operen de manera satisfactoria, cumpliendo para ello con los criterios de:

- a) Seguridad.
- b) Control de Tensión y Potencia Reactiva.
- c) Confiabilidad referidos a la adecuación del sistema

SECCIÓN VI.1.1: CRITERIO DE SEGURIDAD

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.

SECCIÓN VI.1.2: CRITERIOS DE CONTROL DE TENSIÓN Y POTENCIA REACTIVA

Artículo 91 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, deberán contar con el equipamiento necesario que permita el control de tensión y el suministro de potencia reactiva, con el objeto de minimizar el transporte de potencia reactiva por sus instalaciones y mantener el nivel de calidad de servicio en las tensiones exigido en el presente Reglamento, considerando que todos los usuarios cumplen con su obligación

Análisis de ampliaciones adicionales

Las denominadas “ampliaciones adicionales” constituyen nuevos circuitos de longitud reducida, repotenciaciones de tramos, ampliaciones de capacidad de estaciones transformadoras, entre otros. Éstas no afectan de manera global la capacidad de transmisión de la zona occidental a la zona oriental, pero son relevantes para abastecer la demanda o permitir el despacho de la generación sin restricciones.

Para determinar estas ampliaciones se analizan en detalle los estudios de flujos de carga, de contingencia y de estabilidad, evaluando diversas alternativas para cumplir los criterios de tensiones y sobrecargas. Es frecuente que el sistema mantenga restricciones producto de los atrasos en los proyectos, de modo que se adoptarán las soluciones propuestas anteriormente toda vez que no se detecte alguna más conveniente.

Análisis de ampliaciones estratégicas

El grupo de ampliaciones estratégicas está compuesto por nuevas estaciones de transformación que permitirán avanzar

hacia objetivos globales de política energética (por ejemplo, mayor inclusión de renovables o mejorar condiciones de competencia en el mercado). Su trascendencia temporal es mayor al alcance de la planificación actual.

Estas ampliaciones fueron incluidas de manera particular y la determinación de su inclusión en el plan se llevará a cabo a partir del siguiente procedimiento:

se analizarán los flujos de carga y estudios asociados para evaluar en qué casos un grupo de estaciones alcanza su límite de capacidad; posteriormente, se enunciará que por causas estratégicas o de espacio físico resulta conveniente la expansión del sistema hacia una nueva estación por sobre la adición de un nuevo transformador o la ampliación de las barras de la estación existente.

Esta solución se admitirá para estaciones que no requieran líneas de transmisión de extensión superior a los 40 km. De lo contrario, se considera necesario ponderar con mayor detalle los costos y beneficios asociados a la nueva obra.

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

La confiabilidad de un sistema eléctrico se define, en términos generales, como la capacidad de llevar a cabo su función principal, es decir, abastecer la demanda (Billinton, 1996). Más concretamente, comprende dos conceptos llamados adecuación y seguridad.

- **Adecuación:** se refiere a la presencia de suficientes elementos de red para abastecer la demanda. Se evalúa mediante “fotografías” del sistema en las que se determina, por ejemplo, si entre la generación y la demanda existe suficiente capacidad de transporte.
- **Seguridad:** está relacionado a la capacidad del sistema de soportar

contingencias repentinas (previstas, como puede ser una rampa de recurso eólico o solar, o imprevistas como puede ser un cortocircuito).

El análisis de confiabilidad de un sistema eléctrico tiene por objetivo evaluar la probabilidad de no poder suministrar la totalidad de la demanda. El resultado se expresa mediante índices de calidad y continuidad de servicio (energía no suministrada anual, probabilidad de interrupción de potencia, costo esperado de la energía no suministrada). Los eventos que llevan a cortes de demanda son de variada naturaleza e incluyen eventos en los tres niveles (insuficiencia de generación en un momento determinado, pérdida de líneas de transmisión, fallas en distribución). En la medida en que los eventos sean independientes, sus impactos pueden sumarse directamente:

$$ENS = ENS_g + ENS_t + ENS_d$$

ENS: Energía no suministrada

ENSg: energía no suministrada debido a eventos de generación

ENS_t: energía no suministrada debido a eventos de transmisión

ENS_d: energía no suministrada debido a eventos de distribución

El análisis se centrará en el segundo término, es decir, en el sistema de transmisión. El primer término incluye el riesgo de déficit por falta de recursos primarios, de reservas operativas o de capacidad de rampa y será analizado junto con los estudios de despacho en una siguiente entrega. El tercer término (distribución) está fuera del alcance del estudio.

Los cortes de carga originados en eventos de transmisión pueden deberse a problemas de adecuación (donde no existe suficiente capacidad de transporte entre generación y demanda, por ejemplo, ante una indisponibilidad en sistemas

radiales) o de seguridad (desconexión de demanda tras una falla). En el primer caso la desconexión de demanda tiene una duración equivalente al evento que le da origen, mientras que en el segundo caso el corte de demanda es breve (por ejemplo 15 minutos) hasta tanto se realice un redespacho. Al igual que antes, los cortes de demanda por estas dos causas son aditivos:

$$ENS_t = ENS_{ta} + ENS_{ts}$$

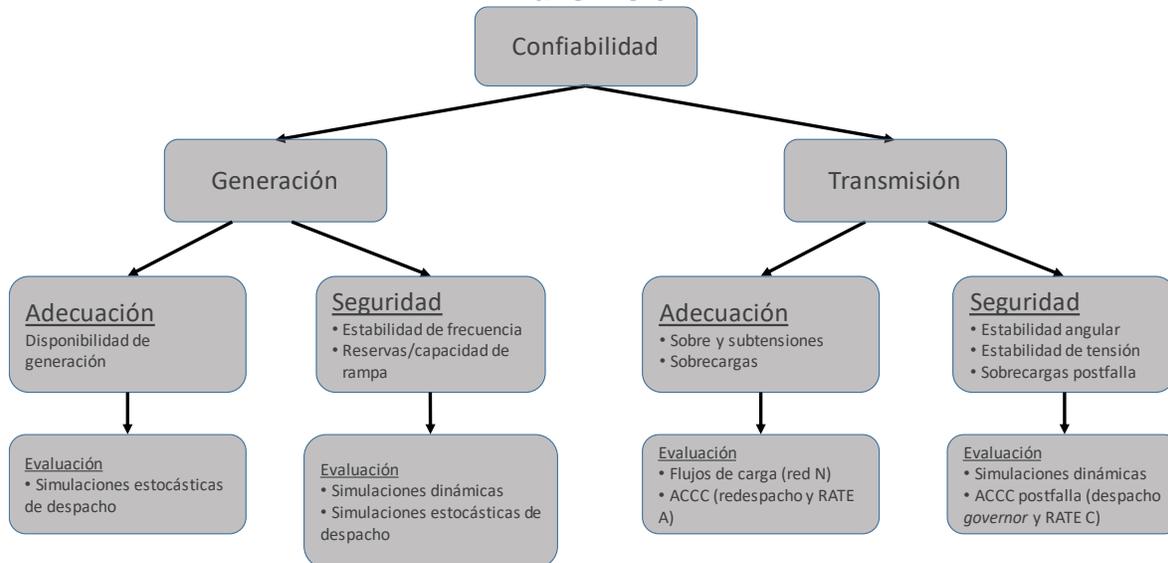
ENS_t: energía no suministrada debido a eventos de transmisión

ENS_{ta}: energía no suministrada debido a eventos de transmisión por déficit de adecuación

ENS_{ts}: energía no suministrada debido a eventos de transmisión por déficit de seguridad

En la Figura 5.3 resume los conceptos discutidos hasta aquí y muestra las técnicas por las que se computa la energía no suministrada en cada caso. En esta sección el enfoque estará puesto en el sistema de transmisión, tanto en la adecuación como en la seguridad.

Figura 5.3 Evaluación de confiabilidad en sistemas de Generación-Transmisión



El cálculo de la energía no suministrada (y los otros índices) puede hacerse por el método de enumeración de estados, en donde se resuelve el funcionamiento del sistema en todos los posibles estados (red completa, N-1, N-2, etc.), se calcula la pérdida de demanda en cada estado y se realiza la siguiente sumatoria para obtener el total anual:

$$\langle ENS \rangle = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M \Delta L_i d_i \frac{d_j}{H}$$

<ENS>: energía anual no suministrada esperada

ΔL_i : demanda interrumpida en el estado i

d_i : duración anual de la falla i

d_j : duración anual (en horas) del escenario j

H : horas del año (8760h)

N : número de fallas

M : número de escenarios

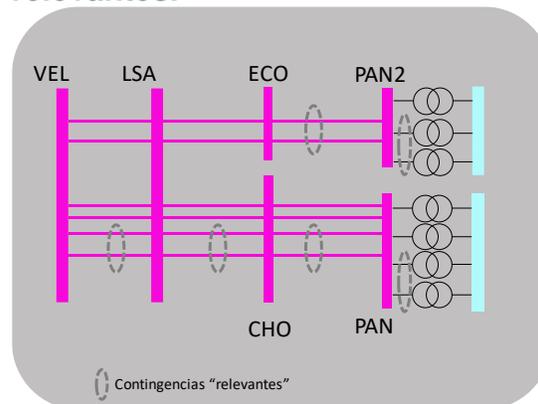
Como el cálculo completo por medio de este método llevaría a tiempos computacionales prohibitivos, el primer paso es realizar una selección criteriosa de los estados de red a analizar. Para ello hay que tener en consideración que gran parte de los estados de la red tienen una probabilidad de ocurrencia muy reducida, de modo que se los puede despreciar (eventos N-3 o superiores). Por otro lado, la mayoría de los estados de funcionamiento de la red darán como

resultado una pérdida de carga nula (por ejemplo, un evento N-2 que incluya una línea en oriente y una en occidente), de manera que puede achicarse más el universo de búsqueda. Finalmente, existe una multiplicidad de fallas N-2 que darán resultados muy similares (por ejemplo, si hay 4 circuitos en paralelo existen 6 eventos N-2 posibles que darán idénticos resultados).

Por otro lado, los cálculos de confiabilidad pueden efectuarse de modo “integral” o de modo incremental. En el primer caso se busca computar los índices totales de calidad de servicio. En el segundo caso se busca calcular el impacto que tiene un proyecto determinado en el incremento de la confiabilidad. Si bien esto requiere resolver un “caso base”, éste puede no incluir a todas las fallas sino a un conjunto relevante de contingencias en el área de influencia del proyecto. Ese recurso puede ser usado eventualmente para reducir aún más el universo de trabajo. Típicamente, el cómputo incremental permite evaluar los beneficios que una ampliación trae en materia de confiabilidad y sumarlo a los beneficios económicos de reducción de costos operativos y de pérdidas.

Un ejemplo de selección de contingencias se muestra en la Figura 5.4. Del universo total de fallas N-2 posibles, se seleccionan aquellas que son relevantes (circuitos o transformadores en paralelo) y no repetitivas (cuando hay 4 circuitos en paralelo se sacan de servicio los 2 de mayor capacidad):

Figura 5.4 Esquema reducido del SIN, contingencias N-2 más relevantes.



Detalles del cálculo

Las simulaciones se llevan a cabo con la herramienta de confiabilidad del software PTI Siemens PSSE v33.12. Esta herramienta resuelve la red con una serie de contingencias especificadas de hasta tercer orden (N-3) y, en caso de encontrar violaciones postfalla, efectúa acciones correctivas que incluyen ajustes de generación, reguladores bajo carga y cortes de demanda. Los cortes de demanda (en MW) se procesan luego según la ecuación (3) para obtener la energía no suministrada.

En este caso se evaluaron contingencias N-1 de líneas, transformadores y plantas mayores a 40 MW sumado a un grupo de contingencias N-2 consideradas potencialmente probables y de alto impacto (fallas de modo común por caída de torre con doble circuito). Las fallas N-2 se realizaron únicamente sobre las principales líneas de 230 kV, seleccionadas de modo tal de achicar el universo de estudio como se mostró en la Figura 5.4. En ningún caso se implementó un esquema automático de desligue de carga puesto que se dejó que el software ajustara la desconexión estrictamente necesaria para llevar las líneas a su límite operativo.

Una vez resuelto el escenario N-1, se evalúa si se produce alguna violación de criterios operativos según las siguientes etapas (ver Figura 5.5):

1. Estado post-contingencia: los flujos se resuelven por el método governor, se evalúan las líneas y transformadores según su RATE C y se admiten desvíos de voltaje de +/- 7%. Se permiten redespachos de generadores en servicio únicamente. Este estado representa los primeros 15 minutos luego de una falla. Según la Figura 5.3, se trata de una evaluación de seguridad.
2. Estado N-1 permanente: los flujos se resuelven por el método governor, se evalúan las líneas y transformadores según su RATE A y se admiten desvíos de voltaje de +/- 5%. Se permiten redespachos de generadores en servicio y fuera de servicio (únicamente TGs, por considerarse reserva fría). Este estado representa el régimen permanente luego de los primeros 15 minutos postfalla. Según la Figura 5.3, se trata de una evaluación de adecuación en N-1.

El resultado de este procedimiento es un grupo de cortes de carga que permiten cumplir los criterios operativos. Los cortes correspondientes al ítem 1 tienen una duración de 15 minutos, mientras que los cortes correspondientes al ítem 2 tienen una duración igual al tiempo de reposición del elemento en falla.

Figura 5.5 Etapas de resolución de la red en el cálculo de confiabilidad



Parámetros de falla

Los parámetros necesarios para llevar a cabo los cálculos son la tasa de falla y los tiempos de reposición. Estos parámetros idealmente deben estar basados en

estadísticas recientes de modo tal de tener un fiel reflejo del comportamiento probabilístico del sistema. En caso de disponerse los valores desagregados por línea, la calidad del modelo mejora ya que permite diferenciar líneas que fallan más frecuentemente de otras líneas que, por su ubicación u otra característica constructiva, tienen menor tasa de falla.

Otra posibilidad es utilizar valores definidos regulatoriamente como objetivo (basados en benchmarking internacionales). En este caso el modelo representará el comportamiento deseado del sistema. En estudios de planificación de largo plazo, es plausible asumir que la empresa transportista podrá adaptar su funcionamiento para llevar los parámetros de falla de sus instalaciones a valores compatibles con la experiencia internacional.

En este caso, al no contar con las estadísticas recientes en esta etapa del estudio, se utilizan valores surgidos de la experiencia del consultor y de referencias internacionales. En particular, se consultó el estudio titulado "Análisis Y Determinación de los Objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión de la Red de Transmisión Regional Del Sistema Eléctrico Regional de los Países de América Central", realizado en 2014. De allí surgen los valores para líneas de 230 kV, 115 kV y transformadores. En el caso de fallas de modo común y generadores, los valores usados en generadores surgen de recomendaciones de literatura (Billinton & Li, 1994; Lings, 2005), aunque fueron contrastados con los datos disponibles en la base GADS de NERC y con publicaciones académicas para asegurar una buena aproximación (Sahu and Barve, 2013; Linden et al, 2010).

Tabla 5.1 Valores adoptados de tasa de falla y tiempo de reposición

Equipamiento	Tasa de falla (en líneas cada 100 km)	Tiempo de reposición (horas)
LT 230 kV	2.50	7
LT 115 kV	4.80	8
DT 230 kV Modo común	0.31	46
TR 230/115	1.00	10
CH	3.50	90
TGs	11.50	45
TVs	11.50	45



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



PESIN
2020 - 2034

CAPÍTULO 6
COMPOSICIÓN
FUTURA DEL
SISTEMA
INTERCONECTADO
NACIONAL



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 6

COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

PLANTEL DE GENERACIÓN

Basado en el escenario de referencia que se expone en el Plan Indicativo de Generación 2020, se presentan en este plan los proyectos de generación considerados para el periodo de corto plazo y largo plazo.

GENERACIÓN PARA ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

Para el análisis de corto plazo, se tomaron en cuenta los proyectos futuros de los cuales se tiene certeza de la fecha de entrada en operación al plantel existente dentro del periodo 2020-2024.

Se prevé en este periodo la entrada en operación de una gran cantidad de parques eólicos y solares, además de grandes plantas termoeléctricas a base de GNL.

En los próximos años, se espera una diversificación de tecnologías en la matriz energética enfocada en las fuentes renovables de energía a desarrollarse, considerando un incremento importante de capacidad instalada.

Es importante recordar que los proyectos considerados, así como sus posibles fechas de ingreso en operación, son producto de la

coordinación conjunta de la Secretaría Nacional de Energía¹ (SNE), la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) y la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

GENERACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

Para el horizonte de largo plazo, 2025 – 2034, se seleccionaron los proyectos más probables de ejecución y las alternativas de expansión que contemplan candidatos de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos con combustible tradicional que representen los menores costos posibles para la demanda (Carbón, Bunker, Gas Natural y Diésel), de igual forma existen proyectos renovables estos se presentan en el Plan Indicativo de Generación 2020.

¹ Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional

2020, Secretaría Nacional de Energía (SNE).

Tabla 6.1 Plan de Generación 2020-2034

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbon	GNL	Biomasa
1	2020	Daconan Star Solar, S.A.	Daconan Solar	0.24		0.24						
4	2020	Solar Development Panamá, S.A.	Santiago Gen 1	0.00								
7	2020	Eco Groove Investment, INC.	Eco-Tizingal	*0.741	*0.741							
7	2020	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix	0.00								
8	2020	AES Panamá S.R.L.	Estrella del Mar (Barcaza)	(72.00)				(72.00)				
8	2020	Autoridad del Canal de Panamá	Oferta ACP3 (Miraflores G6)	0.00				0.00				
8	2020	Autoridad del Canal de Panamá	Oferta ACP4 (Miraflores G8)	0.00				0.00				
10	2020	Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	0.00		0.00						
10	2020	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	0.00		0.00						
11	2020	Photovoltaics Developments	Ecosolar 2	10.00		10.00						*30.00
1	2021	Autoridad del Canal de Panamá	Oferta ACP2 (Miraflores G7)	0.00				0.00				
1	2021	Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G9	(40.89)				(40.89)				
1	2021	Autoridad del Canal de Panamá	Oferta ACP5 (Miraflores G9)	*40.806				*40.806				
1	2021	Kanan Overseas 1, INC.	Barcaza La Esperanza	(92.40)				(92.40)				
1	2021	Central Azucarero de Alanje, S.A.	CADASA	*30.00								*30.00
1	2021	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	120.00		120.00						
6	2021	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17							
7	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	4.80		4.80						
8	2021	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00			66.00					
10	2021	AES Panamá S.R.L.	Cedro Solar	9.98		9.98						
10	2021	AES Panamá S.R.L.	Caoba Solar	9.98		9.98						
10	2021	AES Panamá S.R.L.	Perse Solar	9.97		9.97						
10	2021	AES Panamá S.R.L.	Mayorca Solar	9.98		9.98						
1	2022	GED Gersol Uno, S.A.	Llano Sánchez	9.99		9.99						
1	2022	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99		19.99						
1	2022	Solar Power Industry Corporation	RPM Solar Caizán 01	10.00		10.00						
6	2022	Pedregalito Solar Power S.A.	Pedregalito Solar Power	10.00		10.00						
6	2022	Generadora Solar de Energía, S.A.	RPM Solar Caizán 02	10.00		10.00						
7	2022	PANASOLAR GREEN ENERGY, CORP.	Panasolar II	5.00		5.00						
7	2022	PANASOLAR GREEN POWER, S.A.	Panasolar III	5.00		5.00						
12	2022	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)			
12	2022	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)			
12	2022	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)			
1	2023	Navitas Intemacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80							
1	2023	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	5.14							
1	2023	Jaquito Solar 10 MW, S.A.	Jaquito Solar	9.99		9.99						
1	2023	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95						
1	2023	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58		10.58						
1	2023	Generadora de Energía Renovables, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00						
1	2023	Generadora Solar Occidente, S.A.	Cerro Viejo Solar	20.00		20.00						
1	2023	AES Panamá S.R.L.	Los Santos Solar	7.56		7.56						
1	2023	AES Panamá S.R.L.	Esti Solar I	9.90		9.90						
1	2023	Las Praderas Solar Power Corporation	RPM Solar Caizán 03	10.00		10.00						
6	2023	Kaizan Solar Energy Corporation	RPM Solar Caizán 04	10.00		10.00						
7	2023	Electricidad Solar S.A.	Mendoza Solar	3.00		3.00						
1	2024	Sinolam Smarter Energy LNG Power Co. Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10							458.10	
7	2024	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	19.44	19.44							
7	2024	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	1.00	1.00							
7	2024	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90						
7	2024	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90		25.90						
1	2025	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00							
1	2025	Pan Am Generating Limited, S.A.	Panam	(99.60)				(99.60)				
1	2025	Pedregal Power Company	Pacora	(55.20)				(55.20)				
1	2025	Jinro Corporation	Jinro Power	(57.83)				(57.83)				
1	2025	Pan Am Generating Limited, S.A.	Amp. Panam	(49.80)				(49.80)				
1	2025	Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00							670.00	
2	2025	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 2	22.00			22.00					
6	2025	Luz Energy International Corp., S.A.	Agua Fria	10.00		10.00						
6	2025	Energy Green Corporation, S.A.	Las Lajas	30.00		30.00						
9	2025	Solar Development Panamá, S.A.	El Chemical I	40.00		40.00						
10	2025	Solar Green, S.A.	El Cocco	10.00		10.00						
11	2025	GED Gersol Dos, S.A.	La Salamanca	8.00		8.00						
1	2026	Empresa Nacional de Energía, S.A	La Herradura	5.48	5.48							
1	2026	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	1.00	1.00							
1	2026	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	5.00	5.00							
1	2026	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00		2.00						
1	2026	UEP Penonomé III, S.A.	Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	51.75			51.75					
1	2026	UEP Penonomé III, S.A.	Portobelo Etapa 2 C	17.25			17.25					
7	2026	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00		3.00						
11	2026	Fotovoltaica Sagalices S.A.	Camarones	100.00		100.00						
12	2026	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 3	5.00		5.00						
1	2027	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30							
6	2027	Helium Energy Panamá	Escudero	111.60			111.60					
1	2028	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Terra 4- Tizingal	4.64	4.64							
1	2028	Empresa Nacional de Energía, S.A	El Recodo	10.01	10.01							
1	2028	Bajo Frio PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95		19.95						
2	2029	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 3	22.00			22.00					
7	2029	Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Changuinola II (Bocas del Toro)	214.76	214.76							
7	2029	Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Changuinola II Unidad 3 (Bocas del Toro Minicentral)	13.70	13.70							
1	2030	Parque Eólico Toabré, S.A.	Antón	105.00			105.00					
1	2031	Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	7.78	7.78							
1	2031	Helium Energy Panamá	Viento Sur	115.20			115.20					
				2020-2034		2020-2024		2025-2029		2030-2034		
				Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	
				Hidro	373.22	0.00	35.55	0.00	329.89	0.00	7.78	0.00
				Solar	625.66	0.00	397.71	0.00	227.95	0.00	0.00	0.00
				Eólico	510.80	0.00	66.00	0.00	224.60	0.00	220.20	0.00
				Bunker	0.00	(467.73)	0.00	(205.29)	0.00	(262.43)	0.00	0.00
				Diesel	0.00	(100.00)	0.00	(100.00)	0.00	0.00	0.00	0.00
				Carbón	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
				GNL	1128.10	0.00	458.10	0.00	670.00	0.00	0.00	0.00
				Biomasa	*30.00	0.00	*30.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
				Total	2637.77	(567.73)	957.36	(305.29)	1452.44	(262.43)	227.98	0.00

** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 6 MW al SIN

* Excedentes no firmes de Central Azucarero de Alanje, S.A. (Autogenerador)

■ Retiro de Unidades

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2020, Plan Indicativo de Generación

ORDEN DE MÉRITO

Para efectos de simular la estacionalidad, la generación se hará respetando siempre el siguiente Orden de Mérito (ver Tabla 6.2).

Tabla 6.2 Orden de Mérito

LLUV 2021	SEC 2022	LLUV 2022	SEC 2023	LLUV 2023	SEC 2024	LLUV 2024	SEC 2025	LLUV 2025	SEC 2026	LLUV 2026	SEC 2027	LLUV 2027	SEC 2028	LLUV 2028	SEC 2029	LLUV 2029	SEC 2030-34	LLUV 2030-34	
EOL																			
SOL																			
MINI HIDRO																			
HIDRO PAS																			
HIDRO REG-HOR																			
CAD																			
CPAT																			
PUR																			
FOR	CNO 3+1A	FOR	CNO 3+1A	FOR	CNO 3+1A	BAY	TELF 2+1A	FOR											
BAY	CNO 3+1B	CNO 3+1A	CNO 3+1B	BAY	CNO 3+1B	PUR	TELF 1+1A	BAY	TELF 1+1A	TELF 2+1A	CHANII	TELF 2+1A							
CNO 3+1A	CNO 2+1A	CNO 3+1B	CNO 2+1A	CNO 3+1A	CNO 2+1A	TELF 2+1A	TELF 1+1B	BAY	TELF 1+1B	BAY	TELF 1+1A	PUR							
CNO 3+1B	CON 2+1B	CNO 2+1A	CON 2+1B	CNO 3+1B	CON 2+1B	TELF 1+1A	TELF 2+1B	TELF 1+1A	TELF 2+1B	TELF 1+1A	TELF 2+1B	TELF 1+1A	TELF 2+1B	TELF 1+1A	TELF 2+1B	TELF 1+1A	TELF 2+1A	TELF 1+1B	
CNO 2+1A	CNO 3+1C	CON 2+1B	CNO 3+1C	CNO 2+1A	MART 6+1	TELF 1+1B	CNO 3+1A	TELF 1+1A	TELF 2+1B	TELF 1+1A									
CON 2+1B	CNO 2+1C	CNO 3+1C	CNO 2+1C	CON 2+1B	MART 5+1	TELF 2+1B	CNO 3+1B	TELF 2+1B	CNO 3+1A	TELF 1+1B									
CNO 3+1C	CNO 1+1A	CNO 2+1C	CNO 1+1A	MART 6+1	MART 4+1	CNO 3+1A	CNO 2+1A	TELF 2+1B	CNO 3+1B	TELF 2+1B									
CNO 2+1C	CNO 1+1B	CNO 1+1A	CNO 1+1B	MART 5+1	CNO 3+1C	CNO 3+1B	TELF 1+1C	TELF 1+1C	CNO 3+1A	CNO 2+1A									
CNO 1+1A	BLMC	CNO 1+1B	CNO 1+1C	MART 4+1	CNO 2+1C	CNO 2+1A	MART 6+1	CNO 3+1B	TELF 1+1C	CNO 3+1B									
CNO 1+1B	CNO 1+1C	CNO 1+1C	CNO 3+1D	CNO 3+1C	MART 3+1	TELF 1+1C	CON 2+1B	CNO 2+1A	MART 6+1	CNO 2+1A									
BLMC	CNO 3+1D	CNO 3+1D	CNO 2+1D	CNO 2+1C	CNO 1+1A	CON 2+1B	MART 5+1	MART 6+1	MART 5+1	TELF 1+1C	CON 2+1B	TELF 1+1C							
CNO 1+1C	CNO 2+1D	BAY	CNO 1+1D	MART 3+1	CNO 1+1B	MART 6+1	MART 4+1	CON 2+1B	MART 4+1	MART 6+1	MART 5+1	MART 6+1							
CNO 3+1D	CNO 1+1D	CNO 2+1D	BLMC	CNO 1+1A	MART 2+1	MART 5+1	CNO 3+1C	CON 2+1B	MART 4+1	CON 2+1B									
CNO 2+1D	FOR	BLMC	FOR	CNO 1+1B	CNO 1+1C	MART 4+1	CNO 2+1C	MART 4+1	MART 3+1	MART 5+1	CNO 3+1C	MART 5+1							
CNO 1+1D	BAY	CNO 1+1D	BAY	MART 2+1	MART 1+1	CNO 3+1C	MART 3+1	CNO 3+1C	MART 4+1	MART 3+1	MART 3+1	MART 4+1							
MIRG9	MIRG9	CNO 3TG - 100%	CNO 3TG - 100%	CNO 1+1C	CNO 3+1D	CNO 2+1C	CNO 1+1A	CNO 2+1C	CNO 3+1C	CNO 1+1A	CNO 3+1C	CNO 2+1C							
MIRG10	MIRG10	CNO 2TG - 100%	CNO 2TG - 100%	MART 1+1	CNO 2+1D	MART 3+1	CNO 1+1B	MART 3+1	FOR	MART 3+1	MART 3+1	MART 3+1							
CNO 3TG - 100%	CNO 3TG - 100%	CNO 1TG - 100%	CNO 1TG - 100%	CNO 3+1D	FOR	CNO 1+1A	MART 2+1	CNO 1+1A	BLMC	BLMC	CNO 2+1C	CNO 1+1B							
CNO 2TG - 100%	CNO 2TG - 100%	CNO 3TG - 85%	CNO 3TG - 85%	CNO 2+1D	BAY	CNO 1+1B	MART 1+1	CNO 1+1B	MART 1+1	FOR	BLMC	BLMC	CNO 1+1A	CNO 1+1A	BLMC	CNO 1+1A	MART 2+1	CNO 1+1A	
CNO 1TG - 100%	CNO 1TG - 100%	CNO 2TG - 85%	CNO 2TG - 85%	BLMC	BLMC	MART 2+1	CNO 1+1C	MART 2+1	BAY	CNO 1+1B	MART 1+1	CNO 1+1B							
CNO 3TG - 85%	CNO 3TG - 85%	CNO 1TG - 85%	CNO 1TG - 85%	CNO 1+1D	CNO 1+1C	FOR	MART 1+1	BLMC	MART 2+1	CNO 1+1C									
PAM2	CNO 2TG - 85%	MIRG9	CNO 3TG - 75%	CNO 3TG - 100%	CNO 3TG - 100%	MART 1+1	BAY	CNO 1+1C	MART 1+1	MIRG9	CNO 3TG - 100%	CNO 1+1D							
CNO 2TG - 85%	CNO 1TG - 85%	CNO 3TG - 75%	CNO 2TG - 75%	CNO 2TG - 100%	CNO 2TG - 100%	CNO 3+1D	BLMC	BLMC	CNO 1+1C	MART 1+1	BAY								
CNO 1TG - 85%	PAM2	CNO 2TG - 75%	CNO 1TG - 75%	CNO 1TG - 100%	CNO 1TG - 100%	CNO 2+1D	CNO 3+1D												
ACP2	CNO 3TG - 75%	MIRG10	MIRG9	CNO 3TG - 85%	CNO 3TG - 85%	BLMC	CNO 2+1D	CNO 3+1D	CNO 3+1D										
ACP4	CNO 2TG - 75%	CNO 1TG - 75%	MIRG10	CNO 2TG - 85%	CNO 2TG - 85%	CNO 1+1D	CNO 2+1D	CNO 2+1D											
CNO 3TG - 75%	ACP2	PAM2	CNO 3TG - 52%	CNO 1TG - 85%	CNO 1TG - 85%	CNO 3TG - 100%	MIRG9	MIRG9	MIRG9	MIRG9	MIRG9	CNO 3TG - 100%	CNO 1+1D	CNO 1+1D					
CNO 1TG - 75%	CNO 1TG - 75%	CNO 3TG - 52%	CNO 2TG - 52%	CNO 3TG - 75%	CNO 3TG - 75%	CNO 2TG - 100%	MIRG9	CNO 2TG - 100%	MIRG9	CNO 2TG - 100%	CNO 2TG - 100%	CNO 2TG - 100%							
ACP3	ACP3	ACP4	CNO 1TG - 52%	CNO 1TG - 75%	CNO 1TG - 75%	CNO 3TG - 85%	MIRG9	CNO 1TG - 100%	MIRG10	MIRG10	MIRG10	CNO 1TG - 100%							
CAT	CAT	CNO 2TG - 52%	ACP2	MIRG9	MIRG9	CNO 2TG - 85%	CNO 2TG - 85%	CNO 2TG - 85%	CNO 3TG - 85%	MIRG10	CNO 1TG - 100%	CNO 1TG - 100%	CNO 1TG - 100%	MIRG10	CNO 3TG - 85%	MIRG9	CNO 3TG - 85%	CNO 3TG - 85%	
PAC	CNO 3TG - 52%	CNO 1TG - 52%	ACP4	MIRG10	MIRG10	CNO 1TG - 85%	CNO 1TG - 85%	CAT	MIRG9	CNO 2TG - 85%	CNO 3TG - 85%	MIRG10	CNO 3TG - 85%	MIRG9	CNO 2TG - 85%				
CNO 3TG - 52%	PAC	ACP3	ACP3	CNO 3TG - 52%	CNO 3TG - 52%	CNO 3TG - 75%	MIRG9	CNO 1TG - 85%	MIRG10	CNO 2TG - 85%	MIRG9								
CNO 2TG - 52%	CNO 1TG - 52%	CAT	CAT	CNO 2TG - 52%	CNO 2TG - 52%	CNO 2TG - 75%	CNO 3TG - 75%	MIRG10	CNO 1TG - 85%	MIRG10	CNO 1TG - 85%	CNO 1TG - 85%	CNO 1TG - 85%						
CNO 1TG - 52%	PAC	PAC	PAC	PAM2	PAM2	MIRG9	CNO 2TG - 75%	MIRG10	MIRG10										
PAM	PAM	PAM	PAM	CNO 1TG - 52%	CNO 1TG - 52%	CNO 1TG - 75%	MIRG10	CNO 1TG - 75%	MIRG10	CNO 2TG - 75%	CNO 3TG - 75%	CNO 3TG - 75%							
TROT	TROT	TROT	TROT	ACP2	ACP2	MIRG10	CNO 1TG - 75%	CNO 1TG - 75%	CNO 1TG - 75%	PAM2	PAM2	PAM2	PAM2	PAM2	PAM2	CNO 1TG - 75%	CNO 2TG - 75%	CNO 2TG - 75%	
TCO CC	TCO CC	TCO CC	TCO CC	ACP4	ACP4	PAM2	PAM2	PAM2	PAM2	CNO 1TG - 75%	PAM2	CNO 1TG - 75%	CNO 1TG - 75%	CNO 1TG - 75%					
BLMG8	BLMG8	BLMG8	TCO TG1	ACP3	ACP3	CNO 3TG - 52%	ACP2	PAM2	PAM2	PAM2									
TCO TG1	TCO TG1	TCO TG1	TCO TG2	CAT	CAT	ACP2	ACP4	ACP2	ACP2	ACP2									
TCO TG2	TCO TG2	TCO TG2	MIRG5	PAC	PAC	CNO 3TG - 52%	ACP3	ACP4	ACP4	ACP4									
BLMG5	BLMG5	BLMG5	PAM	PAM	PAM	CNO 2TG - 52%	CNO 2TG - 52%	CNO 2TG - 52%	CNO 3TG - 52%	ACP3	CNO 3TG - 52%	CNO 3TG - 52%							
BLMG6	BLMG6	BLMG6	TROT	TROT	TROT	CNO 1TG - 52%	ACP3	CNO 1TG - 52%	CAT	CNO 2TG - 52%	PAC	CAT	CAT	CAT	CNO 3TG - 52%	CAT	CNO 3TG - 52%	CNO 2TG - 52%	
MIRG5	MIRG5	MIRG5	TCO CC	TCO CC	TCO CC	ACP3	ACP3	CNO 1TG - 52%	CAT	CNO 2TG - 52%	PAC	CNO 3TG - 52%	CNO 3TG - 52%	PAC	CNO 2TG - 52%	CNO 2TG - 52%	CNO 2TG - 52%	ACP3	
			TCO TG1	TCO TG1	TCO TG1	CAT	CAT	PAC	PAC	CNO 2TG - 52%	PAC	CNO 2TG - 52%	CNO 2TG - 52%	CNO 2TG - 52%	CAT				
			TCO TG2	TCO TG2	TCO TG2	PAC	PAC	CNO 1TG - 52%	PAC										
			MIRG5	MIRG5	MIRG5	PAM	CNO 1TG - 52%	PAC	PAC	PAC									
						TROT	PAM	PAM	PAM	PAM									
						TCO CC	TROT	TROT	TROT										
						TCO TG1	TCO CC	TCO CC	TCO CC										
						TCO TG2	TCO TG1	TCO TG1	TCO TG1										
						MIRG5	TCO TG2	TCO TG2	TCO TG2	TCO TG2									

RED DE TRANSMISIÓN

Se debe tomar en consideración en el estudio a realizar, el estado actual de la red de transmisión y el plantel de generación instalado. En cuanto a los años venideros del periodo de corto plazo, se incorporan al sistema los proyectos de transmisión que fueron

recomendados y aprobados en los Planes de Expansión que anteceden al presente. A continuación, en la Tabla 6.3, se presenta el listado de los proyectos considerados y aprobados en el PESIN 2019 junto con sus fechas actualizadas y los nuevos proyectos considerados.

Tabla 6.3. Proyectos de Transmisión

PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO EN EJECUCIÓN O POR REFRENDO	
ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV	03/25/2021
ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV	04/05/2021
ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR SAN BARTOLO 230 KV	04/30/2021
ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV	05/30/2021
ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV	05/31/2021
STATCOM S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-120 MVAR	10/31/2021
STATCOM S/E PANAMA II 230 KV +120/-120 MVAR	11/30/2021
ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	12/31/2021
ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV	01/31/2022
NUEVO SUBTERRANEO 34.5 KV T1 LLANO SANCHEZ	04/30/2022
SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV	09/30/2022
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA	10/31/2022
LINEA PANAMA III - SABANITAS DOBLE CIRCUITO 230 KV	12/31/2022
SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KV	12/31/2022
SUBESTACION SABANITAS 230 KV	12/31/2022
NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV	02/28/2023
LT DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV	03/31/2024
POR LICITAR	
ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR	08/30/2023
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 CHORRERA - PANAMÁ 230 KV 40 KM	09/30/2024
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV 305 KM	10/31/2024
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 LLANO SÁNCHEZ - EL HIGO 230 KV 82 KM	11/30/2024
NUEVA LINEA PANAMÁ II - BAYANO 230 KV DOBLE CTO. 1200 ACAR.	02/28/2024
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV	02/28/2024
LINEA GATÚN - SABANITAS 230 KV	04/30/2024
S/E STA. RITA 230 KV, AD. SABANITAS 230 KV Y LT SAB-SRTA 230 KV	04/30/2024
NUEVA SUBESTACIÓN CHEPO 230 KV	10/31/2024
NUEVA S/E LA HUACA 230/34.5 KV	11/30/2024
NUEVA S/E CACERES 115 KV GIS	12/31/2024
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	
NUEVA S/E PROGRESO II 230/34.5 KV	03/31/2025
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	04/30/2025
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 EL HIGO - CHORRERA 230 KV 60 KM	06/30/2025
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VELADERO - LLANO SANCHEZ 230 KV 110 KM	07/31/2025
NUEVA S/E CALDERA 230/115/34.5 KV	12/31/2025
NUEVA S/E LOS OLIVOS 230/115/34.5 KV	03/31/2026
LINEA LA HUACA - LOS OLIVOS 230 KV	03/31/2026
LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV	12/31/2027
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV	12/31/2029
STATCOM S/E PANAMA III +250 MVAR	12/31/2030
PLAN DE REPOSICIÓN	
REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	06/30/2021
REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	11/30/2021
REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	12/31/2021
REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA	12/31/2021
REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	02/28/2022
REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	06/30/2022
REEMPLAZO T1 S/E PANAMA 230/115 KV Y ADECUACIÓN PANAMÁ 230 KV	07/31/2025
PLAN ESTRATEGICO	
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	01/31/2024

RED DE DISTRIBUCIÓN

En cumplimiento al Artículo 64 del Reglamento de Transmisión, punto d. iii) en donde se expone que la empresa de transmisión deberá coordinar con las empresas distribuidoras los proyectos de alta tensión (líneas y subestaciones) y media tensión (líneas) en los puntos de interconexión de frontera con el Sistema Principal de Transmisión o Sistema de Conexión de Transmisión.

ETESA ha consultado con los agentes distribuidores sobre las obras en alta y media tensión a considerarse dentro del presente Plan de Expansión de Transmisión. Por parte de las empresas distribuidoras, se realizaron reuniones para discutir el Plan de Expansión de cada una de ellas. A continuación, se presenta en la Tabla 6.4 el resumen de los proyectos de expansión de las empresas distribuidoras para el periodo en estudio.

Tabla 6.4. Proyectos de Distribución

ENSA	Proyecto	Fecha	Descripción
1	Expansión I S/E Santa María	2021	Adición de nuevo transformador TXN en la S/E por uno de 50MVA (115/13.8kV).
2	Expansión S/E Geehan	Jun 2021	Adición de nuevo transformador de 20MVA (13.8/34.5/13.8). Geehan - 24dic - Pacora
3	Nuevo TX Argos (CPA)	Jun 2021	Nuevo transformador (25MVA, 115/13.8kV) en la S/E Cemento Panamá para alimentar la carga de Chillibre y brindar mejor confiabilidad al sector
4	Expansión S/E Calzada Larga		Nuevo transformador en la S/E Calzada Larga de 20MVA (115/13.8kV)
5	Expansión II S/E Santa María	Jun 2021	Reemplazo de transformador TX3 en la S/E por uno de 50MVA (115/13.8kV). Y retiro de transformador TX1 su carga se conectara al TXN (115/13.8kV). Además de expansión del patio de Alta tensión.
6	Expansión II S/E Santa María	Dic 2021	Se realizará una expansión en el Patio de 115kV de la S/E, además se construirá una nueva línea desde la S/E Santa María hasta la S/E Cáceres. Por otra parte se realizará una reestructuración de algunas líneas: La S/E Tinajitas se conectará en doble circuito a la S/E Panamá 115kV, desconectando la S/E Monte Oscuro de Tinajitas y de Panamá, la cual ahora se conectará directamente en doble circuito a la S/E Santa María.
7	Nuevo transformador Santa Rita	Jun 2022	Adición de nuevo transformador de 20MVA (115/34.5/13.8).
8	S/E Gonzalillo	Dic 2024	La Nueva S/E Gonzalillo seccionará las líneas 230-54 y 230-55 que van de la S/E Sabanita a la S/E Panamá II 230kV, cuenta en un inicio con un transformador de 50MVA.
9	S/E Catiá	Dic 2025	Esta nueva S/E secciona las líneas 115-30 Y 115-31 que van de la S/E Las Minas 1 a la S/E France Field, además se añade un nuevo tercer circuito de las Minas 1 a France Field. Cuenta con un transformador de 25MVA.
10	Expansión Llano Bonito	Dic 2026	Adición de nuevo transformador de 50MVA (115/13.8kV).
11	Expansión Zona Colón	Dic 2028	Reestructuración de cableado y voltaje en líneas y S/E Colón y S/E Monte Esperanza.
EDEMET	Proyecto	Fecha 2020	Descripción
1	Subestación Penonome 34.5 kv	Jun 2021	Nueva Subestación se construye para mejorar la calidad del servicio
2	Subestación Bella Vista (BVA), 115/13.8 kv Fase 1	Dic 2021	La Nueva S/E Bella Vista secciona las líneas (115-21) provenientes de la S/E Cáceres y S/E La Locreria, su recorrido será LOC-BVA-MAR. Contará con 3 transformadores de 30MVA en 115/13.8kV.
3	Transformador de SE El Higo	Dic 2021	Adición de nuevo Transformador de Potencia T4 de 50 MVA (230/115/13.8kV).
4	Subestación Bella Vista (BVA), 115/13.8 kv Fase 2	Dic 2022	se propone la conexión de la segunda línea de alimentación en 115 kv para la subestación Bella Vista, mediante la reconfiguración de la línea 115-8. su recorrido será CAC-BVA-MAR.
5	Subestación La Floresta 115 kv Fase 1	Dic 2022	La Nueva S/E La Floresta secciona los circuitos (115-5 y 115-35) provenientes de Cáceres y Santa María, cuenta con dos transformadores de 30MVA.
6	Transformador de SE Pocrí	Dic 2022	Reemplazar el transformador T2 de 25MVA de Pocrí por uno de 50MVA, 115/34.5kV, con lo que capacidad de transformación de la subestación aumentaría de 52.5MVA a 77.5MVA
7	Subestación Bella Vista (BVA), 230KV	Dic 2023	Con la entrada de la nueva S/E Panamá 3 se instalarán 2 nuevos transformadores de 250MVA de 230/115kV.
8	Subestación Santiago 2	Dic 2023	La nueva S/E Santiago 2 seccionara la línea de ETESA 230-5A para alimentar con un doble circuito a 2 transformadores, 1 en 230/115kV el cual a travez de un nuevo circuito se conectará a la actual Santiago 115 como respaldo. Y el otro transformador será en 230/34.5kV para alimentar carga en Santiago.
9	Subestación La Floresta 115 kv Fase 2	Dic 2023	conexión a la nueva S/E Panamá 3 con dos líneas en 115kV
10	Línea Llano Sánchez - Pocrí, 115kV	Dic 2025	Nuevo circuito Llano Sánchez-Pocrí.
EDECHI	Proyecto	Fecha 2020	Descripción
1	Conexión al SIN de RMT (34.5kV) de EDECHI en Subestación Veladero	Jun 2022	Adición de nuevo circuito de carga a la S/E Veladero, conexión del nuevo transformador 230/34.5kV de 30MVA
2	Subestacion Boqueron 4	Dic 2025	Instalación de un transformador de 50MVA 230/34.5kV, se conecta la carga de Boqueron 3

DEMANDA

El pronóstico de demanda utilizado en el presente Plan de Expansión es el realizado por ETESA y presentado en el informe Estudios Básicos 2020 (Pronóstico de Demanda sin Perdidas).

La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas entregadas por cada agente distribuidor, a continuación, se muestra la distribución de la carga por barra entregada por los distribuidores, autogeneradores y grandes clientes conectados directamente al SIN.

Tabla 6.5. Demanda por Barra

REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2020-2034 (MW)															
ENSA	COD.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Tocumen	TOC	80.82	84.81	88.87	93.73	95.51	96.90	98.03	99.11	100.20	104.37	105.44	106.50	107.56	108.61
Cerro Viento	CVI	81.93	82.85	83.27	78.70	83.94	85.50	87.16	89.28	91.99	93.32	94.80	96.04	97.54	99.33
Llano Bonito	LBO13	25.40	30.67	31.82	36.83	38.72	40.83	43.14	45.93	49.39	52.92	56.16	57.93	59.71	61.49
Santa María	SMA	63.88	91.83	96.46	107.33	110.43	113.64	117.11	120.79	125.55	129.21	132.76	134.34	137.66	141.57
Monte Oscuro	MOS	79.76	85.36	88.48	97.86	101.16	103.32	105.62	108.01	110.25	111.47	112.56	113.66	114.76	115.86
Tinajitas	TIN	55.20	62.23	64.57	70.94	72.47	73.96	75.22	76.43	77.65	78.87	79.01	80.31	81.54	83.76
Geehan	PAC	23.86	23.16	24.44	28.06	28.91	29.84	31.00	32.54	33.24	34.00	34.39	34.71	35.03	35.34
Chilibre(Incluye el IDAAN)	CHI115	49.46	55.14	55.70	57.38	57.94	58.50	59.06	59.62	60.18	60.74	61.30	61.86	62.42	62.98
Calzada Larga	CLA13.8	9.00	10.84	11.29	12.64	13.09	13.54	14.00	14.45	14.90	15.35	15.80	16.25	16.70	17.16
France Field	FF13.8	54.50	63.78	73.11	78.90	79.60	80.29	80.99	81.69	82.39	83.08	83.78	84.48	85.18	85.87
Bahía Las Minas	L.M.13B	25.44	25.51	27.25	26.25	23.24	24.24	25.24	26.24	27.24	28.24	29.24	30.24	31.24	32.24
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)	MHOPE	24.96	33.08	33.89	35.65	38.08	38.89	39.59	40.29	40.99	41.69	42.39	43.09	43.79	44.49
24 de Diciembre	24DIC13	38.76	51.26	55.23	61.28	64.45	66.93	68.53	69.78	71.00	72.35	73.60	74.91	76.01	77.12
Nueva S/E Costa del Este	CDE	30.48	35.40	38.44	42.70	47.89	52.35	54.45	55.92	57.14	58.60	59.64	60.21	60.43	60.66
Nueva S/E Santa Rita	STR13.8		7.32	7.38	7.44	7.50	7.56	7.62	7.68	7.74	7.80	7.86	7.92	7.99	8.05
Nueva S/E Gonzalillo	GON13					30.78	32.42	34.81	35.51	36.24	36.98	37.72	38.46	39.19	39.93
Nueva S/E Cativá	CAT513						14.05	14.44	14.72	15.06	15.41	15.73	16.23	16.52	16.80
TOTAL ENSA		643.45	743.22	780.21	835.69	893.72	932.77	956.00	977.98	1001.15	1024.42	1042.17	1057.15	1073.27	1091.27
EDEMET		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Llano Sánchez 115 KV	LSA115	134.83	141.40	165.20	154.35	157.21	160.14	163.15	166.19	169.40	172.70	175.90	179.23	182.66	179.23
Llano Sánchez 34.5 KV	LSA34	11.00	11.54	11.75	12.38	12.61	12.84	13.08	13.33	13.59	13.85	14.11	14.38	14.65	14.94
El Higo	EHIG34	34.23	35.90	55.70	36.31	36.71	37.40	38.12	38.86	39.58	40.34	41.11	41.92	69.75	71.12
Chorrera	CHO34	78.73	72.32	83.42	87.82	89.43	91.09	92.78	90.35	91.99	93.77	95.65	97.39	99.22	101.09
San Francisco	SFR	120.92	118.89	114.79	120.72	122.81	124.94	127.11	129.34	131.59	133.96	136.37	138.70	141.13	143.64
Locería	LOC	115.25	113.12	103.01	108.11	109.74	111.40	113.08	114.79	116.50	118.31	120.14	121.86	123.65	125.50
Marañón	MAR	103.36	101.41	91.31	95.80	97.20	98.62	100.07	101.53	103.00	104.54	106.10	107.56	109.08	110.65
Centro Bancario	CBA	101.07	99.36	95.27	100.17	101.88	103.62	105.40	107.21	109.05	110.98	112.95	114.84	116.82	118.86
Burunga	BUR34	45.01	57.50	63.26	66.62	67.86	69.13	70.43	71.75	73.13	74.55	75.93	77.37	78.86	80.41
El Tomo	TOR	32.96	34.58	34.28	36.10	36.77	37.46	38.16	38.88	39.63	40.40	41.15	41.93	42.74	43.57
El Coco (Penonome)	PEN2	21.93	23.04	21.98	23.15	23.58	24.02	24.48	24.93	25.42	25.91	26.39	26.89	27.41	27.95
Nueva S/E Bella Vista	BV113		30.02	29.92	32.48	34.11	35.81	37.60	39.48	41.46	43.53	45.71	47.99	50.39	52.87
Nueva S/E La Floresta	LAF13			10.64	11.20	11.41	11.62	11.84	12.06	12.28	12.51	12.74	12.98	13.22	13.46
Nueva S/E Santiago 2	STG234				22.35	22.77	23.19	23.63	24.07	24.54	25.01	25.48	25.96	26.46	26.98
TOTAL EDEMET		799.30	839.07	880.51	907.57	924.10	941.29	958.93	972.78	991.15	1010.35	1029.71	1048.99	1096.03	1110.26
EDEMET (SERVICIO B)		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Miraflores	MIR44	22.48	12.89	13.15	13.52	13.77	14.02	14.28	14.54	14.81	15.07	15.34	15.62	15.91	16.19
Balboa	BAL44	14.07	14.30	14.59	15.44	15.72	16.01	16.31	16.61	16.92	17.23	17.55	17.88	18.21	18.55
Summit	SUM44	1.33	1.35	1.38	1.46	1.48	1.51	1.54	1.57	1.60	1.63	1.66	1.69	1.72	1.75
Gambo	GAM2	1.26	1.28	1.30	1.38	1.40	1.43	1.46	1.48	1.51	1.54	1.57	1.60	1.63	1.66
Howard	HOW12	15.82	6.12	6.24	6.62	6.74	6.87	7.00	7.13	7.28	7.42	7.55	7.70	7.85	8.00
Nueva S/E Howard 115 KV	HOW115		9.96	10.16	10.71	10.90	11.11	11.31	11.53	11.74	11.97	12.20	12.43	12.66	12.91
Areas Revertidas		56.63	47.34	48.22	49.12	50.03	50.96	51.90	52.87	53.86	54.86	55.87	56.91	57.97	59.06
TOTAL SERVICIO B		54.96	45.90	46.82	49.12	50.03	50.96	51.90	52.87	53.86	54.86	55.87	56.91	57.97	59.06

EDECHI		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Caldera 115 KV	CAL115	0.17	0.18	0.18	0.19	0.19	0.19	0.20	0.20	0.21	0.21	0.22	0.22	0.22	0.23
Progreso 34.5 KV	PRO34	22.43	23.31	23.71	26.56	27.09	27.64	28.21	28.81	29.42	30.06	30.71	31.39	32.08	32.80
Progreso 115 KV	PRO115	1.55	1.61	1.64	1.73	1.77	1.80	1.84	1.88	1.92	1.96	2.00	2.05	2.09	2.14
Mata de Nance 34.5 KV	MDN34	52.24	69.70	73.17	95.27	97.17	99.16	101.23	103.36	105.58	107.87	110.23	112.66	115.16	117.77
San Cristobal	SAC34	20.31	21.11	21.47	22.79	23.25	23.72	24.21	24.72	25.25	25.79	26.35	26.93	27.53	28.15
Cañazas (PTP)	CAN34	27.13	27.13	28.68	29.18	29.76	30.37	30.99	31.65	32.32	33.02	33.74	34.48	35.24	36.04
Changuinola	CHA34-1	20.89	21.38	21.88	22.41	22.96	23.52	24.12	24.73	25.36	26.02	26.69	27.39	28.11	28.85
Isla Colon	CHA34-2	4.17	4.33	4.41	4.84	4.96	5.08	5.21	5.34	5.47	5.62	5.76	5.91	6.07	6.23
Changuinola + Isla Colon	CHA34	25.06	25.71	26.29	27.25	27.91	28.60	29.32	30.06	30.84	31.63	32.45	33.30	34.17	35.08
Boqueron III	BOQ34	10.74	11.16	11.36	12.03	12.26									
Veladero	VEL34		3.98	4.05	4.13	4.21	4.28	4.36	4.45	4.54	4.63	4.72	4.82	4.92	5.02
Boqueron IV	BOQ4						12.51	12.76	13.03	13.30	13.58	13.88	14.18	14.49	14.81
TOTAL EDECHI		159.63	183.90	190.55	219.13	223.62	228.28	233.13	238.16	243.36	248.74	254.31	260.03	265.91	272.05

GRANDES CLIENTES Y AUTOGENERADORES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)

Grandes Clientes (GC) y Autogeneradores (AG)		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Argos (GC)	CPA115	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77
Cemex (GC)	CEMEX	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56
Manzanillo International Terminal (GC)	MIT	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15
Minera Panama (AG)	BOT34	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00
ACP (AG)	ACP	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21	29.21
TOTAL Grandes Clientes		37.65	37.65	37.65	37.65	37.65	37.65	37.65	41.48	41.48	41.48	41.48	41.48	41.48	41.48
TOTAL Autogeneradores		268.21	268.21	268.21	268.21	268.21	268.21	268.21	268.21	268.21	268.21	268.21	268.21	268.21	268.21



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 7

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN A CORTO PLAZO

PESIN

2020 - 2034





Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 7

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

ANÁLISIS DE CASOS DE CORTO PLAZO

Para el periodo de corto plazo se tienen identificados y aprobados todos los refuerzos necesarios para solventar las restricciones de transmisión ya sea por falta de capacidad o falta de reserva reactiva.

Mediante los análisis de flujos se determinarán las condiciones de despacho necesarias para que el sistema opere de forma confiable, tomando en cuenta el tiempo de respuesta y construcción de los proyectos de transmisión necesarios en el corto plazo, se considerara generación obligada para solventar los problemas de restricción.

De igual forma se identifican las fallas y condiciones que provocan el incumplimiento del despacho de generación tomando en cuenta el orden de mérito (despacho de mínimo costo).

Para efectos de revisar el cumplimiento de los niveles de reserva reactiva en el análisis de curvas QV se considerarán las contingencias más severas que conllevan a una reducción de los niveles de voltaje y reserva reactiva, a continuación, se muestran la lista de contingencias.

Tabla 7.1 Fallas en Líneas de Transmisión, Análisis QV

Cont	Circuito	Origen	Destino	Id
L1	Veladero – Llano Sánchez 230 kV	6182	6008	51
L2	Llano Sánchez – Antón 230 kV	6008	6830	0B
L2B	Llano Sánchez – El Higo 230 kV	6008	6240	4C
L3	Antón – La Chorrera 230 kV	6830	6005	0A
L4	La Chorrera – Panamá 230 kV	6005	6001	47
L4B	La Chorrera – Panamá 230 kV	6005	6001	4A
L5	Burunga – Panamá II	6713	6003	2A
L6	Burunga – Panamá III	6713	6840	2B
L7	Chorrera – Panamá III	6005	6840	8B
L8	Chorrera – El Higo 230 kV	6005	6240	4B
L9	Dominical – Veladero	6440	6182	5A
L10	Mata de Nance – Boquero III	6004	6019	29

Tabla 7.2 Fallas de Generadores, Análisis QV

Cont	Generador	Barra	Id
P1	Fortuna – F1	6096	F1
P2	Bayano – G1	6100	B1
P3	Estí - G1 y G2 (Línea 230-19)	6178 - 6179	19
P5	Gualaca - Lorena - Prudencia (Línea 230-22)	6179 - 6360	22
P7	Punta Rincón G1	6755	G1
P9	Telfers (G1, V1)	6406, 6408	G1, V1
P14	Costa Norte (G1, G2, G3, V1)	6804, 6805, 6806, 6807	G1, G2, G3, V1

Tabla 7.3 Fallas de STATCOMs, Análisis QV

Cont	Equipo	Barra	Id
ST1	Llano Sánchez	6811	FACTS 1
ST2	Panamá II	6816	FACTS 2

PERIODO LLUVIOSO 2021

Para el periodo lluvioso el sistema permitiría flujos máximos desde occidente de aproximadamente 1105 MW, para tales efectos es necesario mantener disponible toda la compensación reactiva instalada a la fecha incluyendo la entrada de la nueva compensación y el STATCOM en Llano Sánchez y Panamá II.

Bajo esta circunstancia es posible cumplir con el criterio de calidad y seguridad manteniendo generación obligada en la Zona Atlántica 115kV con el fin de mantener el flujo entre Panamá y Cáceres para periodos de demanda máxima y demanda media.

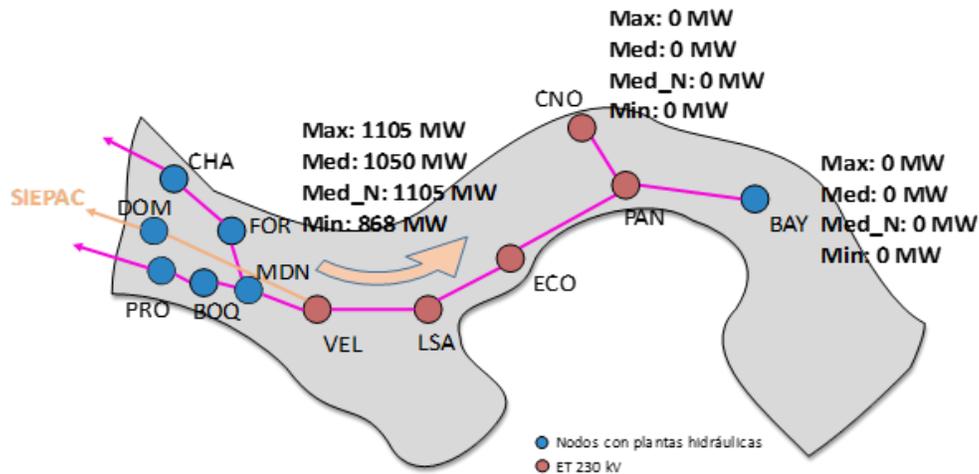
De igual forma, es necesario desplazar generación proporcionalmente en las subestaciones Dominical, Progreso y Boquerón III debido a que, ante la pérdida de la línea 230-25a (Dominical – Veladero), se presentan sobrecarga en el circuito 230-9a.

Esta situación se solventará en años posteriores con la entrada de un nuevo circuito subterráneo entre Panamá y Cáceres y la nueva línea Mata de Nance – Boquerón III, Boquerón III – Progreso y Mata de Nance – Progreso.

Las restricciones presentadas impedirán el cumplimiento del despacho económico

por lo que se tendrá que mantener generación obligada. Dicho lo anterior, se entiende que en el 2021 no se podrá aprovechar toda la generación conectada en la zona occidente en su totalidad. los despachos y los flujos se pueden apreciar en el Anexo 2

Figura 7.1 Flujo desde occidente Esc. Lluvioso 2021



En cuanto a las condiciones de estabilidad de voltaje, se puede indicar que las curvas QV del periodo lluvioso del año 2021 presentan una forma abierta con voltajes de colapso dentro del rango operable ($\pm 5\%$), muchas veces en torno a 0.98 pu, sin embargo, los márgenes de reactivo en escenarios base se mantienen en el orden de los 250MVAR. La peor contingencia (pérdida del STATCOM en Panamá II) mantiene una reserva superior a 125MVAR en la S/E Panamá II. En el caso de la S/E Llano Sánchez, se presenta una curva cerrada con márgenes de reserva inferior a Panamá II y con condiciones de voltaje cercano a 0.98 pu.

Figura 7.2 Reserva Panamá II-230kV Lluviosa 2021

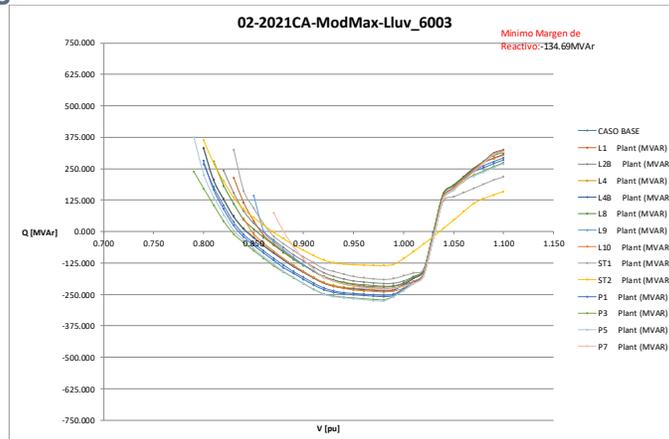
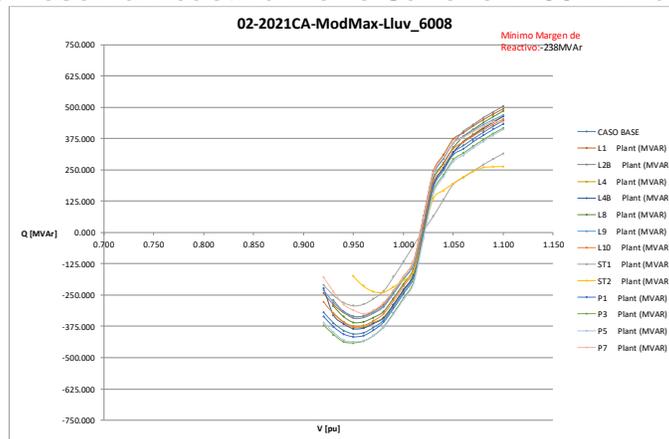


Figura 7.3 Reserva Reactiva Llano Sánchez-230kV Lluviosa 2021



AÑO 2022

En el año 2022, la carga de las distribuidoras tiene un crecimiento interanual del 3.74 %, siguiendo la recuperación del impacto ocasionado por el COVID-19.

Respecto del año anterior, se da un aumento en la generación solar y eólica, particularmente en el escenario seco en donde estas centrales tienen mayor factor de utilización. El escenario de mayor penetración es el de máxima demanda, donde se alcanza un 28 % respecto de la generación total.

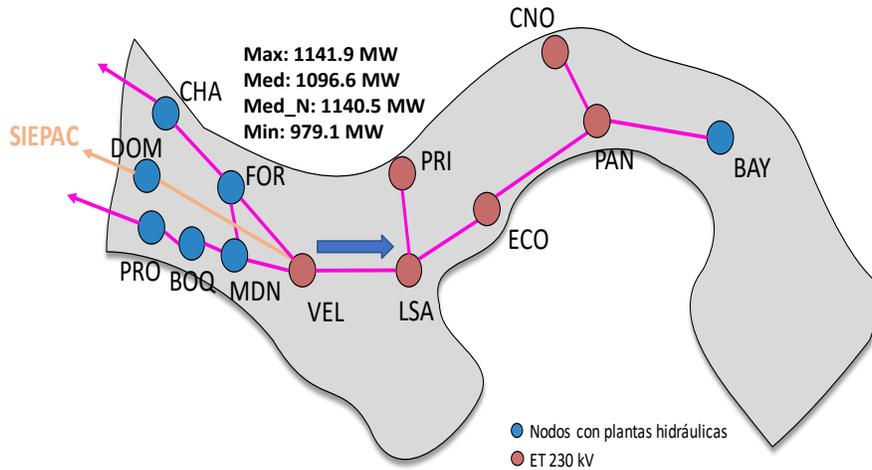
El escenario lluvioso presenta las mismas condiciones en cuanto a las restricciones, esto se da debido a que, para este año no

se cuenta con el nuevo circuito subterráneo entre Panamá y Caceres ni el proyecto que contrarresta de forma definitiva las restricciones que se presentan en la línea 230-9A.

Para cumplir con el criterio de calidad y seguridad es necesario mantener generación obligada en la Zona Atlántica 115kV y generación desplazada de forma proporcional en las subestaciones Dominical, Progreso y Boqueron III.

A pesar de lo mencionado anteriormente, las transferencias occidente – oriente fueron más elevadas que el año 2021, no obstante, las tensiones se mantienen dentro de la banda de operación normal y los elementos de compensación cuentan con suficiente holgura.

Figura 7.4 Flujo desde Occidente Esc. Lluviosa 2022



La peor condición de inestabilidad de voltaje se presenta con la salida del STATCOM de la S/E Panamá II, donde el margen de reserva se mantiene en 100MVar y el punto de colapso en 0.98

pu. El margen de reserva del escenario base es de aproximadamente 200MVar, lo que representa un consumo de 50% de la reserva reactiva del SIN.

Figura 7.5 Reserva Reactiva S/E Panamá 230KV Lluviosa 2022

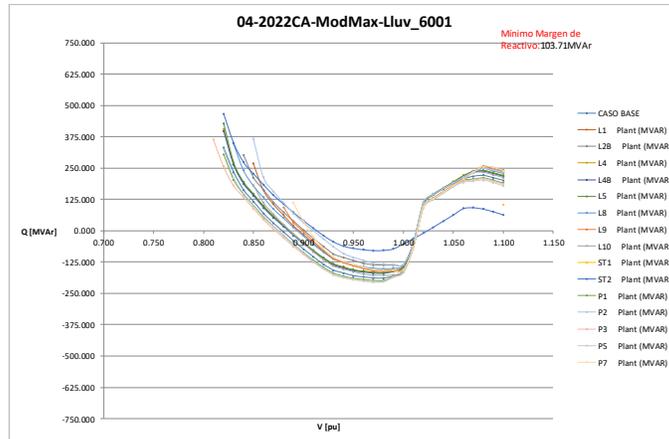
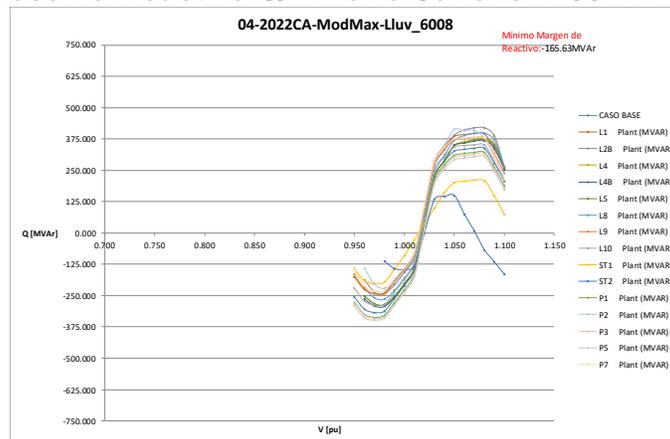


Figura 7.6 Reserva Reactiva S/E Llano Sánchez 230KV Lluviosa 2022



AÑO 2023

El año 2023 presenta un crecimiento en el nivel de la carga de las distribuidoras de 12.43 % respecto del año anterior, concluyendo la recuperación post COVID-19. A diferencia de los años anteriores, en el periodo lluvioso, la generación obligada baja considerablemente con la entrada del circuito subterráneo Panamá – Cáceres, sin embargo, es necesario desplazar generación proporcionalmente en las subestaciones Progreso, Dominical y Boquerón III con el fin de cumplir el criterio de seguridad ya que no se cuenta con el nuevo circuito Progreso – Mata de Nance 230 kV).

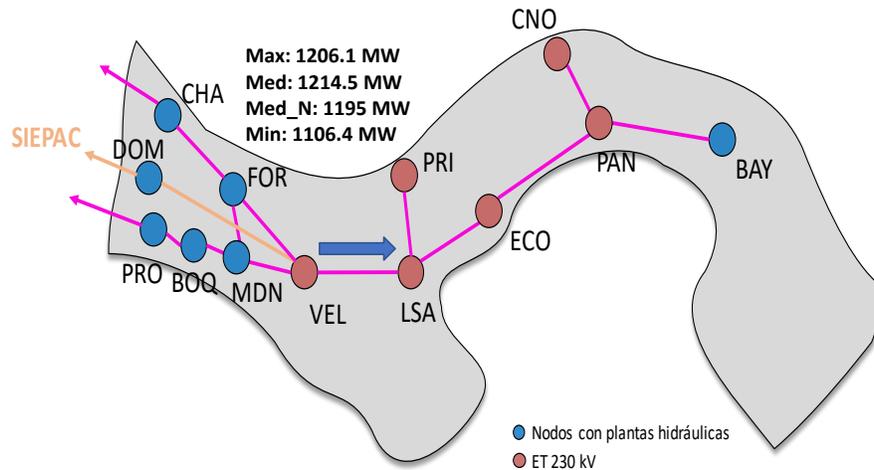
El escenario seco se caracteriza por un balance entre las generaciones de occidente, centro y oriente. Las fuentes renovables incrementan su participación en los escenarios diurnos, en tanto que en los escenarios nocturnos (demanda media nocturna y mínima) su participación es reducida. Esto obedece al ciclo natural de los recursos eólicos y solares en Panamá, y en este caso la reducción es de 682 MW a 121 MW (en su mayor parte la variación obedece al comportamiento de la energía solar). Parte de esta reducción es compensada por la caída de la demanda y las pérdidas (de 2257 MW a 1900 MW), pero la energía restante debe ser generada por plantas térmicas

(Miraflores) e hidráulicas (Bayano). Los escenarios de estación lluviosa no presentan esta variabilidad de generación renovable ya que el aporte eólico es nulo y el solar varía entre 0 (en horarios nocturnos) y 290 MW en horarios diurnos.

Los escenarios de la estación lluviosa presentan mayores transferencias que en los años anteriores (1206 MW es el máximo alcanzado). Esto se debe a que los refuerzos permiten extender el límite operativo que se había alcanzado en 2022 (en condición N-1 del circuito 25A, la línea 9A alcanzaba el 100% de su capacidad). La unidad marginal en el escenario de máxima demanda es Costa Norte (despachada como TGs libres), mientras que la central Bayano también modula su despacho en función de la demanda.

Por último, una ampliación a destacar en este período es la nueva estación transformadora Panamá 3, que cuenta con 350 MVA de transformación y fortalece el abastecimiento de la zona. Su ingreso se prevé para finales del 2022. A futuro esta estación tendrá una mayor importancia al concretarse ampliaciones como la cuarta línea. Asimismo, la nueva S/E Bella Vista 230/115 kV, vinculada a la S/E Panamá 3, permite mejorar la distribución de flujos en la red de 115 kV entre Panamá y Cáceres.

Figura 7.7 Flujo desde occidente Esc. Lluvioso 2023

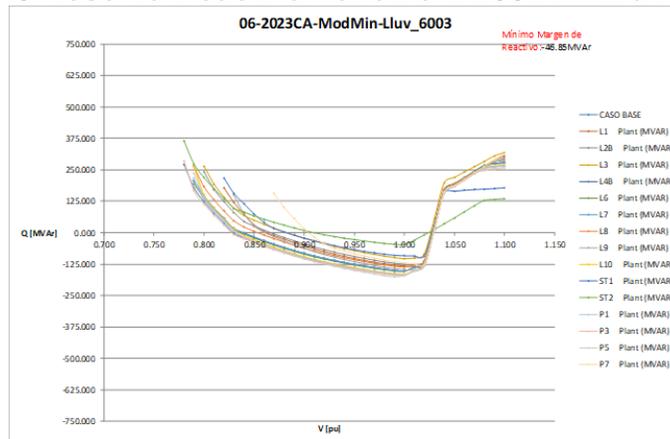


En el año 2023, la central Bayano se encuentra despachada con 225 MW en demanda máxima, 136 MW en demanda media, 240 MW en demanda media nocturna y 0 MW en demanda mínima. Por su parte, la central Costa Norte se despacha sólo en escenarios de demanda máxima (97 MW). Este despacho es suficiente para mejorar el perfil de las

curvas QV y mantener márgenes de reactivo superiores a los 100 MVAR.

El escenario más desfavorable en este caso es el de demanda mínima, evidenciando la influencia que tiene la Central Bayano. En este escenario los márgenes de reactivo descienden con la contingencia más severa a 50 MVAR.

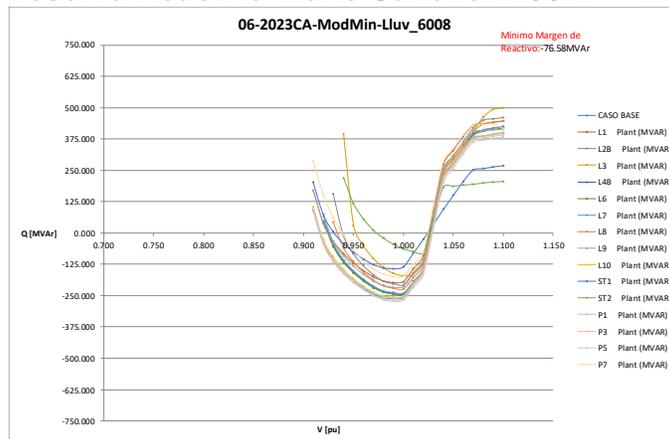
Figura 7.8 Reserva Reactiva Panamá II-230kV – Lluviosa 2023



En el caso de la S/E Llano Sánchez, la pérdida del STATCOM en Panamá II presenta condiciones preocupantes ya que el punto de colapso se encuentra en valores superiores a 1 pu. Cabe destacar que la contingencia simula la pérdida de

todo el elemento (± 120 MVAR) y el mismo se instalara en 2 etapas de 60MVAR, precisamente para disminuir el impacto de perder este recurso tan importante para el SIN.

Figura 7.9 Reserva Reactiva Llano Sánchez-230kV – Lluviosa 2023



AÑO 2024

En el año 2024 la carga de las distribuidoras retoma una tasa de crecimiento anual del 3.56%, acorde a proyecciones estándar luego de la recuperación del impacto ocasionado por el COVID-19.

Los escenarios secos presentan despachos balanceados en términos geográficos, con aportes predominantes de la región oriental (cerca al centro de carga) debido a la incorporación del Ciclo Combinado GTTP (Martano). La generación térmica se mantiene constante en los cuatro periodos de demanda y comprende a los ciclos Costa Norte, Martano y Punta Rincón. Las centrales renovables varían su generación en función de la disponibilidad de recurso, mientras que las hidráulicas con embalse (Bayano y Fortuna) varían su generación para cubrir la demanda.

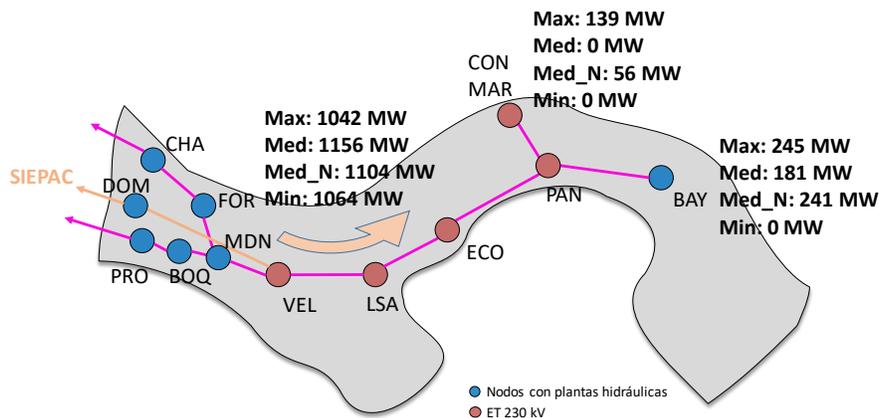
Los escenarios lluviosos mantienen un menor volumen de generación térmica, dejando la Central Martano fuera de

servicio y con las Centrales Costa Norte y Miraflores ajustando su despacho en función de la demanda. Las transferencias occidente-oriente son ligeramente inferiores al año anterior aun cuando el despacho en occidente es mayor. La neutralización de este incremento en occidente se da a causa del despacho térmico que se mantiene en servicio en oriente.

En este año no se requirió de generación obligada ni desplazada para cumplir los criterios de seguridad ya que se cuenta con la entrada de la nueva línea Progreso – Mata de Nance y se cambia el conductor entre Mata de Nance – Boquerón III y Boquerón III – Progreso.

Se resalta la importancia de mantener en operación toda la compensación reactiva instalada en el SIN ya que, para escenarios de máximo estrés (flujos máximos desde Occidente), se requerirá el despacho de dicha compensación para mantener bajos los niveles operativos de los STATCOMs.

Figura 7.10 Flujo desde occidente Esc. Lluvioso 2023



Las centrales Costa Norte y Bayano se encuentran en servicio en los escenarios de demanda máxima y media nocturna, reduciendo su participación en el escenario de demanda media diurna y desconectándose totalmente en demanda mínima. Por este motivo, las curvas presentan una forma más abierta y con márgenes mayores a 100 MVAR en demanda media (diurna y nocturna), mientras que con demanda mínima la forma es más cerrada, aunque los márgenes de reactivo se mantienen en torno a los 100 MVAR. En el escenario de demanda máxima la forma es intermedia,

pero los márgenes de reactivo son de 90 MVAR (70 MVAR en Santa Rita). En este escenario, además, las contingencias de Bayano y Costa Norte reducen el margen aproximadamente 25 MVAR respecto de las otras contingencias. En las curvas puede verse la acción de los STATCOM que contribuyen a incrementar el margen operativo.

En el Anexo 4, se incluye las curvas QV realizadas para en análisis de reserva reactiva del periodo de corto plazo

Figura 7.11 Reserva Reactiva Panamá II-230kV – Lluviosa 2024

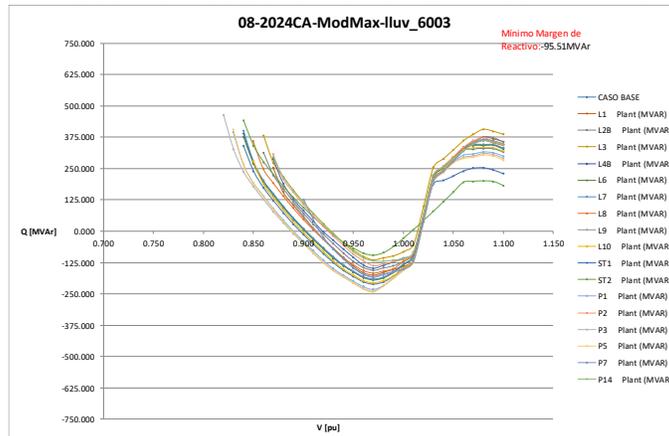
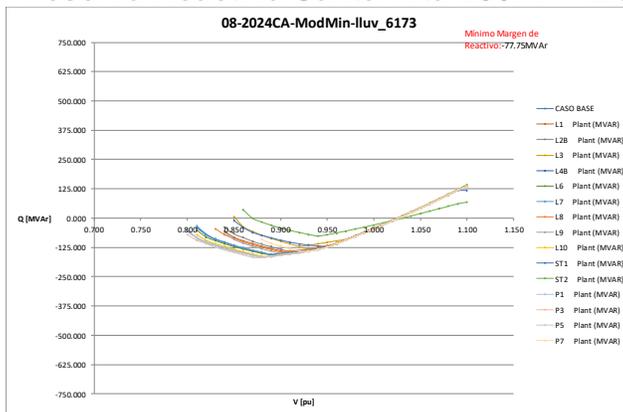


Figura 7.12 Reserva Reactiva Santa Rita-230kV – Lluviosa 2024



Análisis Dinámico

El análisis dinámico se basa en simulaciones en el dominio del tiempo de eventos de falla simple y pérdida de generación. El principal objetivo es evaluar la estabilidad angular y de frecuencia del sistema, entendiéndose estas como las capacidades de mantener las unidades de generación en sincronismo y a la frecuencia en una banda acotada. Los flujos postfalla muestran el estado del sistema una vez extinguido el transitorio electromecánico. A fin de mantener la estabilidad puede surgir la necesidad de incluir esquemas de desconexión de carga que garanticen una actuación más rápida que el operador humano y salvaguarden al sistema de apagones parciales o totales.

Las características del sistema de Panamá hacen que en la mayoría de los casos el transitorio no sea determinante, de modo que la condición limitante es el flujo postfalla. Si bien esto fue revisado en el análisis de flujo, la simulación dinámica permite verificar los resultados obtenidos.

Se analizaron los escenarios de 2021 y 2024, por tratarse del primer y último año del periodo de corto plazo. Los elementos en falla se indican en las siguientes tablas:

Tabla 7.4 Fallas en Líneas de Transmisión y Transformadores

Cont	Circuito	Origen	Destino	Id
L0	Dominical – Veladero	6440	6182	5A
L1	Veladero – Llano Sánchez 230 kV	6182	6008	51
L2	Llano Sánchez – Antón 230 kV	6008	6830	0B
L3	Antón – Chorrera 230 kV	6830	6005	0A
L4	Chorrera – Panamá 230 kV	6005	6001	47
L5	Burunga – Panamá II	6713	6003	2A
L6	Burunga – Panamá III	6713	6840	2B
L7	Chorrera – Panamá III	6005	6840	8B
L8	Panamá – Cáceres	6002	6018	37
L9	Panamá 2 – Cerro Viento	6004	6019	29
T1	Panamá 2	6003	6004-6086	T2
T2	Panamá	6001	6002-6083	T2

Tabla 7.5 Fallas de Generadores

Cont	Generador	Barra	Id
P1	Fortuna – F1	6096	F1
P2	Bayano – G1	6100	B1
P3	Estí - G1 y G2 (Línea 230-19)	6178 - 6179	19
P4	Changuinola – G1	6264	G1
P5	Gualaca - Lorena - Prudencia (Línea 230-22)	6179 - 6360	22
P7	Punta Rincón G1	6755	G1
P8	Costa Norte (G1,G2,G3,V1)	6804, 6805, 6806, 6807	G1,G2,G3,V1
P9	Telfers (G1, V1)	6406, 6408	G1, V1

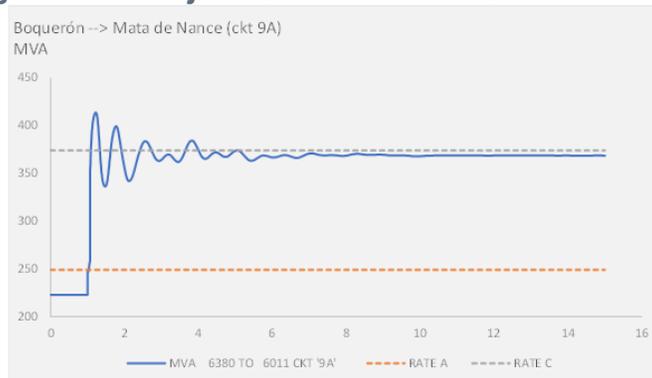
Las **fallas de líneas** se caracterizan por un hueco de tensión y una recuperación rápida a los valores prefalla. En ninguno de los casos vistos se detecta una condición oscilatoria tras el despeje de la falla que haga peligrar la estabilidad del sistema.

En cuanto a las oscilaciones angulares, éstas son acotadas, amortiguadas en los primeros 7 segundos y no exceden los 30° de amplitud. Asimismo, los flujos postfalla no muestran sobrecargas respecto de RATE C.

La **falla L0** (circuito 230-25 Dominical – Veladero) dio lugar a elevados niveles de

carga en el circuito 230-9, sin alcanzarse el límite térmico.

Figura 7.13 Flujos del circuito 230-9a ante falla L0



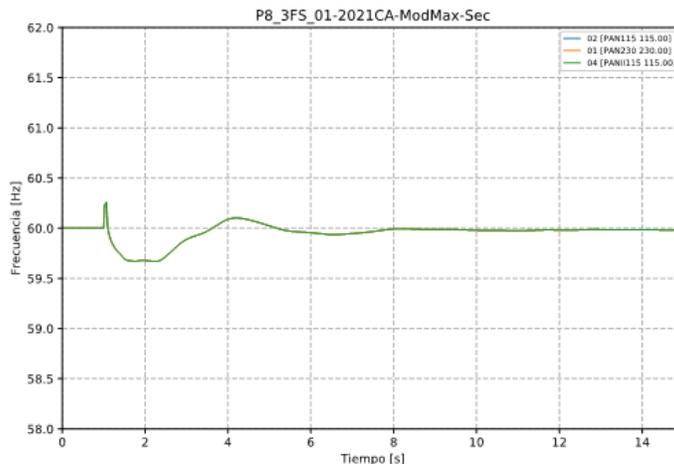
Las **fallas de generadores** se caracterizan por el desbalance y la perturbación de frecuencia que ocasionan. La situación más pesimista es la salida de la central Costa Norte que, por tratarse de un ciclo combinado, se consideró como falla total. La frecuencia en ese caso desciende hasta 59.6 Hz, por encima del valor de 59,3 Hz en que actúan los relés de subfrecuencia. En el siguiente gráfico se muestra la evolución típica de la frecuencia ante esta falla.

Los escenarios postfalla muestran importaciones de potencia equivalentes al monto desconectado. Esto se da porque

la inercia está concentrada en el nodo de México, que tiene una potencia equivalente de 43.000 MVA. Este es el principal motivo por el cual el sistema puede soportar pérdidas de generación importantes sin grandes desvíos de frecuencia.

En síntesis, las fallas analizadas no generan condiciones que requieran la actuación de esquemas remediales. El sistema evoluciona favorablemente con los sistemas de control instalados en las unidades.

Figura 7.14 Evolución de la frecuencia ante la Falla de la Central Costa Norte



En el Anexo 5, se incluye el comportamiento dinámico del Sistema ante cada una de las fallas indicadas en las Tabla 7.4 y Tabla 7.5.

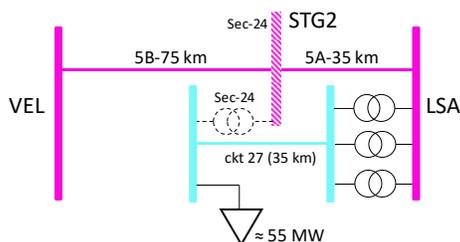
ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

Transitorio postfalla (primeros 15 minutos)

Cuando se analiza el régimen postfalla con RATE C, los cortes de carga se dan en situaciones puntuales. Principalmente, las pérdidas de demanda se producen a causa de fallas de líneas radiales que no corresponden a líneas propiedad de ETESA, de modo que fueron excluidas de los resultados.

A modo de ejemplo, se muestra la Figura 5.6 la nueva ET Santiago de 230 kV, que contribuye a mejorar la confiabilidad de la red de 115 kV.

Figura 5.6 Esquema unifilar de la nueva ET Santiago 2, prevista para 2024

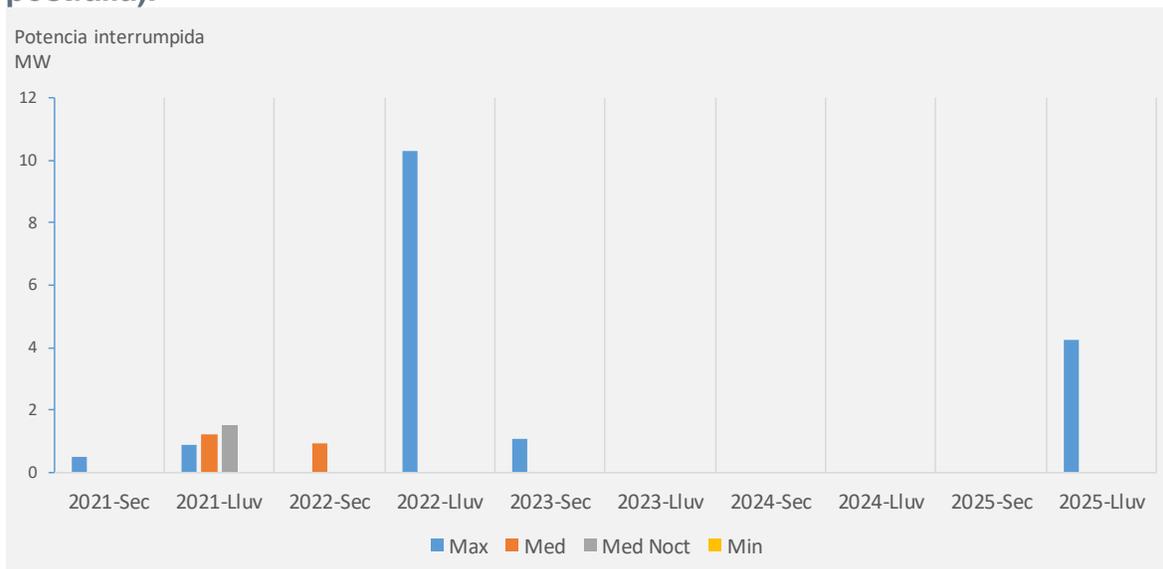


Los cortes de carga efectuados para mitigar violaciones postfalla son minoritarios, ya que la mayoría de las acciones correctivas consiste en redespachos de generación. No obstante, la pérdida de los circuitos 12 y 37 ocasiona cortes de carga en algunos escenarios, principalmente lluviosos, debido a la imposibilidad de ajustar el despacho de unidades térmicas cercanas como Miraflores o Cativá.

En cuanto a las fallas dobles, éstas no ocasionan interrupciones en el suministro de la demanda.

El siguiente gráfico muestra para cada escenario la potencia que se debió interrumpir para aliviar sobrecargas. Por ejemplo, en el escenario de demanda máxima de 2022-lluviosa se debieron desconectar 8 MW (sumando todas las fallas) para que ningún elemento quede sobrecargado respecto de RATE C. Los resultados no pueden usarse para calcular la energía no suministrada anual ya que los escenarios no representan un año, sino el día de mayor demanda. No obstante, resulta útil evaluar la potencia interrumpida por escenario.

Figura 5.7 Evolución de la potencia interrumpida (primeros 15 minutos postfalla).

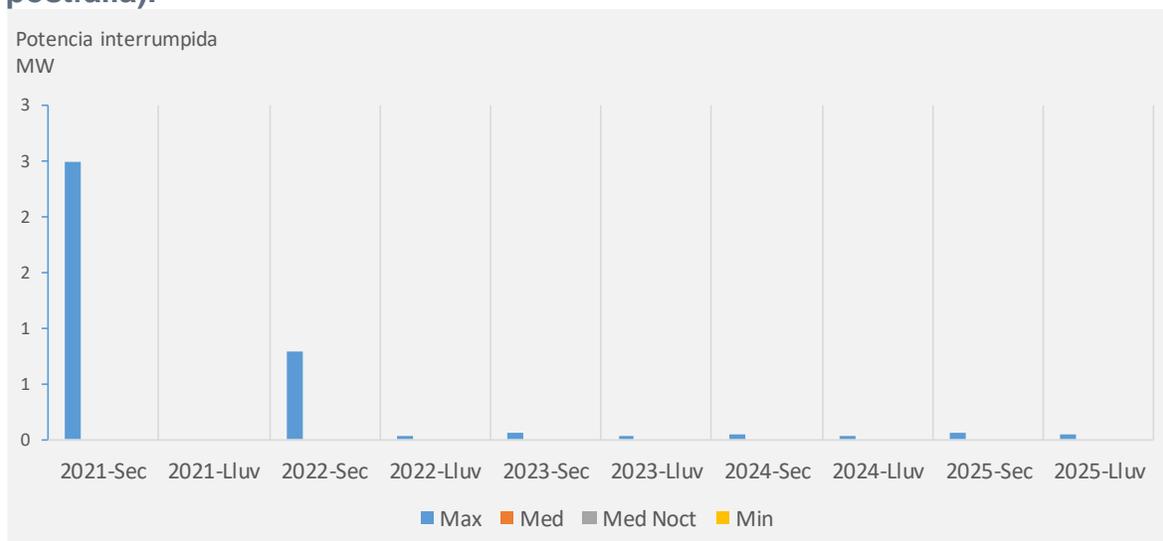


Régimen permanente postfalla

En el siguiente gráfico se muestra la potencia interrumpida por escenario al evaluar al sistema con RATE A. En la mayoría de los casos se trata de montos menores, aun escenarios de demanda

máxima anteriores al ingreso del tercer circuito Panamá – Cáceres. En el resto de las situaciones, el redespacho de generación y la conexión de unidades fuera de servicio permiten mitigar todas las sobrecargas y subtensiones.

Figura 5.8 Evolución de la potencia interrumpida (régimen permanente postfalla).



Los resultados permiten ver que el plan de expansión de corto plazo reduce las interrupciones de carga a niveles mínimos ante fallas simples y dobles de la red de transporte.

Respecto al análisis de cortocircuito se presentan corrientes inferiores a los niveles de cortocircuito que soportan las protecciones instaladas en las subestaciones de ETESA (ver Anexo 6).

Tabla 7.6 Capacidad Interruptora

SUBESTACION	CAPACIDAD INTERRUPTIVA EN KA			
	NIVEL DE VOLTAJE (KV)			
	230	115	34.5	13.8
PANAMA	40	40		23
PANAMA II	40	40		40
CACERES		40		
SANTA RITA		40		
CHORRERA	40		40	
LLANO SANCHEZ	40	40	31.5	
VELADERO	31.5			
GUASQUITA	40/31.5			
MATA DE NANCE	40/31.5	40	40	
CALDERA		40/25	31.5	
PROGRESO	31.5	31.5	40	
CHARCO AZUL		61		
CHANGUINOLA	40/31.5		31.5	
BOQUERON III	40/31.5		31.5/20	
EL COCO	40			
EL HIGO	40			
CAÑAZAS	31.5			
FORTUNA	40			
SAN BARTOLO	31.5	31.5	31.5	

RESUMEN DE CORTO PLAZO

El problema principal que presenta el SIN es la respuesta dinámica de compensación reactiva, debido a que, ante la pérdida de un elemento del SPT o algún elemento conectado al SPT, se reflejan caídas de voltajes que no pueden ser ajustadas por la compensación reactiva conectada actualmente en el SIN.

Es de suma importancia la conexión de los STATCOM en Llano Sánchez y Panamá II, además de la instalación de nueva compensación reactiva (capacitiva)

en Llano Sánchez, Chorrera, Panamá II, San Bartolo, Veladero, y la disponibilidad completa de la compensación ya instalada en el SIN.

Para mejorar la estabilidad del SIN ante fallas en el mismo, es importante mantener los STATCOM en niveles que permitan que estos actúen al ocurrir una contingencia y no en estado estable, por lo que los mismos, de ser posible, deben estar operando muy cerca de 0MVAR, cabe mencionar que en casos particulares los STATCOMs en estado N mantienen despachados montos superiores a los 80MVAR.

Las restricciones provocadas por sobrecargas de líneas deben ser corregidas con el proyecto Frontera – Mata de Nance y sobre todo la instalación de un nuevo circuito entre Panamá – Cáceres.

Los escenarios presentan valores de voltajes en los nodos del SPT dentro del rango de $\pm 5\%$ establecidos en el Reglamento de Transmisión (ver Anexo 3), tendiendo siempre a llevarlos lo más cerca al límite superior posible, con la finalidad de aumentar el flujo desde occidente.

Para los años 2021 al 2023, se presenta generación obligada ya sea por restricciones de flujos en estado estable y contingencia, o para dar soporte reactivo. Para garantizar el buen funcionamiento del sistema se debe mantener generación obligada específicamente ubicada en Zona Atlántica (115 KV), los despachos y flujos se pueden apreciar en el Anexo 2.

Según los resultados de los análisis dinámicos los escenarios del corto plazo presentan condiciones estables ante una falla simple de generación o de línea (ver Anexo 5).



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



PESIN
2020 - 2034

CAPÍTULO 8

PLAN DE
EXPANSIÓN A
CORTO PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 8

PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Los proyectos propuestos a instalarse como parte del Sistema Principal de Transmisión para el periodo de corto plazo, 2021 – 2024, fueron aprobados en Planes de Expansión anteriores (PESIN 2019). 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, están 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.

AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN DEL SISTEMA.

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.”

1. Adición Transformador T2 S/E Changuinola 230/115/34.5 KV

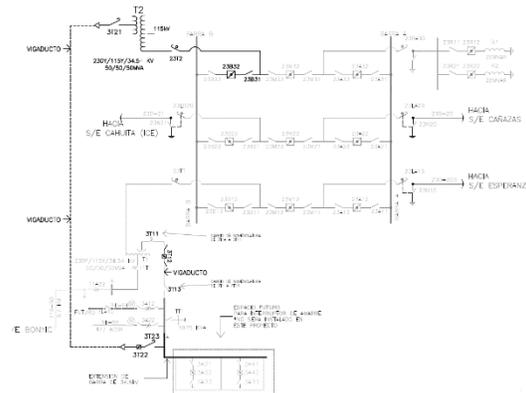
Con el propósito de que la S/E Changuinola cumpla con el Criterio de Seguridad N-1, se ha considerado necesario la adición de un segundo transformador 230/115/34.5 KV, con igual capacidad que el T1, 50/50/50

MVA, en sus tres devanados, ya que este equipo forma parte del Sistema Principal de Transmisión. Actualmente, si se da mantenimiento al transformador T1 existente, se queda sin suministro de energía el área de Bocas del Toro (Changuinola), además que se pierde la generación de la Central Hidroeléctrica Bonyic.

Para esto será necesario desarrollar las siguientes obras:

- Ampliación del patio de 230 KV de la S/E Changuinola 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 transformador T2, 230/115/34.5 KV, con capacidad de 50 MVA en sus tres devanados.
- Ampliación del patio de 34.5 KV mediante la adición de dos (2) interruptores, uno para la conexión del T2 y uno para conectar el T1, que actualmente entra directo a la barra. Además, los equipos asociados (cuchillas, PTs, CTs, etc), para la conexión del transformador a la barra sencilla de 34.5 KV

Esquema del Proyecto



Contrato: GG-107-2020

Estado del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: octubre de 2022

Costo estimado: B/. 6,971,000

Beneficios

Con la adición de estos nuevos transformadores, se aumenta la capacidad y la confiabilidad del sistema en cuanto a la transformación de energía que debe ser entregada a las empresas de distribución en los diferentes puntos de entrega del Sistema Principal de Transmisión.

2. Nuevo Subterráneo de 34.5 KV del T1 de la Subestación Llano Sánchez

Debido a la instalación del nuevo autotransformador T1 de la subestación Llano Sánchez 230/115/34.5 KV con capacidad de 100/100/100 MVA en sus tres devanados, será necesario la instalación de un nuevo circuito subterráneo desde el devanado de 34.5 KV del nuevo T1 hasta el patio de 34.5 KV de la subestación. Esto con el propósito de que pueda llevar la totalidad de la capacidad de este

devanado, 100 MV, ya que el circuito existente solo tiene capacidad para 30 MVA.

Con este propósito se construirá un nuevo vigaducto con un circuito subterráneo, de aproximadamente 200 mts de longitud, con tres (3) cables 1000 XLPE por fase.

Contrato: Contrato GG-100-2020
Estado del Proyecto: en ejecución
Inicio de Operación: abril de 2022
Costo estimado: B/. 601,000

ADICIÓN DE COMPENSACIÓN REACTIVA

Existe restricción de flujos en la Red de Transmisión, además los bajos niveles de voltaje y reserva de potencia reactiva que se presentan en algunos puntos del Sistema Principal de Transmisión, los cuales se provocan cuando se transfiere gran cantidad de energía generada por las plantas hidroeléctricas ubicadas en el occidente del país y que debe ser transferida hacia los principales centros de carga, en la ciudad de Panamá y Colón. Esta situación se agudiza en los escenarios de demanda alta en época lluviosa, a pesar de que se ha invertido en la instalación de bancos de capacitores a finales del 2012, en las Subestaciones Llano Sánchez 230 KV (90 MVAR) y Panamá II 115 KV (120 MVAR) y en el 2013 en Panamá II 230 KV (120 MVAR) y en Panamá 115 KV (aumento a 120 MVAR).

Con el propósito de tomar medidas concretas tendientes a eliminar estas restricciones se contrató a la empresa Manitoba Hydro International para la

consultoría “Estudios y Diseño de Dos Subestaciones de Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC) en las Subestaciones de Llano Sánchez y Panamá II”. El resultado de esta consultoría arrojó que era necesario adicionar dos compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC) de +120/-30 MVAR en las Subestaciones Llano Sánchez y Panamá II, además de la instalación de bancos de capacitores en las Subestaciones Panamá II 230 KV (2 x 30 MVAR) y Chorrera (3 x 30 MVAR). Además, estudios realizados por ETESA han determinado la necesidad de instalación de compensación reactiva (Capacitiva) en la S/E Veladero, Llano Sánchez y San Bartolo, mientras que en la S/E Changuinola y Guasquitas se necesitaría la instalación de reactores.

3. Adición de Bancos de Capacitores de 60 MVAR en Subestación Panamá II 230 KV

Contrato: GG-112-2015
Estado del Proyecto: en operación
Inicio de Operación: 5 de abril de 2021
Costo: B/. 4,577,940

Este proyecto entró en operación el 5 de abril de 2021.

4. Adición de Bancos de Capacitores de 90 MVAR en Subestación Chorrera 230 KV

Contrato: GG-112-2015
Estado del Proyecto: en operación
Inicio de Operación: 30 de mayo de 2021
Costo: B/. 6,937,400

Este proyecto entrará en operación el 31 de mayo de 2021.

5. STATCOM Panamá II y Llano Sánchez

Basado en los análisis de flujo se identificó la necesidad de contar con equipos que compensaran al SIN de forma dinámica (SVC o STATCOM), se consideró la instalación de dos STATCOM con capacidad de compensación capacitiva e inductiva de +120/-120 MVAR,

Con la adición de estos STATCOMs en las Subestaciones Llano Sánchez y Panamá II, 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 hidroeléctricas localizadas en el occidente del país, en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.

Contrato: GG-037-2016

Estado del proyecto: en ejecución

Inicio de Operación:

S/E Llano Sánchez: octubre de 2021

S/E Panamá II: noviembre de 2021

Costo S/E Llano Sánchez: 26,765,400

Costo S/E Panamá II: 24,888,950

Costo total de B/. 51,654,350

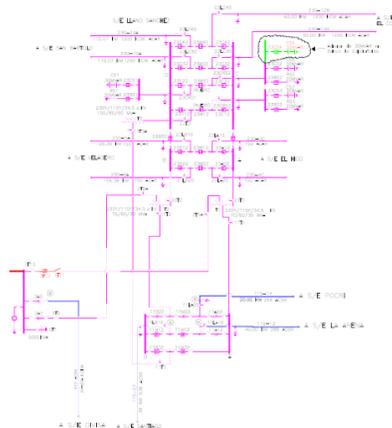
Este proyecto se encuentra en su fase final de construcción y debe entrar en

operación en las fechas indicadas anteriormente, julio y septiembre de 2021.

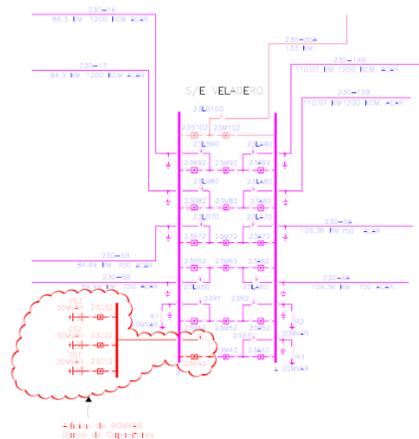
6. Adición de Bancos de Capacitores en Subestaciones Veladero, San Bartolo y Llano Sánchez 230 KV

Esquema del Proyecto

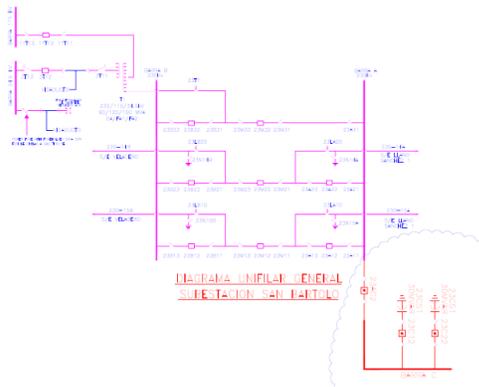
S/E Llano Sánchez



S/E Veladero



S/E San Bartolo

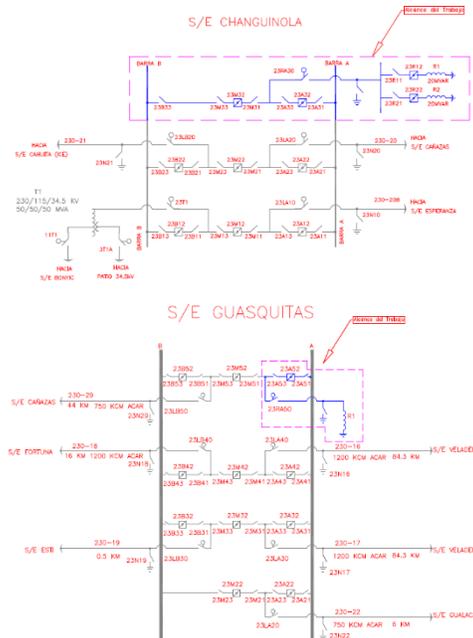


Contrato: GG-131-2017
 Estado del Proyecto: en operación:
 Llano Sánchez: entró en operación el 25 marzo 2021,
 San Bartolo: entró en operación el 30 abril 2021,
 Veladero: entró en operación el 31 de mayo de 2021
 Costo S/E Llano Sánchez: B/. 2,549,78
 S/E San Bartolo: B/. 5,277,000
 S/E Veladero: B/. 7,766,000
 Costo total: B/. 15,594,000

7. Adición de Banco de Reactores de 40 MVAR en Subestación Changuinola y 20 MVAR en Subestación Guasquitas 230 KV

Con el objetivo de cumplir con el criterio calidad de suministro establecidos en la reglamentación vigente, es necesario la adición de bancos de reactores en las Subestaciones Changuinola (40 MVAR) y Guasquitas (20 MVAR), para mantener el voltaje en el rango adecuado para las condiciones de demanda mínima.

Esquema del Proyecto



Contrato: GG-069-2017 Suministro y GG-132-2017 Montaje
 Estado del Proyecto: en ejecución
 Inicio de Operación
 S/E Changuinola: enero de 2022
 S/E Guasquitas: diciembre de 2021
 Costo S/E Changuinola: B/. 8,839,380
 Costo S/E Guasquitas: B/. 3.395,320
 Costo total: B/. 12,234,700

Estos proyectos se encuentran en ejecución y deben estar entrando en operación en las fechas señaladas.

8. Adición de Bancos de Capacitores de 40 MVAR en Subestación Santa Rita 115 KV

Con el propósito de brindar el soporte de potencia reactiva en el área de Colón, una vez se vea disminuido la producción de energía en la Zona de Atlántica (115 KV), producto de que la misma se vería desplazada una vez se eliminen las restricciones en la SSEE Panamá y Cáceres, será necesario

instalar bancos de capacitores en la Subestación Santa Rita 115 KV.

Con el fin de cumplir con los criterios de nivel de tensión y seguridad, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Transmisión. Se requiere sea instalado 40 MVAR en el año 2023.

Contrato: por licitar

Estado del Proyecto: en diseño

Inicio de Operación: agosto de 2023

Costo: B/. 4,282,000

Beneficios

Con la adición de la compensación reactiva detallada con anterioridad se incrementará la reserva de potencia reactiva del sistema y se mantendrán los voltajes dentro de los rangos establecidos en el Reglamento de Transmisión, permitiendo un aumento considerable del flujo de energía desde occidente, beneficiando la generación de las plantas hidroeléctricas instaladas en el área occidental del país, lo que se traduce en un menor costo operativo del sistema al desplazar energía termoeléctrica cuyo costo de producción depende de la volatilidad del precio del combustible.

REPOTENCIACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE NUEVAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) en los próximos años, de acuerdo con el Plan Indicativo de Generación y la instalación de nuevos proyectos hidroeléctricos, eólicos y

solares de aproximadamente 840 MW, que sumado a los más 2,162 MW existentes daría un total de 3,000 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 450 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 instalación de un nuevo corredor energético que permita transmitir la energía generada de manera segura y confiable.

9. Nueva Línea Mata de Nance – Boquerón III - Progreso - 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 utilizará un conductor de alta temperatura 1026 MCM, con una capacidad de transmisión de 770 MVA en condiciones normales y 818 MVA en emergencia. En el tramo desde la Subestación Progreso hacia la frontera con Costa Rica, con longitud de 9.7 km., se podrá reemplazar utilizando conductor 1200 ACAR, con capacidad de 500 MVA.

Las ampliaciones en las subestaciones Mata de Nance y Progreso para la conexión de esta nueva línea ya están terminadas.

Contratos: GG-101-2015 (línea) y GG-034-2017 (subestaciones: terminado)
Fase del Proyecto: en ejecución
Inicio de Operación: marzo de 2024
Costo estimado: B/. 38,317,000

10. Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 KV

Debido al aumento de la demanda de las subestaciones de las empresas distribuidoras conectadas a la Subestación Cáceres, además del desplazamiento de energía generada en el área de Colón por generación de occidente a un menor costo, existe la posibilidad de sobrecarga en las líneas de transmisión que vinculan las Subestaciones Panamá y Cáceres, líneas 115-12 y 115-37. Para evitar esta sobrecarga es necesario la construcción de una nueva línea de transmisión entre estas dos subestaciones. Debido a que no existe posibilidad de una línea aérea debido a lo poblado que se encuentra el área, será necesario la construcción de un

nuevo vigaducto para la conexión de esta línea.

Este proyecto permitirá atender de forma segura y confiable la demanda de las subestaciones de las empresas distribuidoras conectadas en la Subestación Cáceres, sin la necesidad de realizar cambios al despacho económico previsto por el CND.

Este proyecto comprende las siguientes obras de transmisión:

- Nuevo vigaducto desde la S/E Panamá hasta la S/E Cáceres. Esta línea será de aproximadamente 0.8 km de longitud, con cable 750 XLPE, capacidad de transmisión de aproximadamente 150 MVA en condiciones normales de operación y de 180 MVA para contingencias.
- Ampliación en la S/E Cáceres: será necesario la ampliación de la S/E Cáceres 115 KV, que cuenta con esquema de barra principal y transferencia, mediante la adición de un interruptor de 115 KV, incluyendo los demás equipos asociados (cuchillas, CTs, etc.)
- Ampliación de la S/E Panamá: para la conexión de esta nueva línea se utilizará la posición en la nave 3, donde se conectará la Turbina de Gas de EGESA. Para esto, será necesario reemplazar el interruptor 11M32.

Esquema del Proyecto

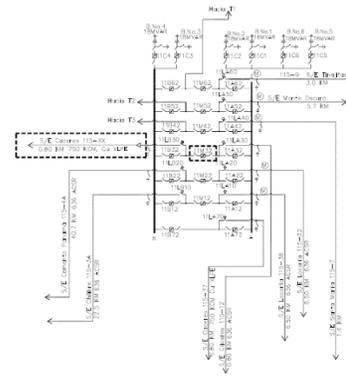


DIAGRAMA UNIFILAR 115 KV S/E PANAMA

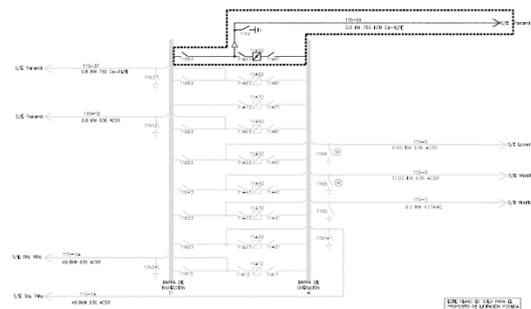


DIAGRAMA UNIFILAR 115 KV S/E CACERES

Contrato: Contrato GG-008-2021

Fase del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: septiembre de 2022

Costo estimado: B/. 6,085,000

Se espera recibir próximamente el Refrendo de Contraloría para dar la Orden de Proceder del contrato, se tiene su entrada en operación estimada para enero de 2023.

11. Línea de Transmisión Sabanitas – Panamá III 230 KV

ETESA ha determinado que la mejor manera de evacuar la futura generación a instalarse en la provincia de Colón, que permita además proveer de un corredor alternativo de abastecimiento a la provincia de Panamá, es mediante una nueva línea de transmisión a nivel de 230 KV

desde Colón (Sabanitas) la cual se conectará a la Subestación Panamá III.

La línea será de 230 KV, doble circuito, con dos (2) conductores por fase, 1200 ACAR a temperatura de diseño de 90 °C, con lo que tendrá una capacidad aproximada de 1000 MVA por circuito tanto para operación normal como en contingencia. La misma tendrá una longitud aproximada de 50 km, dependiendo de la ubicación final de las Subestaciones Sabanitas y Panamá III. Se ha considerado que la misma, dependiendo de la ruta, contará tanto con torres como poste. Preliminarmente se ha considerado una relación de 50% en torres y 50% en postes.

Etapa del Proyecto: Contrato GG-119-2020

Estado: en ejecución

Entrada en Operación: diciembre de 2022

Costo Estimado: B/. 56,912,000

Este proyecto se encuentra en la Contraloría General de la Republica para su Refrendo. Una vez se reciba el mismo, se procederá con la Orden de Proceder y se estima que el mismo entrará en operación en diciembre de 2022.

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

Con la finalidad de aumentar la capacidad de transporte de esta línea se debe realizar los mismos trabajos realizados en para el tramo 1, Guasquitas – Veladero, que ya se

encuentra repotenciada y en operación.

Con el aumento de la capacidad de esta nueva línea de doble circuito Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 KV, se incrementará la capacidad de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), proveniente del occidente del país, donde se encuentra el potencial hidroeléctrico, lo que permitirá el desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas, además de solares y eólicas. Esto será mediante retensados de conductor, cambio de herrajes y/o movimientos de tierra en puntos específicos, de ser necesario.

Contrato: por licitar

Fase del Proyecto: en diseño

Inicio de Operación: octubre de 2024

Costo estimado: B/. 24,961,300

13. 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.

Se ha incluido en este Plan de Expansión el reemplazo de la línea existente Panamá II - Bayano, por una nueva línea de 230 KV. Esta línea es la más antigua del sistema de 230 KV, la cual entró en operación en el año 1976, por lo que ya cuenta con más de 45 años en servicio.

Debido a esto, es necesario el reemplazo de esta por una de mayor capacidad, con conductor 1200 ACAR, y tendrá capacidad de 500

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

Contratos: por licitar

Fase del Proyecto: en diseño

Inicio de Operación: febrero de 2024

Costo estimado: B/. 32,742,000

14. Aumento de Capacidad de la Línea LT1 Llano Sánchez – El Higo - Chorrera - Panamá 230 KV

Debido al incremento de generación hidroeléctrica y Renovable no convencional en el occidente y centro del país (Provincias de Chiriquí y Bocas del Toro, Provincias Centrales), de acuerdo con el Plan Indicativo de Generación se tendría un aumento de proyectos hidroeléctricos, eólicos y solares de 600 MW, que sumado a los 1,707 MW existentes daría un total de 2,307 MW de generación solar, eólica e hidroeléctrica, la mayoría de estos de pasada o filo de agua. Debido a que la mayor parte de esta generación llega a los principales centros de carga, Subestaciones Panamá y Panamá II, es necesario reforzar el sistema de transmisión proveniente desde el occidente, desde la Subestación 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, Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá la cual data de los años 1978/1979, casi 42 años en operación. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la

capacidad de esta línea a por lo menos 450 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, en operación en septiembre de 2024 (Etapa I).
- Tramo 2: Llano Sánchez - El Higo, en operación en noviembre de 2024 (Etapa I).
- Tramo 3: El Higo – Chorrera, en operación en junio de 2025 (Etapa II). Este se describe en el Capítulo de Largo Plazo.
- Tramo 4: Veladero – Llano Sánchez, en operación en julio de 2025 (Etapa III). Este se describe en el Capítulo de Largo Plazo.

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.

Etapa I - Entrada en Operación:
septiembre de 2024

Chorrera – Panamá: B/. 16,116,000

Etapa II - Entrada en Operación:
noviembre de 2024

Llano Sanchez – El Higo: B/. 32,596,000

Costo Estimado: B/. 48,712,000

NUEVAS SUBESTACIONES

Debido al crecimiento poblacional que ha tenido el país sobre todo en el área de Panamá Oeste, además de la instalación de nuevos centros de generación con volúmenes que superan los 1000 MW de potencia instalada en años futuro. Se ha tomado la decisión de establecer nuevos puntos de entrega de energía mediante la construcción de nuevas

subestaciones para no sobrecargar las ya existentes, brindándole mayor confiabilidad y seguridad al SIN.

15.Nueva Subestación Panamá III 230 KV GIS

Este proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación nombrada Panamá III 230 KV, en esquema de interruptor encapsulada en gas GIS (Gas Insulated Substation), ubicada en el área de Mocambo. Esta subestación servirá para la conexión de las líneas de transmisión de 230 KV provenientes desde el occidente (LT2, LT3 y la futura LT4). También para la conexión de la línea de Sabanitas, proveniente desde Colón, en la cual se conectarán las futuras plantas termoeléctricas. Además, servirá como futuro punto de conexión de nuevas líneas de transmisión de las empresas distribuidoras para alimentar la demanda de nuevas subestaciones.

En su patio de 230 KV, esta subestación estará conformada de la siguiente forma:

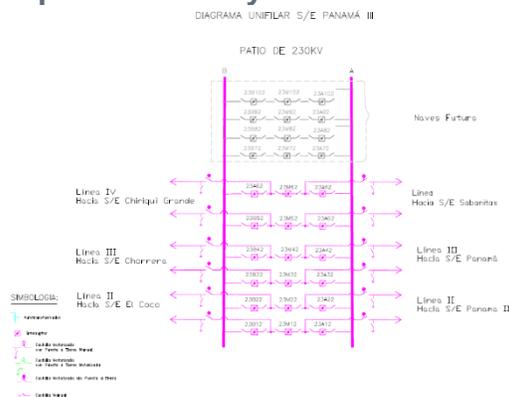
- Dos (2) naves de tres (3) interruptores, para el seccionamiento de la línea LT2 de 230 KV El Coco – Panamá II (230-12A y 230-13A).
- Dos (2) naves de tres (3) interruptores, para el seccionamiento de la Tercera Línea 230 KV Chorrera – Panamá.
- Dos (2) naves de tres (3) interruptores para recibir la línea Sabanitas - Panamá III y la Cuarta Línea Chiriquí Grande

– Panamá III 230 KV (Primera Etapa).

Esta subestación deberá contar con el área suficiente para las siguientes expansiones:

- Adición de tres (3) transformadores de 500/230 KV y patio de 500 KV con por lo menos 5 naves de interruptor y medio, para la conexión de la futura línea de transmisión de 500 KV proveniente desde Chiriquí Grande (operada inicialmente en 230 KV). Los transformadores y de los reactores necesarios.
- Espacio para expansión en el patio de 230 KV por lo menos para 5 naves de interruptor y medio.
- Espacio para expansión en el patio de 115 KV por lo menos de 4 naves y para dos transformadores 230/115 KV.
- Espacio para futura instalación de SVC y/o bancos de capacitores.

Esquema del Proyecto



Contratos: Contrato GG-119-2020
 Fase del Proyecto: en ejecución
 Inicio de Operación: diciembre de 2022
 Costo estimado: B/. 27,226,000

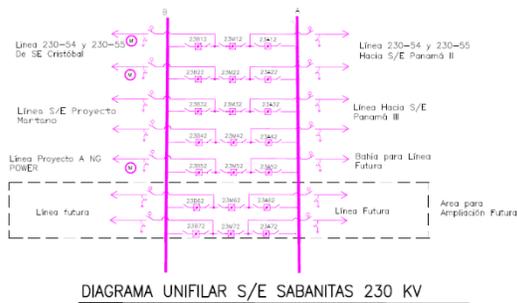
16. Nueva Subestación Sabanitas 230 KV GIS

Debido a los contratos vigentes que se tienen para el suministro de energía con plantas térmicas a base de Gas Natural Licuado (GNL) todas ubicadas geográficamente en la provincia de Colón (aprox 1500 MW) y tomando en cuenta que el sistema de transmisión existente proveniente de la provincia de Colón no cuenta con la capacidad suficiente para transmitir esta generación, además de las ya existentes, es necesario el desarrollo de un nuevo corredor de transmisión, proveniente desde la provincia de Colón hasta Panamá.

Para la conexión de esta nueva línea de transmisión en el sector atlántico, será necesario la construcción de una nueva subestación en Colón, denominada Subestación Sabanitas 230 KV. La misma será construida en esquema de interruptor y medio encapsulada GIS (Gas Insulated Substation).

Esta subestación contará con cuatro (4) naves de tres (3) interruptores cada una, para un total de ocho (8) salidas de línea. Dos de estas salidas serán para la conexión de la LT de doble circuito proveniente desde la Central Termoeléctrica Costa Norte, dos para la LT de doble circuito proveniente de la Central Termoeléctrica Martano, dos para la LT de doble circuito hacia la Subestación Panamá II y dos para la LT de doble circuito hacia la nueva Subestación Panamá III.

Esquema del Proyecto



SIMBOLOGIA:

-  Subestación
-  Línea
-  Barra
-  Interruptor
-  Transformador
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable
-  Cable

Contratos: Contrato GG-119-2020
 Fase del Proyecto: en ejecución
 Inicio de Operación: diciembre de 2022
 Costo estimado: B/. 24,246,000

17. Nueva Subestación Chepo 230 KV

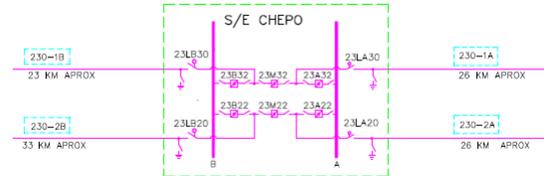
Esta nueva Subestación Chepo 230 KV servirá como nuevo punto de conexión para la empresa distribuidora ENSA para sus clientes en el Sector Este de la provincia de Panamá, así como también para la conexión de nuevos proyectos solares o eólicos que se quieran desarrollar en el área.

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.

Esquema del Proyecto



Contratos: por licitar
 Fase del Proyecto: en diseño
 Inicio de Operación: octubre de 2024
 Costo estimado: B/. 14,117,000

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.

18. Adición S/E Sabanitas 230 KV y nueva S/E Santa Rita 230 KV

Este proyecto consiste en un amarre entre las subestaciones Sabanitas y Santa Rita en 230 KV. Para esto será necesario lo siguiente:

- Ampliación del patio de 230 KV de la S/E Sabanitas

- Construcción de patio de 230 KV en la S/E Santa Rita con dos (2) transformadores 230/115 KV
- Construcción de un tramo de line de aproximadamente 3 km desde Sabanitas a Santa Rita

Con esto se brindará confiabilidad en el suministro a la demanda en el área de Colón, que ya supera los 100 MW, además de que mejora los perfiles de voltaje en las subestaciones de dicha área.

Contratos: por licitar

Fase del Proyecto: en diseño

Inicio de Operación: abril de 2024

Costo estimado: B/. 31,839,000

19.LT Gatún – Sabanitas 230 kV

Para la conexión de la central generadora Gatún al Sistema Interconectado Nacional, será necesaria la construcción de una nueva línea de transmisión desde la subestación elevadora de la central Gatún (nombre de la subestación por definir) hasta la S/E Sabanitas. Esta línea tendrá aproximadamente 15 km de longitud, con conductor de alta temperatura de operación, 1026 Drake ACCC, construida en torres de doble circuito, montando inicialmente un circuito.

Debido a la capacidad de la central, 670 MW, además de la nueva línea de transmisión, será necesario seccionar una de las líneas existentes de la central Costa Norte (S/E San Cristóbal), para que entre y salga de la S/E Gatún. De este modo se contará con tres líneas de 230 KV para traer la generación de las centrales Costa

Norte (S/E San Cristóbal) y Gatún, cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad exigidos en las reglamentaciones vigentes.

Estado del proyecto: por diseñar

Costo Estimado: B/. 15,550,000

Entrada en Operación: abril 2024

Los costos indicados son estimaciones que no incluyen el costo de la generación desplazada ni obligada producto de las libranzas solicitadas para la construcción de este.

20.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 en este plan 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.

Inicio de Operación: diciembre de 2024

Costo total: B/. 15,433,000

21.Nueva S/E La Huaca 230/34.5 KV

Debido al gran potencial de proyectos renovables solares identificados en las cercanías del área de la S/E Llano Sánchez y siendo ya imposible la

ampliación de esta subestación, que no cuenta con espacio, se ha considerado la construcción de una nueva subestación cercana al área de Divisa que secciona una de las líneas existentes (línea 1, 2 o 3).

Esta nueva subestación contará con:

- patio de 230 KV en esquema de interruptor y medio para la conexión con las líneas de 230 KV existentes
- Dos (2) transformadores 230/34.5 KV
- Patio de 34.5 KV

Inicio de Operación: noviembre de 2024

Costo total: B/. 35,739,000



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 9

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN A LARGO PLAZO

PESIN

2020 - 2034





Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 9

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

DIAGNÓSTICO DE LA RED DE LARGO PLAZO

Para el periodo de largo plazo se busca evitar que el sistema presente congestiones y la necesidad de mantener generación obligada para cumplir con los criterios de calidad y seguridad.

La entrada en operación de los proyectos de Corto Plazo permitiría eliminar las restricciones que se presentan en la actualidad.

Pasado el año 2024, el aumento en la demanda y la disponibilidad de nuevas fuentes de generación provocarán nuevas necesidades para el SPT.

Ante la entrada de fuentes de generación renovable no convencional, será necesario mantener un alto margen de reserva reactiva, de lo contrario incurriríamos en el mismo problema que se presenta actualmente.

Dicho lo anterior, es importante aumentar la reserva reactiva y la capacidad de transporte.

NUEVOS PROYECTOS

En los sistemas eléctricos, existen ciertas ampliaciones que surgen debido al final de la vida útil de las instalaciones, limitaciones de espacio, o cambios de configuración locales.

Estas ampliaciones deben ser evaluadas de manera particular ya que su efecto en la operación global del sistema no se presenta. Esto sucede debido a que estas obedecen a requerimientos ocasionados, entre otras cosas, por Políticas Energéticas o la explotación de fuentes de generación de alto impacto en la Red.

A continuación, se presentan algunos proyectos considerados como parte del plan de expansión de largo plazo.

Subestación 230 kV CALDERA.

La subestación existente en 115 kV está vinculada radialmente a la S/E Mata de Nance mediante dos líneas de 25 km, de conductor ACSR 636, capacidad 880 A (175 MVA), limitada durante operación normal a 102 MVA (512 A). La línea data del año 1979. Por esta razón, la instalación se encuentra cercana al final de su vida útil.

Además, la misma no cuenta con el espacio suficiente para permitir la integración de nuevas fuentes de generación en el área. Tomando en cuenta que dicha zona presenta un alto potencial de generación renovable no convencional, se propone la elevación de dicha subestación a 230kV.

El proyecto lo compone la construcción de un patio de 230kV, ampliación del patio de 115kV y un

nuevo patio de 34.5kV. El patio de 230kV se conectará al SIN seccionando la línea Fortuna – Mata de Nance (230-7 y 230-8). Se instalarán dos transformadores de 3 devanados 230kV, 115kV y 34.5kV.

Nueva Subestación La Huaca 230kV

Debido al alto grado de penetración de generación solar que se encuentra en al área de Aguadulce y Divisa, adicionando el hecho de que por confiabilidad y falta de espacio la S/E Llano Sánchez no permitiría la conexión de dichos proyectos, se propone la construcción de una nueva subestación que cumpla con estos fines.

La nueva instalación tendría patios de 230kV y 34.5kV, seccionaría la línea 1, 2 o 3 dependiendo de la ubicación de esta y se instalarían 2 transformadores.

Nueva Subestación Los Olivos 230kV y Línea La Huaca – los Olivos.

Estaría ubicada en la zona central del país, vinculada mediante un doble circuito de aproximadamente 40 km a la nueva S/E La Huaca. Esta subestación servirá como nodo de interconexión de plantas renovables y aliviará los transformadores de Llano Sánchez.

La subestación tendrá patios adicionales de 115kV y 34.5kV que permitirán la entrada de líneas de EDEMET para conexión de carga aumentando la confiabilidad de la zona de Azuero.

Adicionalmente, permitirá el aprovechamiento del potencial de generación solar que se tiene en dicha zona y que no se ha desarrollado por la falta de un punto de conexión confiable.

S/E Santa Rita 230kV

Esta ampliación constituiría de una reconfiguración de la zona Atlántica, descargando los transformadores de la S/E Panamá y las líneas entre Panamá y Cáceres. Además, ayudaría a proporcionar mejores condiciones de estabilidad de voltaje, problema que se puede observar en los escenarios donde no se presenta generación en la Zona Atlántica de 115kV.

Nueva S/E Progreso II 230 kV

Como parte del Plan Energético Nacional que busca impulsar el desarrollo de parques de generación renovable no convencional y en vista del acercamiento de muchos agentes del mercado que muestran la intención de conectarse en la S/E Progreso, se propone la construcción de una nueva subestación cercana a la zona.

La nueva subestación permitiría la conexión nuevos agentes ya que las instalaciones actuales no mantienen el espacio suficiente para tal efecto.

El proyecto lo compone la construcción de un nuevo patio de 230kV que se conectará a la S/E Progreso a través de una línea de doble circuito y un patio de 34.5kV para brindar un nuevo punto de conexión.

Nueva línea subterránea Panamá – Panamá 3

Con el aumento en los flujos a nivel de 230KV en el anillo entre la S/E Panamá, Panamá II y Panamá 3, se presentarían sobrecargas ante la pérdida de un circuito entre Panamá y Panamá 3, por lo que se vería necesario la instalación de un nuevo circuito entre estas dos subestaciones.

Al tratarse de un área residencial donde convergen muchas líneas de transmisión, se recomienda que la misma sea subterránea.

ANÁLISIS DE LA CUARTA LINEA 4LT

El sistema de Panamá contará con 3 líneas de doble circuito de 230 kV (cuyas capacidades serán 2x505 MVA, 2x505 MVA y 2x611 MVA, lo que totalizan 3230 MVA térmicos de

capacidad), compensación capacitiva en los nodos de Panamá y Panamá II por 420 MVar y un STATCOM de +/- 120 MVar. Adicionalmente, otro STATCOM (+/- 120 MVar) en Llano Sánchez y bancos de capacitores en Chorrera, Llano Sánchez y Veladero que agregan más compensación (360 MVar en total) en los puntos intermedios del sistema.

Tomando en cuenta lo anterior, se calcularon los límites de flujos desde occidente (entrando a Llano Sánchez + 4LT) de los siguientes escenarios.

- Escenario sin la 4LT
- Escenario con la 4LT operando en 230kV
- Escenario con la 4LT operando en 500kV
- Escenario sin la 4LT con compensación

Figura 9.1 Flujos sin la 4LT

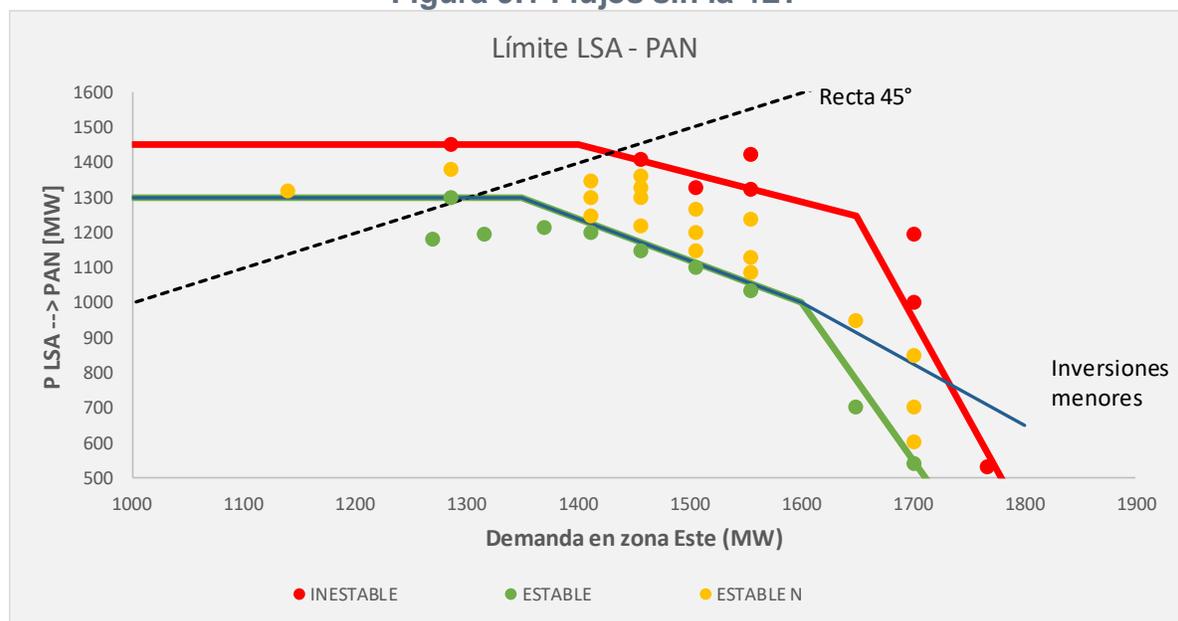
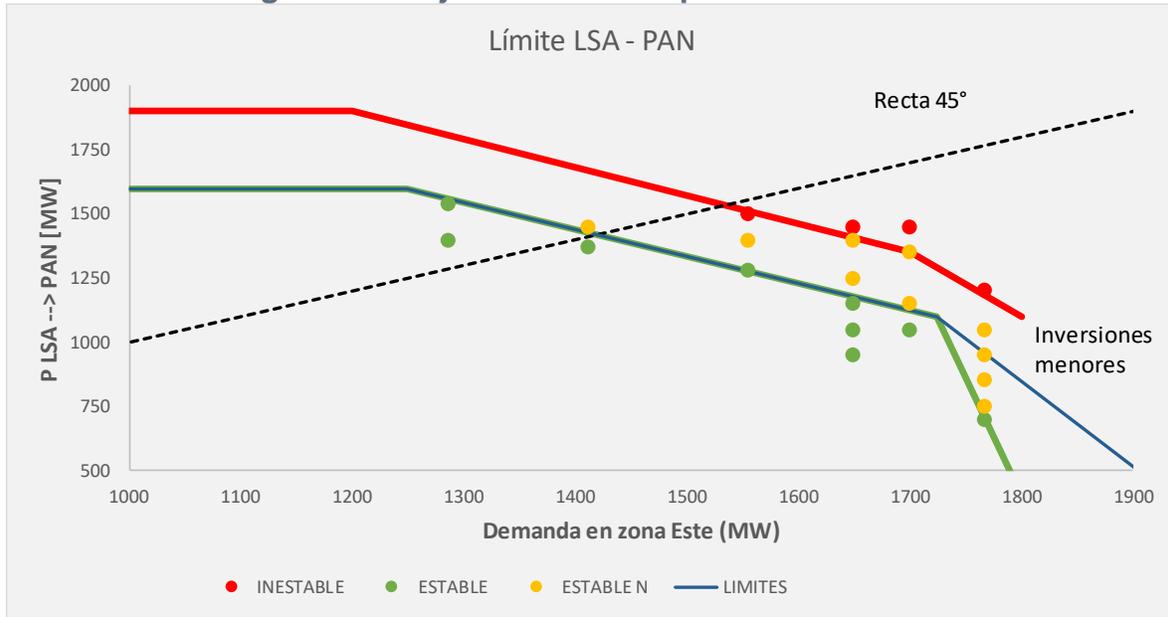
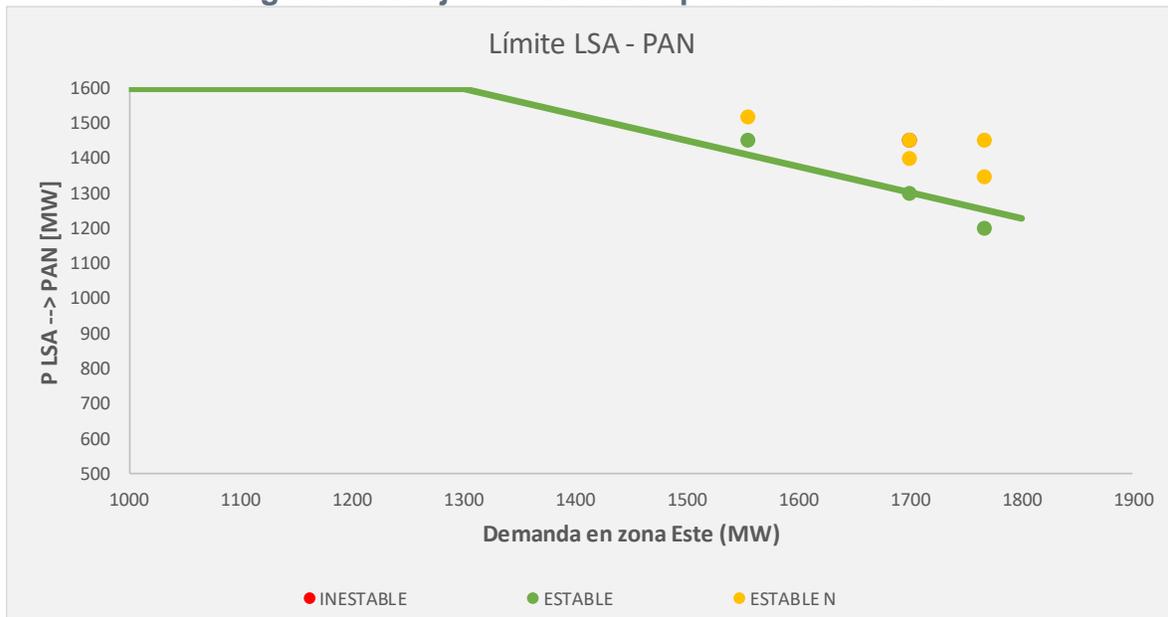


Figura 9.2 Flujos con la 4LT operando en 230kV

Figura 9.3 Flujos con la 4LT operando en 500kV


Los gráficos anteriores muestran los límites de transporte desde occidente en función de la demanda. Los puntos representan escenarios simulados y evaluados mediante análisis QV. Se les clasificó en inestables (cuando el flujo de carga evidenciara un déficit de

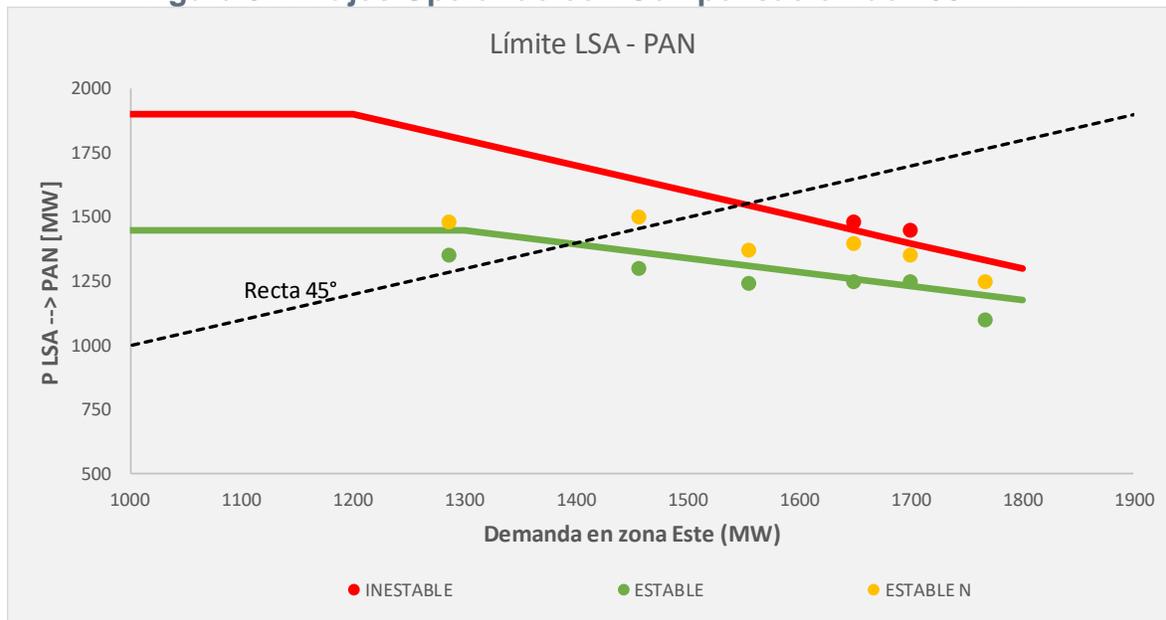
reactivo), estables en condición N (cuando el flujo de carga tuviera convergencia, pero no resultara satisfactorio el análisis QV) y estables.

La capacidad de transporte del sistema aumenta introduciendo la cuarta línea inicialmente en 230 kV como se muestra en la Figura 9.2. El límite con el circuito operando en 500 kV se muestra en Figura 9.3

Por último, el sistema podría mejorarse mediante la introducción de

compensación reactiva de tipo dinámica (STATCOM). En este caso, introduciendo 400MVar de compensación (250 en 230kV y 150 en 115kV), los límites operativos se modifican como se muestra a continuación.

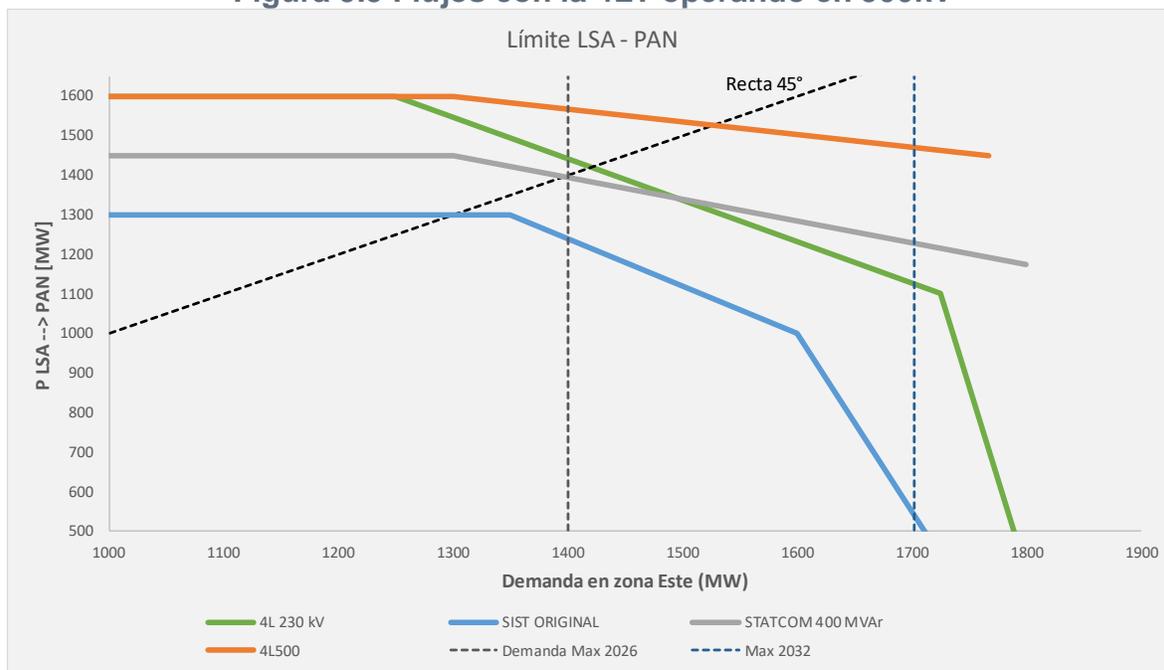
Figura 9.4 Flujos Operando con Compensación de 400MVar



Finalmente, el siguiente gráfico muestra la comparación del sistema original, con la cuarta línea en 230, en 500 kV y con compensación (400 MVar). Se han superpuesto los valores de demanda que se alcanzarán en distintos años (2026 y 2032); se observa que el sistema original se vería muy afectado hacia el final del período de estudio. Por otro lado, a medida que la demanda crece, la capacidad de transporte se reduce en todos los casos. Esto lleva a pensar que en el muy largo plazo será necesario combinar ambas

soluciones: compensación reactiva y nueva línea, para posibilitar la transmisión de altos volúmenes de potencia.

Figura 9.5 Flujos con la 4LT operando en 500kV



Alternativa de expansión con Compensación reactiva

Como se ha mencionado, el sistema de Panamá se encuentra fuertemente compensado mediante equipamiento compensación reactiva. Esto permite que, bajo altas transferencias, el sistema posea las siguientes características:

- Curvas QV con forma cerrada, donde la línea casi vertical coincide con el rango operativo del STATCOM.
- Punto crítico de tensión dentro del rango normal y cada vez más cercano a 1.0 pu.

El nivel de tensión se vuelve más insensible a la potencia transmitida. Por otro lado, como el colapso se da a tensiones cercanas a la nominal, el operador ya no puede valerse de un mapa de tensiones como señal de alarma. El sistema podría estar

operando en una zona de riesgo de manera inadvertida.

La instalación de equipos de compensación (STATCOM) puede contribuir a elevar la capacidad de transmisión, aunque a expensas de una mayor complejidad en la operación. Existirían simultáneamente muchos nodos donde la tensión se encuentre controlada por equipos de electrónica de potencia, cuyos sistemas de control deben estar adecuadamente coordinados. Asimismo, la combinación de eventos de falla a estudiar para determinar si un escenario es seguro aumenta notablemente.

Debe destacarse que en la actualidad no hay antecedentes de sistemas que hayan optado por expandir la capacidad de transporte a base de compensación, sino que, llegado un punto, se recurre a la compensación

serie o elevar el nivel de tensión de trabajo. La compensación serie no resulta práctica en un sistema de 230kV con 3 líneas y muchos nodos intermedios, como es el caso de Panamá. La decisión de elevar la tensión se toma cuando se detecta que la operación del sistema podría volverse riesgosa.

Finalmente, debe tenerse en cuenta la perspectiva de largo plazo del sistema de Panamá. Las proyecciones realizadas en el Plan Energético Nacional 2015 – 2050 reflejan una triplicación de la demanda hacia fines del período a raíz del crecimiento vegetativo y del desarrollo económico. Por este motivo, se espera que en la década de 2040 la demanda en la Ciudad de Panamá supere los 2200 MW, por lo que el corredor oeste – este tendrá solicitudes de similar orden de magnitud. Estas potencias ya no se podrán transmitir por líneas de 230 kV debido a limitaciones térmicas, por lo que una cuarta línea será inevitable.

Todos los factores enumerados en este apartado llevan a la conclusión de que una solución basada exclusivamente en compensación sea inviable a largo plazo y poco deseable en el mediano plazo. No obstante, una vez fortalecido el sistema mediante líneas de tensión superior, el sistema estará en condiciones de aceptar

mayor compensación en caso de requerirse.

Adicional a los análisis de flujo y para efecto de corroborar lo antes mencionado se realizó el análisis QV bajo las condiciones descritas, a continuación, se muestra las contingencias analizadas.

**Tabla 9.1 Contingencias de líneas
Análisis QV Largo Plazo**

Cont	Circuito	Origen	Destino	Id
L1	Veladero – Llano Sánchez 230 kV	6182	6008	51
L2	Llano Sánchez – Antón 230 kV	6008	6830	0B
L2B	Llano Sánchez – El Higo 230 kV	6008	6240	4C
L3	Antón – La Chorrera 230 kV	6830	6005	0A
L4	La Chorrera – Panamá 230 kV	6005	6001	47
L4B	La Chorrera – Panamá 230 kV	6005	6001	4A
L5	Burunga – Panamá II	6713	6003	2A
L6	Burunga – Panamá III	6713	6840	2B
L7	Chorrera – Panamá III	6005	6840	8B
L8	Chorrera – El Higo 230 kV	6005	6240	4B
L9	Dominical – Veladero	6440	6182	5A
L10	Mata de Nance – Boquero III	6004	6019	29
L230	Chiriqui Grande - Panama 3 (230kV)	6837	6840	1
L500	Chiriqui Grande - Panama 3 (500kV)	6836	6853	1
		6853	6854	1
		6854	6839	1

**Tabla 9.2 Contingencias de
Generación Análisis QV Largo
Plazo**

Cont	Generador	Barra	Id
P1	Fortuna – F1	6096	F1
P2	Bayano – G1	6100	B1
P3	Estí - G1 y G2 (Línea 230-19)	6178 - 6179	19
P5	Gualaca - Lorena - Prudencia (Línea 230-22)	6179 - 6360	22
P7	Punta Rincón G1	6755	G1
P9	Telfers (G1, V1)	6406, 6408	G1, V1
P14	Costa Norte (G1,G2,G3,V1)	6804, 6805,	G1,G2
		6806, 6807	G3,V1

**Tabla 9.3 Contingencias de
STATCOMs Análisis QV Largo
Plazo**

Cont	Equipo	Barra	Id
ST1	Llano Sánchez	6811	FACTS 1
ST2	Panamá II	6816	FACTS 2

Figura 9.6 Reserva Reactiva operando con STATCOM

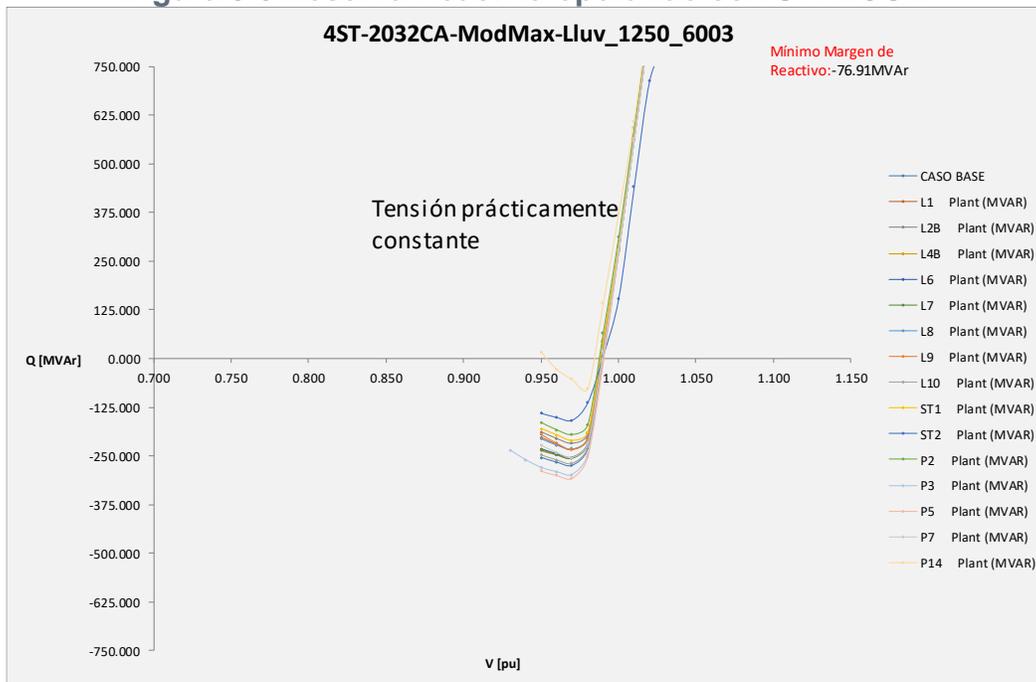
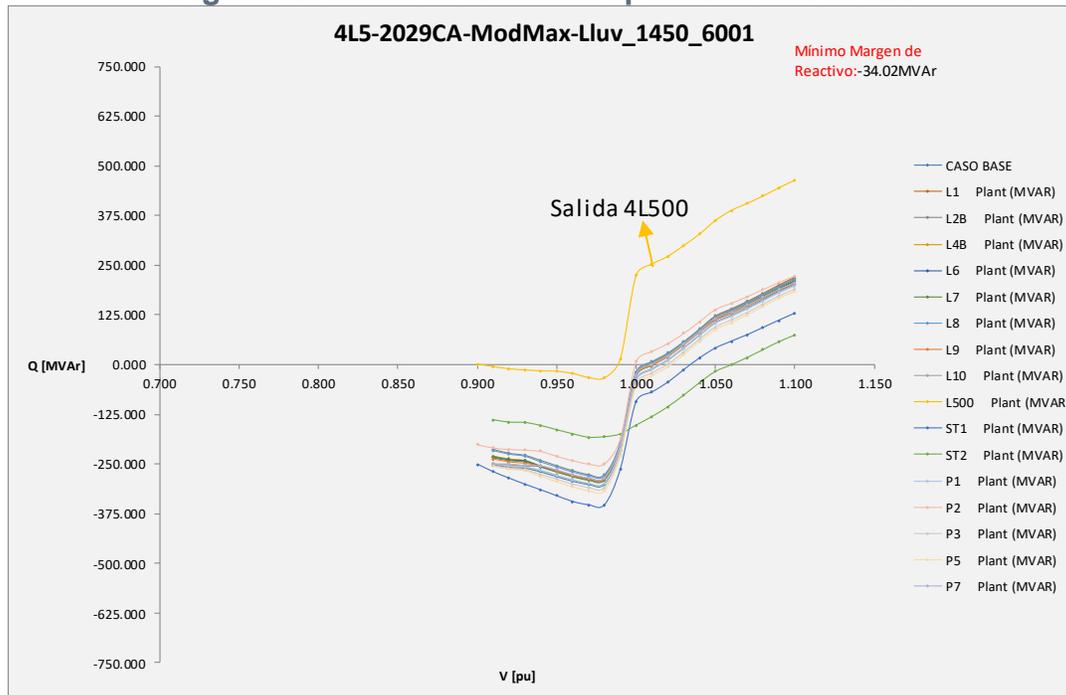


Figura 9.7 Reserva Reactiva operando con la 4LT



Elección del nivel de tensión de trabajo

El sistema de Panamá se caracteriza por su extensión (300 km desde el centro de producción hasta el centro de consumo) y por la concentración de

recursos de generación en un extremo. El sistema creció gradualmente en torno a líneas de 230kV con compensación reactiva en los nodos intermedios hasta el punto actual en el que hay tres líneas en doble circuito en paralelo.

Esta situación es comprensible debido a la evolución histórica del sistema, aunque los parámetros actuales de funcionamiento llevan a pensar que otro nivel de tensión es deseable para la transmisión de energía. La siguiente ecuación (usada frecuentemente por su validez empírica en contextos de planificación) permite obtener la tensión óptima de trabajo en función de la distancia y potencia a transmitir.

$$V = 5.5 \sqrt{0.62 \cdot L + 6.66 \cdot P}$$

V: tensión de línea (kV)

L: distancia (km)

P: potencia (MW)

Para una distancia de 300 km y una potencia de 1300 MW, se obtienen 520 kV como tensión de trabajo. Del mismo modo, se observa que un sistema operado en 230 kV con 300 km de extensión resulta apropiado para transmitir potencias de 300 a 400 MW.

Por otro lado, un parámetro que suele tenerse en consideración para la elección del nivel de tensión es la potencia natural (o SIL, surge impedance loading), que corresponde a la potencia que puede transmitir una línea sin déficit ni excedente de potencia reactiva. La expresión para el cálculo, junto con los resultados para 500kV y 230 kV se muestran a continuación.

$$SIL = \frac{V^2}{\sqrt{L * C}}$$

El resultado del cálculo SIL para voltajes de 230kV y 500kV es de 144MW y 1000MW, respectivamente. De este apartado, se obtiene como conclusión indicativa la conveniencia de realizar la transmisión de potencias del orden de los 1500 MW en niveles de tensión superiores a 230 kV.

Obras necesarias en caso de retrasos en la cuarta línea

Al margen de los beneficios económicos de la cuarta línea (medidos por la reducción de costos operativos en escenarios promedio), se debe determinar cuáles serían las obras necesarias en caso de demoras en el ingreso del proyecto. Estas obras se determinan sobre escenarios de estrés del sistema en donde las transferencias desde occidente son superiores al promedio de las hidrologías, con el fin de captar la aversión al riesgo del proceso de planificación.

Las obras enumeradas a continuación permitirían dotar al sistema de la capacidad necesaria para soportar los escenarios más exigentes en cumplimiento con los criterios de seguridad considerando los diferentes planes del Plan Indicativo de Generación.

Plan de referencia

Año 2025

En el año 2025, resulta necesario agregar compensación capacitiva por 60 MVAR en la S/E Panamá III-230 kV y 40 MVAR en la ET Panamá-115 kV. De esta manera, se preserva el margen operativo de los STATCOM para hacer frente a contingencias. El costo total estimado es de 18.5 Mill\$.

Año 2026

En el año 2026 resulta necesario agregar compensación reactiva capacitiva (60 MVAR en Panamá III) y un STATCOM de 250 MVAR en Panamá III. De lo contrario, no pueden mantenerse estables los escenarios con red completa y en N-1.

Costo estimado de las ampliaciones:

- STATCOM – 250 MVAR: 60 Mill\$
- Capacitores 60 MVAR – 230 kV: 12.5 Mill\$

Año 2027

En el año 2027 es necesario agregar capacitores de 120 MVAR para mantener las tensiones en valores adecuados. Las ubicaciones óptimas para los capacitores son en Chorrera y Veladero (60 MVAR en cada una). El costo estimado es de 25 Mill\$

Año 2028

En el año 2028 se debe agregar dos bancos de capacitores adicionales de 60 MVAR cada uno, en Panamá III (totalizando 180 MVAR) y en Chorrera (totalizando 150 MVAR). El costo estimado es nuevamente de 25 Mill\$.

Año 2029

En el año 2029, el ingreso de la Central Changuinola 2 incrementa las transferencias desde occidente (alcanzando valores máximos de 1545 MW). En este caso, de no realizarse la cuarta línea deberá aumentarse nuevamente la compensación reactiva mediante un nuevo STATCOM de 250 MVAR. No obstante, por las dificultades enumeradas previamente, se descarta esta configuración debido a posibles inestabilidades y la complejidad operativa que supone.

Por este motivo, se considera el 2029 como el año en que es inevitable que la línea entre en servicio. Es necesario que esta opere en 500 kV para garantizar que toda la generación de occidente pueda despacharse.

Tabla 9.4 Inversiones sin la 4LT, Esc. Referencia

Año	Descripción	Costo estimado (Millones \$)
2025	Capacitores 230 kV – 60 MVAR	12.5
	Capacitores 115 kV – 40 MVAR	6
2026	STATCOM en PAN3 – 250 MVAR	60
	Capacitores – 60 MVAR	12.5
2027	Capacitores – 120 MVAR	25
2028	Capacitores – 120 MVAR	25
TOTAL		141

El siguiente cuadro resume los límites de transferencia que implicaría no ejecutar la cuarta línea ni otras obras suplementarias, cabe destacar que en el escenario sin la 4LT no podría aprovechar el total de la generación conectada en occidente.

Tabla 9.5 Límites de Transferencias, Esc. Referencia

Año	Sin 4LT + INV	Con 4LT (230 kV)	Con 4LT (500 kV)
2025	1210	1450	>1600
2026	1200	1450	>1600
2027	1175	1600	>1600
2028	1125	1600	>1600
2029	1050	1300	>1600

Plan de Demanda Alta

Año 2025

En el año 2025, resulta necesario agregar compensación capacitiva por 120 MVAR en la S/E Panamá III-230 kV y 40 MVAR en la ET Panamá III-115 kV. De esta manera, se preserva el margen operativo de los STATCOM para hacer frente a contingencias. El costo total estimado es de 31 Mill\$.

Año 2026

En el año 2026 resulta necesario agregar compensación reactiva capacitiva (60 MVAR en Panamá III-230 kV, 20 MVAR en Panamá III-115 kV 60 MVAR en Chorrera y 30 MVAR en Veladero) y un STATCOM de 250 MVAR en Panamá III.

Costo estimado de las ampliaciones:

- STATCOM – 250 MVAR: 60 Mill\$
- Capacitores 150 MVAR – 230 kV: 31 Mill\$

- Capacitores 20 MVAR – 115 kV – 3 Mill\$

Año 2027

En el año 2027 es necesario agregar capacitores de 60 MVAR en Panamá III-115 kV y 30 MVAR en Veladero (230 kV) para mantener las tensiones en valores adecuados. El costo estimado es de 25 Mill\$.

Año 2028

En el año 2028 se debe agregar dos bancos de capacitores adicionales de 60 MVAR cada uno, en Panamá III y en Panamá II. El costo estimado asciende a 25 Mill.

No obstante, aun con la cuarta línea funcionando en 230 kV no es posible despachar plenamente la generación de occidente. En este año la línea debe pasar a 500 kV para remover toda restricción del sistema.

Tabla 9.6 Inversiones sin la 4LT, Esc. Demanda Alta

Año	Descripción	Costo estimado (Millones \$)
2025	Capacitores 230 kV – 120 MVar	25
	Capacitores 115 kV – 40 MVar	6
2026	STATCOM en PAN3 – 250 MVar	60
	Capacitores 230 kV – 150 MVar	31
	Capacitores 115 kV – 20 MVar	3
2027	Capacitores – 90 MVar	19
2028	Capacitores – 60 MVar	25
TOTAL		169

Tabla 9.7 Limites de Transferencias, Esc. Demanda Alta

Año	Sin 4LT + INV	Con 4LT (230 kV)	Con 4LT (500 kV)
2025	1130	1300	1550
2026	1050	1300	1550
2027	950	1225	1450
2028	900	1115	1450

Plan Renovable

Año 2025

En el año 2025, resulta necesario agregar compensación capacitiva por 60 MVar en la ET Panamá III-230 kV y 40 MVar en la ET Panamá-115 kV. De esta manera, se preserva el margen operativo de los STATCOM para hacer frente a contingencias. El costo total estimado es de 18.5 Mill\$.

Año 2026

En el año 2026 resulta necesario agregar compensación reactiva capacitiva (60 MVar en Panamá III y 30 MVar en Veladero) y un STATCOM de 250 MVar en Panamá III.

Costo estimado de las ampliaciones:

- STATCOM – 250 MVar: 60 Mill\$
- Capacitores 90 MVar – 230 kV: 18.5 Mill\$

Año 2027

En el año 2027 es necesario agregar capacitores por 150 MVar para mantener las tensiones en valores adecuados. Las ubicaciones óptimas para los capacitores son en Panamá III (30 MVar para mantener el margen operativo del STATCOM), Chorrera y Veladero (60 MVar en cada una). El costo estimado es de 30 Mill\$

Año 2028

En el año 2028 se debe agregar dos bancos de capacitores adicionales de 60 MVar en Panamá III (totalizando 210 MVar). El costo estimado es nuevamente de 12.5 MB.

Año 2029

En el año 2029, el ingreso de la Central Changuinola 2 incrementa las transferencias desde occidente (alcanzando valores máximos de 1580

MW). En este caso, de no realizarse la cuarta línea deberá aumentarse nuevamente la compensación reactiva mediante un nuevo STATCOM de 250 MVar.

No obstante, por las dificultades enumeradas previamente, no se recomienda esta configuración debido

a posibles inestabilidades y la complejidad operativa que supone.

Por este motivo es que se considera el 2029 como año en que la línea debe estar en servicio para garantizar que toda la generación de occidente pueda despacharse.

Tabla 9.8 Inversiones sin la 4LT, Esc. Renovable

Año	Descripción	Costo estimado (Millones \$)
2025	Capacitores 230 kV – 60 MVar	12.5
	Capacitores 115 kV – 40 MVar	6
2026	STATCOM en PAN3 – 250 MVar	60
	Capacitores – 90 MVar	18.5
2027	Capacitores – 150 MVar	30
2028	Capacitores – 60 MVar	12.5
TOTAL		139.5

Tabla 9.9 Limites de Transferencias, Esc. Demanda Alta

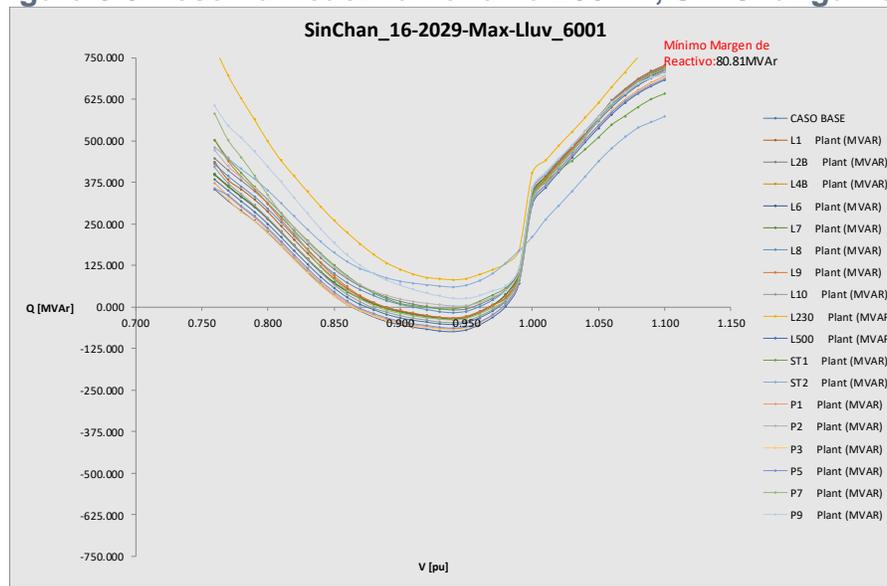
Año	Sin 4LT + INV	Con 4LT (230 kV)	Con 4LT (500 kV)
2025	1220	1450	>1600
2026	1200	1450	>1600
2027	1175	1600	>1600
2028	1125	1600	>1600
2029	1080	1300	>1600

Sensibilidad sin Changuinola 2

La presencia de Changuinola 2 resulta en un incremento de las transferencias desde occidente. El intercambio potencial en este caso es superior a 1500 MW. A continuación, se analiza si en ausencia de esta central la incorporación de las estaciones transformadores 500/230 kV podría retrasarse algunos años.

En el año 2029, sin Changuinola 2, la transferencia desde occidente alcanza los 1310 MW (ingresando a Panamá 3), por lo que el sistema cuenta con escaso margen de reactivo (los STATCOM se encuentran al límite en el caso base). Frente a ciertas contingencias simples, el sistema podría colapsar. Esto se puede observar en la siguiente figura, que muestra la curva QV para la barra 6001 – Panamá 230 kV.

Figura 9.8 Reserva Reactiva Panamá 230 kV, Sin Changuinola



Se concluye que, aun sin Changuinola 2, el sistema de transmisión no sería capaz de transportar la totalidad de la generación disponible sin pasar la cuarta línea a 500 kV. Esto se debe, como fue explicado previamente, a que la capacidad de transporte del sistema está íntimamente ligada al nivel de demanda. Por este motivo, si el crecimiento de demanda continúa, la necesidad de la cuarta línea (primero en 230 kV y luego en 500 kV) es inevitable.

Análisis de Confiabilidad del SIN con la Cuarta Línea

Un beneficio adicional de la cuarta línea es el incremento de confiabilidad del sistema. Esto puede evaluarse por medio de la reducción del número de fallas que dan lugar a un colapso de tensión. Actualmente, la salida de un doble circuito de 230 kV es una falla posible. Como se observa en la siguiente figura la falla doble circuito de la línea Llano Sánchez – Chorrera (230-49 y 230-50), Chorrera –

Panamá (230-47 y 230-48), Veladero – Llano Sánchez (230-51 y 230-52), colapsarían el Sistema debido a que el sistema presentaría inestabilidad de voltaje.

Al realizar el análisis QV considerando las contingencias antes mencionadas sin la 4LT el sistema no tendría suficiente reserva para soportar dichas fallas (ver la Figura 9.9). Por el contrario, la inclusión de la cuarta línea modifica tanto la forma como la posición de las curvas (Figura 9.10). Esto lleva a que el sistema tenga más capacidad de resistir fallas de alto impacto (conocidas en la literatura como eventos HILP, High Impact Low Probability).

En esencia, a medida que el sistema incorpore más estaciones intermedias en 230 kV (por ejemplo, la ET Camarones o Antón), la probabilidad de este tipo de eventos aumenta ya que se multiplica la cantidad de interruptores y equipamientos en serie con el sistema. De modo que la

ganancia de confiabilidad a raíz de la cuarta línea será más relevante con el paso del tiempo

Figura 9.9 Reserva Reactiva Panamá 230 kV, Sin la 4LT

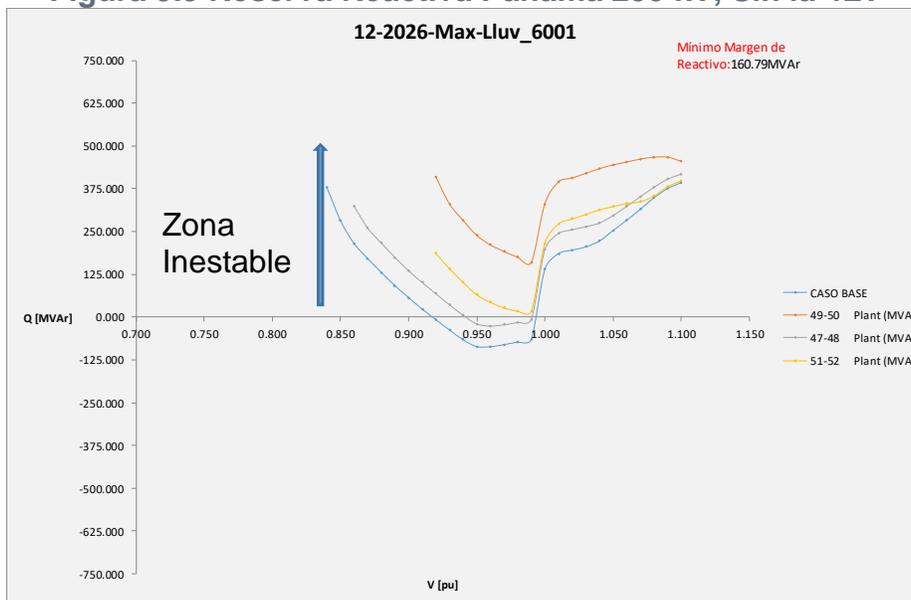
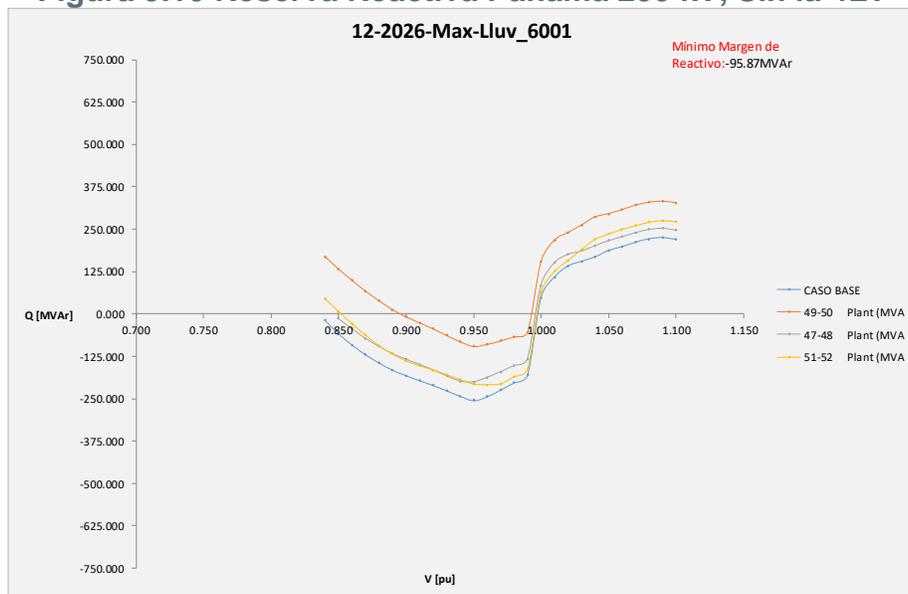


Figura 9.10 Reserva Reactiva Panamá 230 kV, Sin la 4LT



Luego de justificar técnicamente que la entrada en operación de la cuarta línea es inevitable, se evalúan económicamente los efectos de su incursión.

Estimación del impacto económico de colapsos de tensión

La Tabla 9.10 muestra los efectos de las fallas de líneas de doble circuito.

circuitos que tienen el potencial de causar un colapso de tensión en ausencia de la cuarta línea. Asimismo, se muestra la tasa de falla cada 100 km (en ausencia de datos históricos, se estima como el 15% de la tasa de

falla simple para líneas de 230 kV). La columna UMBRAL indica a partir de qué flujo oeste – este (medido a la salida de Llano Sánchez) la falla produce un colapso.

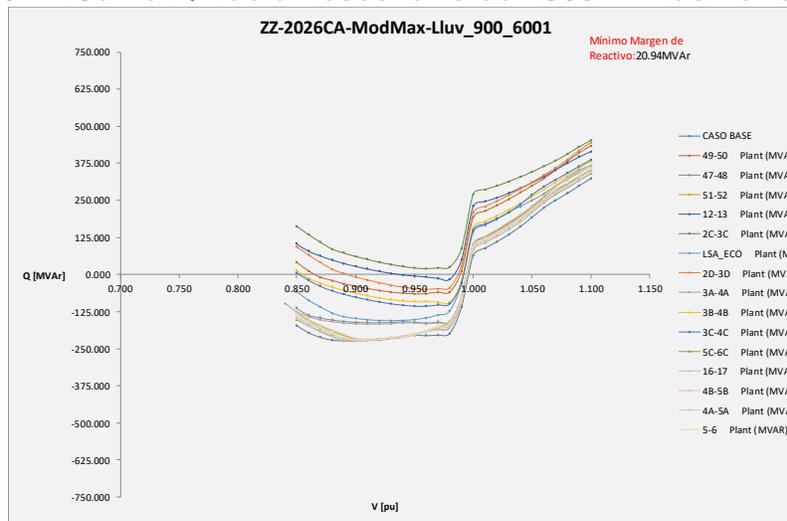
Tabla 9.10 fallas de líneas doble circuito

Circuito	TRAMO	ID	Longitud (km)	Tasa de falla (1/año-100km)	Probabilidad (veces/año)	Umbral (MW)*
LÍNEA 1	MDN - VEL	5C/6C	84.49	0.31	0.26	1300
	VEL - BEV (1)	6B	109.6	0.31	0.26	1300
	BEV - LSA (1)	6A				
	VEL - STG (1)	5B				
	STG - LSA (1)	5A				
	LSA - EHIG	3C/4C	81.55	0.31	0.25	1100
	EHIG - CHO	3B/4B	60.5	0.31	0.19	1100
CHO - PAN	3A/4A	40.3	0.31	0.12	1300	
LÍNEA 2	GUA - VEL	16/17	84.3	0.31	0.26	1300
	VEL - SBA	4B/5B	42.3	0.31	0.13	1300
	SBA - LSA	4A/5A	67.7	0.31	0.21	1300
	LSA - ECO	2D/3D	44.67	0.31	0.14	1200
	ECO - CAM	2D/3D	67	0.31	0.21	1000
	CAM - BUR	2C/3C	47.98	0.31	0.15	900
	BUR - PAN 2 / PAN 3	2B/3B	35.34	0.31	0.11	900
LÍNEA 3	VEL - LSA	51/52	110.21	0.31	0.34	1300
	LSA - ANT (1)	49B	156.19	0.31	0.48	1000
	ANT - CHO (1)	49A				
	LSA - CHO (1)	50				
	CHO - PAN 2/PAN 3	47/48	37.5	0.31	0.12	1300

* Esta columna indica a partir de qué flujo oeste – este (medido a la salida de LSA) la dob

Si la falla se produce en un bloque horario en que la transferencia es menor al umbral, no se produce colapso. La determinación de los umbrales de cada falla se realizó a partir de curvas QV con distintas transferencias. Por ejemplo, en la curva QV de la siguiente figura (900 MW de flujo) se observa que hay dos fallas (2C-3C y 2B-3B) que dan lugar a colapsos de tensión.

Figura 9.11 Curva QV de un escenario con 900 MW de transferencia



El impacto de un evento de colapso se modela como la pérdida del 85% de la demanda del Este de Panamá. La duración del evento hasta la reposición se estima en 2 horas. El costo de energía no suministrada se toma en 4130 \$/MWh, según la regulación vigente.

A partir de la Tabla 9.10 fallas de líneas doble circuito, pueden agruparse las líneas que tienen el mismo umbral (Tabla 9.11). La tabla indica, por ejemplo, que existen 0.258 eventos/año que tienen el potencial de producir un colapso. El colapso será efectivo si la falla se produce en bloques horarios en donde el flujo oeste – este sea superior a 900 MW.

Tabla 9.11 Número de eventos al año con potencialidad de colapso

Umbral (MW)	Número de eventos	Eventos/año
900	2	0.258
1000	4	0.950
1100	2	1.391
1200	1	1.529
1300	11	3.238

A partir de análisis energéticos, se determinó las veces a lo largo del año que se cumpliría con los umbrales establecidos, Una vez contabilizadas las series que podrían dar lugar a colapso, se aplicó la siguiente expresión para calcular la cantidad de eventos anuales que dan lugar a colapsos en un determinado bloque:

$$Prob_{colp} = \sum Prob_i \cdot \frac{N^{\circ} series_i}{100} \cdot \frac{hs_{bloque}}{8760}$$

Prob_{colp}: bloque: cantidad de eventos que dan lugar a colapso en un bloque

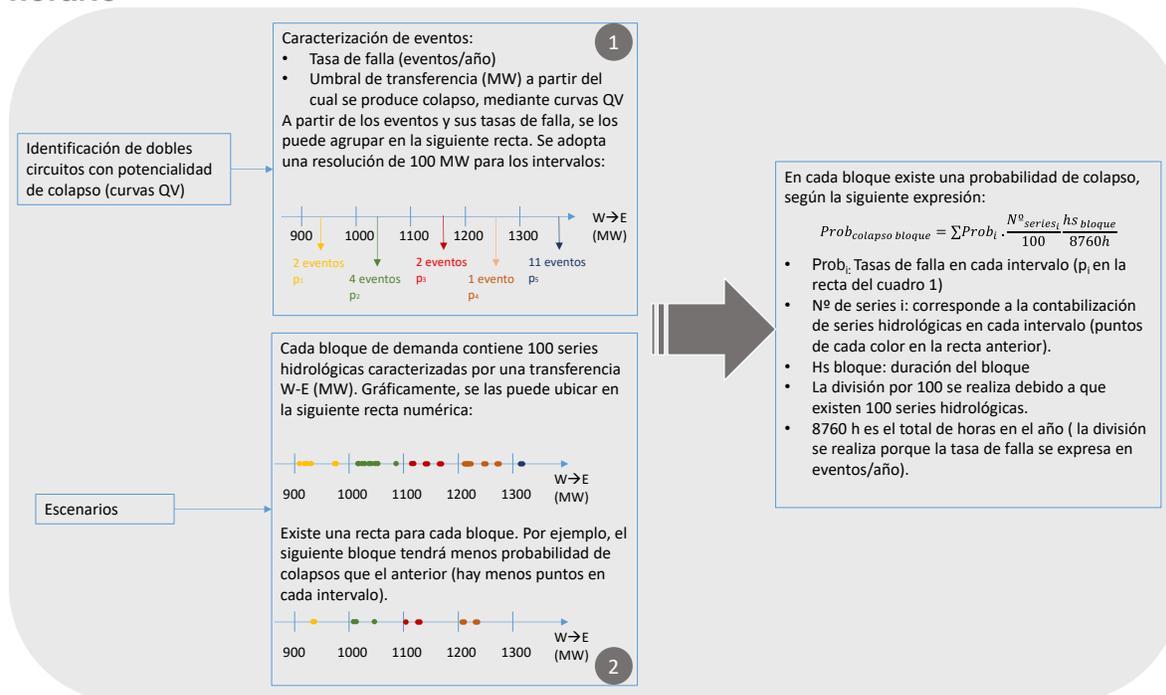
Probi: probabilidad anual del rango i (por ejemplo, 900-1000 MW) (ver Tabla 9.8)

N° seriesi: cantidad de series cuyo flujo corresponde al umbral i (por ejemplo, 900-1000 MW)

Hsbloque: cantidad de horas del bloque

La siguiente figura muestra esquemáticamente el procedimiento usado para estimar el beneficio económico de la cuarta línea en materia de reducción de probabilidad de apagones.

Figura 9.12 Metodología de estimación de probabilidad de colapso por bloque horario



La siguiente tabla resume la estimación del impacto económico de colapsos de tensión en 5 bloques de octubre del 2025. A partir de la duración del bloque y la expresión anterior, se obtiene la probabilidad de colapso; a partir de la demanda en la región este, se obtiene el impacto de

un colapso (2 horas de interrupción del 85% de la demanda). Finalmente, se multiplica la probabilidad de un colapso, el costo de energía no servida (4130 \$/MWh) y la energía interrumpida.

Tabla 9.12 Impacto económico por colapso de tensión en cada bloque horario

ETAPA	Duración (hs)	Prob Colapso (bloque)	Demanda ORIENTE (MW)	Impacto esperado (MWh) = 85% DEM_ESTE*2hs	Impacto esperado (kB) = Prob *CENS * MWh
10/2025-0001	2	0.00009	1225	2083.63	0.772
10/2025-0002	3	0.00015	1247	2120.99	1.331
10/2025-0003	2	0.00004	1086	1847.59	0.276
10/2025-0004	7	0	984	1673.54	0
10/2025-0005	6	0	807	1372.91	0

Finalmente, se suman los valores de impacto esperado en cada año:

Tabla 9.13 Valor esperado de la energía no suministrada y su costo económico

Año	Energía no servida esperada (MWh)	Impacto económico (MB)
2025	96	0.394
2026	85	0.351
2027	91	0.377
2028	95	0.393
2029	308	1.27
2029	308	1.27
2030	544	2.247
2031	609	2.515
2032	535	2.209
2033	495	2.045
2034	458	1.893
2035	458	1.817

Puede observarse cómo a partir de 2029, con el ingreso de Changuinola 2 y el incremento de flujos, el impacto económico esperado de colapsos de tensión aumenta.

A partir del sistema resultante luego de la construcción de la cuarta línea, se realizaron simulaciones empleando la herramienta de confiabilidad propia del PSS®E, tal como se describió en el Capítulo 5. Se detectó un solo evento que da lugar a cortes de carga, el mismo consiste en la salida simultánea de dos transformadores de la ET Panamá 2. Esta estación cuenta con tres transformadores y alimenta principalmente la demanda de la zona este de la ciudad de Panamá. Los eventos restantes, aun las fallas dobles estudiadas, no dan lugar a violaciones de sobrecargas ni colapsos de tensión. De modo que a continuación se profundiza el análisis sobre la falla doble en Panamá 2.

En el siguiente cuadro se observa la potencia que se debe interrumpir en cada escenario para evitar sobrecargas luego de una falla doble.

En los escenarios de alta demanda se alcanzan valores de 100 MW en el año inicial y de 175 MW en los años finales. No obstante, se trata de una indisponibilidad de muy baja probabilidad de ocurrencia ya que se trata de una subestación con configuración de interruptor y medio, donde no hay un causal evidente de modo común de falla. Por lo tanto, la probabilidad de falla conjunta puede estimarse a partir de la probabilidad de falla individual de los elementos. Considerando los parámetros de la Tabla 5.1, se obtiene un tiempo total de indisponibilidad anual menor a los 15 minutos. Por este motivo, los valores de energía no servida esperados a raíz de esta falla resultan reducidos, tal como se muestra Tabla 9.14.

Tabla 9.14 Potencia interrumpida y ENS por año - falla de dos TX en Panamá
2.

Año	Estación	Escenario	Potencia interrumpida (MW)	Energía no servida esperada (MWh)
2025	Seca	Max	79	0.659
		Max solar	72	
		Media alta solar	15	
	Lluviosa	Max	70	
		Max solar	60	
		Media alta solar	30	
		Media alta	14	
2026	Seca	Max	69	0.456
		Max solar	95	
		Media alta solar	9	
	Lluviosa	Media alta	16	
		Max	69	
		Max solar	67	
		Media alta solar	21	
		Media alta	22	
2027	Seca	Max	92	0.856
		Max solar	96	
		Media alta solar	25	
	Lluviosa	Media alta	69	
		Max	94	
		Max solar	95	
		Media alta solar	32	
		Media alta	33	
2029	Seca	Max	122	1.274
		Max solar	123	
		Media alta solar	45	
	Lluviosa	Media alta	50	
		Max	118	
		Max solar	122	
		Media alta solar	42	
		Media alta	34	
2031	Seca	Max	110	1.998
		Max solar	110	
		Media alta solar	46	
	Lluviosa	Media alta	45	
		Max	141	
		Max solar	141	
		Media alta solar	93	
		Media alta	64	
2035	Seca	Max	174	4.527
		Max solar	174	
		Media alta solar	107	
		Media alta	135	
		Media baja solar	42	
	Lluviosa	Media baja	37	
		Max	184	
		Max solar	184	
		Media alta solar	134	
		Media alta	129	
		Media baja solar	35	
		Media baja	37	

Se establecen las siguientes conclusiones:

- En ausencia de la cuarta línea, ciertas fallas dobles podrían dar lugar a colapsos de tensión, con los impactos (energía no suministrada y costo asociado) de la Tabla 9.13.
- La construcción de la cuarta línea reduce el impacto de fallas dobles de circuitos de 230 kV.
- La única falla doble del SIN que da lugar a interrupciones de carga es la salida de dos transformadores de la ET Panamá 2. No obstante, la configuración de la ET reduce la probabilidad de ocurrencia de este evento, por lo que la energía no suministrada esperada no alcanza valores importantes (Tabla 9.14)

Evaluación económica

La evaluación económica del proyecto toma en cuenta la capacidad que tiene la obra para garantizar un flujo de beneficios superiores a su costo. Para este fin se usan los resultados de la herramienta de despacho (SDDP) y se confecciona un flujo de fondos con las hipótesis que se enumeran más abajo. En rigor, se trata de un análisis de equilibrio parcial, donde se considera el funcionamiento del mercado eléctrico aislado de otras cuestiones relevantes de la economía nacional. No obstante, el proyecto tiene una magnitud considerable respecto al tamaño de la economía (1 % del PIB) y puede tener impacto en otros mercados (laboral, insumos de construcción) y en la llamada “brecha de producción”.

Debe tenerse en cuenta que el análisis se realiza bajo hipótesis pesimistas,

puesto que se han incluido costos indirectos sin computar ciertos beneficios que el proyecto pudiera generar: por ejemplo, el uso de una nueva tecnología en el país implica el desarrollo de *know how* para la empresa de operación, contratistas y desarrolladores ligados al proyecto.

- Costo de la línea (operando en 230 kV): 464 Mill\$.
- Costo de las subestaciones con transformadores (para operar en 500 kV): 175 Mill\$.
- Las inversiones se modelan con un 67% el año T-1 y 33% el año de ingreso.
- Costo de operación y mantenimiento (O&M): 3% del capital
- Vida útil: 50 años
- Los costos de pérdidas se encuentran incorporados en el costo operativo, debido a la configuración de la simulación de SDDP.
- Sensibilidades: sin Changuinola II, demanda alta, demanda baja, escenario renovable, mayora tasa de descuento.
- Hipótesis sobre los beneficios del proyecto: posibilitar mayores transferencias manteniendo constante la calidad de servicio.
- Tasa de descuento: 8.5% (sensibilidad con 9.5%). Esta tasa es consistente con las condiciones globales actuales de bajas tasas de interés (persistentes desde hace más de una década) y es superior a la que se reconoce en la remuneración a ETESA

(7.75%). Por este motivo, se trata de otra hipótesis ligeramente conservadora.

- Tasa de variación del costo operativo desde el año 2035: 10% (según lo observado en los últimos tres años de la simulación SDDP).

Alternativas del proyecto

- 2025-2029: ingreso en 230 kV en 2025 y en 500 kV en 2029
- 2027-2029: ingreso en 230 kV en 2027 y en 500 kV en 2029
- 2029: ingreso en 500 kV en 2029

La siguiente Tabla muestra detalladamente el flujo de fondos de todas las alternativas. Los costos operativos fueron extraídos del SDDP y se reducen a medida que el proyecto se adelanta. Asimismo, los costos de inversión no resultan muy disímiles ya que el atraso de la cuarta línea implica inversiones adicionales.

Tabla 9.15 Comparación de Flujo de fondos del proyecto de la 4LT.

TASA 8.50%	PLAN DE REFERENCIA (valores en Millones de Balboa)															BENEFICIO		
	4L 500 kV 2025-29 (1)				4L 500 kV 2027-29 (2)					4L 500 kV 2029 (3)					(1) - (2)		(1) - (3)	
	INVERSION	O&M	OPERATIVO	TOTAL	INVERSION	O&M	OPERATIVO	CONFIAB	TOTAL	INVERSION	O&M	OPERATIVO	CONFIAB	TOTAL				
VAN	\$ 414.8	\$ 145.0	\$ 11,249.6	\$ 11,809.4	\$ 419.2	\$ 149.8	\$ 11,267.4	\$ 0.5	\$ 11,836.9	\$ 412.6	\$ 145.9	\$ 11,291.7	\$ 0.9	\$ 11,851.0	\$ 27.52	\$ 41.68		
2021	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 185.1	\$ 185.1	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 185.1	\$ 0.0	\$ 185.1	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 185.1	\$ 0.0	\$ 185.1	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 0.0
2022	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 208.1	\$ 208.1	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 208.1	\$ 0.0	\$ 208.1	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 208.1	\$ 0.0	\$ 208.1	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 0.0
2023	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 288.4	\$ 288.4	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 288.4	\$ 0.0	\$ 288.4	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 288.4	\$ 0.0	\$ 288.4	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 0.0
2024	\$ 309.3	\$ 0.0	\$ 312.8	\$ 622.1	\$ 12.5	\$ 0.0	\$ 312.8	\$ 0.0	\$ 325.3	\$ 12.5	\$ 0.0	\$ 312.8	\$ 0.0	\$ 325.3	\$ -296.8	\$ -296.8	\$ -296.8	\$ -296.8
2025	\$ 154.7	\$ 13.0	\$ 323.8	\$ 491.4	\$ 47.7	\$ 0.6	\$ 333.8	\$ 0.4	\$ 382.4	\$ 47.7	\$ 0.6	\$ 333.8	\$ 0.4	\$ 382.4	\$ -109.0	\$ -109.0	\$ -109.0	\$ -109.0
2026	\$ 0.0	\$ 13.0	\$ 344.7	\$ 357.7	\$ 330.2	\$ 2.7	\$ 361.5	\$ 0.4	\$ 694.7	\$ 40.8	\$ 2.7	\$ 361.5	\$ 0.4	\$ 405.4	\$ 337.1	\$ 47.7	\$ 47.7	\$ 47.7
2027	\$ 0.0	\$ 13.0	\$ 371.6	\$ 384.6	\$ 154.7	\$ 15.7	\$ 374.9	\$ 0.0	\$ 545.2	\$ 25.0	\$ 3.5	\$ 387.6	\$ 0.4	\$ 416.5	\$ 160.6	\$ 31.8	\$ 31.8	\$ 31.8
2028	\$ 116.7	\$ 13.0	\$ 398.4	\$ 528.1	\$ 116.7	\$ 15.7	\$ 397.2	\$ 0.0	\$ 529.6	\$ 44.2	\$ 4.2	\$ 414.8	\$ 0.4	\$ 862.1	\$ 1.5	\$ 334.0	\$ 334.0	\$ 334.0
2029	\$ 58.3	\$ 19.0	\$ 385.5	\$ 462.8	\$ 58.3	\$ 21.7	\$ 385.1	\$ 0.0	\$ 465.2	\$ 213.0	\$ 23.2	\$ 391.5	\$ 0.0	\$ 627.7	\$ 2.3	\$ 164.9	\$ 164.9	\$ 164.9
2030	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 318.0	\$ 337.0	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 317.8	\$ 0.0	\$ 339.5	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 325.0	\$ 0.0	\$ 348.2	\$ 2.5	\$ 11.2	\$ 11.2	\$ 11.2
2031	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 327.4	\$ 346.4	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 327.4	\$ 0.0	\$ 349.1	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 331.6	\$ 0.0	\$ 354.9	\$ 2.8	\$ 8.5	\$ 8.5	\$ 8.5
2032	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 375.5	\$ 394.5	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 375.3	\$ 0.0	\$ 397.1	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 375.1	\$ 0.0	\$ 398.3	\$ 2.5	\$ 3.8	\$ 3.8	\$ 3.8
2033	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 423.1	\$ 442.1	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 423.3	\$ 0.0	\$ 445.0	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 423.0	\$ 0.0	\$ 436.6	\$ 2.9	\$ 4.1	\$ 4.1	\$ 4.1
2034	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 461.1	\$ 480.1	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 461.1	\$ 0.0	\$ 482.8	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 461.3	\$ 0.0	\$ 484.5	\$ 2.7	\$ 4.4	\$ 4.4	\$ 4.4
2035	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 508.9	\$ 527.9	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 508.9	\$ 0.0	\$ 530.6	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 508.9	\$ 0.0	\$ 532.1	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2036	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 559.8	\$ 578.8	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 559.8	\$ 0.0	\$ 581.5	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 559.8	\$ 0.0	\$ 583.0	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2037	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 615.8	\$ 634.8	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 615.8	\$ 0.0	\$ 637.5	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 615.8	\$ 0.0	\$ 639.0	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2038	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 677.3	\$ 696.3	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 677.3	\$ 0.0	\$ 699.1	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 677.3	\$ 0.0	\$ 700.6	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2039	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 745.1	\$ 764.1	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 745.1	\$ 0.0	\$ 766.8	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 745.1	\$ 0.0	\$ 768.3	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2040	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 819.6	\$ 838.6	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 819.6	\$ 0.0	\$ 841.3	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 819.6	\$ 0.0	\$ 842.8	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2041	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 901.5	\$ 920.5	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 901.5	\$ 0.0	\$ 923.3	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 901.5	\$ 0.0	\$ 924.8	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2042	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 991.7	\$ 1,010.7	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 991.7	\$ 0.0	\$ 1,013.4	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 991.7	\$ 0.0	\$ 1,014.9	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2043	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 1,090.9	\$ 1,109.9	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 1,090.9	\$ 0.0	\$ 1,112.6	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 1,090.9	\$ 0.0	\$ 1,114.1	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2044	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 1,200.0	\$ 1,219.0	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 1,200.0	\$ 0.0	\$ 1,221.7	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 1,200.0	\$ 0.0	\$ 1,223.2	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2045	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 1,320.0	\$ 1,339.0	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 1,320.0	\$ 0.0	\$ 1,341.7	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 1,320.0	\$ 0.0	\$ 1,343.2	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2046	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 1,452.0	\$ 1,471.0	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 1,452.0	\$ 0.0	\$ 1,473.7	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 1,452.0	\$ 0.0	\$ 1,475.2	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2047	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 1,597.1	\$ 1,616.1	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 1,597.1	\$ 0.0	\$ 1,618.9	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 1,597.1	\$ 0.0	\$ 1,620.4	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2048	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 1,756.9	\$ 1,775.9	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 1,756.9	\$ 0.0	\$ 1,778.6	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 1,756.9	\$ 0.0	\$ 1,780.1	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2049	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 1,932.5	\$ 1,951.5	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 1,932.5	\$ 0.0	\$ 1,954.3	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 1,932.5	\$ 0.0	\$ 1,955.8	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2050	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 2,125.8	\$ 2,144.8	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 2,125.8	\$ 0.0	\$ 2,147.5	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 2,125.8	\$ 0.0	\$ 2,149.0	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2051	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 2,338.4	\$ 2,357.4	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 2,338.4	\$ 0.0	\$ 2,360.1	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 2,338.4	\$ 0.0	\$ 2,361.6	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2052	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 2,572.2	\$ 2,591.2	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 2,572.2	\$ 0.0	\$ 2,593.9	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 2,572.2	\$ 0.0	\$ 2,595.4	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2053	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 2,829.4	\$ 2,848.4	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 2,829.4	\$ 0.0	\$ 2,851.2	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 2,829.4	\$ 0.0	\$ 2,852.7	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2054	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 3,112.4	\$ 3,131.4	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 3,112.4	\$ 0.0	\$ 3,134.1	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 3,112.4	\$ 0.0	\$ 3,135.6	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2055	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 3,423.6	\$ 3,442.6	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 3,423.6	\$ 0.0	\$ 3,445.4	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 3,423.6	\$ 0.0	\$ 3,446.9	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2056	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 3,766.0	\$ 3,785.0	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 3,766.0	\$ 0.0	\$ 3,787.7	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 3,766.0	\$ 0.0	\$ 3,789.2	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2057	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 4,142.6	\$ 4,161.6	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 4,142.6	\$ 0.0	\$ 4,164.3	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 4,142.6	\$ 0.0	\$ 4,165.8	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2058	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 4,556.8	\$ 4,575.8	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 4,556.8	\$ 0.0	\$ 4,578.6	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 4,556.8	\$ 0.0	\$ 4,580.1	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2059	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 5,012.5	\$ 5,031.5	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 5,012.5	\$ 0.0	\$ 5,034.3	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 5,012.5	\$ 0.0	\$ 5,035.8	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2060	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 5,513.8	\$ 5,532.8	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 5,513.8	\$ 0.0	\$ 5,535.5	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 5,513.8	\$ 0.0	\$ 5,537.0	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2061	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 6,065.2	\$ 6,084.2	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 6,065.2	\$ 0.0	\$ 6,086.9	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 6,065.2	\$ 0.0	\$ 6,088.4	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2062	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 6,671.7	\$ 6,690.7	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 6,671.7	\$ 0.0	\$ 6,693.4	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 6,671.7	\$ 0.0	\$ 6,694.9	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2063	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 7,338.8	\$ 7,357.8	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 7,338.8	\$ 0.0	\$ 7,360.6	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 7,338.8	\$ 0.0	\$ 7,362.1	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2064	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 8,072.7	\$ 8,091.7	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 8,072.7	\$ 0.0	\$ 8,094.5	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 8,072.7	\$ 0.0	\$ 8,096.0	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2065	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 8,880.0	\$ 8,899.0	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 8,880.0	\$ 0.0	\$ 8,901.7	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 8,880.0	\$ 0.0	\$ 8,903.2	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2066	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 9,768.0	\$ 9,787.0	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 9,768.0	\$ 0.0	\$ 9,789.7	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 9,768.0	\$ 0.0	\$ 9,791.2	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2067	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 10,744.8	\$ 10,763.8	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 10,744.8	\$ 0.0	\$ 10,766.5	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 10,744.8	\$ 0.0	\$ 10,768.0	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2068	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 11,819.3	\$ 11,838.3	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 11,819.3	\$ 0.0	\$ 11,841.0	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 11,819.3	\$ 0.0	\$ 11,842.5	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2069	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 13,001.2	\$ 13,020.2	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 13,001.2	\$ 0.0	\$ 13,022.9	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 13,001.2	\$ 0.0	\$ 13,024.4	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2070	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 14,301.3	\$ 14,320.3	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 14,301.3	\$ 0.0	\$ 14,323.1	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 14,301.3	\$ 0.0	\$ 14,324.6	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2071	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 15,731.5	\$ 15,750.5	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 15,731.5	\$ 0.0	\$ 15,753.2	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 15,731.5	\$ 0.0	\$ 15,754.7	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2072	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 17,304.6	\$ 17,323.6	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 17,304.6	\$ 0.0	\$ 17,326.3	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 17,304.6	\$ 0.0	\$ 17,327.8	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2073	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 19,035.1	\$ 19,054.1	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 19,035.1	\$ 0.0	\$ 19,056.8	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 19,035.1	\$ 0.0	\$ 19,058.3	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2074	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 20,938.6	\$ 20,957.6	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 20,938.6	\$ 0.0	\$ 20,960.3	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 20,938.6	\$ 0.0	\$ 20,961.8	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2075	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 23,032.4	\$ 23,051.4	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 23,032.4	\$ 0.0	\$ 23,054.2	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 23,032.4	\$ 0.0	\$ 23,055.7	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2076	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 25,335.7	\$ 25,354.7	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 25,335.7	\$ 0.0	\$ 25,357.4	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 25,335.7	\$ 0.0	\$ 25,358.9	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2
2077	\$ 0.0	\$ 19.0	\$ 27,869.2	\$ 27,888.2	\$ 0.0	\$ 21.7	\$ 27,869.2	\$ 0.0	\$ 27,891.0	\$ 0.0	\$ 23.2	\$ 27,869.2	\$ 0.0	\$ 27,892.5	\$ 2.7	\$ 4.2	\$ 4.2	\$ 4.2

En la siguiente tabla se muestran los beneficios de la alternativa 1 (2025-29) respecto a la 2 (2027-29) y a la 3 (2029). En todos los planes y sensibilidades

analizados la diferencia es positiva, de modo que la alternativa 1)2025-29) tiene *mayores* beneficios económicos que las restantes.

Tabla 9.16 Comparación de alternativas de ingreso del proyecto de la 4LT.
</

(con excepción del caso de demanda baja).

Tabla 9.17 VNA de los beneficios proyecto y ratio Beneficio/Costo (B/C).

	REFERENCIA	DEM. ALTA	RENOVABLE	SIN CHAN2	DEM. BAJA	R = 9.5%
VNA	448.97	521.48	417.93	118.96	<0	221.46
Ratio B/C	2.08	2.26	2.01	1.29	<1	1.56

*: se observa en los resultados de SDDP que el proyecto no reporta beneficios durante el período 2021-2035. Por esta razón, no es posible propagar el flujo de fondos y simplemente se indica que el resultado es <0 (para el VNA) y <1 (para la ratio B/C).

Finalmente, los siguientes gráficos muestran cómo la cuarta línea impacta en las pérdidas del sistema, tanto en su valor energético anual (Figura 9.13) como en su valor económico (Figura 9.14). Se destaca que, en los años

finales, con grandes transferencias, las pérdidas (con la cuarta línea) son menores a las registradas en los años iniciales.

Figura 9.13 Pérdidas anuales en la Alt1 (2025-2029) y Sin la 4LT

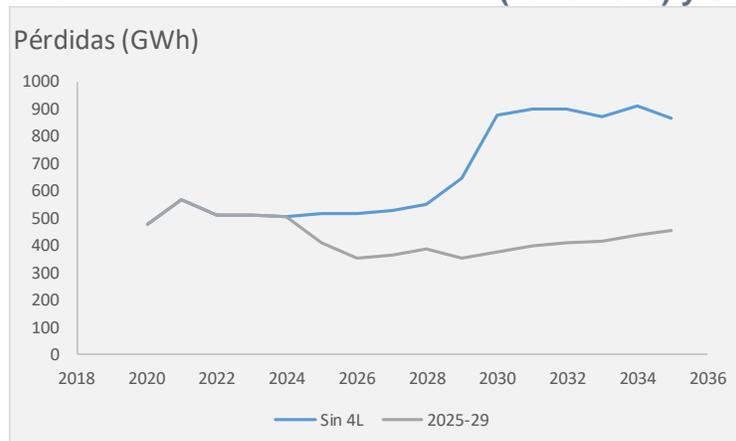
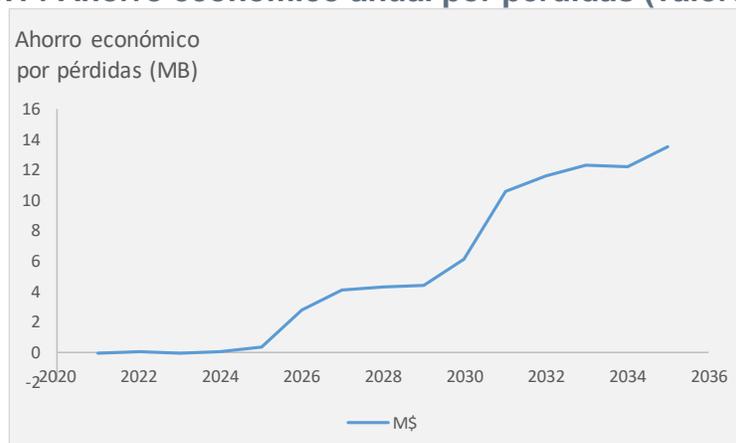


Figura 9.14 Ahorro económico anual por pérdidas (valores reales)



Conclusiones del análisis de la 4LT

De acuerdo con el análisis presentado en esta sección, se pueden enumerar las siguientes conclusiones.

- El análisis costo/beneficio arroja un resultado positivo en una gran variedad de condiciones. Esto quiere decir que la construcción de la línea permite abastecer la demanda mediante energía más económica situada en occidente, en comparación con la energía de plantas térmicas situadas en el Atlántico. La relación costo/beneficio en un escenario estándar de referencia permite ver significativos beneficios del proyecto, superiores a 1.5, cualquiera que sea su año de entrada en operación.
- El sistema actual mantiene una capacidad de transmitir potencia de 1300 MW en tanto la demanda de la zona oriental no supere los 1400 MW (previsto en 2026). A partir de este punto comienza un proceso de degradación paulatina del sistema hasta una demanda de 1600 MW (prevista en 2030); luego el proceso se acelera y la capacidad de transmisión se reduce muy rápidamente a valores inferiores a los 800 MW.
- Sólo en el escenario de demanda baja el proyecto no arroja beneficios durante el período de estudio, motivo por el cual el proyecto no resulta conveniente.
- No se vislumbran alternativas técnicamente viables en el mediano plazo. La capacidad del sistema de aceptar mayor grado de compensación reactiva está próxima a alcanzar su límite. Un mayor grado de compensación deberá incluir equipos STATCOM que volverán más compleja la operación del sistema. Estas complejidades se traducirán en riesgos difícilmente medibles en análisis realizados a priori.
- De acuerdo con las proyecciones actuales, la demanda de la Ciudad de Panamá superará los 2300 MW hacia el 2050. En ese caso, la cuarta línea será indiscutiblemente necesaria ya que se alcanzarían los límites térmicos de las líneas de 230 kV en N-1.
- El proyecto Changuinola 2 incrementa los beneficios del proyecto, pero aún sin esta central, el proyecto es conveniente.
- En contraparte, la ausencia de la cuarta línea reduce los beneficios del proyecto Changuinola 2. En general, situaciones como éstas deben resolverse para comenzar con la construcción de la línea (puesto que es la infraestructura de uso común que está fuera del alcance de un generador individual).
- El análisis se realizó bajo hipótesis pesimistas, puesto que el costo reportado por ETESA incluye los costos indirectos, pero el análisis no

termina de capturar la totalidad de los beneficios que reporta un proyecto de esta magnitud. Por ejemplo, se mostró que existen beneficios de confiabilidad para el sistema que no pueden expresarse en unidades monetarias. Asimismo, la tasa de interés usada (8.5 %) también resulta conservadora a la luz de las tasas de interés globales.

- La incertidumbre que rodea al proceso de licitación, adjudicación, construcción y tareas complementarias del proyecto dificulta la estimación precisa del “año óptimo de ingreso”. Por este motivo, la conclusión de este análisis es la conveniencia económica del proyecto bajo los tres escenarios de ingreso.
- Retrasar el ingreso de la obra conlleva la necesidad de introducir refuerzos para soportar escenarios de estrés. Estas inversiones penalizan a las alternativas 2 (2027-2029) y 3 (2029-500kV) en el análisis económico.

ANÁLISIS DEL LARGO PLAZO

En esta sección se analizan 5 años del período de estudio para determinar el cumplimiento de los criterios operativos, realizar simulaciones con mayor grado de detalle y evaluar otras ampliaciones adicionales que no hubieran surgido del análisis previo. Con respecto a la cuarta línea, se considera su entrada a partir del 2025 (operando en 230kV) y en 2029 se aumenta a 500kV.

Año 2025

En el año 2025, se produce la incorporación de la Central Térmica Gatún, lo que incrementa notoriamente la participación de la generación térmica, que pasa a cubrir el 40% de la demanda máxima. La generación térmica permanece prácticamente constante, de manera que la central Costa Norte no ingresa en el despacho. La unidad marginal es la hidráulica fortuna, mientras que dos TGs de la Central Martano salen de servicio en el escenario de mínima demanda

Año 2026

El escenario seco suma la generación eólica de la central Portobelo 2 (17.25 MW) y Nuevo Chagres 2 (51.75 MW), la generación solar de El Coco (20 MW), Lajas (30 MW) y Agua Fría (10 MW) en la zona de El Coco, Chumical (40 MW) en la zona de Llano Sánchez – Santiago y Salamanca (10 MW) en la zona de Llano Sánchez. En el escenario lluvioso se suma la Central Solar Camarones (100 MW), prevista para noviembre de 2026.

De este modo, se produce un incremento de la generación solar de 80 MW (y 100 MW adicionales en la estación lluviosa) y eólica de 60 MW respecto al año anterior.

En los escenarios de demanda media alta y media baja, la participación renovable aumenta en horarios de mediodía (cubriendo prácticamente 1000 MW). Nuevamente son las centrales Changuinola y el ciclo combinado Gatún (acompañadas de Fortuna y Bayano en horas de menor

demanda) las que compensan dicha variación.

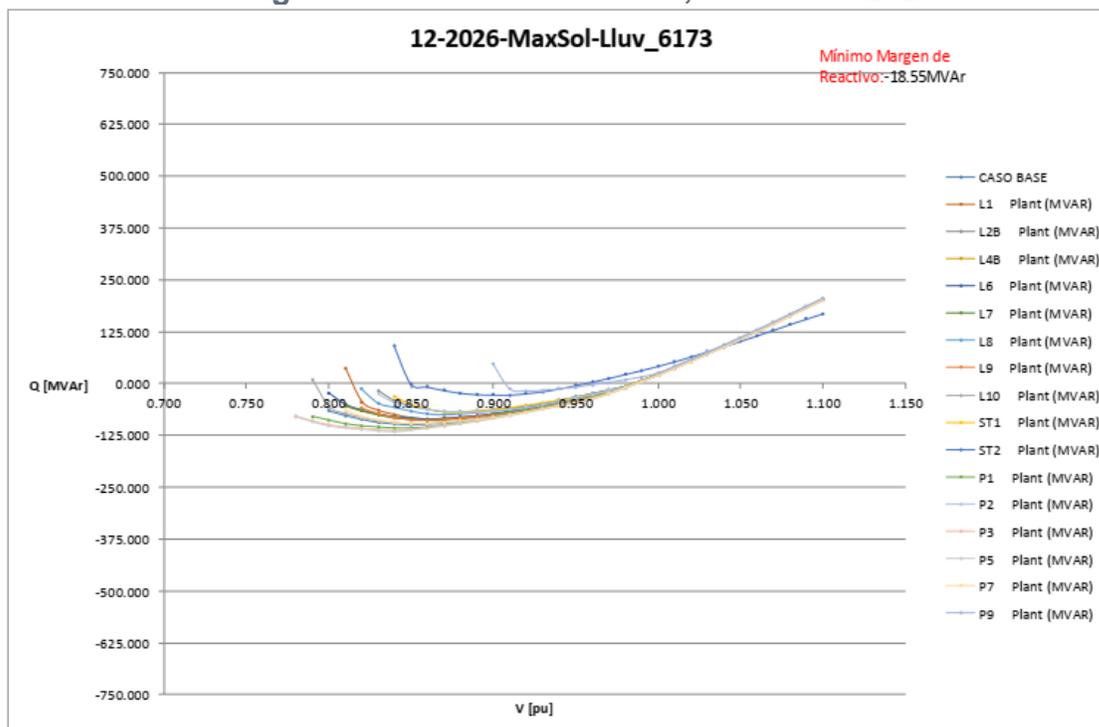
En la estación lluviosa, se produce el típico incremento del aporte de las centrales hidráulicas. Las mayores transferencias registradas son de 1030 MW, coincidentes con el mayor aporte de solares del oeste.

El análisis de contingencia no arroja ninguna sobrecarga que requiera una ampliación. No obstante, la zona Atlántica presenta voltajes por debajo

del límite inferior ante la pérdida del circuito Panamá – Chilibre (115-3a).

El análisis QV también permite ver que el nodo de Santa Rita enfrenta problemas de margen de reactivo a medida que la demanda crece y la generación Atlántica reduce su participación. Se observa una gran sensibilidad de la tensión con la potencia reactiva y un margen de 20 MVAR en el peor escenario (Ver Anexo 7).

Figura 9.15 Reserva Reactiva, Santa Rita 2026



En la actualidad, se prevé adicionar capacitores en la Estación Santa Rita (115 kV). No obstante, el crecimiento de la demanda aumenta los problemas en el futuro. La solución definitiva consiste en aprovechar las instalaciones de generación de la zona e instalar transformadores

230/115kV que fortalezcan esos nodos. Desde el punto de vista del sistema eléctrico, esto puede realizarse tanto en la S/E Sabanitas (y agregar líneas de 115 kV hasta Santa Rita) como en la S/E Santa Rita (y agregar líneas de 230 kV desde

Sabanitas), de acuerdo con consideraciones de espacio y diseño.

En condición N, el flujo por los transformadores pasa a ser de 180 MW (entre los dos), aliviando la estación Panamá. La capacidad de los transformadores deberá ser al menos de 250 MW para soportar una condición N-1 estricta a mediano plazo.

El nivel de falla trifásica con el agregado de 2 transformadores de 250 MVA es de 2100 MVA, lo que se considera aceptable para 115 kV. Originalmente, el nivel de cortocircuito era de 1400 MVA. Precisamente este fortalecimiento del nodo es lo que estabiliza las tensiones de la región.

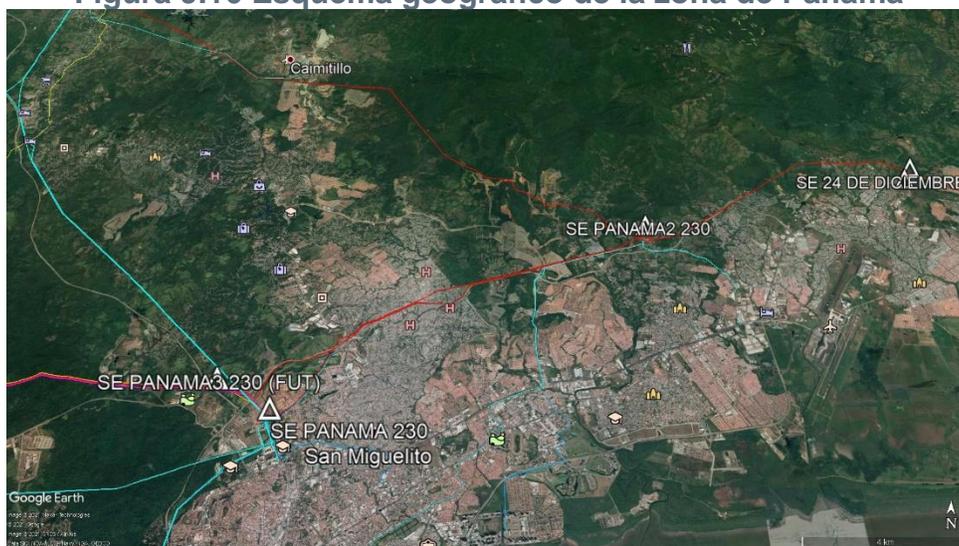
Año 2027

En este año se produce el ingreso de la Central Hidráulica Burica (63 MW), de la Central Eólica Escudero (112

MW), ambas en la estación lluviosa. En el escenario de época seca, la situación es similar al año 2026, puesto que la única diferencia importante es el ingreso de la Central Camarones.

En el escenario lluvioso, el aumento en los flujos desde occidente produce cambios en el patrón de flujos de la zona de Panamá. A raíz de esta inyección de potencia en Panamá 3, los dos circuitos que vinculan Panamá 3 con Panamá aumentan su nivel de carga en un 10% (respecto a la situación sin cuarta línea), independientemente del nivel de demanda y de la estación. En cambio, las líneas Panamá 3 – Panamá 2 – Panamá, de mayor extensión, se encuentran prácticamente descargadas (menos del 15%). En la siguiente figura se muestra el esquema geográfico de la zona.

Figura 9.16 Esquema geográfico de la zona de Panamá



El problema concreto que se plantea es que la salida de un circuito Panamá

3 – Panamá provoca la sobrecarga del circuito restante. La solución concreta

consiste en la Instalación de un tercer circuito subterráneo Panamá 3 – Panamá (230 kV, RATE = 505 MVA, 3.2 km) con un costo estimado de 13 Mill\$.

El análisis de contingencia arroja como resultado la necesidad de realizar refuerzos debido a las fallas de los circuitos 1 y 37 de Panamá – Cáceres. Las sobrecargas se dan aun con la implementación del automatismo actual de desligue de carga. Las posibles soluciones son reforzar este tramo menor a 1 km con un nuevo circuito o instalar una nueva ET de 230/115kV en la zona Atlántica. Como se verá más adelante, las dos obras serán necesarias. Asimismo, la ET 230/115kV ya se requiere en 2026 para mejorar el perfil de tensiones en N-1 en la Zona Atlántica.

Año 2029

El año 2029 presenta importantes cambios en la configuración de la red, a raíz del ingreso de la CH Changuinola II (220 MW) y de la operación en 500 kV de la cuarta línea. Estos eventos ocurren en el segundo semestre. El escenario seco mantiene las mismas características que los años anteriores, con incrementos en la generación renovable acompañando la demanda creciente.

En el escenario lluvioso se manifiesta (en escenarios con red completa) la necesidad de resolver varios problemas en la región oriental si no se considera la conexión de Santa Rita – Sabanitas en 230kV:

- Altos niveles de carga de los 4 transformadores de la ET Panamá
- Bajas tensiones en los nodos de 115 kV de la Zona Atlántica en N-1
- Sobrecarga de las líneas de 115 kV Panamá – Cáceres (circuitos 1 y 37)

En cuanto a las transferencias oeste – este, éstas alcanzan los 1220 MW en escenarios de demanda máxima de época lluviosa. La nueva línea de 500 kV permite mantener la operación estable en condición de red completa y N-1.

Año 2031

En el año 2031 se produce el ingreso de las centrales Viento Sur (115 MW) y Antón (105 MW).

Los cambios observados respecto a años anteriores son los siguientes:

- Mayor generación renovable (1450 MW en estación seca), manteniendo una penetración del 45% de la demanda máxima. Esto se da sobre todo en el mes de marzo, debido al ciclo de la eólica.
- Mayor participación del ciclo combinado GTTP (acompañando el crecimiento de la demanda) y el despacho de al menos una unidad de Costa Norte (que luego del ingreso de CT Gatún no se despacha prácticamente nunca).

El escenario lluvioso es similar al del 2029, donde aumentan las transferencias oeste – este, alcanzándose los 1300 MW (760 MW por la cuarta línea).

El análisis de contingencia muestra que ante fallas en las líneas 1 y 37 (Panamá – Cáceres 132 kV) se producen sobrecargas. Si bien en años anteriores los nuevos transformadores de Santa Rita aliviaron esta sobrecarga, el problema reaparece a raíz del crecimiento de demanda. Se hace necesario realizar un desligue mayor de carga, o bien, reforzar el circuito.

Para efectos de verificar la capacidad del sistema de soportar escenarios de mayor estrés, se maximizó el despacho hidráulico de occidente en el escenario de demanda máxima.

Respecto a la generación renovable, se emplearon valores de 49% para plantas solares y 14% para centrales eólicas.

Las curvas QV (ver figura 9.16) muestran que se necesita agregar compensación reactiva dinámica para soportar la contingencia simple de la cuarta línea. La ubicación óptima es la S/E Panamá 3 y el módulo debe ser al menos de 250 MVAR con la finalidad de darle soporte reactivo al SIN ante esta contingencia.

Figura 9.17 Reserva Reactiva, S/E Panamá sin STATCOM en Panamá III

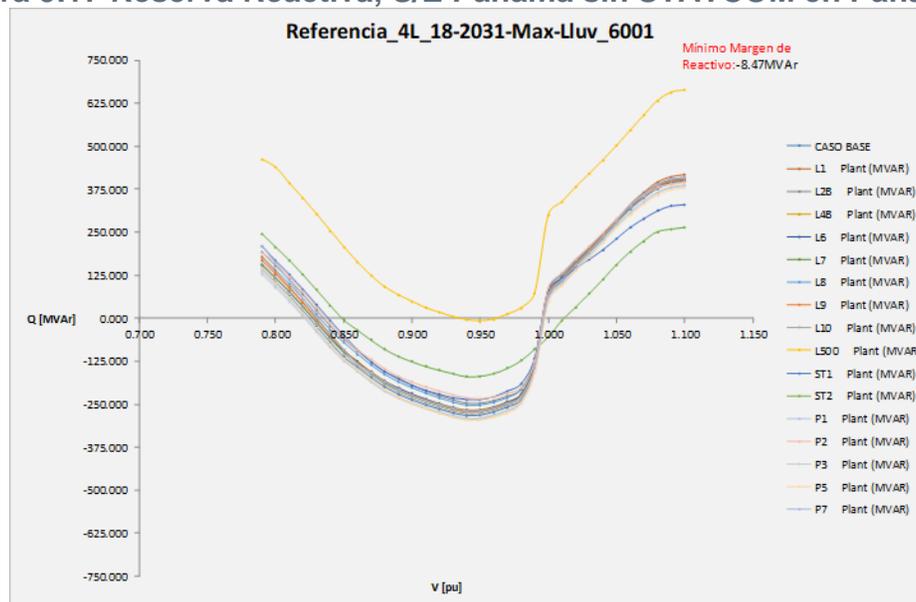
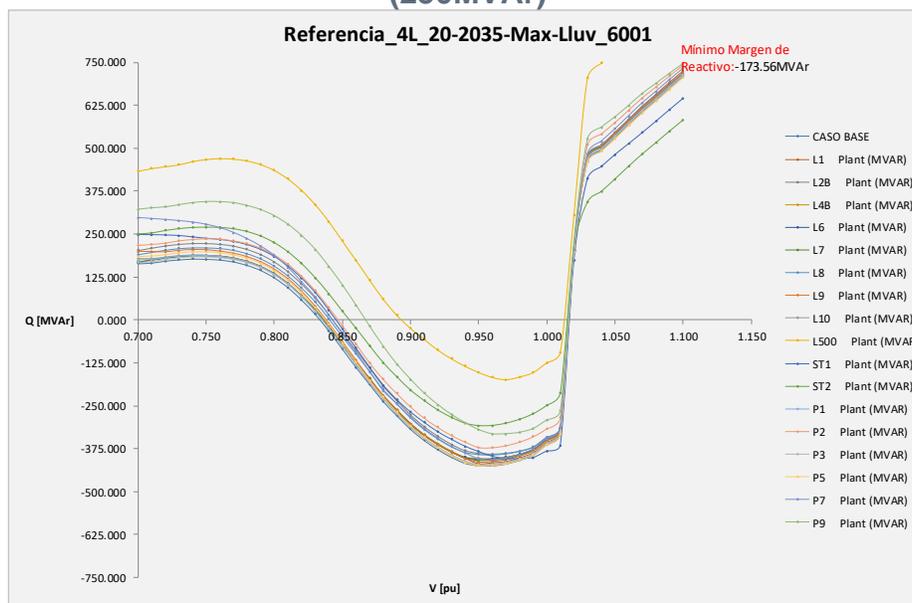


Figura 9.18 Reserva Reactiva, S/E Panamá con STATCOM en Panamá III (250MVar)



Año 2035

En el año 2035 no se producen nuevas incorporaciones al parque generador. Por este motivo, se produce un aumento de la participación térmica en el despacho para cubrir el incremento de demanda. La generación renovable se mantiene en los mismos niveles del año anterior.

En el escenario lluvioso, las transferencias de occidente a oriente alcanzan 1280 MW (con demanda alta), 1120 MW (con demanda media alta), 1000 MW en horas de demanda media baja y 800 MW con demanda mínima.

Las curvas QV de este año muestran un sistema estable y con márgenes de reactivo en red completa y N-1. Se destaca que para elevadas transferencias desde occidente resulta necesario maniobrar los bancos de

reactores ubicados en las estaciones de 500 kV Chiriquí Grande y Panamá 3. Por lo que es de suma importancia mantener disponible dicho elemento.

El análisis dinámico mostró que el sistema es capaz de soportar las contingencias más severas de las líneas de 500 kV sin pérdida de estabilidad ni colapso. En las siguientes figuras se muestra la evolución luego de la falla de una línea de 500 kV. La línea que permanece en servicio incrementa su potencia transmitida en un 50 %, pese a lo cual las tensiones se mantienen estables y los ángulos presentan oscilaciones amortiguadas. (Ver Anexo 5)

Figura 9.19 Falla doble 4LT 500kV Esc. Iluv 2035 (DemMax) – Flujos línea 1

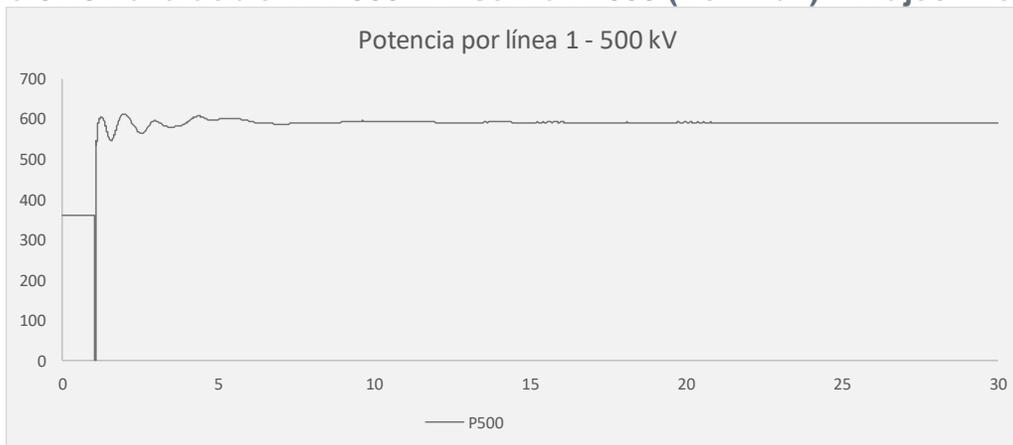


Figura 9.20 Falla doble 4LT 500kV, Esc. Iluv 2035 (DemMax) – ángulo de generadores

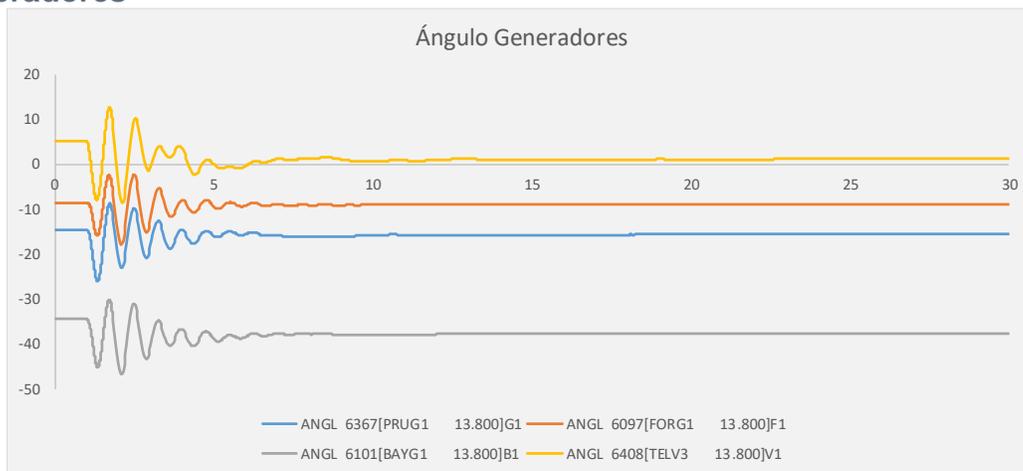
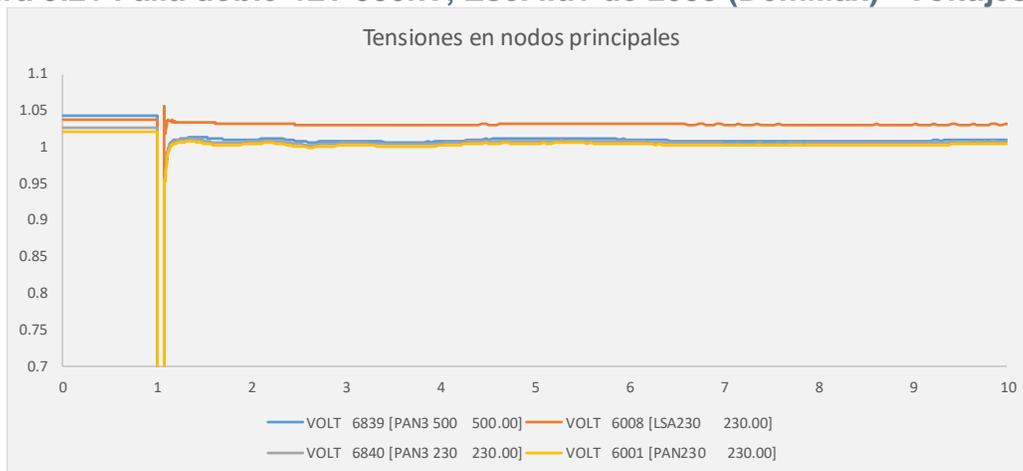


Figura 9.21 Falla doble 4LT 500kV, Esc. Iluv de 2035 (DemMax)– Voltajes



A continuación, se muestran las principales variables tras la falla doble de la línea de 500 kV. Se simuló esta contingencia debido a que las líneas comparten la misma estructura y la probabilidad de una falla de modo común podría no ser despreciable.

La transmisión oeste-este pasa íntegramente a las líneas de 230 kV, por ejemplo, las líneas 230-51 y 230-

52 (Figura 9.22). Las tensiones se mantienen por encima de 0.9 pu (Figura 9.23) gracias a la acción de los STATCOM (Figura 9.24). Los ángulos de los generadores sufren un atraso respecto a la condición inicial (debido al aumento de impedancia equivalente entre oeste y este), pero las oscilaciones siguen siendo amortiguadas.

Figura 9.22 Falla doble 4LT 500kV, Esc. Iluv 2035 (DemMax-Solar) – flujo 230-51/52

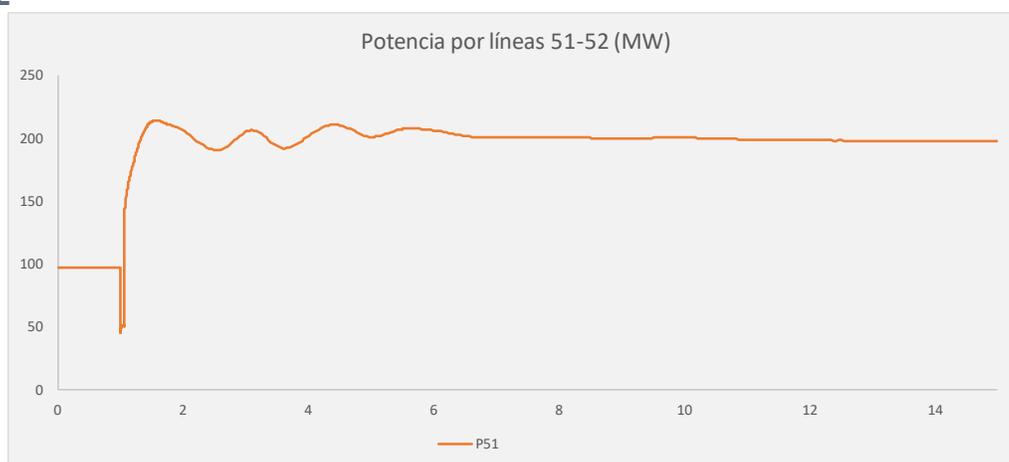


Figura 9.23 Falla doble 4LT 500kV, Esc. Iluv 2035 (DemMax - Solar) – Voltajes



Figura 9.24 Falla doble 4LT 500kV, Esc. Iluv 2035 (DemMax - Solar) – STATCOMs

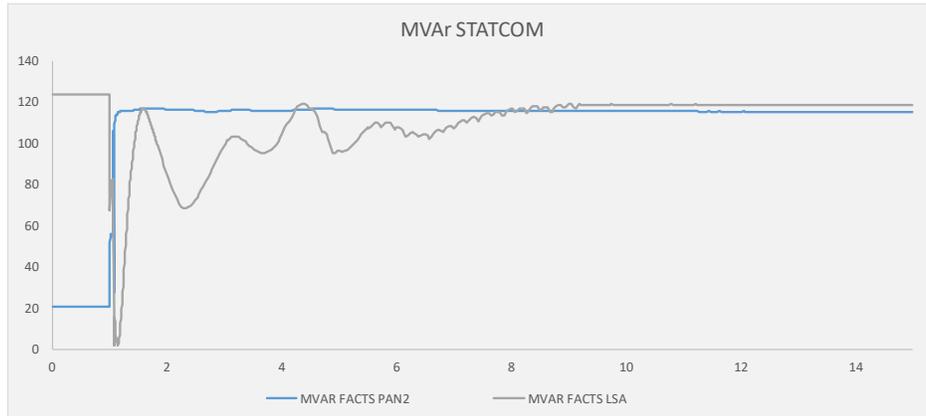
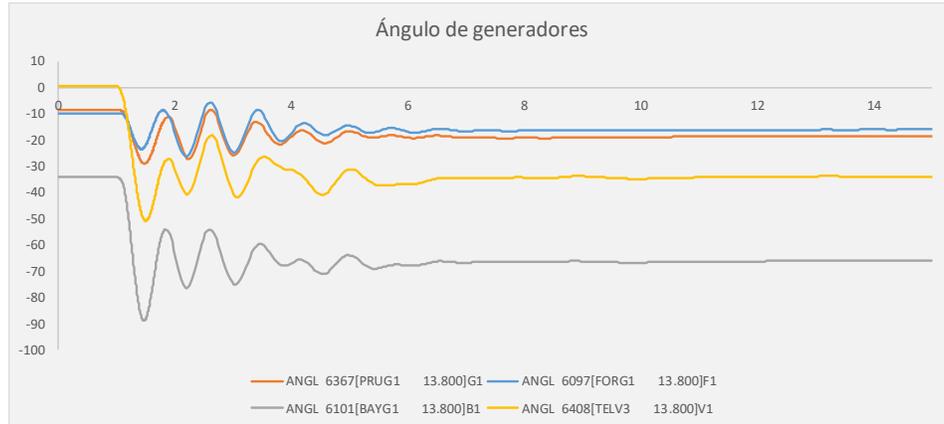


Figura 9.25 Falla doble 4LT 500kV, Esc. Iluv 2035 (DemMax - Solar)– ángulos Gen



ANÁLISIS DE AÑOS PARTICULARES. PLAN DE DEMANDA ALTA

Para el plan de demanda alta se seleccionaron tres años (2026, 2029 y 2035) a fin de verificar qué obras debieran adelantarse respecto al plan de referencia y qué nuevas ampliaciones se requieren hacia el final del período. El parque de generación de este plan no sufre grandes modificaciones respecto al plan renovable, por lo que las ampliaciones adicionales estarán más

bien relacionadas al crecimiento de la demanda.

En el Anexo 8, se muestran los flujos y despachos considerado para el escenario de demanda alta

Año 2026

El plan de demanda alta exige inversiones tempranas en la zona atlántica para garantizar la reserva de potencia reactiva. En particular, la nueva subestación Santa Rita debe adelantarse para inicios de 2026 para mejorar el perfil de la zona atlántica

(inclusive asumiendo que la cuarta línea se encuentre en operaciones).

A partir del Análisis N-1, se adelantan los siguientes refuerzos del plan de referencia:

- Instalación de un tercer circuito subterráneo Panamá 3 – Panamá
- Cuarto circuito Panamá – Cáceres (Rate 180MVA)

Año 2029

El crecimiento acelerado de la demanda lleva a necesitar nuevos refuerzos en la Zona Atlántica. Dado que la estación Santa Rita 230 kV ya se encuentra operativa, se debe ampliar el banco de capacitores a 80 MVar

Asimismo, el sistema requiere refuerzos de capacitores en Panamá 3-230 kV (120 MVar), Panamá 2 (60 MVar en 115 kV) y Panamá-115 kV (60 MVar).

En un escenario de máxima transferencia, el flujo occidente – oriente alcanza los 1580 MW, lo que supera la capacidad del sistema aun con la línea operando en 500 kV.

Del mismo modo que con el Plan Renovable, se requiere compensación reactiva (400 MVar en el nodo de Panamá 3-500 kV). Este módulo es suficiente para soportar contingencias hasta el año 2035.

Año 2035

Hacia el año 2035, se requiere un nuevo transformador en la ET Panamá (o bien una reconfiguración de las líneas de 115 kV para que los

transformadores de Panamá 3 tengan un mayor factor de carga).

Por otro lado, se debe expandir la reserva de reactivo del sistema, preferentemente mediante un STATCOM de 400 MVar ubicado en Panamá 3.

ANÁLISIS DE AÑOS PARTICULARES. PLAN RENOVABLE

En este escenario se prevé la entrada de nuevas fuentes de generación renovable no convencional (solares y eólicos), en el Anexo 10 se muestran los flujos y despachos considerados para cada año de estudio.

Año 2025

En el año 2025, al igual que en el Plan de Referencia, no es necesario incluir ampliaciones para cumplir los criterios operativos.

Año 2026

En el año 2026, se requiere el ingreso de la S/E Santa Rita por los motivos enunciados en el plan de Referencia (soporte de tensión de la Zona Atlántica y descarga de los transformadores de la S/E Panamá).

Año 2027

En el año 2027 se determina, a partir del Análisis N-1, que se debe mantener el siguiente refuerzo del plan de referencia:

- Instalación de un tercer circuito subterráneo Panamá 3 – Panamá

(230 kV, RATE = 505 MVA, 3.2 km) con un costo estimado de 13 Mill\$

Año 2029

En un escenario de máxima transferencia, el flujo occidente – oriente alcanza los 1700 MW, lo que supera la capacidad del sistema aun con la 4LT línea operando en 500 kV.

Del mismo modo que con el Plan de Referencia, se requiere compensación reactiva (400 MVAR en el nodo de Panamá III-500 kV). Este módulo es suficiente para soportar contingencias hasta el año 2035.

Año 2031

En el año 2031, reaparece el problema de sobrecarga en el circuito Panamá – Cáceres, por lo que es necesario un nuevo refuerzo a este tramo. Esta

situación ya fue detectada en el Plan de Referencia.

Año 2035

En el año 2035, pueden cumplirse los criterios de seguridad sin nuevas ampliaciones. El sistema alcanza transferencias oeste – este de 1280 MW manteniendo plena reserva de reactivo en los STATCOM para contingencias simples.

RESUMEN DE AMPLIACIONES PROPUESTAS

A continuación, se resumen las ampliaciones propuestas bajo los planes de Referencia y Renovable, indicando la sensibilidad con la demanda y con el plan de generación.

Tabla 9.18 Resumen de Ampliaciones de Largo Plazo

OBRA	COSTO ESTIMADO Mill de US\$	AÑO DE INGRESO	CAUSA	COMENTARIO
CUARTA LÍNEA	465	2025 (línea)	Restricción de Flujos de Energía desde Occidente	Plan Referencia y Renovable. Se adelanta en escenario de Demanda Alta
	175	2029 (estaciones)		Plan Referencia y Renovable, se requiere para cumplir condición N-1.
ET SANTA RITA 230kV	30	2026	Sobrecarga de transformadores Panamá	Plan de Demanda Alta: se requiere para cumplir condición N
			Bajas tensiones en zona Atlántica en N-1	
			Sobrecarga de circuito Panamá – Cáceres en N-1	
PANAMÁ – CÁCERES (3er Circuito Subterráneo)	2	2031	Sobrecarga de los circuitos existentes en N-1	Plan Referencia y Renovable, Se adelanta en escenario de demanda alta al 2026.
PANAMÁ 3 – PANAMÁ (circuito subterráneo)	13	2027	Sobrecarga de los circuitos existentes en N-1	Plan Referencia y Renovable.
Compensación STATCOM en ET Panamá 3 – 500 kV (250 MVAR)	60	2031	Déficit de reactivo ante contingencias en escenario de máxima transferencia	Plan de Referencia y Renovable – se adelanta al 2029 en el plan renovable
Nueva S/E Progreso 230kV	32	2025	Refuerzo de la ET Progreso para permitir más proyectos renovables	Plan Renovable / Política Energetica (PEN50)
Nueva S/E Divisa (230kV)	32	2025	Sobrecarga de los transformadores existentes en N-1 en LSA	Plan Renovable / Política Energetica (PEN50)
Nueva S/E Azuero 230 kV	30	2025	brindar un nuevo punto de conexión para permitir más proyectos renovables	Plan Renovable / Política Energetica (PEN50)
Nuevo banco de capacitores de 40 MVAR en la S/E Santa Rita – 115 kV	6	2029	Bajas tensiones en la Zona Atlántica ante contingencias	Plan de Demanda Alta
Nuevo transformador de 350 MVA en la S/E Panamá	11	2035	Sobrecarga de los transformadores existentes en N y N-1	Plan de Demanda Alta
Bancos de capacitores 120 MVAR en S/E Panamá III-230 kV Bancos de capacitores 60 MVAR en S/E Panamá II-115 kV Bancos de capacitores 60 MVAR en S/E Panamá 115 kV	25 9 9	2029	Déficit de reactivo	Plan de Demanda Alta
STATCOM de 400 MVAR en la S/E Panamá II – 500 kV	70	2029 (máxima transferencia)2035	Déficit de reactivo	Plan de Demanda Alta. En 2029 se requiere para escenarios de máxima transferencia



PESIN
2020 - 2034

CAPÍTULO 10

PLAN DE
EXPANSIÓN A
LARGO PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 10

PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO

Tomando en cuenta el nuevo escenario de generación que considera las centrales generadoras hidroeléctricas, obtenemos de los análisis realizados, que es necesario desarrollar los siguientes proyectos, de modo que el sistema de transmisión tenga la capacidad para transportar toda la generación de estas centrales, cumpliendo con las normas de calidad establecidas en el Reglamento de Transmisión.

Las ampliaciones identificadas en el largo plazo, 2025 – 2034, son las siguientes:

Proyectos Identificados en el Largo Plazo

1. Aumento de Capacidad de la Línea LT1 Veladero - Llano Sánchez 230 KV

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (Provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) de acuerdo con el Plan Indicativo de Generación se tendría un incremento de la oferta energética compuesta principalmente de proyectos hidroeléctricos, eólicos y solares de 600 MW, que sumado a los 1,707 MW existentes daría un total de 2,307 MW de generación solar, eólica e hidroeléctrica (en su mayoría de pasada o filo de agua). Debido a que la mayor parte de esta generación llega a los principales centros de carga (Subestaciones Panamá y Panamá II), es necesario reforzar el sistema de

transmisión proveniente desde el occidente, desde la Subestación Mata de Nance y Veladero hacia el centro de carga.

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 (Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá) la cual data de los años 1978/1979, casi 42 años en operación. Los estudios iniciales realizados han demostrado que se debe aumentar la capacidad de esta línea a, por lo menos, 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal. Para esto será necesario cambiar el conductor actual de esta línea por uno trapezoidal de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC, cambiar los herrajes, se requerirá 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 3: El Higo – Chorrera, en operación en junio de 2025 (Etapa II).
- Tramo 4: Veladero – Llano Sánchez entraría en operación en julio de 2025 (Etapa III).

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. Esto permitirá el desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas, solares y eólicas.

Etapa II - El Higo – Chorrera,
Entrada en Operación: junio de 2025
Costo Estimado: B/. 24,174,000
Etapa III – Veladero - Llano Sanchez
Entrada en Operación: Julio de 2025
Costo Estimado: B/. 44,048,000

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

Debido a la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, solares, eólicas y térmicas en el occidente 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), 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 317 km. La misma tendrá una capacidad de transmisión en condiciones normales de operación de por lo menos 1,300 MVA por circuito en condiciones normales de operación y 1,630 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.

FASE II

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 y contará con un total de 14 interruptores. 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 y contará con un total de 14 interruptores. 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.

Fase I: operación en 230 KV
Inicio de Operación: abril de 2024
Costo total: B/. 463,086,000

Fase II: operación en 500 KV
Costo total: B/. 175,084,000
Fecha Propuesta: diciembre de 2029

3. Línea Subterránea Panamá – Panamá III 230 KV

En los análisis realizados se ha encontrado que es necesario reforzar el corredor Panamá – Panamá III de 230 KV ya que para el año 2028 se presentan sobrecargas en las líneas de doble circuito de 230 KV entre Panamá – Panamá III. Para esto, debido a los problemas de servidumbre en esta área, se ha pensado en que el refuerzo sea a través de una línea subterránea de aproximadamente 3 km de longitud. Adicionalmente se deberán hacer las ampliaciones en ambas subestaciones con la adición de una nave de dos interruptores de 230 KV el costo total estimado es de B/. 13,945,000.

Inicio de Operación: diciembre de 2027
Costo total: B/. 13,945,000

4. Nueva S/E Caldera 230 KV

Debido al alto potencial de proyectos renovables identificados en el área de Caldera, y tomando en cuenta que ya no es posible ampliar la S/E Caldera 115 KV existente, se ha considerado en este plan construir una ampliación de la subestación en 230kV, que se conectara al SIN seccionando los circuitos 230-7 y 230-8 (S/E Fortuna a S/E Mata de Nance), cuyo recorrido pasa al lado de la S/E Caldera. Para esto será necesaria la compra de terreno adicional y las siguientes obras:

- Construcción de un patio de 230 KV

- Adición de 2 transformadores de 230/115/34.5 KV
- Conexión de los devanados de 115 KV de los transformadores al patio de 115 KV existente,
- Construcción de un nuevo patio de 34.5 KV

Inicio de Operación: diciembre de 2025

Costo total: B/. 38,680,000

5. Nueva S/E Progreso II 230/34.5 KV

Debido al gran potencial de proyectos renovables solares identificados en las cercanías del área de Progreso y siendo ya imposible la ampliación de esta subestación, se ha considerado la construcción de una nueva subestación Progreso II, en un sitio cercano a la existente y conectada a la misma.

Esta nueva subestación contará con:

- patio de 230 KV en esquema de interruptor y medio para la conexión con la S/E existente y para la LT hacia Costa Rica
- Dos (2) transformadores 230/34.5 KV
- Patio de 345. KV

Inicio de Operación: marzo de 2025

Costo total: B/. 31,713,000

6. Nueva S/E Los Olivos 230/115/34.5 KV y 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. Esta nueva subestación también brindará a EDEMET la posibilidad de sacar nuevos circuitos de 34.5kV o 115kV para la alimentación del área.

Esta nueva subestación contará con:

- patio de 230 KV en esquema de interruptor y medio para la conexión con la línea de 230 KV
- patio de 115 KV
- Dos (2) transformadores 230/115/34.5 KV
- Patio de 345. KV

Inicio de Operación: marzo de 2026

Costo S/E: B/. 29,436,480

Costo LT: B/. 19,535,940

7. STATCOM S/E Panamá III 230 KV

En el año 2031 haría falta compensación reactiva dinámica adicional en el sistema, para cumplir con los criterios de calidad y seguridad.

Por este motivo se ha incluido un nuevo STATCOM en la subestación Panamá III 230 KV, con capacidad de +/- 250 MVAR.

Estado: por diseñar

Costo Estimado: B/. 60,000,000

Entrada en Operación: diciembre de 2030

Los costos indicados son estimaciones que no incluyen el costo de la generación desplazada ni obligada producto de las libranzas solicitadas para la construcción de este.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 11

INTERCONEXIONES REGIONALES

PESIN

2020 - 2034





Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 11

INTERCONEXIONES REGIONALES

A continuación, se analiza el comportamiento y las limitaciones presentadas en el Sistema Principal de Transmisión (SPT) para cumplir con los intercambios con Centroamérica y Colombia.

INTERCAMBIOS PANAMÁ-CENTROAMERICA

Para este análisis se simularán intercambios con Costa Rica (Exportando e Importando) hasta llegar al monto

máximo posible respetando los criterios de calidad y seguridad. Los intercambios se realizarán a través de los circuitos de (Dominical-Río Claro, Progreso-Río Claro y Changuinola - Cahuita) no se tomaron en cuenta nuevos refuerzos.

Para el año 2021 y 2022 no se presentan importaciones en época seca ni lluviosa debido a que estos escenarios presentan generación obligada.

Tabla 11.1 Intercambios Con Centroamérica - Corto Plazo

INTERCAMBIOS CON CENTROAMÉRICA					
AÑO	ÉPOCA	EXPORTACIÓN		IMPORTACIÓN	
		MW	LIMITANTE	MW	LIMITANTE
2021	Seca	459	Al darse la contingencia Progreso-Frontera se sobrecarga la línea Frontera-Changuinola	0	El caso base presenta generación obligada
	Lluviosa	437	En estado N presenta sobrecarga la línea Frontera-Progreso	0	Ya hay obligada en caso base
2022	Seca	461	Al darse la contingencia Progreso-Frontera se sobrecarga la línea Frontera-Changuinola	0	El caso base presenta generación obligada
	Lluviosa	294	Se sobrecarga la línea Panamá-Panamá2	0	Ya hay obligada en caso base, por la 9A
2023	Seca	462	Al intentar exportar más generación, debido a la contingencia de línea del bus 6000 a 56050, se sobrecarga la línea de FRONTCHA a CAH230.	396	Al intentar importar más generación, debido a la contingencia de línea de MDN230 a BOQIII230, se sobrecarga la línea de FRONTCHA a CAH230.
	Lluviosa	469	Al darse la contingencia Progreso-Frontera se sobrecarga la línea Cahuitas-Changuinola	85	Falta de reactivo, no pasan varias contingencias de líneas
2024	Seca	477	Al intentar exportar más generación, debido a la contingencia de línea del bus 6000 a 56050, se sobrecarga la línea de FRONTCHA a CAH230	425	Al intentar importar más generación, debido a las contingencias de línea de FRONTPRO a PRO230 y FRONTPRO a RCL230A, se sobrecarga la línea de FRONTCHA a CAH230.
	Lluviosa	458	Al darse la contingencia Progreso-Frontera se sobrecarga la línea Cahuitas-Changuinola	72	Falta de Reactivo

Como se puede apreciar en la tabla anterior, el rango de importación para el periodo de corto plazo época seca se encuentra entre 400MW y 425MW, esto a partir del 2023.

Las importaciones en el escenario de época lluviosa no superan los 82MW a

partir del 2023, debido a que el sistema presentaría problemas de estabilidad de voltaje ante algunas contingencias, por la escasa reserva de reactivo que mantendría el SIN.

En el caso de las exportaciones, el valor máximo es de 477MW y se da en un escenario de época seca del 2024, el

mínimo sería de 294 para el escenario de época lluviosa del 2022.

Tabla 11.2 Intercambios Con Centroamérica - Largo Plazo

INTERCAMBIOS CON CENTROAMÉRICA					
AÑO	ÉPOCA	EXPORTACIÓN		IMPORTACIÓN	
		MW	LIMITANTE	MW	LIMITANTE
2025	Seca	478	Al intentar exportar más generación, debido a las contingencias de línea de FRONTPRO a PRO230 y FRONTPRO a RCL230A, se sobrecarga la línea de FRONTCHA a CAH230.	356	Al intentar importar más generación, debido a las contingencias de línea de FRONTPRO a PRO230 y FRONTPRO a RCL230A, se sobrecarga la línea de FRONTCHA a CAH230. La relación de Martano disminuye la cantidad de MW a importar.
	Lluviosa	504	Al darse la contingencia Progreso-Frontera se sobrecarga la línea Cahuitas-Changuinola	194	No pasa la Cuarta Línea por falta de reactivo
2027	Seca	540	Al intentar exportar más generación, debido a la contingencia de línea del bus 6000 a 56050, se sobrecarga la línea de FRONTCHA a CAH230	417	Al intentar importar más generación, debido a las contingencias de línea de FRONTPRO a PRO230 y FRONTPRO a RCL230A, se sobrecarga la línea de FRONTCHA a CAH230.
	Lluviosa	522	Al darse la contingencia Progreso-Frontera se sobrecarga la línea Dominical Río Claro	112	No pasa la Cuarta Línea por falta de reactivo
2029	Seca	552	Al intentar exportar más generación, debido a las contingencias de línea de FRONTPRO a PRO230 y FRONTPRO a RCL230A, se sobrecarga la línea de FRONTPRO a RCL230A.	386	Al intentar importar más generación, no convergen las contingencias de línea de CHG230 a PAN3 230.
	Lluviosa	547	Al darse la contingencia Progreso-Frontera se sobrecarga la línea Dominical Río Claro	43	No pasa la Cuarta Línea por falta de reactivo
2031	Seca	542	Al intentar exportar más generación, debido a las contingencias de línea de FRONTPRO a PRO230 y FRONTPRO a RCL230A, se sobrecarga la línea de FRONTPRO a RCL230A y FRONTCHA a CAH230.	367	Al intentar importar más generación, debido a las contingencias de línea de FRONTPRO a PRO230 y FRONTPRO a RCL230A, se sobrecarga la línea de FRONTCHA a CAH230.
	Lluviosa	515	Al darse la contingencia Progreso-Frontera se sobrecarga la línea Dominical Río Claro	125	Ya incluye el Statcom de 120MVAR limitante la Cuarta Línea.

Las importaciones en el periodo de largo plazo, por diversas razones como falta de reserva reactiva o sobrecarga en líneas, varían entre 43MW y 194MW en los escenarios lluviosos y 356MW y 417MW en los escenarios secos.

Las exportaciones superan los 480MW desde el año 2025 y se ven limitados por sobrecargas en las líneas de interconexión.

**INTERCAMBIOS (PORTEO)
COLOMBIA-PANAMÁ-
CENTROAMERICA**

Para este análisis se toma en cuenta la entrada en operación de la Interconexión Colombia – Panamá a partir del año 2025.

Se realizan intercambios entre los tres mercados, Panamá, Colombia y Centroamérica para observar o determinar los niveles de intercambio que soportaría el SIN. Para este estudio se analizarán los años 2025, 2027, 2029 y 2031. A continuación, se muestran los intercambios entre regiones.

Tabla 11.3 Transferencia Sur – Norte (COL-CA)

Flujo SUR - NORTE (MW)			
AÑO	PORTEO PA-CA	IMP PAN	EXP COL
2025	300	100	400
2027	300	100	400
2029	300	100	400
2031	300	100	400

Tabla 11.4 Transferencia Norte – Sur (CA-COL)

Flujo NORTE - SUR (MW)			
AÑO	PORTEO CA-PA	EXP PAN	IMP COL
2025	300	100	400
2027	300	100	400
2029	300	100	400
2031	300	100	400

No se consideran refuerzos adicionales, los montos representan el valor máximo permitido cumpliendo con los criterios de seguridad y calidad.

Tabla 11.5 Intercambios Entre Colombia y el MER

INTERCAMBIOS CON COLOMBIA (MW)										
AÑO	ÉPOCA	FLUJO SUR-NORTE			FLUJO NORTE-SUR					
		PORTEO PA-CA	PA IMPORT	LIMITANTE	PORTEO PA-CO	PA EXPORT	LIMITANTE			
2025	Lluviosa	300	100	Se logra cumplir con el intercambio propuesto	300	100	Se logra cumplir con el intercambio propuesto			
2027	Seca						Se logra cumplir con el intercambio propuesto			
	Lluviosa				208	192	Falta de reactivo al realizar la contingencia de la Cuarta Línea.			
2029	Seca				300	100	Se logra cumplir con el intercambio propuesto			
	Lluviosa				158	242	Al intentar importar más generación no converge la contingencia de La Cuarta Línea			
2031	Seca				300	100	Se logra cumplir con el intercambio propuesto	300	100	Se logra cumplir con el intercambio propuesto
	Lluviosa									Hay que repotenciar las líneas Fortuna-Chiriquí Grande y Changuinola Chiriquí Grande.

Como se aprecia en el cuadro anterior, no se presentan inconvenientes en los flujos de Colombia al MER (Sur-Norte), sin embargo, el Flujo en dirección Norte – Sur en la época lluviosa del 2027 no permite flujos superiores a 208 MW desde Centroamérica, por lo que Panamá tendría que generar la diferencia para cumplir con los 400MW hacia Colombia.

Las limitaciones se deben a la alta exigencia de reserva reactiva necesaria para solventar la pérdida de un circuito de la 4LT ante flujos que superan los 1000MW por dicha línea.

Dicho lo anterior, se tendría la necesidad de instalar un STATCOM que le brinde soporte a SIN ante esta contingencia.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



PESIN
2020 - 2034

CAPÍTULO 12

PLAN DE
EXPANSIÓN DEL
SISTEMA DE
COMUNICACIONES



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 12

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

1. ADQUISICIÓN DE NUEVOS SITIOS TRONCALES PARA MEJORAR LA COBERTURA DE LA LÍNEA 230-20/30

Lo accidentada que es la Geografía en la Provincia de Bocas del Toro evita la propagación de ondas RF del Sistema Troncal, específicamente del actual sitio ubicado en el Volcán Barú, lo que da lugar a la existencia de huecos de cobertura donde no se hace posible la comunicación con el Centro Nacional de Despacho (CND). Esto propicia que ocurran fallas de Procedimientos, latencia en la ejecución de actividades y eleva el porcentaje de errores, incrementando los Riesgos a Accidentes.

Debido a lo antes expuesto, se hace imperante la Ampliación de Cobertura Troncal en la Zona para garantizar las Comunicaciones en todo momento con el CND. Con la instalación de un nuevo sitio en esta área, se puede lograr optimizar la cobertura en la Zona y de esta manera mejorar la comunicación entre los colaboradores de la Zona y con el Centro Nacional de Despacho (CND).

Inicialmente la cobertura de esa área era solo por el sitio de Repetición ubicado en la cima del Volcán Barú. Debido a las características del terreno la cobertura era deficiente, con la instalación de un nuevo sitio en el área de Palo Seco, se mejoró significativamente la cobertura; con el

nuevo sitio en el área de Ojo de Agua, se espera tener una cobertura con menos sombras en la mayor parte de la línea.

Se requiere instalar un nuevo Sitio de Repetición del Sistema de Comunicaciones por Radio Trocal Digital P25 de ETESA en el Área de Bocas Del Toro con la finalidad de ampliar la cobertura de la red Troncal de ETESA, brindando una mejor comunicación en más segmentos de la LT 230-20/30. Al mejorar la cobertura se espera garantizar la comunicación de todo el personal de operación y mantenimiento involucrado en actividades sobre esta región geográfica, quienes puedan reportar oportunamente sus intervenciones y labores en todo momento al Centro Nacional de Despacho (CND).

También, con este nuevo Sitio de Repetición, se garantiza la operación de la Frecuencia de Mercado para Nuevos Agentes que pudieran ubicarse en esa área.

Inversión: 250,000.00 US\$

2. REPOCISIÓN DE ENLACES DE MICROONDAS DE LA COLUMNA VERTEBRAL

Los enlaces microondas en la Columna Vertebral de Comunicaciones son indispensables como medio alterno de los canales de

comunicación existentes. Estos son un medio preciso para el intercambio de información requerida en la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), según lo establecido en el Reglamento de Operación, MOM 4.3

Los enlaces microondas actualmente instalados son de tipo uno más uno, con una capacidad de 32 E1's. Los mismos ya tienen más de 10 años de servicio y han pasado su vida útil, además, no cuentan con repuestos y/o han sido descontinuados.

Este proyecto incluye la reposición de nueve (9) enlaces microondas de la columna vertebral de Comunicaciones por Microondas, los cuales ya han sobrepasado su vida útil. Estos enlaces forman parte indispensable como medio alterno de los canales de comunicación existentes, requeridos para el intercambio de información para la adecuada operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), según lo establecido en el Reglamento de Operación, MOM 4.3. A continuación, se detallan los puntos en que se reemplazarán los Enlaces de Microondas:

- CND-Cerro Peñón
- Cerro Peñón-Cerro Mena
- Cerro Mena-Los Pollos
- Los Pollos-Cerro Taboga
- Cerro Taboga-Cerro Alto Ibala
- Cerro Alto Ibala-Cerro Tole
- Cerro Tole-Cerro de Jesús
- Cerro de Jesús-Cerro Chimenea
- Cerro Chimenea-S/E Fortuna

Inversión: 686,700.00 US\$

3. REPOSICIÓN DE AIRES ACONDICIONADOS

Las unidades de aire acondicionado instaladas en las casetas de comunicaciones de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. sirven para mantener una temperatura de enfriamiento adecuada para los equipos de telecomunicaciones, los cuales generan un nivel considerado de calor. Este calor es controlado por estas unidades las cuales trabajan sin parar los siete días de la semana, las 24 horas del día y los 365 días del año. Este continuo funcionamiento agota la vida útil del compresor de aire, filtros, abanicos y desgaste de demás piezas móviles internas de la unidad de aire acondicionado.

Las unidades de aire acondicionado instaladas en las casetas de telecomunicaciones de ETESA, son de tipo ventana, actualmente tienen 5 años de funcionamiento continuo, por este motivo están presentando problemas en el control de enfriamiento.

Las fallas en estas unidades provocan un aumento en la temperatura interna de las casetas de comunicaciones, donde reside equipo muy costoso. Al elevarse la temperatura de los equipos, los mismos envían alarmas y errores en los datos, traducéndose en pérdidas de información para el CND.

El proyecto consiste en la reposición de unidades de Aire Acondicionado para los sitios de comunicación existentes, que por la naturaleza de funcionamiento 24 x 7 x 365, su vida útil se hace más corta. Estas unidades están ubicadas en los sitios

principales del Sistema de Telecomunicaciones por Microondas de ETESA, por lo que es indispensable que los mismos estén en condiciones óptimas de funcionamiento, ya que una falla por alta temperatura podría causar daño a los equipos instalados y una pérdida de comunicación, entre los Agentes de Mercado Eléctrico hacia el Centro Nacional de Despacho.

Se requiere reponer los aires Acondicionados de Ventana con más de 5 años de los siguientes sitios:

Tabla 12.1 Sitios con reposición de A/C

Caseta	Provincia	Distrito	Corregimiento
Cerro Peñón	Panamá	San Miguelito	Las Cumbres
Cerro Jefe	Panamá	Panamá	Pacora
Bayano	Panamá	Chepo	El Llano
Cerro Mena	Panamá	Capira	Campana
Los Pollos	Coclé	Rio Hato	Rio Hato
Cerro Taboga	Coclé	Aguadulce	El Roble
Cerro Canajagua	Los Santos	Las Tablas	Canajagua
Cerro Alto Ibala	Veraaguas	Cañazas	Alto Ibala
Cerro Tolé	Chiriquí	Tolé	Veladero
Cerro Jesús	Chiriquí	San Lorenzo	San Lorenzo
Cerro Chimenea	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
Volcán Barú	Chiriquí	Boquete	Palmira

Dentro de la política de ahorro energético, se desea incorporar al sistema unidades de climatización eficientes en consumo de energía y manejo de la humedad y temperatura relativa en el ambiente de trabajo.

Inversión: 187,400.00 US\$

4. REPOSICIÓN DE TORRES DE COMUNICACIÓN

Las torres auto soportadas de 18 metros de la marca Leblanc fueron creadas inicialmente en el año 1995, para que en su estructura se instalaran antenas de rejilla en la banda de 2 Ghz, sin embargo, por disposiciones

legales de la ASEP, ETESA se vio forzada a migrar su sistema principal de microondas hacia la banda de frecuencias superiores en la banda de 7 Ghz, manteniendo los mismos sitios de repeticiones originales. Para poder cumplir con esto, debió instalar antenas de alto desempeño con un mayor tamaño, lo que ocasiona una alta resistencia al viento.

Esta condición es desfavorable para la estructura de la torre debido a que, en dichas alturas, la brisa supera los 200 km/h ocasionando que la torre oscile y con ello un consecuente desvanecimiento total en la señal de los enlaces de microondas instalados en estos sitios. Esto origina una condición insegura de operación del sistema eléctrico a nivel nacional.

El problema reside en que estas torres fueron adquiridas para el primer sistema de microondas instalado por el IRHE en el año 1994 y las mismas estaban diseñadas para antenas tipo "Grid" en la banda de 2 GHz. Este tipo de antenas ofrecen una resistencia mínima al viento. Posteriormente en el año 2007 se realiza el proyecto de migración por mandato de ASEP a migrar las frecuencias de esta banda a una banda superior 7 GHz, estas utilizan antenas tipo "Radome" y ofrecen una resistencia al viento muy alta lo que afecta la estructura de la torre.

Ejemplo de antena GRID



Ejemplo de antena con RADOME



El proyecto consiste en la reposición de las torres en Chimenea, Canajagua y Cerro Jefe para garantizar que el sistema de comunicaciones de las Zonas 1, 2 y 3 continúe operando de manera satisfactoria y eficiente sin que las condiciones ambientales afecten el buen funcionamiento de los equipos instalados sobre dichas estructuras.

Estos puntos se consideran nodos importantes en el Sistema de Comunicaciones por microondas de ETESA, por tal motivo es indispensable que los equipos que se instalen sobre estas torres no sean afectados por las brisas, de lo contrario, los enlaces podrían sufrir una pérdida de comunicación entre las zonas y el CND, así como la pérdida de las tele-protecciones de los diferentes circuitos eléctricos de 230 kV que componen la RED de ETESA en estas áreas.

Reemplazar las torres comunicación del sistema de microondas brinda confiabilidad, robustez y mejor desempeño a los enlaces instalados.

Por otro lado, abre la posibilidad de que futuros Agentes del Mercado puedan integrarse a la Red de ETESA estableciendo sus propios enlaces de microondas con algunos de estos sitios.

Las torres que actualmente están instaladas tienen las siguientes especificaciones:

Marca: LeBlanc
Modelo: LRT1.2
Capacidad de viento: 100 Km/h
Altura: 18 mts

Escaleras de ascenso
Montantes de ángulos

Actualmente, estas torres ya tienen su capacidad de antenas al máximo, es decir, no es posible la instalación de otras antenas debido al espacio limitado de las mismas. Sumado a esto, la alta resistencia al viento que esas antenas le cargan a la torre. Otras presentan avanzado deterioro.

Las torres que se desean instalar deben ser diseñadas para capacidades de viento superiores a los 200 km/hr.

Inversión 393,000.24 US\$

5. REPOSICIÓN DE RECTIFICADORES

Los equipos rectificadores de voltaje son equipos integrados con placas electrónicas de estado sólido, transformadores de hilos de cobre y no requieren de mantenimientos mayores por lo que al momento de alguna falla, se reemplaza el o los módulos defectuosos.

En la actualidad los sitios de comunicación tienen instalados rectificadores adquiridos por el antiguo Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), estos sistemas abastecen de energía a los equipos de comunicaciones y a su vez, los protegen de sobrevoltajes e irregularidades en las líneas de distribución.

El problema se basa en que estos equipos fueron instalados hace más de 10 años, y aunque algunos estén en buenas condiciones, en los

próximos 5 años estarán sobrepasando su tiempo de vida útil. Sumado a esto, dichos rectificadores ya no cuentan con repuestos en fábrica, lo que agravaría la situación al presentarse una falla.

Este proyecto contempla el reemplazo de veintitrés (23) rectificadores, de los cuales 12 han sobrepasado su vida útil y ya no es posible adquirir repuestos en el mercado y en los próximos 5 años, el resto estarán en la misma condición.

Estos rectificadores son de uso exclusivo para los sistemas de comunicación, medio indispensable para el intercambio de información requerida para la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), según lo establecido en el Reglamento de Operación, MOM 4.3

El proyecto se realizaría escalonadamente en los siguientes sitios de comunicaciones, iniciando con aquellos que tienen más tiempo y estén discontinuados.

Reponer los rectificadores de:

- Cerro Jefe
- S/E Llano Sánchez 1
- Cerro Santa Rita
- S/E Mata de Nance
- Ofic. Llano Sánchez
- S/E Progreso
- Generadora Fortuna
- Generadora La Estrella
- Ofic. Valbuena
- Generadora Bayano
- Cerro Peñón
- Cerro Mena
- Cerro Alto Ibala
- Cerro Canajagua

- Cerro Taboga
- Los Pollos
- Cerro Jesús
- Cerro Tolé
- Cerro Chimenea
- S/E Santa Rita
- S/E Caldera
- Generadora los Valles
- Volcán Barú

Inversión: 264,000.00 US\$

6. REPOSICIÓN DE BANCOS DE BATERÍAS DE COMUNICACIONES

Estos bancos de baterías están instalados en cada sitio de Comunicación o Subestación donde hayan instalados equipos de comunicaciones de la Red de Comunicaciones de ETESA.

Este proyecto contempla la reposición de los bancos de baterías de 48 VDC para el sistema de Comunicaciones de ETESA, que han llegado o están próximos a llegar al fin de su vida útil.

Estos bancos de baterías garantizan el funcionamiento del Sistema de Comunicaciones por Microondas y Fibra Óptica de ETESA, es indispensable que los mismos estén en condiciones óptimas de funcionamiento, debido a que la falta en el fluido eléctrico podría causar una falla de estos y, por consiguiente, la pérdida de comunicación entre las Subestaciones y Agentes de Mercado Eléctrico hacia el Centro Nacional de Despacho.

En caso de suscitarse un apagón nacional, se requiere urgentemente de las comunicaciones y para esto es primordial tener en buen estado los

bancos de baterías que alimentan los equipos de comunicaciones.

Inversión: 319,074.00

7. REPOSICIÓN DEL SITIO MAESTRO DEL SISTEMA DE RADIO COMUNICACIÓN DIGITAL ASTRO 25

A inicios del año 2010 se realizó la instalación del Sistema de Radio Comunicación Digital ASTRO 25, que reemplazo al ya obsoleto sistema Smart Zone. Este sistema se utiliza para comunicación entre Agentes del Mercado Eléctrico y personal de Operaciones y Mantenimiento (líneas y subestaciones) con el Centro Nacional de Despacho para todas las maniobras que se realizan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este proyecto consistió en el suministro e instalación de un Sistema de Radio Comunicación Digital (un sitio maestro y doce sitios de repetición).

El Sitio Maestro (Master Site) ha llegado al fin de su vida útil y el fabricante ha descontinuado ese modelo, por lo que no se cuenta con soporte de fábrica de ningún tipo. Siendo este Sistema el medio de comunicación principal entre CND y Agentes de Mercado Eléctrico (MOM 4.2) y entre CND y el personal de campo, se requiere la reposición de este para garantizar esta comunicación y por ende la seguridad e integridad del personal y del sistema eléctrico.

Inicialmente, la radio comunicación usada en ETESA se realizaba mediante sistemas de radio

comunicación VHF, posteriormente se utilizó un sistema troncal analógico (Smart Zone) en conjunto con el sistema VHF. Estos dos sistemas de radio fueron reemplazados en su totalidad, por el sistema de radio comunicación troncal digital ASTRO 25, con un sitio maestro y siete sitios de repetición. En 2014, se amplió dicho sistema con la adquisición e instalación de cinco sitios de repetición para ampliar y mejorar la cobertura de las comunicaciones.

La adquisición e instalación de este sistema contemplará la ampliación de este en cuanto a la cantidad de usuarios y a la integración de nuevos sitios de repetición (7 @ 12) en función de la optimización y aumento de la cobertura.

De no ser reemplazado el actual sitio maestro, podemos caer en fallas tanto en hardware como software, produciendo caídas del sistema de radio a nivel nacional y quedando inoperante la funcionalidad del sistema radio comunicación, el cual es la vía primaria para operar, mantener y restablecer el Sistema Eléctrico Nacional.

Inversión: 2,305,715.00 US\$

8. REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE PRUEBAS Y MEDICIÓN PARA EL MANTENIMIENTO DE LA RED DE TELECOMUNICACIONES DE ETESA

Los equipos de pruebas y mediciones para los canales de voz y datos, en su gran mayoría, están deteriorados debido a su antigüedad (algunos datan de los años 2000 o antes), por

lo que se hace indispensable su reposición. De igual manera, es necesario reponer equipos para el mantenimiento de la fibra óptica, tales como OTDR, medidores de potencia y fuentes de luz, medidores de tierra y otros.

Se requiere la reposición de los equipos de pruebas, análisis, medición y localización de fallas utilizados en los mantenimientos de las redes de voz y datos de los sistemas de telecomunicaciones de ETESA a nivel nacional. Esto garantiza que las tareas de mantenimiento de la red de telecomunicaciones mantengan un servicio confiable y continuo las 24/7, tal como se requiere para la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Estos equipos, en su mayoría, han sido descontinuados, por lo que el mantenimiento o reparación de estos podría resultar tan costoso o más que su reemplazo.

Debido a la antigüedad de los equipos de mediciones y pruebas, muchos de ellos ya no están en funcionamiento o tienen un desempeño deficiente, por lo que esto provoca tiempos de respuesta altos y/o diagnósticos equivocados.

La falla o falta de estos equipos, se traduce en mayor tiempo de respuesta que se le pueda dar a eventos de pérdida de comunicación en la Red de Comunicaciones y con ello poniendo en riesgo la operación del Sistema Interconectado Nacional por la falta de supervisión en tiempo real del CND de plantas y/o subestaciones.

Inversión: 550,000.00 US\$

9. EQUIPAMIENTO DE MULTIPLEXORES LOOP PARA LA INTEGRACIÓN DE NUEVOS AGENTES

Este proyecto contempla la adquisición de los equipos, dispositivos, accesorios y módulos de comunicación necesarios para la integración de nuevos Agentes de Mercado a la plataforma de telecomunicaciones de ETESA para el intercambio de información requerida en la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Cada año se suman más Agentes al Sistema Interconectado Nacional y debemos estar preparados. De no planificar oportunamente la adquisición de estos equipos, dispositivos, accesorios y módulos de comunicaciones, se dificultaría la integración de los agentes al SIN y el desarrollo adecuado de las operaciones de monitoreo y control e intercambio de información con el Centro Nacional de Despacho.

La falta del equipamiento adecuado en los equipos de comunicaciones de las diferentes subestaciones donde se conectan los Nuevos Agentes puede causar retrasos en la entrada de estos proyectos con la consecuente pérdida económica para el Agente.

Inversión: 100,000.00 US\$

10. ENLACE POR FIBRA ÓPTICA VALBUENA-MATA DEL NANCE

Las oficinas administrativas de ETESA en Valbuena mantienen una red de

comunicaciones con la red de microondas de ETESA, mediante la cual se da el servicio de transporte de las señales de Voz, Datos y Vídeo. Con el transcurrir de los años, para el uso de nuevas herramientas que satisfacen necesidades requeridas en la gestión de la empresa, se demanda un mayor ancho de banda, viendo en este caso la necesidad de una mejora en la capacidad de transmisión en las comunicaciones en Zona 3, realizando la interconexión por FO en el sitio de Valbuena y Mata del Nance, permitiendo servir en este punto también como un Centro de Despacho Alterno.

Este proyecto busca mejorar la comunicación de las Oficinas Administrativas de ETESA en Valbuena, integrando este sitio con la red de FO de ETESA, para hacer óptimo el uso de las herramientas que se utilizan, tales como Maximo, ERP, Office, Infos, Autocad, etc., las cuales demandan gran ancho de banda.

La inversión es de B/. 48,765.00 y contempla trabajos de ingeniería, suministro e instalación del cable ADSS (24 FO), pruebas y puesta en servicio del cable, el cual será instalado hasta la torre T-14 de la nueva línea de transmisión a doble circuito en SE Mata de Nance y SE Boquerón.

El objetivo específico de este proyecto es la Instalación de un cable de FO de 24 hilos en la Provincia de Chiriquí, entre el sitio de ETESA en Valbuena y Mata del Nance.

Inversión: 48,765.00 US\$

11. REPOSICIÓN DE PLANTAS ELÉCTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO

Los sitios de comunicaciones cuentan con generadores eléctricos como respaldo en los momentos en que se presentan interrupciones, daños o fallas en el servicio eléctrico comercial.

En las áreas apartadas de la geografía nacional, donde se ubican los sitios de comunicaciones, específicamente de la Red Troncal y de Microondas de ETESA, suelen ser repetitivos este tipo de incidentes, por lo que se hace obligatorio el contar con un sistema de Respaldo AC en óptimas condiciones que pueda garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica que se requiere en el sitio.

Las Plantas eléctricas de respaldo actualmente datan del año 2004, por lo que ya han cumplido su tiempo de vida útil, además de que no se cuentan con los repuestos necesarios para mantenerlas todas operando, lo que ocasiona fallas en su funcionamiento que han requerido mantenimiento correctivo y no han operado en el momento que se les requiere.

La falla en la operación de las Plantas Eléctricas en el momento que se requiera pudiera ocasionar pérdidas en la comunicación que, a su vez, afectan la operación del Sistema Interconectado Nacional. Dado que estos sitios están en lugares montañosos lejos de los Centros Urbanos, los tiempos de respuestas pueden ser muy prolongados por parte del distribuidor. Aunado a esto, tenemos que los circuitos que alimentan estos sitios corren por áreas

montañosas propensos a fallas por caídas de árboles y tormentas eléctricas en la época lluviosa.

En proyecto en sí, consiste en la reposición de las Plantas Eléctricas Auxiliares de Respaldo y Sistema de Transferencia Automática en nueve (9) sitios de la Red de Comunicaciones de ETESA, en los cuales las Plantas Actuales han cumplido su tiempo de uso o no se cuenta con repuestos.

Tabla 12.2 Sitios con reposición de Plantas auxiliares

Caseta	Provincia	Distrito	Corregimiento
Cerro Peñón	Panamá	San Miguelito	Las Cumbres
Cerro Mena	Panamá	Capira	Campana
Los Pollos	Coclé	Rio Hato	Rio Hato
Cerro Taboga	Coclé	Aguadulce	El Roble
Cerro Canajagua	Los Santos	Las Tablas	Canajagua
Cerro Alto Ibala	Veraguas	Cañazas	Alto Ibala
Cerro Jesús	Chiriquí	San Lorenzo	San Lorenzo
Cerro Chimenea	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
Volcán Barú	Chiriquí	Boquete	Palmira

Inversión: 330,001.43 US\$



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 13

PLAN DE REPOSICIÓN A CORTO PLAZO

PESIN
2020 - 2034





Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 13

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

1. IMPLEMENTACIÓN DE CENTRO DE MONITOREO Y CONTROL

Objetivo

Desde sus inicios, el control y monitoreo de la red de transmisión de La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA), ha sido administrado y operado por el Centro Nacional de Despacho (CND). Las funciones del CND están orientadas a suplir la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el despacho económico de los diferentes agentes del mercado eléctrico.

Buscando el consolidar aún más su perfil como agente del mercado eléctrico, ETESA requiere poder contar con un Centro de monitoreo y control (CMC) de todo el equipo primario de subestaciones y líneas de transmisión a nivel nacional, de igual forma, este centro brindará los aportes para ser el nuevo cerebro operativo de gestión automatizada para la operación y mantenimiento de todos los activos de la empresa (líneas de transmisión, transformadores, interruptores, entre otros, las protecciones de estos equipos y la subestación en general).

La centralización de la información, la integración de los sistemas y la gestión automatizada de control deben ser objetos o tecnologías imprescindibles que requiere una empresa en busca de la optimización

de sus recursos, mayor seguridad en el desarrollo de sus procesos, gestión óptima en la operación y mantenimiento de su sistema.

Descripción

Este proyecto contempla la contratación del suministro, diseños de ingeniería, instalación, y puesta en servicio de un Centro de monitoreo y control (CMC) en la Dirección de Operaciones y Mantenimiento de ETESA. El CMC estará orientado al mantenimiento y supervisión del equipo primario de ETESA, así como la gestión de activos y datos estadísticos, seguridad y demás necesarios para la buena gestión y operación de la red de transmisión.

- Levantamiento en las subestaciones y líneas de transmisión de ETESA de los equipos existentes y los adicionales necesarios con las características para la supervisión, control y adquisición de datos para todos los niveles tensión de equipos primarios de:
- Levantamiento en las subestaciones de ETESA y para el CMC de los equipos existentes y los adicionales necesarios con las características para la supervisión, control y adquisición de datos para todos los niveles tensión.

- Redundancia de alimentación DC y AC.
- Infraestructura de comunicaciones de área amplia (WAN).
- El CMC deberá contar con las siguientes pantallas SCADA HMI, Sistemas de monitoreo de seguridad CCTV/Acceso y cámaras termográficas.
- Estaciones de trabajo (operadores).

Justificación

Un Centro de Monitoreo y Control centralizado, dirigido por personal idóneo de la DOM dentro de sus instalaciones en una ubicación única, optimizaría el proceso de operación y mantenimiento que se lleva a cabo. Este proceso se dilata actualmente en distintas ocasiones debido a que son muchas las personas involucradas que realizan esta gestión, en ubicaciones distintas y bajo diferentes supervisiones.

Este proyecto de implementación de un centro centralizado de los sistemas de comunicaciones y transmisión de la empresa es importante para la gestión interna de la Dirección de operaciones y mantenimiento, y la empresa como tal, y también por las exigencias que demandan las regulaciones en el mercado eléctrico. Además, la implementación de este centro brinda los siguientes aportes:

- Abarata costos de generación obligada o desplazada del sistema.

- Mejora el control en la gestión interna de operación y mantenimiento.
- Más información de resultados, transparente, apta y a la mano de personal calificado.
- Capacitación y apoyo permanente a ingenieros de monitoreo y control.
- Cumplimiento con la normativa para el intercambio de la información.
- Toma de decisiones de manera más rápida y eficaz.

Impacto esperado

El impacto que se busca obtener de la implementación del CMC en la DOM son los siguientes:

- Gestión fortalecida de la DOM, mediante la supervisión constante de procesos y actividades realizadas en la Dirección, breve atención de fallas en el sistema, control de accesos, entre otros.
- Alianzas estratégicas conformadas dentro de la Dirección en pro de la buena comunicación interdepartamental optimizando períodos de respuesta, la seguridad de los activos de la empresa y la calidad del servicio.
- Consolidación de un espacio físico dotado de una infraestructura completa y áreas de esparcimiento para la generación de actividades de capacitación, difusión y concienciación del patrimonio cultural y natural que deseamos preservar

Justificación de Reposición

Debido a que algunos equipos asociados a las líneas y subestaciones de ETESA han cumplido su vida útil y con la finalidad de garantizar el suministro y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, se presentan las reposiciones necesarias basadas en la obsolescencia, mal funcionamiento de los dispositivos u otras causas que justifiquen su reemplazo.

La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa del equipo existente y el desgaste natural de sus piezas internas son variables exógenas que son tomadas en el análisis técnico-económico.

Los equipos reemplazados, en su gran mayoría, presentan problemas de desgaste, mismos que se mitigan hasta cierto punto con la ejecución de los mantenimientos adecuados; sin embargo, pruebas termográficas realizadas a los equipos muestran focos de atención frente a falsos contactos debido a las altas temperaturas a las que se ven expuestos.

Los interruptores de potencia han presentado problemas considerables en su mecanismo de operación, por lo que fue necesario utilizar elementos ya descartados para poder habilitar los interruptores afectados y devolver la confiabilidad del sistema. Por esta razón se recomienda su reemplazo, con la finalidad de garantizar una buena operación del sistema y evitar todo tipo de riesgo que pueda causar una falla inesperada.

El reemplazar estos equipos garantizaría el buen funcionamiento de este, lo que redundará en una mayor eficacia en el control del elemento vinculado a la subestación y, por consiguiente, establecerá una solidez efectiva al SIN (Sistema Interconectado Nacional).

Adicionalmente, la imposibilidad de ejecutar un mantenimiento al equipo debido a la falta de repuestos de los elementos que los compone por la discontinuidad de estos en el mercado evidencia aún más la necesidad su reposición.

El reemplazar las cuchillas motorizadas que datan de una gran cantidad de años de operación garantizaría una mayor eficiencia en la operación tanto local como remotamente, redundando esto en una mayor efectividad y seguridad al momento de realizar maniobras de apertura o cierre en momentos de mantenimientos preventivos y correctivos.

Tomando en cuenta las exigencias de la red eléctrica y el crecimiento de la carga en todo el país, es importante que tengamos en operación óptima todos los equipos de compensación reactiva (Reactores y Bancos de Capacitores).

En pruebas realizadas a los equipos de compensación reactiva, se ha evidenciado que el papel dieléctrico y el núcleo de estos elementos se encuentra contaminado de sulfuro corrosivo, lo que pone en riesgo su correcto funcionamiento.

El reemplazar los equipos de compensación, los cuales poseen un estado no recomendable por la presencia del sulfuro corrosivo, garantizará una mayor eficiencia en la operación lo que redundará a una mayor seguridad a la hora de estabilizar el voltaje del SIN.

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Dirección de Operación y Mantenimiento elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil del equipo a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos.

Normalmente, se realiza mantenimiento a los bancos de baterías una vez al año, logrando así mantener en operación al equipo, sin embargo, esto no corrige el hecho de que ya se ha culminado el periodo de vida útil recomendable para el equipo.

En vista de que la predicción de la vida útil de un equipo depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores tales como: condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico, fallas externas, no es fácil su determinación. Sin embargo, un equipo que actualmente sobrepasa el tiempo de vida de útil recomendado para operación es recomendable su reemplazo debido a que los componentes internos y externos envejecen a medida que transcurre el tiempo, siendo menos eficiente dentro de un sistema.

La disminución de la eficiencia operativa del equipo existente, y otros

desgastes que confronta el equipo, podrían poner en riesgo la operación del equipo y, por ende, la confiabilidad del sistema.

Las reposiciones presentadas a continuación, tienen como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

Se busca reemplazar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio y a su vez, evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

Adicionalmente, es importante mencionar que la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, aun cuando es del tipo todo riesgo, excluye de cobertura a los equipos cuya vida útil técnica se encuentre agotada, según las especificaciones del fabricante.

2. REEMPLAZO DEL T1 S/E MATA DE NANCE

El autotransformador T1 de la Subestación Mata de Nance entró en operación en el año 1978 y las pruebas realizadas al mismo demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y capacidad de 42/56/70 MVA en su embobinado de 230 KV, 36/48/60 MVA en el

embobinado de 115 KV y 30/40/50 MVA en el de 34.5 KV. Debido al crecimiento de carga en la Subestación Mata de Nance y a la generación que entra por medio de embobinado de 115 KV, este autotransformador deberá reemplazarse por un de mayor capacidad (100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV). Se tendrá que verificar si, con la instalación de este nuevo transformador de 100 MVA, será necesario reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

Contrato. GG-069-2016 (Suministro) y GG-134-2017 (Montaje)

Estado: en ejecución

Costo Estimado: B/. 4,501,000

Entrada en Operación: diciembre de 2021

3. REEMPLAZO T2 S/E PANAMÁ

La Subestación Panamá cuenta actualmente con dos autotransformadores, T1 y T2 de 230/115 KV y 105/140/175 MVA y un tercer autotransformador T3 de 230/115 KV y 210/280/350 MVA. Hace poco entró en operación el cuarto autotransformador T4, de 230/115 KV y 210/280/350 MVA.

Las pruebas realizadas a este autotransformador demuestran que presenta problemas de punto caliente interno, por lo cual es necesario reemplazar el mismo por uno de igual capacidad, 105/140/175 MVA

Contrato. GG-069-2016 (Suministro) y GG-134-2017 (Montaje)

Estado; en operación

Costo Estimado: B/. 5,525,480

Entrada en Operación: 30 de junio de 2021

4. REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO

El autotransformador T1 de la Subestación Progreso data del año 1975 y las pruebas realizadas al mismo demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y tiene capacidad de 30/40/50 MVA en sus embobinados de 230, 115 y 34.5 KV.

Debido al crecimiento de carga en la Subestación Progreso, a los proyectos solares fotovoltaicos que han informado su interés de conectarse en esta subestación en los próximos años y las condiciones actuales de este transformador, el mismo deberá reemplazarse por uno con capacidad de 100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, también habrá que verificar si con la instalación de este nuevo transformador de 100 MVA será necesario reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

Contrato. GG-069-2016 (Suministro) y GG-134-2017 (Montaje)

Estado; en ejecución

Costo Estimado: B/. 4,374,000

Entrada en Operación: febrero de 2022

5. REEMPLAZO T3 S/E PANAMÁ

La Subestación Panamá cuenta actualmente con dos

autotransformadores, T1 y T2 de 230/115 KV y 105/140/175 MVA y un tercer autotransformador T3 de 230/115 KV y 210/280/350 MVA. Estos autotransformadores fueron instalados en los años 1992, 1973 y 1981 respectivamente. Hace poco entró en operación el cuarto autotransformador T4, de 230/115 KV y 210/280/350 MVA.

Las pruebas realizadas al autotransformador T3 demuestran que presenta problemas de punto caliente interno y deterioro en su aislamiento interno, por lo cual es necesario reemplazar el mismo por uno de igual capacidad, 210/280/350 MVA.

Es importante señalar que esta es la principal subestación que abastece el área metropolitana y a las principales subestaciones de las empresas distribuidoras ENSA y Gas natural Fenosa.

Contrato. GG-092-2016 (Suministro y Montaje)

Estado: en ejecución

Costo Estimado: B/. 7,525,000

Entrada en Operación: junio de 2022

6. REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE PUESTA A TIERRA TT1/TT2 SUBESTACIÓN MATA DE NANCE Y TT1/TT2 SUBESTACIÓN PROGRESO

El proyecto consiste en realizar las Obras Civiles, Suministro, Montaje, Pruebas y Puesta en Servicio de dos (2) transformadores de puesta a tierra con nivel de tensión de 34.5kV y potencia continua de 5MVA para instalar al aire libre en la subestación Mata de Nance y otros dos (2)

transformadores, con las especificaciones antes mencionadas, en la subestación Progreso.

Se deberá suministrar e instalar todos los cables, herrajes y conectores que sean necesarios para conectar al transformador de puesta a tierra a las instalaciones existentes en las subestaciones antes mencionadas.

7. REEMPLAZO DE CUCHILLAS TRIPOLARES MOTORIZADAS CON CUCHILLA A TIERRA DE 115 KV PARA SUBESTACIÓN LA CALDERA

Las cuchillas tripolares motorizadas con cuchilla a tierra de 115KV son equipos que permiten seccionar las líneas de transmisión y a la vez, permiten aterrizar las líneas de transmisión. Su objetivo principal es que el personal pueda realizar los mantenimientos en cada una de estas líneas con seguridad.

Este proyecto tiene como finalidad el reemplazo de las cuchillas las subestaciones Caldera asociadas a los siguientes circuitos: 115-15, 115-16, 115-17, 115-18, 115-19.

8. REEMPLAZO DE CUCHILLAS TRIPOLARES MOTORIZADAS CON CUCHILLA A TIERRA DE 230KV PARA SUBESTACIÓN LA ESPERANZA, BOQUERÓN 3 Y CAÑAZAS

Las cuchillas tripolares motorizadas con cuchilla a tierra de 230kV son equipos que permiten seccionar las líneas de transmisión y a la vez,

permiten aterrizar las líneas de transmisión, permitiendo que el personal pueda realizar los mantenimientos en cada una de estas líneas con seguridad.

Este proyecto tiene como finalidad el reemplazo de 6 cuchillas en las subestaciones Boquerón 3, La Esperanza y Cañazas.

9. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE 230 KV EN SUBESTACIÓN LA ESPERANZA

Los interruptores de potencia de 230kV de tipo tanque vivo son equipos que permiten proteger las líneas de transmisión y barras asociadas ante cualquier falla que ocurra. Estos son utilizados para seccionar las líneas y barras para el mantenimiento.

Este proyecto tiene como finalidad el reemplazo del interruptor 23A12 de 230kV existente en la nave de ETESA en la subestación La Esperanza, por otro nuevo del mismo tipo en el mismo lugar.

10. REEMPLAZO DE TRES (3) REACTORES DE 230 KV DE LA SUBESTACIÓN VELADERO

Este proyecto contempla la reposición de tres (3) reactores de 230kV en la subestación Veladero ya que actualmente el papel aislante del núcleo, el cual es de vital importancia para el funcionamiento de estos equipos, está deteriorado debido a la contaminación de sulfuro corrosivo en el aceite dieléctrico.

Para reducir los efectos de la corrosión del papel aislante del núcleo, ETESA

aplica pasivador de cobre IRGAMET - 39, sin embargo, esto no detiene la corrosión del cobre de forma definitiva. Por lo antes mencionado, es de suma importancia el reemplazo de estos equipos, los cuales son de vital importancia para el SIN.

11. REEMPLAZO DEL BANCOS DE BATERÍAS S/E GUASQUITAS Y S/E CAÑAZAS

Cada una de estas subestaciones poseen servicios auxiliares que garantizan un correcto funcionamiento de los sistemas esenciales para la operación de la red, en caso de ocurrir una falla con los sistemas de alimentación del sitio. Dentro de los principales elementos podemos mencionar al generador auxiliar diésel y los bancos de baterías.

Normalmente al existir una falla o daño relacionado a la alimentación, entrará a suplir el generador auxiliar, sin embargo, al momento de ocurrir un daño relacionado con este, es esencial que los bancos de baterías estén en óptimas condiciones, ya que estos se encargarán de llevar la energía necesaria a los sistemas esenciales para el correcto funcionamiento de la subestación.

El tiempo de vida de un banco de baterías es alrededor de 12 a 15 años y depende normalmente de las especificaciones y características de cada banco para cada situación determinada de instalación. Los bancos de Guasquitas y Cañazas fueron instalados en los años 2004 y 2008 respectivamente, lo que indica que, a la fecha deberían ser cambiados lo antes posible debido a

que cumplieron con su vida útil, sobrepasando los 15 años de operación.

Si por algún motivo los bancos de baterías no estuvieran en óptimas condiciones y cesara su operación, se apagaría todo tipo de elementos de comunicaciones y protecciones, haciendo imposible un control adecuado de la subestación.

Como resultado del análisis técnico-económico de las alternativas, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de 4 bancos de baterías nuevos.

Inversión: 56,350.00 US\$

12. REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN LOS PATIOS 230/115KV EN S/E PANAMÁ II

El proyecto consiste en invertir en la adquisición de cuatro (4) protecciones de transformador, 22 controladores y cuatro (4) diferenciales de barra nuevos a un costo de US\$595 mil de dólares.

Los relevadores de protección son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal monitorear el estado de las líneas y transformadores de potencia y verificar que los valores de voltaje y corriente estén dentro de los parámetros normales de operación.

Con la entrada en operación de la subestación, los equipos de protección fueron capitalizados contablemente en los libros de la empresa en el año 1999. Considerando que los sistemas de

protecciones tienen una vida útil estadística de 15 años, los equipos instalados ya pasaron dicho periodo. Adicionalmente, el fabricante ABB indicó que los relés en esta subestación se encuentran obsoletos, es decir, que los componentes electrónicos no se fabrican por lo tanto no son reparables.

Por otro lado, estos relevadores tendrán 17 años de servicio ininterrumpido para cuando está programado iniciar las reposiciones.

Por lo general, los relevadores de protección con más de 10 años de servicio ininterrumpido tienen una alta posibilidad de falla porque sufren de un envejecimiento natural de los circuitos electrónicos, hecho corroborado por el fabricante de los equipos.

Por otra parte, los daños colaterales, físicos y económicos, relacionados a una mala operación de estos equipos son un factor crítico que requiere atención.

Lo mencionado en el párrafo anterior se fundamenta en el hecho de que recientemente se han ejecutado libranzas forzadas (Eje. ETESA-637-2013) para reemplazar el relevador de protección del transformador N.2, además de las dos libranzas (ETESA-54-2013) y (ETESA-1145-2008) con los mismos problemas en fechas anteriores, como consecuencia de que el equipo se apagó sin causa justificada, es decir quedó fuera de servicio.

Inversión: 594,991.95 US\$

13. REEMPLAZO DE LOS SECCIONADORES DEL PATIO DE 115 KV DE LA S/E LLANO SÁNCHEZ

La propuesta de reposición consiste en invertir en la adquisición de tres seccionadores motorizados con puesta a tierra y nueve seccionadores manuales nuevos.

Los componentes de mayor vida útil en las subestaciones son los seccionadores de cuchillas; sin embargo, esta puede verse disminuida en gran medida por

desgastes relacionados a su operación regular.

Estos elementos unen o separan de una forma visible diferentes elementos, componentes o tramos del circuito proporcionando, brindando así mayor seguridad frente a cargas eléctricas demasiado elevadas.

Los seccionadores manuales y motorizados capitalizados en los libros contables de ETESA hace más de 33 años son los listados a continuación:

Tabla 13.1 Fecha de capitalización de los equipos

Descripción	Marca	Modelo/Tipo	Serie	Fecha de Capitalización	Nomenclatura
Seccionador Motorizado con CPT	NUEVA MAGRINI GALILEO	SA-123 SPT	136385	1978	11LA10
Seccionador Motorizado con CPT	CLEAVELAND/PRICE	V-2C	02.26.93.8	1978	11LB10
Seccionador Motorizado con CPT	NUEVA MAGRINI GALILEO	SA-123 SPT	136387	1978	11LA20
Seccionador Manual	NUEVA MAGRINI GALILEO	SA-123 SPT	136340	1978	Asoc. Al 11A12
Seccionador Manual	NUEVA MAGRINI GALILEO	SA-123 SPT		1978	Asoc. Al 11A12
Seccionador Manual	NUEVA MAGRINI GALILEO	SA-123 SPT		1978	Asoc. Al 11M12
Seccionador Manual	CLEAVELAND/PRICE	S-5		1978	Asoc. Al 11M12
Seccionador Manual	NUEVA MAGRINI GALILEO	SA-123 SPT		1978	Asoc. Al 11B12
Seccionador Manual	NUEVA MAGRINI GALILEO	SA-123 SPT		1978	Asoc. Al 11B12
Seccionador Manual	NUEVA MAGRINI GALILEO	SA-123 SPT		1978	Asoc. Al 11M22
Seccionador Manual	NUEVA MAGRINI GALILEO	SA-123 SPT		1978	Asoc. Al 11A22
Seccionador Manual	NUEVA MAGRINI GALILEO	SA-123 SPT		1978	Asoc. Al 11A22

Cabe destacar que parte del equipo existente fue adquirido a la compañía italiana Nuova Magrini Galileo (NMG), empresa especializada en la producción de equipos de alta tensión para el transporte de energía, la cual, en el año 2005, fue comprada por el grupo Siemens como parte de su estrategia de obtener mayor participación en el mercado.

Por otra parte, el sistema regulatorio de cuentas para el sector eléctrico establece como rango de depreciación aceptable para “plantas de transmisión”, de 3 a 4%. Este porcentaje equivale a un rango de 25 a 35 años de vida útil.

Tomando en consideración el rango aceptable para la regulación, la recomendación de CIGRE, a través de su Informe estadístico No.176 - “Ageing of the System-Impact on Planning” publicado en diciembre del año 2000, y el estado actual de los seccionadores en mención, se ha convenido que la vida útil estimada para estos equipos es de 30 años.

El desgaste natural en los contactos de los seccionadores asociados a su operación normal de cerrar o abrir el circuito, aunado a la falta de repuestos de los elementos de anclaje eléctrico por la discontinuidad de estos en el

mercado, podrían poner en riesgo la confiabilidad del sistema.

Inversión: 277,409.75 US\$

14. REEMPLAZO DE HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LÍNEAS 230 KV Y 115 KV

Los conductores hilo de guarda tienen la finalidad de proteger los conductores de las fases de posibles descargas atmosféricas que pueden provocar salidas temporales o permanentes del sistema eléctrico nacional. Debido a que se encuentran en áreas donde la contaminación por salinidad es alta, estos conductores han dado muestra de que su ruptura sea inminente por corrosión. También, existen tramos de conductores en los cuales el reemplazo es debido a los años de puesta en servicio del conductor (Línea de Bayano), que datan del año 1980.

La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa del cable existente y el desgaste natural son variables exógenas tomadas en el análisis técnico.

La propuesta de reposición de este elemento consiste en invertir en la adquisición del reemplazo del hilo de guarda Zona 1 y 3 de líneas 230 kV y 115kV.

La probabilidad de que una falla en estos hilos de guarda suceda y el riesgo que corren los circuitos a los cuales ellos protegen, es muy grande. Las consecuencias podrían ser enormes y graves, como la pérdida de líneas de transmisión o que un

transformador de potencia salga de servicio.

Se requiere con premura el reemplazo de estos conductores, ya que estos circuitos traen la generación desde la planta Bayano (AES), Pacora (Pedregal Power) etc. y desde Fortuna, considerando los efectos de la magnitud que estas líneas manejan en relación con la carga que transportan.

15. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES EN S/E PANAMÁ Y S/E CHORRERA

En la explosión de los transformadores de corriente en el pasado 17 de marzo de 2017, se dañaron muchos de los bujes de porcelanas de los interruptores existentes en el patio. Esta condición afecta los niveles de aislamiento que pueden soportar dichos equipos, restando confiabilidad y seguridad en la red de transmisión eléctrica de ETESA. Por lo tanto, se programa reemplazar once (11) equipos existentes afectados por las explosiones de los transformadores de corriente 115kV.

Este proyecto propone reemplazar los interruptores de tanque vivo existentes 115kV de la Subestación Panamá, que ya llegaron al fin de su vida útil. Se contempla la contratación del suministro, diseño, instalación y puesta en servicio de los once (11) interruptores de tanque vivo.

La S/E Chorrera cuenta con un patio de 230 KV, uno de 34.5 kV y 3 Autotransformadores de 230/115/34.5. Este último con una

capacidad total de 250MVA transportando energía hacia el patio de 34.5 KV, en un esquema de un interruptor y medio. Este patio de 34.5 KV conecta a la Empresa Distribuidora EDEMET a través de los circuitos Vacamonte (34-1) Al Torno (34-2 y 34-3) Arraiján (34-8) Capira (34-13 y Aguas de Panamá (34-31), los cuales abastecen de energía eléctrica en la provincia de Panamá Oeste.

En un principio, el patio de 34.5 KV de la Subestación Eléctrica Chorrera, contaba con nueve (9) interruptores de potencia con operación en vacío fabricados en 1996 de la marca ABB: 3A12, 3A22, 3A32, 3M12, 3M22, 3M32, 3B12, 3B22 y 3B32, de los cuales dos (2) fallaron (3A22 y 3A32) por problemas de desgastes en sus mecanismos de operación, que les impedía cerrar y abrir correctamente.

El personal de la Coordinación de Pruebas y Mediciones de la Dirección de Operaciones y Mantenimiento de ETESA, realizó pruebas eléctricas a los interruptores del patio de 34.5 KV de la Subestación Chorrera e indicó que las mediciones de los tiempos de operación (apertura/cierre) de los equipos han aumentado de forma considerable con respecto a los valores de las pruebas realizadas en la fábrica. Además, el interruptor 3M32 presenta una alta resistencia de contacto en una de sus fases. Se adjunta el Informe Técnico de la situación actual de Interruptores de 34.5 KV de la S/E Chorrera con todos los resultados y conclusiones de las pruebas eléctricas realizadas.

La DOM considera el reemplazo de los interruptores del patio de 34.5 KV de

tipo operación en vacío marca ABB del año de 1996, por interruptores con cámara de extinción de Gas Hexafluoruro de Azufre (SF6).

El proyecto consiste en realizar todas las actividades relacionadas al Suministro y Reemplazo de cinco (5) Interruptores de Potencia de 34.5 kV en la Subestación Chorrera:

- Suministro de nueve (9) interruptores de potencia trifásico de 34.5 kV para ser instalados en la Subestación Chorrera.
- Reemplazar nueve (9) interruptores trifásicos de 34.5 kV en la Subestación Chorrera.

16. REEMPLAZO DE PARARRAYOS EN S/E PANAMÁ Y S/E CHORRERA

Los pararrayos protegen a las subestaciones de ETESA de sobretensiones producidas por descargas atmosféricas o por el producto de maniobras dentro de la propia subestación. Si los pararrayos llegaran a fallar, las descargas atmosféricas impactarían directamente sobre las estructuras de la subestación, causando transitorios electromagnéticos en los transformadores y el resto de los equipos.

Con el paso del tiempo, la fatiga generada por las descargas atmosféricas y la canalización de grandes energías a tierra puede causar que los pararrayos empiecen a fallar y dejar de cumplir su función, siendo necesario el reemplazo de estos.

Este proyecto propone reemplazar doce (12) pararrayos en SE Panamá y nueve (9) pararrayos en SE Chorrera, sumando un total de veintiún (21) unidades de 230kV. Los pararrayos existentes ya han dado su vida útil de servicio ininterrumpido y para mantener la confiabilidad de la red, necesitamos reemplazarlos por unidades nuevas.

Los pararrayos de 230kV son instalados en las llegadas y salidas de líneas de transmisión y sirven para controlar la llegada de sobrevoltajes generados por descargas atmosféricas, operaciones en las líneas y otros, de tal manera que dichos sobrevoltajes no entren a dañar los equipos existentes en el patio de 230kV.

Los pararrayos actuales tienen más de veinte (20) años de estar en servicio sin interrupción, para mantener los niveles adecuados de confiabilidad y seguridad en la red de transmisión de ETESA, se gestiona el reemplazo de dichos equipos.

17. REEMPLAZO DE TORRES CORROÍDAS EN PANAMÁ Y COLON

Debido a que algunas torres que soportan los diferentes circuitos de las líneas de ETESA se encuentran deterioradas y para garantizar el suministro y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, se presentan proyectos de reemplazo de algunas torres basados en la inspección realizada donde se comprobó el deterioro de las estructuras por la oxidación debido a diferentes factores

atmosféricos y contaminación ambiental u otras causas.

La reposición se realizaría en torres corroídas en la Provincia de Panamá y Colon.

La disminución de la eficiencia operativa de las torres existentes, la degradación por contaminación ambiental y otros deterioros que confrontan dichas torres, podrían poner en riesgo la operación de transmisión y por ende la confiabilidad del sistema.

18. REEMPLAZO DE BANCOS DE BATERÍAS EN S/E PANAMÁ Y S/E SANTA RITA

Este proyecto tiene como finalidad la reposición del Banco de Baterías de las Subestaciones Santa Rita (2 unidades) y Panamá II (1 unidad).

El sistema auxiliar DC es el respaldo para la operación de los equipos de las subestaciones. A la falta de energía de corriente alterna, la operatividad de la instalación será a través de la carga que provee el banco de baterías. Sin un banco de baterías confiable, no se podría operar la red de transmisión a través de sus equipos en las subestaciones.

Los sistemas de protección y control de una subestación operan alimentados de los bancos de baterías que son parte del sistema auxiliar de DC. Sin estos bancos de baterías y con un apagón en AC, los equipos de protección y control no podrían operar. Los bancos de baterías actuales ya han cumplido su vida útil y han

empezado a presentar problemas técnicos en las celdas.

Es muy importante que los sistemas de protección estén activos y operativos para despejar fallas que podrían dañar el resto de las instalaciones de una subestación. Dichas protecciones operan con corriente directa y no podrían cumplir con su función si los bancos de baterías estuvieran defectuosos

19. REEMPLAZO DE BANCOS DE CAPACITORES EN S/E PANAMÁ Y S/E PANAMÁ 2

ETESA cuenta con Bancos de Capacitores ubicados en las subestaciones Panamá y Panamá II, estos representan gran importancia para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) por la función de aportar reactivo para la regulación del voltaje y cumplir con las normas y estándares de transmisión de energía.

Es de especial interés técnico poner en servicio estos equipos que han presentado fallas para el control adecuado del reactivo en el SIN y mantener la calidad de la energía que transporta. Finalmente, es oportuno señalar que la indisponibilidad actual del equipo de compensación limita la potencia que se puede transportar desde el área de Occidente en donde están ubicadas la mayor cantidad de hidroeléctricas del país, con las consecuentes pérdidas y costos asociados.

Las pastillas están ya afectadas por su operación, por los efectos transitorios resultados de abrir y cerrar los bancos, la exposición a las inclemencias del

medio ambiente como el sol, la humedad y la contaminación ambiental. Estos factores han degradado los parámetros iniciales de cada pastilla, al punto que era imposible lograr un balance adecuado entre las tabletas de capacitores de cada fase.

Los Bancos de Capacitores ubicados en las subestaciones Panamá y Panamá II, son utilizados como medio de control de reactivo, con el fin de que los niveles de voltaje se mantengan en los valores adecuados según las normas. El incumplimiento de estas normas, acarrea penalizaciones a ETESA y afectan la calidad de la energía que le brinda el SIN al usuario final.

Los Bancos de Capacitores actualmente han presentado fallas por distintas causas que han demandado repuestos y reemplazos, ocasionando que se agote su existencia. Visto todo lo anterior, se requiere adquirir pastillas y elementos fusibles para acondicionar dichos bancos de capacitores.

20. REEMPLAZO DE CUCHILLAS MANUALES Y MOTORIZADAS A NIVEL NACIONAL

Este proyecto contempla la contratación del suministro, diseños de ingeniería, instalación y puesta en servicio de las cuchillas manuales y motorizadas a nivel nacional, el mismo está dividido en 6 proyectos que se detallan a continuación:

- Cuchillas manuales S/E Panamá y Llano Sánchez 230 kV.

- Cuchillas motorizadas en S/E Mata de nance 230 y 115 kV
- Cuchillas motorizadas S/E Panamá y Llano Sánchez 230 kV
- Cuchillas mot.It 230-9b (23la20) y 230-10 (23la10) S/E progreso 230 kV
- Cuchillas manuales S/E Llano Sánchez 115 kV
- Cuchillas motorizadas S/E Llano Sánchez 115 kV

En vista de que la predicción de la vida útil de un equipo depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores, tales como: condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico, obsolescencia por falta de recursos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de

confiabilidad, condiciones ambientales y climáticas, calidad de material, etc., no es fácil su determinación.

La probabilidad de que una falla suceda en un periodo determinado resulta de integrar, desde su inicio, la función de distribución normal, calculada con la desviación estándar que corresponda y centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo, hasta el final del periodo en cuestión.

Las cuchillas seccionadoras mencionadas han presentado problemas en los contactos, en los mecanismos de operación, puntos calientes en sus conexiones y han cumplido con su vida útil de operación.

Tabla 13.2 Cuchillas Manuales y Motorizadas S/E Llano Sánchez

SUBESTACION	LOCALIZACION	DESCRIPCION	MARCA
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	23M23	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	23B21	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	23B11	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	23M13	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	3T1	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	3T2	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	11A11	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	11A13	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	11M11	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	11M13	SECCIONADOR MANUAL	CLEAVELAND/PRICE
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	11B11	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	11B13	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	11M21	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	11A23	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	11A21	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	3TT1 FASE ABC	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	11LA10 115N13	SECCIONADOR MANUAL CON CPT	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	23T1	SECCIONADOR MOTORIZADO CON CPT	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	11LB10 115N27	SECCIONADOR MOTORIZADO CON CPT	CLEAVELAND/PRICE
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	11LA20 115N13	SECCIONADOR MOTORIZADO CON CPT	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1		SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1		SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1		SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1		SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1		SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E LLANO SÁNCHEZ 1		SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	ROYAL SWITCHGEAR MFG

Tabla 13.3 Cuchillas Manuales y Motorizadas S/E Mata de Nance

SUBSTACION	LOCALIZACION	DESCRIPCION	MARCA
S/E MATA DE NANCE	3T1	SECCIONADOR APERTURA CENTRAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3T2	SECCIONADOR APERTURA CENTRAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	SA22	SECCIONADOR APERTURA CENTRAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3A11	SECCIONADOR APERTURA CENTRAL CBB	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3A13	SECCIONADOR APERTURA CENTRAL CBB	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3B11	SECCIONADOR APERTURA CENTRAL CBB	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3B13	SECCIONADOR APERTURA CENTRAL CBB	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3B23	SECCIONADOR APERTURA CENTRAL CBB	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3B21	SECCIONADOR APERTURA CENTRAL CBB	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23M13	SECCIONADOR MANUAL	CLEAVELAND/PRICE
S/E MATA DE NANCE	23B23	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	11B13	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23T1 FASE	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23B33	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23B31	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23M33	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23M31	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23A33	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23A31	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23A21	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23A23	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23M23	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23B21	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23B13	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23M11	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23A13	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23A11	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	11T1 FASE ABC	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	11T2 FASE ABC	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3TT1	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3TT2	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	11B11	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	11M13	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	11A13	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	11A11	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	11A21	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	11A23	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	11M21	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	SA1	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23T3 FASE	SECCIONADOR MANUAL	CLEAVELAND/PRICE
S/E MATA DE NANCE	23B11	SECCIONADOR MANUAL	CLEAVELAND/PRICE
S/E MATA DE NANCE	23M21	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	11M11	SECCIONADOR MOTORIZADO	CLEAVELAND/PRICE
S/E MATA DE NANCE	23T2 FASE	SECCIONADOR MOTORIZADO CON CPT	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23LB30 23N7	SECCIONADOR MOTORIZADO CON CPT	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23LA20 23N6B	SECCIONADOR MOTORIZADO CON CPT	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23LB20 23N8	SECCIONADOR MOTORIZADO CON CPT	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	23LA10 23N9	SECCIONADOR MOTORIZADO CON CPT	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	11LB10 115N16	SECCIONADOR MOTORIZADO CON CPT	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	11LB20 115N15	SECCIONADOR MOTORIZADO CON CPT	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	11LA20 115N13	SECCIONADOR MOTORIZADO CON CPT	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	11T3 FASE ABC	SECCIONADOR MOTORIZADO CON CPT	CLEAVELAND/PRICE
S/E MATA DE NANCE	3B31	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3B23	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3R21	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3LA10 34-15	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3M11	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3M13	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3LB10 34-10	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3A21	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3A23	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3LB20 34-11	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3A31	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3A33	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3M31	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3M33	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3T3	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3LA20 34-9	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3M21	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3M23	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E MATA DE NANCE	3R11	SECCIONADOR TIPO CUCHILLA	NUOVA MAGRINI GALILEO

Tabla 13.4 Cuchillas Manuales y Motorizadas S/E Panamá

SUBSTACION	LOCALIZACION	DESCRIPCION	MARCA
S/E PANAMÁ	NAVE 1 - 23M13	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E PANAMÁ	NAVE 2- 23B21	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E PANAMÁ	NAVE 2- 23M23	SECCIONADOR MANUAL	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E PANAMÁ	TRANSFORMADOR T3- 23T3	SECCIONADOR MOTORIZADO	CEME
S/E PANAMÁ	NAVE 1 - 23LB10	SECCIONADOR MOTORIZADO CON CPT	WESTING HOUSE
S/E PANAMÁ	NAVE 2- 23LB20	SECCIONADOR MOTORIZADO CON CPT	NUOVA MAGRINI GALILEO
S/E PANAMÁ	NAVE 4 - 11T3	SECCIONADOR MOTORIZADO CON CPT	CEME

21. REEMPLAZO DE CONTADORES DE DESCARGA CON MILIAMPERIMETRO PARA LINEAS DE 230KV Y 115KV ZONA 3

Este proyecto contempla el suministro para instalación por parte del personal de ETESA de sesenta y tres (63) contadores de descarga con miliamperímetro para su ubicación en las salidas de líneas de las diferentes subestaciones. La función de estos equipos es tomar las lecturas de las descargas registradas y poder tener la lectura en miliamperios de la corriente de fuga del pararrayos. Actualmente, es imposible realizar estas lecturas ya que los contadores de descarga cumplieron su periodo de vida útil y la mayoría de ellos están dañados.

Es necesario realizar este proyecto para darle confiabilidad a las líneas de transmisión y a nuestros usuarios del mercado eléctrico en la época lluviosa, ya que nuestras líneas atraviesan zonas de alta densidad de descarga atmosférica. Cada descarga que deja fuera un circuito donde hay un generador, indispone la línea y ese tiempo significa dinero, por lo que, en un mercado eléctrico como el nuestro, se debe de garantizar la disponibilidad de nuestros equipos.

Los contadores de descarga de 230kV y 115kV han cumplido su vida útil, algunos de ellos ya se encuentran dañados con problemas en el visor, contador y medidor de corriente de fuga.

22. REEMPLAZO DE CUCHILLAS TRIPOLARES MANUALES DE 34.5 KV PARA INTERRUPTORES DE LA

SUBESTACIÓN MATA DE NANCE Y PROGRESO

Se propone el reemplazo de veintiséis (26) cuchillas tripolares manuales de 34.5KV existentes por otros nuevos del mismo tipo en la subestación Mata de Nance y Progreso.

Las cuchillas tripolares manuales de 34.5KV son equipos que permiten seccionar los interruptores de potencia de 34.5KV y, a la vez, permiten que el personal pueda realizar los mantenimientos en cada uno de los interruptores con seguridad. Este proyecto tiene como finalidad el reemplazo de las cuchillas tripolares manuales de 34.5 KV en las subestaciones Mata de Nance y Progreso.

23. REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL PT DE 34.5 KV EN SUBESTACIÓN PROGRESO

Se propone el reemplazo de doce (12) transformadores de potencial de 34.5kV en la subestación Progreso.

La subestación Progreso, ubicada en el Distrito de Barú, Provincia de Chiriquí, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de tres patios 230/115/34.5 kV.

El patio de 230kV no solo funciona como el punto de interconexión entre el Sistema Integrado Nacional (SIN) con Centro América, sino que también permite trasladar la generación proveniente de las centrales hidroeléctricas Baitún y Bajo Mina (144 MW) a los centros de carga a través de las líneas de transmisión

230-10, 230-9B, 230-27 y 230-28 respectivamente.

Los transformadores de tensión son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal, llevar los valores de voltaje a unidades apropiadas para ser medidas por los equipos (medidores y relevadores); es decir, separar eléctricamente el circuito que se desea medir, de los instrumentos de medición.

Con la entrada en operación de la subestación, los transformadores de tensión fueron capitalizados contablemente en los libros de la empresa en 1976 y actualmente estos equipos ya tienen 43 años de servicio.

24. REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL PT DE 34.5 KV EN SUBESTACIÓN MATA DE NANCE

El proyecto consiste en el reemplazo de seis (6) transformadores de potencial de 34.5kV en la subestación Mata de Nance.

Como se ha mencionado en este documento, los transformadores de tensión son dispositivos que llevan los valores de voltaje a unidades apropiadas para ser medidas por los equipos (medidores y relevadores).

Con la entrada en operación de la subestación, los transformadores de tensión fueron capitalizados contablemente en los libros de la empresa en 1976 y actualmente estos equipos ya tienen 43 años de servicio.

25. REPOSICIÓN DE GATEWAYS EN LOS SISTEMAS AUTOMATIZADOS DE SUBESTACIONES (SAS) DE ETESA

Este proyecto contempla la reposición de doce (12) *Gateway* que han llegado o están próximos a llegar al fin de su vida útil. Estos *Gateway* garantizan el funcionamiento del Sistema Automatizado de Subestaciones (SAS). Es indispensable que los mismos estén en condiciones óptimas de funcionamiento, debido a que alguna falla de sus componentes electrónicos internos podría causar la pérdida de la supervisión, control y medición de las subestaciones antes mencionadas, remotamente con el CND y localmente con el HMI.

Estos *Gateway* están instalados en cada subestación de ETESA donde haya equipos electrónicos inteligentes (IEDs), como por ejemplo relevadores de protección o controladores de bahía.

Dentro del plan de mantenimiento anual (PMA) son considerados los equipos *Gateway*, en donde se programa una visita técnica, en la cual se verifican sus componentes, hardware y software. Se da mantenimiento preventivo realizando verificaciones de alarmas del sistema operativo, recursos del sistema, y respaldos del sistema operativo y de la base de datos del software SCADA.

Se desea evitar la pérdida de comunicación de los *Gateway* aguas abajo con los relevadores y controladores, y aguas arriba con las comunicaciones hacia el Centro Nacional de Despacho (CND). La falla

de los Gateway produciría la pérdida de supervisión, control y mediciones de las subestaciones por parte de los despachadores del CND. La no reposición de los Gateway podría comprometer la seguridad del SIN al no poder el CND controlar el sistema.

Esta reposición se realizará con la finalidad de evitar la falla de estos y de esta manera garantizar la continuidad del servicio del HMI local y SCADA hacia CND. El proyecto se contempla realizar en 5 etapas iniciando en 2020 y finalizando en 2024, de esta manera se garantiza el reemplazo de los Gateway que en esas fechas hayan finalizado su vida útil. Para los Gateway, no se garantiza su operación cuando estén próximos a llegar y/o después de haber alcanzado su vida útil, lo cual representa un gran riesgo para el sistema.

El objetivo específico es reponer los Gateways que hayan cumplido o estén próximos a cumplir 10 años de servicio entre los años 2020 al 2024, que es el tiempo en que se estima su vida útil bajo condiciones normales de operación.

Inversión: 175,000.00 US\$

26. REPOSICIÓN DE REGISTRADORES DE OSCILOGRAFÍAS A NIVEL NACIONAL

Los registradores de oscilografías son dispositivos que permiten grabar las ondas de voltaje y corriente de los equipos de una subestación cuando alguna de estas ondas sobrepasa los límites ajustados. Esto nos permite

realizar un análisis global de lo ocurrido en una subestación y en el SIN al presentarse un evento, a diferencia de la oscilografía de un relé de protección, que sólo proporciona información si el equipo de protección es llamado a operar y la información que presenta sólo es del equipo que protege.

Es importante que los registradores de oscilografías estén instalados en subestaciones importantes, tales como subestaciones que concentran un gran número de generadores, como también en subestaciones de carga importante. Actualmente, tenemos instalados registradores de oscilografías en las siguientes subestaciones: Panamá, Chorrera, Llano Sánchez (la parte vieja), Mata de Nance, Boquerón III, Fortuna y Changuinola.

Se realizó una consulta a fábrica y nos informan que los equipos ya están obsoletos y no se tienen disponibilidad en fábrica para respaldo. En la Tabla 13.5 se presentan los registradores de oscilografías que requieren reemplazo, incluyendo el registrador de oscilografía portátil.

Tabla 13.5 Oscilógrafos que requieren reemplazo

Subestación	Modelo	Fabricante	Medio de Comunicación	Año de Instalación	Año de Actualización
Panamá	IDM T2	Hathaway	Ethernet	1996	2002
Chorrera	IDM T2	Hathaway	Ethernet	1997	2002
Llano Sánchez	DFR1200	Hathaway	Modem	1995	2003
Mata de Nance	DFR1200	Hathaway	Modem	1986	---
Fortuna	DFR1200	Hathaway	Modem	1983	---
Portátil	IDMT1	Hathaway	Modem	1995	---

Por otro lado, es importante mencionar que la Metodología para Normar el Intercambio de Información para la Elaboración de los Informes de Eventos en el Sistema Interconectado Nacional en su acápite MIE.6.8 establece lo siguiente:

“Los agentes de Mercado deben procurar que la información asociada a un evento (registros, oscilografías, etc.) esté disponible para su análisis y buscarán los mecanismos necesarios para que la memoria de sus equipos cuente con la capacidad suficiente para grabar durante el tiempo necesario, desde la condición de pre falla hasta que la falla sea despejada.”

En el caso de los registradores de oscilografías, el mantenimiento se realiza cotidianamente al bajar información de eventos suscitados en la red de transmisión, por lo que no existe una periodicidad fija, sino que depende de la cantidad de eventos ocurridos en el SIN.

En la administración continua de los registradores de oscilografías existentes se han observado las siguientes anomalías:

Tabla 13.6 Anomalías Oscilógrafos

Subestación	Descripción de Anomalía
Panamá	Dos de los cinco equipos que conforman el registrador de oscilografías presentan daño interno imposibilitando la comunicación con estos y los registros de las señales análogas conectadas a ellos.
Llano Sánchez	La comunicación remota con estos dispositivos es vía modem. El tipo de comunicación presenta problemas continuamente. Actualmente es difícil encontrar modems para establecer comunicación con estos equipos debido a lo obsoleto de su tecnología.
Mata de Nance	
Fortuna	
Potátil	Presenta daño en sus convertidores análogos-digitales y no permiten una representación correcta de las ondas de voltaje y corrientes.

Además, es importante destacar que a pesar de que los registradores de falla de subestación Chorrera no han presentado fallas, aún se debe tomar en cuenta que la fábrica de estos dispositivos ya considera el modelo del registrador como obsoleto y ha manifestado no contar con disponibilidad de repuestos.

Como resultado del análisis técnico-económico de las alternativas, el equipo técnico de ETESA propone proceder a las siguientes adquisiciones:

a. Cinco (5) registradores de oscilografías con las siguientes características mínimas:

- Voltaje de alimentación de 125 Vdc
- Entradas de corriente de 5 Amperios.
- Entradas de voltaje AC
- Entradas digitales
- Unidad local de almacenaje.

- Localizador de falla por onda viajera.
- Interfaz Hombre-Máquina con pantalla de cristal líquido
- Puertos de comunicación trasera para interrogación remota por medio de TCP/IP.
- Puertos de comunicación frontal para comunicación local.
- Capacidad de registro oscilografías en formato COMTRADE.
- Software de gestión con capacidad de almacenar oscilografías y realizar algunos análisis como distancia a la falla, análisis de armónicos y otros.

b. Un (1) registrador de oscilografía portátil.

- Voltaje de alimentación de 125 Vdc
- Entradas de corriente de 5 Amperios con pinzas que permitan su fácil conexión sin desconectar el circuito de corriente principal.
- Entradas de voltaje AC
- Entradas digitales
- Unidad local de almacenaje.
- Interfaz Hombre-Máquina con pantalla de cristal líquido
- Puertos de comunicación trasera para interrogación remota por medio de TCP/IP.
- Puertos de comunicación frontal para comunicación local.
- Capacidad de registro oscilografías en formato COMTRADE.
- Software de gestión con capacidad de almacenar oscilografías y realizar algunos análisis como distancia a la

falla, análisis de armónicos y otros.

Conclusiones técnicas

El reemplazo de estos equipos redundará en un mejor servicio, garantizará un análisis de evento detallado y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

- Reducir la probabilidad de daños inesperados: Los equipos existentes han cumplido su vida útil y los reportes testifican que ya es necesario su reemplazo.

- Mejor análisis de los eventos ocurridos en el SIN: Los registradores de oscilografías permiten observar un amplio panorama de lo ocurrido en una subestación completa a pesar de que la falla haya ocurrido sólo en un circuito. Esto nos permite realizar un mejor análisis de lo ocurrido especialmente en eventos mayores, tales como colapsos del SIN. Adicional, los nuevos registradores de oscilografías tienen localizadores de fallas basados en onda viajera, la cual permitirá la localización precisa de la falla ya que no se verá afectada por las impedancias mutuas de las líneas y así permitirá al personal de líneas reparar el daño ocurrido en un menor tiempo.

- Modernización: El nuevo equipo será de tipo microprocesado basado en comunicación tipo Ethernet, lo que permite una mejor comunicación remota con cada uno de los registradores.

Inversión: 285,304.00 US\$

27. REEMPLAZO DE RTUs

Se propone el reemplazo de las Unidades Terminales Remotas (RTU), que abastecen de datos de estado y medición de líneas y subestaciones de transmisión. Estas permiten el control adecuado de los dispositivos de campo desde el SCADA ubicado en el Centro Nacional de Despacho (CND).

El objetivo es el reemplazo de 40 Unidades Terminales Remota (RTU), periféricos de campo parte del SCADA.

Las unidades existentes son diseños del año 2005, por lo que su vida útil de 10 años se ha sobrepasado y su obsolescencia obliga su renovación.

Descripción del Proyecto

Este proyecto consiste en suplir cada año, diez (10) RTU hasta completar cuarenta (40) unidades.

Estas RTUs, son piezas fundamentales para la correcta adquisición de data de medición y estado, para el control de los transformadores, interruptores, líneas de transmisión y cuchillas en campo que mancomunadamente informa al SCADA en el Centro nacional de Despacho (CND).

Se reemplazarán todas las RTUs existentes en las Subestaciones de observabilidad en el SCADA actualmente: Panamá 2, Panamá, Panamá concentrador, Chorrera, Llano Sánchez, Mata del Nance, Caldera, Estrella, Los Valles, Boquerón III, Progreso, Charco Azul,

Fortuna, Changuinola, Guasquitas, Bayano, Cáceres, Las Minas 44, Las Minas 1, Las Minas 2, Chilibre, Cemento Panamá, Panam, Miraflores, Pacora, Llano Sánchez concentrador, San Bartolo, Veladero viejo, Mata del Nance concentrador, Cañazas.

El reemplazo de las RTUs existentes, va a dotar a la adquisición de datos de campo de más opciones de interface con dispositivos inteligentes de última generación que se incorporan al Sistema Interconectado Nacional (SIN), también mayor velocidad al informar al SCADA de las incidencias en la red eléctrica, mismo que permitirá mayor velocidad en el automatismo de las aplicaciones de control, monitoreo y diagnóstico de estado del sistema eléctrico.

Inversión: 2,160,000.00 US\$

28. MEJORAS AL SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS POR RELÉS

Interesado en brindar una respuesta rápida y eficiente a los eventos que se suscitan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), se propone realizar mejoras de ampliación al sistema de adquisición de datos de los relés instalados a lo largo del sistema de transmisión.

Pruebas realizadas con los sistemas automatizados para la adquisición de datos por relés y eventos nos han demostrado que la carga de tráfico en las redes informáticas y los tiempos de respuesta en la descarga de eventos se ven considerablemente afectados debido la cantidad de equipos interrogados por los softwares de

manera simultánea. Por tal motivo, la ampliación del proyecto implica la adición de procesadores de comunicaciones intermedios sirviendo de interface entre los softwares de adquisición de datos y los relevadores de protección y control, de esta manera se logra distribuir la carga de procesamiento, canales de comunicaciones, anchos de banda, y tráfico necesario. Esto se realiza para mejorar los tiempos de respuesta y aminorar el tráfico por las redes informáticas, llevando el sistema a un punto óptimo de eficiencia y utilización de los recursos de infraestructura informática existentes. Para tal fin, se realizará la adquisición de datos automatizados utilizando protocolos estándar como TCP/IP, FTP y Telnet, con el fin de realizar la recolección de datos de manera más eficiente aminorando el tráfico por las redes LAN y WAN de la empresa.

Con la reposición de estos elementos se conseguiría lo siguiente:

- Evitar la pérdida de registros de fallas y oscilografías de los relevadores de protección y control cuando son sobrescritos por eventos recientes.
- Ampliar la cobertura del proyecto de adquisición de datos por relés al instalar concentradores de comunicaciones en las subestaciones que aún no están integradas al sistema automatizado de adquisición de datos.
- Hacer mejor uso del ancho de banda y capacidad de procesamiento por las redes WAN y LAN de la empresa.

- Integración al sistema por medio de la adición de concentrador de comunicaciones en S/E Veladero para la integración de 6 relevadores al proyecto.
- Integración al sistema por medio de la adición de concentrador de comunicaciones en S/E Chorrera para la integración de 7 relevadores al proyecto.
- Integración al sistema por medio de la adición de concentrador de comunicaciones en S/E Llano Sánchez para la integración de 17 relevadores al proyecto.
- Integración al sistema por medio de la adición de concentrador de comunicaciones en S/E Guasquitas para la integración al proyecto por protocolo TCP/IP.
- Integración al sistema por medio de la adición de concentrador de comunicaciones en S/E Changuinola para la integración de 1 relevadores al proyecto.
- Integración al sistema por medio de la adición de concentrador de comunicaciones en S/E Panamá 2 para la integración de 11 relevadores al proyecto.
- Integración al sistema por medio de la adición de concentrador de comunicaciones en S/E Panamá para la integración de 27 relevadores al proyecto.
- Integración al sistema por medio de la adición de concentrador de comunicaciones en S/E Bayano para la integración de 4 relevadores al proyecto.
- Integración al sistema por medio de la adición de concentrador de comunicaciones en S/E Bahía Las Minas para la integración de 2 relevadores al proyecto.

- Integración al sistema por medio de la adición de concentrador de comunicaciones en S/E Caldera para la integración de 11 relevadores al proyecto.
- Integración al sistema por medio de la adición de concentrador de comunicaciones en S/E Cañazas para la integración al proyecto por protocolo TCP/IP.
- Integración al sistema por medio de la adición de concentrador de comunicaciones en S/E Boquerón para la integración de 16 relevadores al proyecto.
- Integración al sistema por medio de la adición de concentrador de comunicaciones en S/E Santa Rita para la integración de 21 relevadores al proyecto.
- Integración al sistema por medio de la adición de concentrador de comunicaciones en S/E La Estrella para la integración de 2 relevadores al proyecto.
- Integración al sistema por medio de la adición de concentrador de comunicaciones en S/E Los Valles para la integración de 2 relevadores al proyecto.

Inversión: 152,105.76 US\$

29. REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROTECCIONES DIFERENCIALES DE LÍNEAS 230KV Y 115KV

ETESA velando por la seguridad, selectividad y confiabilidad de los equipos bajo su responsabilidad, propone INCLUIR en las mejoras el esquema de protección de respaldo de las líneas de transmisión de la red de ETESA. Para tal fin se propone

utilizar la protección diferencial de línea, con canal de comunicación por fibra óptica, en reemplazo de los esquemas de protecciones de distancia secundario de las líneas, de manera tal que podamos complementar y cumplir con la resolución **AN No. 036-Elec.**, del **1 de junio de 2006**, dada por la ASEP aún para líneas con una longitud mayor a 60 km. De esta forma quedará establecido a la finalización del mencionado proyecto, que las líneas serán protegidas con un esquema redundante de protecciones diferenciales; utilizando canal de comunicaciones por fibra óptica dedicada y multiplexada.

En esta modificación no hay variación en el monto del proyecto, sino que sólo amplía el tiempo de ejecución de este debido a que para la instalación de los equipos se ha tenido que coordinar con la puesta en servicio de otros proyectos del SIN ya que las libranzas para la ejecución de los trabajos no pueden ser coincidentes lo cual ha provocado una variación en el cronograma de instalación.

Incluir las reposiciones de las protecciones de respaldo en este proyecto significaría un valor agregado en la confiabilidad y selectividad de los esquemas de protección de la red de transmisión de ETESA.

En la aplicación de estos equipos aprovechamos los avances tecnológicos en materia de comunicación de los relevadores de protección diferencial utilizando fibra óptica dedicada y multiplexada que ahora tienen un alcance mayor y se

pueden proteger líneas mayores a los 60Km. Además, ahora los relevadores son multifuncionales, es decir, cuentan con diferentes funciones que pueden ser activadas. Para casos prácticos pueden coexistir la protección diferencial con la de distancia, aprovechando ambos algoritmos en el buen desempeño de operación ante fallas eléctricas.

La reposición de las *protecciones secundarias* en el proyecto se ejecutará en las siguientes líneas eléctricas:

Tabla 13.7 líneas con reposiciones de protecciones secundarias

Circuito	Líneas
230-1A	BAYANO - PACORA
230-1B	PACORA - PANAMA II
230-1C	PANAMA II - PANAMA
230-2C	PANAMA II - PANAMA
230-3A	PANAMA - CHORRERA
230-3B	CHORRERA - EL HIGO
230-3C	EL HIGO - LL.SANCHEZ
230-4A	PANAMA - CHORRERA
230-4B	CHORRERA - EL HIGO
230-4C	EL HIGO - LL.SANCHEZ
230-5A	LL.SANCHEZ - VELADERO
230-5B	VELADERO - MATA NANCE
230-6A	LL.SANCHEZ - BELLA VISTA
230-6B	BELLA VISTA - VELADERO
230-6C	VELADERO - MATA NANCE
230-16	VELADERO - GUASQUITAS
230-17	VELADERO - GUASQUITAS
230-18	GUASQUITAS - FORTUNA
230-29	GUASQUITAS - CAÑAZAS
230-30	CAÑAZAS - CHANGUINOLA
230-20A	FORTUNA - LA ESPERANZA
230-20B	LA ESPERANZA - CHANGUINOLA
230-7	MATA NANCE - FORTUNA
230-8	MATA NANCE - FORTUNA
230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III
230-9B	BOQUERON III - PROGRESO
115-3A	PANAMA - CHILIBRE
115-3B	CHILIBRE - LAS MINAS 2
115-4A	PANAMA - CEMENTO PANAMA
115-4B	CEMENTO PANAMA - LAS MINAS 2
115-12	PANAMA - CACERES
115-37	PANAMA - CACERES SUBT.
115-1A	CACERES - STA. RITA
115-1B	STA. RITA - CATIVA 2
115-1C	CATIVA 2 - LAS MINAS 1
115-2A	CACERES - STA. RITA
115-2B	STA. RITA - LAS MINAS 1
115-15	MATA NANCE - CALDERA
115-16	MATA NANCE - CALDERA
115-17	CALDERA - LA ESTRELLA
115-18	CALDERA - LOS VALLES

El proyecto se debe enfocar desde dos (2) puntos de vista principales:

1. Esta alternativa, permitirá mejorar la sensibilidad, selectividad y velocidad de disparos en ambos extremos de la línea.
2. Los relevadores existentes (REL531, LFCB102, OPTIMHO) deben ser cambiados por las siguientes condiciones operativas:

Tecnología Obsoleta: Los equipos de protección utilizados como respaldo son considerados obsoletos y extintos por los fabricantes. Esto quiere decir, que al presentarse algún daño en alguno de esos relevadores no contamos con el soporte de fábrica para la reparación de estos.

Los relevadores actuales tienen algoritmos de protección mejorados y una de las principales ventajas de obtener nueva tecnología es la obtención de más información para el análisis de eventos, lo que permite una repuesta más rápida por parte del grupo de protección.

Fin del Periodo de Vida Útil: En el año propuesto para el reemplazo, los equipos contarán con más de 10 años de estar en servicio, estarán próximos de completar su periodo de vida útil sin tener garantía de fábrica contra cualquier daño que le ocurra. Por lo tanto, es necesario que sean reemplazados.

Inversión (hasta el 2020):
1,409,344.06 US\$

COSTOS PROYECTO ADICIONAL
(protecciones secundarias)

Inversión Adicional: 2,992,392.36 US\$

Inversión total: 4,401,736.42 US\$

La cantidad de relevadores diferenciales corresponden al reemplazo de una protección en cada extremo de las líneas detalladas más dos relevadores de repuestos.

El costo de los materiales eléctricos contempla el suministro de cable de control, terminales, borneras de conexión, bloques de prueba, etiquetas para cable, patchcord y su protección.

30. REPOSICION DE EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA PARA PRUEBA DE PROTECCIONES

Reemplazar dos equipos de inyección secundaria para prueba de relevadores que han cumplido su vida útil y no están trabajando adecuadamente.

Los equipos de inyección secundaria son una de las herramientas principales para realizar pruebas a los relevadores de protección. Con las pruebas realizadas se comprueba el desempeño de las protecciones que están instaladas y operativas como parte de la rutina de mantenimiento, como también los relevadores de protección que van a ser instalados en la red de transmisión.

Con los equipos de inyección secundaria se simulan fallas para entregar a los relés de protección, de manera que se pueda verificar que los relés de protección actuarán conforme a los ajustes programados en ellos. Como mínimo, deben tener las siguientes características.

- Tres (3) canales generadores de voltaje AC/DC.
- Seis (6) canales generadores de corriente AC/DC.
- Simulador de batería de 0 – 250 Vdc.
- Diez (10) entradas binarias de inicio/parada/monitor
- Cuatro (4) contactos de salida binaria.
- Temporizador de 0.0001 a 99999.99 segundos
- Software de gestión con las siguientes características.
 - Pickup/drop off automático y tiempo de operación para prueba de relés de sobrecorriente direccionales y no direccionales.
 - Pickup/drop off automático y tiempo de operación para prueba de relés de sobre/bajo voltaje.
 - Pickup/drop off automático y tiempo de operación para prueba de relés baja/sobre frecuencia.
 - Pruebas automáticas para la característica diferencial.
 - Pruebas automáticas para características de distancia.
 - Facilidad de crear rutinas de prueba para relés.
 - Capacidad de importar archivos RIO
 - Reproducción de archivos COMTRADE.

- Pruebas basadas en el sistema.
- Pruebas de relés y subestaciones para mensajes GOOSE en IEC 61850.
- Accesorios para sincronizar los equipos de prueba para la ejecución de pruebas End to End, como también sus cables generadores, caja de transporte resistente.

Los dos equipos de prueba modelo FREJA 300 que requieren ser reemplazados fueron adquiridos en el año 2004 y los mismos han estado presentando una serie de anomalías tales como:

- Problemas de comunicación con el software que los controla,
- No entregan las cantidades de corriente y voltaje solicitados.
- Han cumplido su vida útil. Los mismos tienen más de 15 años de operación.
- Han sido declarados como “descontinuados” por fábrica, lo cual implica, la disminución en el soporte técnico. Esto limita la posibilidad de garantizar tener un equipo calibrado para las pruebas.

El reemplazo de los equipos de inyección secundaria redundará en un mejor servicio, garantizará la ejecución de las pruebas a los relés de protección y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

- Reducir la probabilidad de daños inesperados: Los equipos

existentes han cumplido su vida útil y los reportes testifican que ya es necesario su reemplazo.

- Cumplir con el Plan de Mantenimiento de Protecciones: Los equipos de inyección secundaria nos permitirá realizar las pruebas programadas de mantenimiento a los relés de protección y así garantizar el funcionamiento óptimo de las protecciones y por ende mayor confiabilidad al SIN.

- Cumplir con el Plan de Reposición de Protecciones: Los equipos de inyección secundaria nos permitirán realizar las pruebas a las protecciones nuevas antes de ser instaladas en sitio. Con la adquisición de los equipos de inyección secundaria se realizan pruebas de laboratorio a las protecciones antes de su puesta en servicio.

- Modernización: El nuevo equipo permite crear plantillas de pruebas y rutinas que reducirán la ejecución de las pruebas. Aunado a esto, permite tener un registro con gráficos de las pruebas realizadas, lo que reduce el tiempo en la confección de informes. Adicionalmente, se agrega la funcionalidad de realizar pruebas basadas en el sistema en el como tal, no sólo en los ajustes de las protecciones, sino en el modelo de red a probar. Esto permite simular fallas más reales y verificar el comportamiento de los relés de protección de forma más detallada, como también la ayuda en la búsqueda de problemas.

Inversión: 205,000.00 US\$

31. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES S/E PROGRESO

La Subestación Progreso tiene, entre sus funciones, que suplir energía a Petroterminal (PTP) por medio de la Subestación Charco Azul, utilizando el interruptor 11LA12, el cual ha cumplido actualmente su periodo de vida útil de operación y presenta deterioro en sus componentes. ETESA, conociendo la alta importancia de la debida operación de la Subestación Charco Azul, la cual alimenta a Petroterminal (PTP), requiere reemplazar el interruptor antes mencionado.

Este proyecto contempla la contratación del suministro, diseño, instalación y puesta en servicio del interruptor 11LA12 de la Subestación Progreso.

32. REEMPLAZO CTs A NIVEL NACIONAL y PANAMÁ 230 y 115 KV

ETESA, en las subestaciones eléctricas, cuenta con transformadores de corriente (CTs) que son utilizados para la medición y los esquemas de protección de la subestación. En todas las subestaciones de ETESA hay instalados más de seiscientos (600) CTs, de los cuales más del cincuenta por ciento (50%) tienen más de 15 años energizados, los cuales tienen mayor probabilidad de ocasionar eventos como el ocurrido en la subestación Panamá en marzo de

2017, donde explotaron tres (3) CTs produciendo un apagón parcial en el país.

Es importante indicar que el mantenimiento requerido por estos equipos es mínimo ya que son herméticamente sellados, por lo que el personal de mantenimiento de subestaciones realiza de forma periódica pruebas eléctricas e inspecciones visuales, en busca de daños eléctricos y físicos, fugas de aceites, entre otros. Además, los equipos deben ser reemplazados al momento que cumplan con la vida útil recomendada por los fabricantes.

Se propone el reemplazo de trescientos treinta (330) Transformadores de Corriente, tipo multirazón (MR), del tipo pedestal con el núcleo en la parte superior, para montaje independiente en la intemperie y cada uno con dos (2) o cuatro (4) núcleos de protecciones, con entregas parciales de la siguiente manera:

Tabla 13.8 Reemplazo de CTs a Nivel Nacional

CUADRO DE RESUMEN DE REQUERIMIENTOS DE CT'S A NIVEL NACIONAL					
NORMA DE FABRICACIÓN ANSI C57.13					
	Subestación	Cantidad	Núcleos	Clase de Precisión	Multirelación
CT'S 115KV	Panamá II	60	2	C800	2000:5//5A
	Llano Sánchez	30	2	C800	2000:5//5A
	Mata de Nance	30	2	C800	2000:5//5A
	Progreso	6	2	C800	2000:5//5A
	Caldera	6	4	C800	2000:5///5A
	Total	132			
CT'S 230KV	Panamá II	72	2	C800	2000:5//5A
	Llano Sánchez	36	2	C800	2000:5//5A
	Mata de Nance	48	2	C800	2000:5//5A
	Fortuna	18	2	C800	2000:5//5A
	Progreso	24	2	C800	2000:5//5A
	Total	198			

33. PLANTAS AUXILIARES DE LAS SUBESTACIONES PROGRESO Y MATA DE NANCE

Gran parte de las actividades diarias dependen de la energía eléctrica, iluminación, electrodomésticos, equipos especiales y otros que son afectados por un corte de luz o pérdida de electricidad temporal, si no se cuenta con un buen sistema de respaldo. Para evitar que ocurran daños y mantener un sistema de respaldo en las subestaciones que mantienen una gran cantidad de equipos de importante función, se considera la realización del presente proyecto, el cual, mediante plantas eléctricas de emergencia, busca abastecer a subestaciones importantes y de difícil acceso.

El proyecto contempla el suministro, Transporte, Instalación y Puesta en Marcha de Plantas Eléctricas de

Emergencia para las Subestaciones de Progreso y Mata de Nance. Además, busca brindar una solución ante las afectaciones de energía eléctrica, corte de luz o pérdidas de electricidad temporales, en las cuales se requiere seguir abasteciendo los equipos que se encuentran en la casa de control de las subestaciones.

Las plantas eléctricas son indispensables para garantizar la continuidad del trabajo y de las operaciones que realiza la empresa, así como también para salvaguardar información crítica durante los cortes de energía.

Con la adquisición de estas plantas se busca salvaguardar la seguridad de los equipos que se mantienen en las casas de control entre los cuales son: los sistemas de computación, la alimentación UPS, iluminación en las

zonas de trabajo, los sistemas de protección en general.

34. REEMPLAZO PTs S/E LLANO SÁNCHEZ 34.5 KV

Los transformadores de tensión son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal llevar los valores de voltaje a unidades apropiadas para ser medidas por los equipos (medidores y

relevadores); es decir, separar eléctricamente el circuito que se desea medir, de los instrumentos de medición.

El proyecto consiste en realizar todas las actividades relacionadas con el Suministro y Reemplazo de dos (2) transformadores de tensión de 34.5 kV en la Subestación Llano Sánchez:

Tabla 13.9 Reemplazo de PTs a S/E Llano Sánchez 34.5kV

Subestación	Circuito/ Nivel 1	Cant Ctos /Nivel 2	Localización
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	34.5	34.5	FASE AB
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	34.5	34.5	FASE BC



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



PESIN
2020 - 2034

CAPÍTULO 14

PLAN DE
REPOSICIÓN A
LARGO PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 14

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

Justificación técnica de las reposiciones

Los relevadores de protección y control son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico. Tienen como función principal monitorear el estado de las líneas, interruptores y transformadores de potencia y verificar que los valores de voltaje y corriente estén dentro de los parámetros normales de operación. El fabricante de estos equipos (ABB), indicó que estos relés se encuentran obsoletos, es decir, que los componentes electrónicos no se fabrican, por lo tanto, no son reparables.

Por lo general, los relevadores de protección con más de 15 años de servicio ininterrumpido tienen una alta posibilidad de falla porque sufren de un envejecimiento natural de los circuitos electrónicos, aunado a la falta de repuestos; hecho corroborado por el fabricante de los equipos.

Estos relevadores tendrán 17 y 20 años de servicio al momento de ser cambiados.

1. REEMPLAZO T1 S/E PANAMÁ

La Subestación Panamá cuenta actualmente con dos autotransformadores, T1 y T2 de 230/115 KV y 105/140/175 MVA y un tercer autotransformador T3 de

230/115 KV y 210/280/350 MVA. Estos autotransformadores fueron instalados en los años 1992, 1973 y 1981 respectivamente. Hace poco, entró en operación el cuarto autotransformador T4, de 230/115 KV y 210/280/350 MVA.

Las pruebas realizadas al autotransformador T1 demuestran que presenta problemas de punto caliente interno y deterioro en su aislamiento interno, por lo cual es necesario reemplazar el mismo. Se ha considerado reemplazarlo por uno de mayor capacidad, 210/280/350 MVA.

Es importante señalar que esta es la principal subestación que abastece el área metropolitana y a las principales subestaciones de las empresas distribuidoras ENSA y Gas natural Fenosa.

En este proyecto se incluye la adecuación del patio de 230 KV de las S/E Panamá, con la adición de una nave de 3 interruptores de 230 KV, de modo que los 4 transformadores de la subestación estén conectados entre interruptores y no a las barras, para así brindar un mayor grado de confiabilidad y seguridad al sistema.

Estado: por diseñar
Costo Estimado: B/. 11,845,600
Entrada en Operación: junio 2025

2. REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN EL PATIO 230 KV EN S/E GUASQUITAS

La propuesta de reposición consiste en invertir en la adquisición de nueve (9) controladores y dos (2)

diferenciales de barra nuevos a un costo de US\$311 mil de dólares;

Tabla 14.1 Protecciones en barras de 230kV – S/E Guasquitas

No Equipo principal(función)	Nomenclatura No. Equipo	Descripción Equipo	No. Serie	Modelo	Fabricante/ Marca	Tipo	NUMERO ETESA	Año Instalación
BARRA A	87B	RELEVADOR	S/N	RADHA	ABB	RK646 006-AD	10895	2004
BARRA B	87B	RELEVADOR	S/N	RADHA	ABB	RK646 006-AD	10896	2004
23B42	50BF / 79	RELEVADOR	T0236013	REC-561	ABB	-	10890	2004
	86BF	AUX RELEVADOR	-	RXMD 1	ABB	1MRK 001 602AP	-	2004
23A 42	50BF / 79	RELEVADOR	T0236011	REC-561	ABB	-	10888	2004
	86BF	AUX RELEVADOR	-	RXMD 1	ABB	1MRK 001 602AP	-	2004
23M42	50BF / 79	RELEVADOR	T0236012	REC-561	ABB	-	10889	2004
	86BF	AUX RELEVADOR	-	RXMD 1	ABB	1MRK 001 602AP	-	2004
23B32	50BF / 79	RELEVADOR	T0236010	REC-561	ABB	-	10884	2004
	86BF	AUX RELEVADOR	-	RXMD 1	ABB	1MRK 001 602AP	-	2004
23A32	50BF / 79	RELEVADOR	T0236008	REC-561	ABB	-	10882	2004
	86BF	AUX RELEVADOR	-	RXMD 1	ABB	1MRK 001 602AP	-	2004
23M32	50BF / 79	RELEVADOR	T0236009	REC-561	ABB	-	10883	2004
	86BF	AUX RELEVADOR	-	RXMD 1	ABB	1MRK 001 602AP	-	2004
23B52	50BF/62BF/25/79	RELEVADOR	T1115041	REC-670	ABB	1MRK 004 814AB	-	2012
23B52	86BF	RELEVADOR	-	-	ABB	-	-	2012
23M52	50BF/62BF/25/79	RELEVADOR	T1115045	REC-670	ABB	1MRK 004 814AB	-	2012
23M52	86BF	RELEVADOR	-	-	ABB	-	-	2012
CONTROL COMUN	-	RELEVADOR	T0236015	REC-561	ABB	-	10894	2004

Inversión: 311,473.58 US\$

3. REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN LOS PATIOS 230/115KV EN S/E LLANO SÁNCHEZ

La propuesta de reposición consiste en invertir en la adquisición de cuatro (4) protecciones de transformador, seis (6) protecciones de reactor, catorce (14) controladores y tres (3) diferenciales de barra nuevos. Se incluyen también los switches para comunicación con el sistema de automatización de subestación a un costo de US\$596 mil de dólares.

Tabla 14.2 Protecciones en barras de 230kV – S/E Llano Sánchez

No Equipo principal (función)	Nomenclatura No. Equipo	Descripción Equipo	No. Serie	Modelo	Fabricante Marca	Tipo	NUMERO ETESA	Año Instalación
BARRA C	87B	RELAY		RADHA	ABB	RK646 006-DA	8290	2004
BARRA D	87B	RELAY		RADHA	ABB	RK646 006-DA	8291	2004
REACTOR 1	P.P	RELAY	T024-4017	RET-521	ABB		8292	2004
REACTOR 1	P.S	RELAY	459979	SPAJ-140C	ABB		8293	2004
REACTOR 2	P.P	RELAY	T0240038	RET-521	ABB	RK646 006-DA	8294	2004
REACTOR 2	P.S	RELAY	459980	SPAJ-140C	ABB	RK646 006-DA	8295	2004
REACTOR 3	P.P	RELAY	T024-4018	RET-521	ABB		8296	2004
REACTOR 3	P.S	RELAY	459981	SPAJ-140C	ABB	RK646 006-DA	8297	2004
	50BF			REC-561	ABB		8298	2004
23D22 (Reactor 1)	86BF	RELAY	T024-4025	RXMD-1		1MRK 001 602AP		2004
	50BF			REC-561	ABB		8299	2004
23M22 (Reactor 1 y 2)	86BF	RELAY	T024-4023	RXMD-1		1MRK 001 602AP		2004
	50BF			REC-561	ABB		8300	2004
23C22 (Reactor 2)	86BF	RELAY	T024-4022	RXMD-1		1MRK 001 602AP		2004
	50BF/79/25			REC-561	ABB		8301	2004
23D32 (230.15)	86BF	RELAY	T024-4028	RXMD-1		1MRK 001 602AP		2004
	50BF/79/25			REC-561	ABB		8302	2004
23M32 (230.13/15)	86BF	RELAY	T024-4027	RXMD-1		1MRK 001 602AP		2004
	50BF/79/25			REC-561	ABB		8303	2004
23C32 (230-13)	86BF	RELAY	T024-4026	RXMD-1		1MRK 001 602AP		2004
	50BF/79/25			REC-561	ABB		8304	2004
23D32 (230-14)	86BF	RELAY	T024-4037	RXMD-1		1MRK 001 602AP		2004
	50BF/79/25			REC-561	ABB		8305	2004
23M42 (230-12/14)	86BF	RELAY	T024-4036	RXMD-1		1MRK 001 602AP		2004
	50BF/79/25			REC-561	ABB		8306	2004
23C42 (230-12)	86BF	RELAY	T024-4035	RXMD-1		1MRK 001 602AP		2004
	50BF			REC-561	ABB		8307	2004
23M12 (Reactor 3)	86BF	RELAY	T024-4020	RXMD-1		1MRK 001 602AP		2004
	50BF			REC-561	ABB		8308	2004
23C12 (Reactor 3)	86BF	RELAY	T024-4019	RXMD-1		1MRK 001 602AP		2004
	50BF			REC-561	ABB		8309	2004
23AC2 (amarre A/C)	86BF	RELAY	T024-4038	RXMD-1		1MRK 001 602AP		2004
	50BF			REC-561	ABB		8310	2004
23BD2 (amarre B/D)	86BF	RELAY	T024-4039	RXMD-1		1MRK 001 602AP		2004
transformador #1	87T1-P	RELEVADORES	053856P	KBCH-1300W	AREVA		8344	2009
transformador #1	87T1-S	RELEVADORES	053857P	KBCH-1300W	AREVA		8353	2009
transformador #2	87T2-P	RELEVADORES	143535J	KBCH-1300H1	GEC ALSTHOM		8356	2003
transformador #2	87T2-S	RELEVADORES	206845J	KBCH-1300H1	GEC ALSTHOM		8361	2003
11M12	50BF/50BNF	RELEVADORES	715297D	MCTB9D1BR075	GEC ALSTHOM	EN SERVICIO	12119	2006

Inversión: 596,880.67 US\$

4. REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN EL PATIO 115 KV EN S/E SANTA RITA

ethernet de comunicaciones para integrar los equipos al sistema de automatización de subestaciones a un costo de US\$106 mil de dólares.

La propuesta de reposición consiste en invertir en la adquisición de cinco (5) controladores y tres (3) switches

Tabla 14.3 Protecciones en barras de 230kV – S/E Santa Rita

No Equipo principal (función)	Nomenclatura No. Equipo	Descripción Equipo	No. Serie	Modelo	Fabricante Marca	ESTATUS	NUMERO ETESA	PANEL	Año Instalación
11A22 / 11M22	50BF	RELEVADOR	AABC02000264	UR-C60	GE MULTLIN	En servicio	10955	P6A-K3	2004
11A12 / 11M12	50BF	RELEVADOR	AABC02000262	UR-C60	GE MULTLIN	En servicio	10959	P7A-K3	2004
11B12	50BF	RELEVADOR	AABC02000265	UR-C60	GE MULTLIN	En servicio	10960	P7A-K4	2004
11B22	50BF	RELEVADOR	AABC02000263	UR-C60	GE MULTLIN	En servicio	10956	P6A-K4	2004

Inversión: 106,247.60 US\$

5. REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN EL PATIO 230 KV EN S/E VELADERO.

de barra nuevos; se incluyen también los switches para comunicación con el sistema de automatización de subestación a un costo de US\$609 mil de dólares.

La propuesta de reposición consiste en invertir en la adquisición de seis (6) protecciones de reactor, veinte (20) controladores y dos (2) diferenciales

Tabla 14.4 Protecciones en barras de 230kV – S/E Veladero

No Equipo principal (función)	Nomenclatura No. Equipo	Descripción Equipo	No. Serie	Modelo	Fabricante Marca	Tipo	NUMERO ETESA	Año Instalación
BARRA A	87B	RELEVADOR		RADHA	ABB	RK646 006-DA	10853	2004
BARRA B	87B	RELEVADOR		RADHA	ABB	RK646 006-DA	10854	2004
23A62 (230.6A)	50BF/79/25	RELEVADOR	T024-0048	REC-561	ABB		10871	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD-1	ABB	1MRK 001 602AP		2004
23B62 (230.6B)	50BF/79/25	RELEVADOR	T024-0050	REC-561	ABB		10873	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD-1	ABB	1MRK 001 602AP		2004
23M62 (230.6A/6B)	50BF/79/25	RELEVADOR	T024-0049	REC-561	ABB		10872	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD-1	ABB	1MRK 001 602AP		2004
23A72 (230-5A)	50BF/79/25	RELEVADOR	T024-0098	REC-561	ABB		10874	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD-1	ABB	1MRK 001 602AP		2004
23B72 (230-5B)	50BF/79/25	RELEVADOR	T024-0100	REC-561	ABB		10876	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD-1	ABB	1MRK 001 602AP		2004
23M72 (230-5A/5B)	50BF/79/25	RELEVADOR	T024-0101	REC-561	ABB		10875	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD-1	ABB	1MRK 001 602AP		2004
23A82 (230-15)	50BF/79/25	RELEVADOR	T024-0103	REC-561	ABB		10859	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD-1	ABB	1MRK 001 602AP		2004
23B82 (230-17)	50BF/79/25	RELEVADOR	T024-0104	REC-561	ABB		10867	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD-1	ABB	1MRK 001 602AP		2004
23M82 (230-15/17)	50BF/79/25	RELEVADOR	T024-0106	REC-561	ABB		10860	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD-1	ABB	1MRK 001 602AP		2004
23A92 (230-14)	50BF/79/25	RELEVADOR	T024-0105	REC-561	ABB		10868	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD-1	ABB	1MRK 001 602AP		2004
23B92 (230-16)	50BF/79/25	RELEVADOR	T024-0041	REC-561	ABB		10869	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD-1	ABB	1MRK 001 602AP		2004
23M92 (230-14/16)	50BF/79/25	RELEVADOR	T024-0042	REC-561	ABB		10870	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD-1	ABB	1MRK 001 602AP		2004
23A42 (Reactor 3)	50BF	RELEVADOR	T024-0044	REC-561	ABB		10819	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD-1	ABB	1MRK 001 602AP		2004
23M42 (Reactor 3)	50BF	RELEVADOR	T024-0045	REC-561	ABB		10820	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD-1	ABB	1MRK 001 602AP		2004
23A52 (Reactor 2)	50BF	RELEVADOR	T024-0045	REC-561	ABB		10824	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD-1	ABB	1MRK 001 602AP		2004
23M52 (Reactor 1 Y 2)	50BF	RELEVADOR	T023-6014	REC-561	ABB		10825	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD-1	ABB	1MRK 001 602AP		2004
23B52 (Reactor 1)	50BF	RELEVADOR	T024-4025	REC-561	ABB			2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD-1	ABB	1MRK 001 602AP		2004
REACTOR 1	P.P	RELEVADOR	T024-0040	RET-521	ABB		10823	2004
REACTOR 1	P.S	RELEVADOR	459978	SPAJ-140C	ABB	RK611 006-DA	10831	2004
REACTOR 2	P.P	RELEVADOR	T024-4016	RET-521	ABB		10821	2004
REACTOR 2	P.S	RELEVADOR	459977	SPAJ-140C	ABB	RK611 006-DA	10830	2004
REACTOR 3	P.P	RELEVADOR	T024-0039	RET-521	ABB		10828	2004
REACTOR 3	P.S	RELEVADOR	459978	SPAJ-140C	ABB	RK611 006-DA	10829	2004
CONTROL COM.	87T1-P	RELEVADOR	T024-0060	REC-561	ABB		10877	2009
CONTROL RESP. Nave 4	87T1-S	RELEVADOR	T024-0043	REC-561	ABB		10822	2009
CONTROL RESP. Nave 5	87T2-P	RELEVADOR	T024-0046	REC-561	ABB		10826	2003

inversión: 609,411.52 US\$

CAPÍTULO 15

PLAN DE PLANTA GENERAL

PESIN

2020 - 2034





Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 15

PLAN DE PLANTA GENERAL

1. EQUIPOS DE INFORMÁTICA

PROGRAMA DE DESARROLLO, ACTUALIZACIÓN Y MEJORAS CONTÍNUA DE LA INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA DE ETESA.

Objetivo

Desarrollar, actualizar y optimizar la infraestructura física y virtual que soporta la plataforma administrativa y operativa de la organización.

Descripción

Entre los sistemas principales podemos mencionar los siguientes:

CENTRO VIRTUAL

- ETESA cuenta con un centro virtual que alberga aproximadamente 76 servidores virtuales operando sobre plataforma VMWARE y 2 sobre ORACLEVM. Esto es sumado a una granja de 9 servidores físicos que, por la esquemática de operación de sus sistemas, no han podido ser digitalizados.
- Entre los servicios que forman parte del centro virtual podemos mencionar los siguientes: Antivirus Corporativo, Registro de Marcaciones, Sistema de Información Geográfica, Sistema de gestión de activos,

Sistema de mesa de servicios tecnológicos, Sistema gestión de libranzas para agentes del mercado eléctrico y otras aplicaciones, Sistema financiero ERP, Arquitectura de servicios Microsoft, etc.

- Nuestra estrategia de implementación está basada en la consolidación de sistemas y servicios mejorando el rendimiento y la conservación de los recursos energéticos.

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 implementar redundancia a nivel de equipos de red en los puntos críticos.
- Se están implantado enlaces redundantes tanto para la comunicación entre sedes como para el acceso hacia Internet.

Iniciativas

Entre las iniciativas que se desean implementar dentro de este programa se detallan las siguientes:

- Consolidación de infraestructura tecnológica de ETESA (virtualización de servidores físicos).
- Expansión de los servicios implementados en el sitio de contingencia corporativo, de manera que se pueda replicar a totalidad el ambiente de producción.
- Actualización de sistema de telefonía IP de ETESA.
- Actualización de infraestructura de red (acceso).
- Expansión física de la empresa. Adecuación de la infraestructura tecnológica de nuevas oficinas administrativas, Subestaciones y estaciones meteorológicas.

- Implementar enlaces de comunicación redundantes para las sedes y oficinas principales de ETESA.
- Incorporación de nuevas soluciones en nube.
- Optimización de respaldos a discos y su replicación a un sitio alternativo a través de Veeam Backup y Veritas NetBackup.

Impacto - todas las direcciones de ETESA.

Consolidación, estandarización y robustecimiento de la infraestructura tecnológica de ETESA para garantizar la continuidad, calidad y disponibilidad de los servicios soportados por la misma. De esta forma, los recursos no solo se utilizarán de forma más eficiente, sino que además su gestión se simplifica al trabajar sobre una infraestructura estandarizada en sus distintos componentes.

Costo de Inversión = 3,050,000.00 US\$

PROGRAMA DE DESARROLLO Y MEJORAS DE LOS CENTROS DE DATOS Y CUARTOS DE TELECOMUNICACIONES DE ETESA.

Objetivo

Garantizar la operación y seguridad de los sistemas de tecnología de la información de ETESA.

Descripción

El centro de datos de ETESA alberga los servicios tecnológicos de la

organización. Este programa busca, en primera instancia, invertir los recursos en la optimización del centro de datos, es decir, invertir en lograr dar uso eficiente a estos recursos con la posibilidad de llevar ciertos servicios de colocación en centros de datos de terceros que cumplan con los más altos estándares de calidad.

Iniciativas

Entre las iniciativas que se desean implementar podemos mencionar las siguientes:

- Actualizar el sistema de monitoreo de los recursos y condiciones del centro de datos.
- Adecuación de centros de datos y cuartos de telecomunicaciones.
- Modernización del sistema de protección contra incendios del centro de datos.
- Actualización de los sistemas de respaldo de energía del centro de datos y las salas de telecomunicaciones (T.R.).
- Incorporación de monitoreo basado en red tcp/ip para la planta de energía de respaldo para el Centro de Datos.
- Actualización del sitio alterno para la contingencia de los sistemas críticos de ETESA.

Impacto -todas las direcciones de ETESA.

El objetivo esperado es contar con Centros de Datos y salas 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.

Costo de Inversión = 3,300,000.00 US\$

PROGRAMA DE DESARROLLO Y MEJORAS DE LAS APLICACIONES Y BASES DE DATOS DE GESTIÓN CORPORATIVA DE ETESA

Objetivos

- 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.

Descripción

ETESA lleva a cabo la ejecución de algunos de sus procesos operativos y administrativos mediante el uso de aplicaciones tecnológicas. El presente programa tiene como principal propósito, mejorar continuamente estas herramientas, desarrollando nuevas funcionalidades e implementando nuevos módulos que permitan llevar a cabo de forma

eficiente la operación de ETESA. Además, se busca adquirir e implementar nuevas soluciones que logren mejorar la gestión al facilitar la toma de decisiones de los distintos departamentos de la empresa.

INICIATIVAS

De manera general éstas 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:

ORACLE EBS

Esta herramienta soporta los procesos de adquisiciones, inventario, contabilidad, presupuestos, costeo de proyectos y otros.

Iniciativas:

- Implementar nuevas funcionalidades para los módulos existentes y otros nuevos módulos.
- Integración con nuevas aplicaciones.
- Implementación de Enterprise Manager y Packs de monitoreo para bases de datos.
- Implementación de códigos de barras y módulo Oracle Mobile Supply Chain Applications para automatización de los almacenes de ETESA.
- Implementación de libros contables que cumplan con normativas NIF.
- Automatización de reportes financieros e implementación de inteligencia de negocios.
- Planificamos actualizar esta herramienta a la última versión actualizada.
- Nos encontramos en la fase de estudio y análisis.

SISTEMA DE PLANILLAS Y RECURSOS HUMANOS

Este sistema es el responsable de soportar los procesos de nómina y gestión del talento humano. Se planea adquirir e implementar un nuevo sistema que permita administrar estos servicios de forma eficiente, sencilla, con tecnologías modernas y nuevas funcionalidades.

Iniciativas:

- Actualización y mejoras al sistema de planillas y recursos humanos.

- Integración con nuevas aplicaciones.
- Implementación de Enterprise Manager y paquete de monitoreo para bases de datos.

HIDROMET

Sistema que soporta la base de datos históricos tanto hidrológicos como meteorológicos de la Dirección de Hidromet.

Se planea adquirir e implementar un nuevo sistema que permita administrar los datos hidro-meteorológicos y sus servicios asociados de forma eficiente y con tecnologías modernas.

Iniciativas:

- Integración con nuevas aplicaciones.
- Implementación de Enterprise Manager y Packs de monitoreo para bases de datos.
- Actualización integral del sistema.

PORTAL DE INTRANET

ETESA actualmente cuenta con un portal interno basado en tecnología Oracle.

Iniciativas:

- Se implementarán flujos de trabajo que permitan avanzar con la digitalización y automatización de procesos en ETESA.
- Se crearán bibliotecas digitales que permitirán el control de

versiones de los documentos importantes para ETESA.

- Fomentar la colaboración mediante el uso del chat corporativo en situaciones que ameriten su uso.

APLICACIONES Y SITIOS WEB

ETESA cuenta con tres sitios web (CND, HIDROMET y ETESA), los cuales albergan 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 internos.

Iniciativas

- Mejoras y actualizaciones de las aplicaciones web existentes.
- Mantenimiento al nuevo Sistema de libranzas recientemente implementado.

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.

Iniciativas:

- Estudio para la consolidación de aplicaciones suplementarias.
- Implementación de inteligencia de negocios para la información de operaciones y de gestión

corporativa que actualmente no cuenta con esta facilidad.

HERRAMIENTAS OFIMATICAS

ETESA utiliza herramientas de productividad de distintos fabricantes para la ejecución de sus funciones administrativas y operativas.

Iniciativas:

- Modernización del licenciamiento Microsoft de ETESA.
- Adquisición de aplicaciones ofimáticas para nuevos colaboradores, y para la atención de nuevas necesidades.
- Evaluar factibilidad de migrar estas aplicaciones a un esquema tipo Software como servicio (SaaS).

APLICACIÓN MAXIMO

ETESA cuenta con una herramienta para la gestión de activos. Esta herramienta actualmente es utilizada para el mantenimiento de las torres y equipos de transmisión eléctrica. Está recientemente actualizada.

Iniciativas:

- Implementar nuevas funcionalidades en este sistema.
- Capacitar a los usuarios de operaciones en el correcto uso de esta herramienta.
- Realizar la integración y carga de información sobre un

sistema de información geográfica.

- Digitalizar e integrar procesos de la cadena de valor de ETESA de la dirección de ingeniería y de administración de proyectos y la dirección de operación y mantenimiento, actualmente único usuario de la herramienta.

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.

Iniciativas

- Implementación de acuerdos de niveles de servicios o sla, en los servicios tecnológicos que se brindan a los colaboradores de ETESA.

FLUJO DOCUMENTAL

Este sistema de gestión de 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.

Iniciativas

- Mantener la captura de documentos en diversos formatos: papelería general, correo electrónico, informes corporativos informáticos y formularios electrónicos.
- Gestionar los contenidos conforme a las normas de la empresa y evaluar el estado de los procesos en tiempo real.
- Almacenar, organizar y hacer un seguimiento de los contenidos, para que pueda acceder a ellos cuando los necesite.
- Tener acceso a los documentos cuando se requieran, de forma que los procesos se ejecuten con rapidez y a menor costo.
- Conservar y proteger sus documentos para garantizar el cumplimiento de normas internas y externas del mercado.

Otras aplicaciones

Existe la necesidad de implementar nuevos módulos que satisfagan algunas solicitudes recibidas por parte de diferentes direcciones operativas como: Gestión de Activos, Servicios Corporativos, Diseño entre otras.

Iniciativas

Adquisición e implementación de herramienta para la administración de la Flota Vehicular

Impacto - todas las direcciones de ETESA.

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.

Costo de Inversión = 5,100,000.00 US\$

PROGRAMA DE SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN DE ETESA.

Objetivo

Garantizar la disponibilidad, integridad y confiabilidad de los activos de información de ETESA.

Descripción

Los equipos de seguridad son unos de los rubros más importantes y sensitivos, especialmente en una compañía que maneja información de la operación del mercado eléctrico panameño.

Es evidente 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 puede ocasionar la fuga de información confidencial a 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.

Se desea establecer Auditorías periódicas y pruebas de penetración a

los sistemas para el mejoramiento continuo de los controles del área de seguridad informática.

ETESA no escapa a estas amenazas, razón por la cual su estrategia de seguridad debe ser reforzada, mejorada y actualizada de forma periódica.

Además, se deben implementar soluciones de seguridad en cada capa del MODELO OSI y a nivel de usuarios.

Iniciativas

Entre las principales iniciativas del programa de seguridad de la información se destacan las siguientes:

- Implementación de Sistema de Monitoreo de seguridad y Gestión de Eventos (SIEM).
- Implementación de Solución contra amenazas persistentes avanzadas (ATP).
- Implementación de Data Loss Prevention (DLP).
- End Point Security.
- Implementación sistema de seguridad para dispositivos móviles.
- Implementation application firewalls-AF/web application firewalls-WAF, etc.)
- Implementación de contingencia para servidores de misión crítica.
- Robustecer la implementación de respaldos hacia sitio alternativo.
- Continuar con la actualización del sistema de video vigilancia.

- Continuar con la actualización de sistema de control de acceso físico.

Impacto: Todas las Direcciones de ETESA.

Mejorar la disponibilidad, integridad y confiabilidad de los activos de información de ETESA.

Costo de Inversión = 2,400,000.00 US\$

PROGRAMA DE ADQUISICIÓN DE EQUIPOS TECNOLÓGICOS PARA USUARIOS (PC'S, LAPTOPS, IMPRESORAS, UPS, TELÉFONOS VOIP, EC.)

Objetivo

Dotar al personal de ETESA de equipos tecnológicos actualizados que les permita poder realizar sus funciones de forma ágil y eficiente.

Descripción

La obsolescencia tecnológica es un hecho del cual ninguna empresa se puede abstraer.

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, Sistemas de protección de energía (UPS), teléfonos para tecnología de "Voz sobre IP" (VoIP) y otros.

El tiempo de vida de estos equipos usualmente es muy corto, por lo que deben ser reemplazados de forma periódica. De esta manera, se evita que los usuarios trabajen con equipos obsoletos que afecten su desempeño con un rendimiento deficiente, además de evitarse problemas producto de coberturas de garantías expiradas, pérdida de soporte por parte del fabricante, mayor exigencia de recursos por parte de nuevas aplicaciones y otros.

Por último, se debe considerar el crecimiento de la empresa con la creación de la Gerencia de Inspección y Aseguramiento de la Calidad (GIAC). Todo esto hace necesaria la adquisición de equipos suficientes para cubrir la creciente demanda de equipos tecnológicos.

Impacto: todas las direcciones de ETESA.

Contar con equipos tecnológicos que permitan al personal de ETESA realizar sus funciones de forma eficiente, ágil y confiable.

Costo de Inversión = 840,000.00 US\$

Costo Total de Inversión Equipos informáticos = 14,690,000, US\$

2. CONSTRUCCIÓN DE CERCAS PERIMETRALES DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Objetivo General

Garantizar la seguridad de los activos de la empresa en cada una de las subestaciones eléctricas y sitios de comunicaciones 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.

Objetivos Específicos

El cerco perimetral permitirá disuadir, detectar y defender cualquier tipo de intrusiones a las subestaciones eléctricas.

Tabla 15.1 Inversión de Cerca por Subestación

Año	Subestación	Monto US\$
2021	S/E Panamá I	87,500.00
	S/E Panamá II	87,500.00
	S/E Santa Rita	142,500.00
2022	S/E Chorrera	142,500.00
	S/E El Higo	87,500.00
	S/E Llano Sánchez	142,500.00
	S/E San Bartolo	87,500.00
2023	S/E Veladero	142,500.00
	S/E de Mata de Nance	87,500.00
	S/E Caldera	87,500.00
	S/E Guasquita	87,500.00
2024	S/E Progreso	87,500.00
	S/E Boquerón	87,500.00
	S/E Charco azul	65,500.00
	S/E Changuinola	65,500.00
	S/E Cañazas	65,500.00

Presupuesto Total 1,554,000.00 US\$ (2021-2024)

3. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA SISTEMAS DE VIDEO VIGILANCIA Y SEGURIDAD

Objetivo General

Implementar un sistema de seguridad en todas las subestaciones eléctricas que facilite 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 importantes tales como: subestaciones Panamá I, Santa Rita, Chorrera, Llano Sánchez, San Bartolo, Guasquitas, Veladero, Progreso, Boquerón, Caldera, Mata de Nance, Radar Hidrometeorológico.

Objetivos Específicos

Adquirir Equipos con un moderno sistema de video vigilancia, con alto grado de tecnología para lograr un monitoreo de seguridad de todas las subestaciones que comprende la red de transmisión.

Complementar el Monitoreo en la Dirección de operaciones y mantenimiento, en lo referente a la seguridad de las instalaciones.

De esta manera, se puede tener a mano información de cualquier incidente que se dé en las áreas perimetrales.

Presupuesto

Sistema de Video Vigilancia por Subestaciones Eléctricas B/. 350,000.00

Presupuesto para Sistema de Video Vigilancia para doce (12) Subestaciones Eléctricas

Total: B/. 4,200,000.00

4. FLOTA VEHICULAR

Objetivo General

La Flota de 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.

Se requiere reemplazar y adquirir todos los equipos necesarios para lograr una operación eficaz.

Objetivos Específicos

De acuerdo con las unidades vehiculares para reemplazo por vigencia son las siguientes:

Tabla 15.2 Inversión en vehículos

Año	Vehiculos	Monto US\$
2021	39 unidades	975,000.00
2022	20 unidades	500,000.00
2023	22 unidades	550,000.00
2024	32 unidades	800,000.00

Total, por el reemplazo vigencia 2021-2024: B/. 2,825,000.00

ADQUISICIÓN DE NUEVAS UNIDADES PARA LA FLOTA VEHICULAR

Objetivo General

La Adquisición de nuevas unidades para la flota vehicular por vigencia presupuestaria debe cumplir con la necesidad de abastecer de vehículos 4x4 a los colaboradores de las Direcciones de Operación y Mantenimiento y de Transmisión, que requieren de más unidades para cubrir todas las tareas de las subestaciones eléctricas y líneas de transmisión del sistema interconectado a nivel nacional.

Objetivos Específicos

Adquirir cuarenta (40) Pick Up 4x4 (vigencias 2021-2024)

Valor Aproximado por Unidad Vehicular B/. 25,000.00

Tabla 15.3 Inversión en vehículos 4x4

Año	Vehiculos 4x4	Monto US\$
2021	10 unidades	250,000.00
2022	10 unidades	250,000.00
2023	10 unidades	250,000.00
2024	10 unidades	250,000.00

Total, vigencia 2021-2024: B/. 1,000,000.00

Adquirir Vehículos Especiales para Operación y Mantenimiento de Subestaciones Eléctricas y Líneas de Transmisión (vigencias 2021-2024)

Tabla 15.4 Inversión en vehículos Especiales

Año	Vehiculos Especiales	Monto US\$
2021	3 Camiones Gruas-Canasta	825,000.00
	1 Camión con Equipo de Lavado a Presión	395,000.00
2022	1 Camión con Equipo de Lavado a Presión	395,000.00
2023	Equipos Especiales para Mantenimiento	550,000.00
2024	Equipos Especiales para Mantenimiento	550,000.00

Total, por vehículos especiales (vigencias 2021-2024) B/. 2,715,000.00

su importancia en el funcionamiento y crecimiento de nuestro Panamá.

Objetivos Específicos

5. ADQUISICIÓN DE TERRENO PARA FUTURA SEDE DE ETESA

Objetivo General

La nueva sede propia de ETESA es una promesa y necesidad de hace años. Es importante tomar la decisión y construirla de acuerdo con los requerimientos de espacio y tecnologías. Se requiere que la planeación sea estratégica y los estudios se basen en el crecimiento a futuro, en hacer valer la inversión con un edificio funcional y darle la identidad que ETESA se merece por

- Adquirir un bien inmueble para ETESA que permita tener una Sede Principal propia.
- Diseño acorde a las necesidades actuales con perspectivas futuras.
- Ahorros en costos de operación.
- Incrementar estándares de productividad y eficiencia.
- Darle identidad propia a ETESA.
- Integrar todas las áreas administrativas y operativas en un solo edificio.

- Dotar a Hidrometeorología del adecuado espacio y herramienta para su operación.
- Brindar a la DOM (Dirección de Operaciones y Mantenimiento) de un área propia según sus necesidades.
- Dotar al Centro Nacional de Despacho (CND) del Centro de Control de Respaldo de acuerdo con los requerimientos de un Plan de Continuidad de Negocio. (BCM)
- Contar con área para salones de capacitaciones, de lactancia, enfermería, cafeterías y otros.
- Estacionamientos suficientes para la flota vehicular de ETESA compuesta por carros, pick ups, camiones, grúas entre otros.
- Crecer de acuerdo con las necesidades de ETESA en Edificio propio.
- Eficiencia en los costos de mantenimiento.

Presupuesto Total, vigencia 2022: B/. 3,000,000.00

6. ADQUISICIÓN Y ADECUACIONES DE INSTALACIONES DE ENEL FORTUNA EN ZONA 3

Objetivo General

Adquirir y Adecuar la instalación de ENEL FORTUNA ubicado a un lado de las instalaciones de ETESA en Valbuena, Ciudad de David, Provincia de Chiriquí.

Objetivos Específicos

Adquirir la Instalación de ENEL FORTUNA en Valbuena Zona 3.

Adecuaciones para la integración de ambas instalaciones.

Presupuesto = B/. 1,000,000.00

7. TALLER DE SUBESTACIÓN VELADERO

Objetivo

Garantizar que la subestación cuente con un área adecuada y con las características apropiadas y necesarias para realizar cualquier tipo de mantenimiento que requieran los equipos allí instalados.

Descripción

Este proyecto tiene como finalidad, habilitar un sitio con las infraestructuras y características adecuadas para dar mantenimiento periódico y alargar la vida útil a los equipos que conforman las bahías de la subestación tales como interruptores, reactores, radiadores, ventiladores, etc. Con ello podemos garantizar un servicio de transporte de energía seguro y confiable para el país.

La confección de este taller para poder realizar los trabajos de mantenimiento que requieren los equipos durante su vida útil permite a la compañía abaratar los costos de mantenimiento y/o reparaciones que se deban realizar. De igual manera, se reduce el tiempo invertido para su restauración ya que implica poco desplazamiento y menos riesgo de transporte de los equipos al respectivo sitio o área de trabajo.

Se contempló un área abierta para los trabajos de reparación y descarga, por lo que debe contener una grúa móvil eléctrica de al menos 5 toneladas. La otra área es cerrada con vestidores y almacenaje de equipos o herramientas que son utilizadas en las reparaciones.

Justificación

La subestación Veladero, actualmente, no cuenta con un sitio que reúna las condiciones apropiadas y adecuadas para realizar los mantenimientos que demandan los equipos instalados en la subestación.

Actualmente, la mayoría de los equipos están entrando en un periodo que, según el manual de fabricante, requieren de un mantenimiento menor. Esto implica sacar los equipos para ser llevados a un lugar adecuado para ser desarmados y reemplazar alguno de sus componentes que, por desgastes intrínsecos de su operación, así lo ameritan. De no tener un sitio adecuado para la realización de estos trabajos, se tendrá que desplazar los equipos a otro sitio que reúna las características apropiadas para realizar el mantenimiento, corriéndose el riesgo de que ocurra cualquier percance en su traslado fuera de estas instalaciones.

Impacto esperado

Con la construcción de este taller, buscamos realizar de forma segura y controlada los mantenimientos de los

equipos de la subestación, los cuales son una parte vital en la red de energía.

El realizar mantenimientos con temas como “mantenimiento mayor” en elementos como interruptores que están ya en operación, de una manera no controlada en un sitio no apto para estos mantenimientos, conllevaría un riesgo adicional al realizarlos. Esto se traduce en una baja seguridad en la operación del SIN, por tal motivo, necesario tener un lugar adecuado donde realizar los trabajos, garantizando un correcto procedimiento al momento de desarmar/armar los equipos, para su posterior entrada en operación luego de mantenimiento.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



PESIN
2020 - 2034

CAPÍTULO 16

PLAN DE
AMPLIACIONES DE
CONEXIÓN



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 16

PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN

1. Nueva 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.

Fase del Proyecto: por Refrendo de Contraloría

Inicio de Operación: febrero de 2023

Costo estimado: B/. 11,571,000

Reemplazo de Transformadores

En los resultados de las pruebas rutinarias realizadas a los diferentes transformadores de ETESA, se detectó un nivel de deterioro en la condición del Autotransformador T2 de la Subestación de Llano Sánchez y en el transformador T1 de Chorrera. Debido a esto y al costo de estos equipos, los cuales tienen más de 35 años de operación, se contrató una compañía externa para que repitiera las pruebas en dos ocasiones diferentes, de manera que se tengan mejores elementos de juicio al momento de tomar una decisión. Los resultados obtenidos por la compañía externa mostraron una situación crítica del equipo, el nivel total de furanos indica que el aislamiento celulósico se ha deteriorado y debilitado mecánicamente al punto que esta unidad debe ser considerada poco confiable, ya que podría fallar repentinamente.

En vista de lo expresado anteriormente, es necesario reemplazar lo antes posible estos equipos, ya que las pruebas realizadas muestran un gran deterioro en su parte más importante como lo es

su aislamiento, aunado a que ya este transformador ha completado su vida útil garantizada por el fabricante.

2. Reemplazo del Transformador T2 de la S/E Llano Sánchez

Las pruebas realizadas al autotransformador T2 de la Subestación Llano Sánchez demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV, con capacidad de 70/60/30 MVA en sus tres embobinados. Debido al crecimiento de carga en la subestación Chorrera, este autotransformador deberá reemplazarse por uno de mayor capacidad, 100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, para así cumplir con el Artículo 86 del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA.

También, habrá que reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

Con el reemplazo del autotransformador T2, se cumplirá con el Criterio de Seguridad N-1 en esta subestación, por lo que podrá seguir operando correctamente, brindando el adecuado suministro de energía a los circuitos de distribución de la empresa Gas Natural Fenosa, que alimentan la Provincia de Coclé y permitirá la conexión de proyectos solares fotovoltaicos.

Contratos: GG-069-2016 Suministro y GG-134-2017 Montaje
Fase del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: noviembre de 2021

Costo estimado: B/. 4,800,340

3. Reemplazo del Transformador T1 de la S/E Chorrera

Las pruebas realizadas al autotransformador T1 de la Subestación Chorrera demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV, con capacidad de 50 MVA en sus tres embobinados. Debido al crecimiento de carga en la subestación Chorrera este autotransformador deberá reemplazarse por uno de mayor capacidad, 100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, para así cumplir con el Artículo 86 del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA.

Con el reemplazo de este autotransformador, será necesario también reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

Contratos GG-089-2019

Fase del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: diciembre de 2021

Costo estimado: B/. 6,641,000

4. Adquisiciones

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.”, ETESA debe adquirir los siguientes bienes:

- S/E El Coco 230 KV: 2 Naves de 230 KV donde entran y salen las líneas de ETESA 230-12A, 13A, 12B y 13B
- S/E 24 de diciembre 230 KV: 1 nave de 230 KV donde entra y sale las líneas 230-2A y 2B
- S/E Pacora 230 KV: 1 nave de 230 KV donde entra y sale las líneas 230-1A y 1B
- GANA: LT Costa Norte 230 KV – Torre 4
- S/E Llano Sánchez Barra 34.5 KV
- Terreno S/E Llano Sánchez de Minera Panamá

Estas adquisiciones tienen un costo total de aproximadamente B/. 69,200,000, a realizarse entre los años 2021 a 2027.



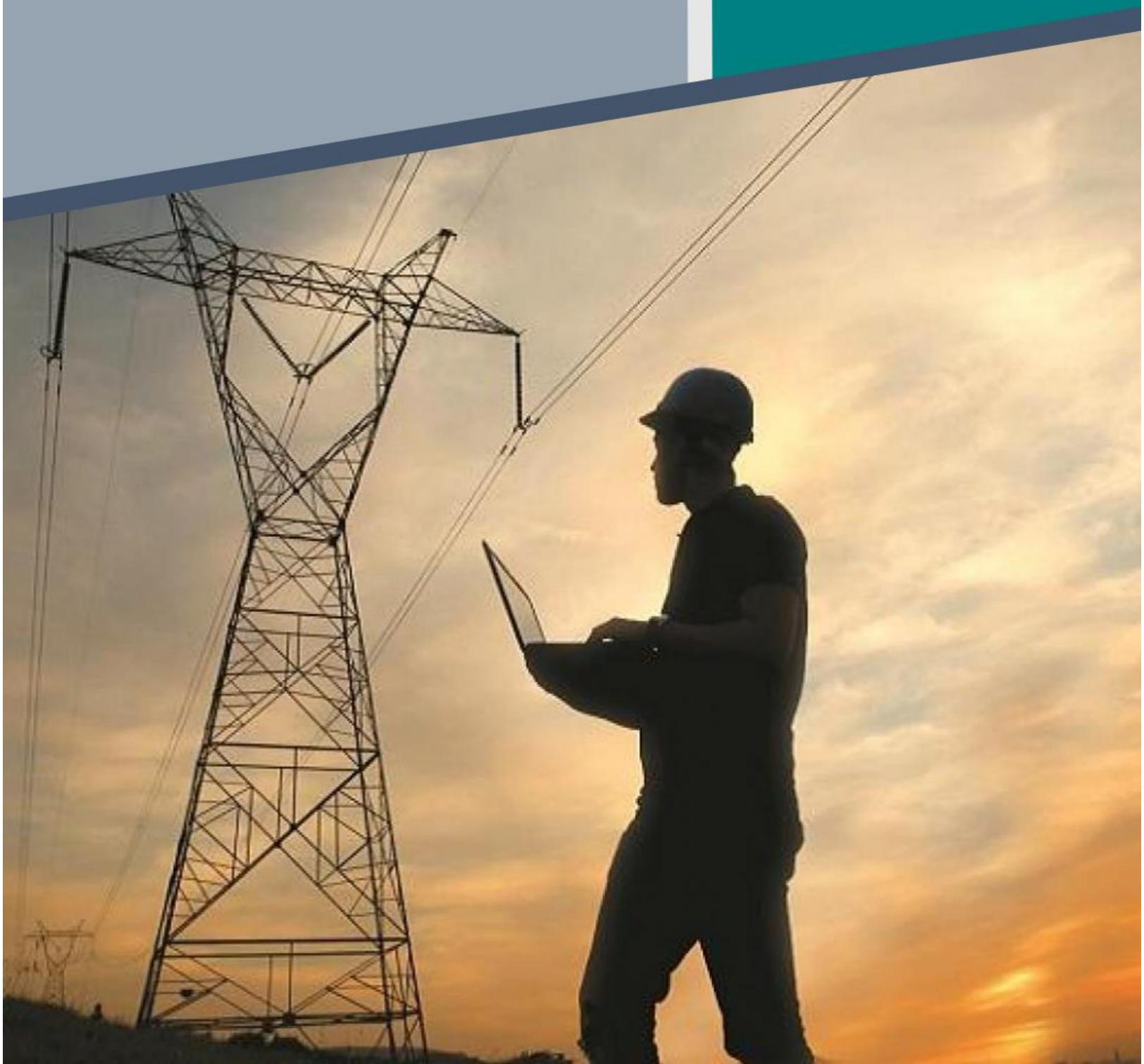
Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 17

PLAN ESTRATÉGICO

PESIN

2020 - 2034





Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 17

PLAN ESTRATÉGICO

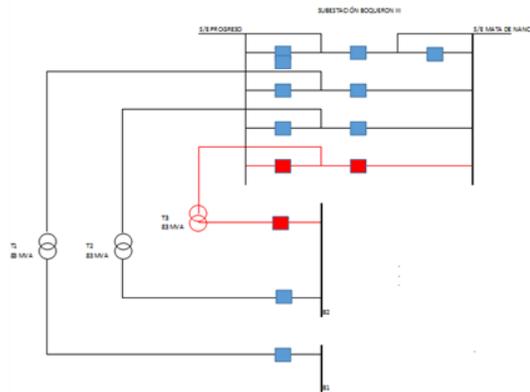
1. Adición Transformador T3 S/E Boquerón III 230/34.5 KV

Este proyecto consiste en la adición de un tercer transformador T3 de Boquerón III de 230/34.5 KV y 83 MVA, 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.
- Adquisición de un transformador 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.

Figura 17.1 Esquema del Proyecto T3 S/E Boquerón III



Contrato: Por Licitar

Estado del Proyecto: en diseño

Inicio de Operación: enero de 2024

Costo estimado: B/. 6,871,000



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



PESIN
2020 - 2034

CAPÍTULO 18
CONCLUSIONES



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 18

CONCLUSIONES

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

Se presenta déficit de reserva reactiva en el Sistema Interconectado Nacional y restricción en la capacidad de transmisión en sentido Occidente-Oriente durante el periodo lluvioso.

Esta condición operativa impide que se logre el despacho económico ya que, para operar el sistema de manera segura, se requiere de generación obligada (térmica) en el centro de carga.

La condición permanecerá hasta que se tenga disponible el 3er circuito entre la S/E Panamá y S/E Cáceres, el Proyecto Frontera – Mata de Nance, la disponibilidad de la compensación reactiva instalada en la actualidad y la nueva compensación requerida. Es muy importante la entrada del STATCOM ya que el mismo aportaría la compensación reactiva requerida al presentarse alguna contingencia en el SIN y en caso de no poder ser suministrada en su totalidad por las plantas de generación instaladas.

Año 2021:

Para este año, el sistema de transmisión permitirá el aumento en los límites de flujo desde occidente, producto de la entrada en operación del STATCOM en la S/E Llano Sánchez y nuevos bancos de capacitores en la S/E Panamá II.

Se deben realizar los esfuerzos necesarios para garantizar la disponibilidad de toda la compensación reactiva instalada en la actualidad.

Para este año, quedan por resolver las restricciones de transmisión que producen no contar con el 3er circuito

entre Panamá y Cáceres; la entrada en operación del SPEAR disminuye el impacto de esta restricción.

El proyecto Frontera – Mata de Nance es de mucha importancia para solventar las restricciones de generación que mantiene el sistema actual debido a la sobrecarga que se pudiera dar en la línea 230-9a ante la falla de la línea 230-25

Año 2022:

Se mantienen las mismas condiciones que el año 2021 para los escenarios de época lluviosa, a pesar de esto, se logra aumentar los flujos desde occidente, lo que representa un mejor aprovechamiento de la generación de dicha zona

Año 2023:

Para este año, entra en operación el 3er circuito entre Panamá y Cáceres, por lo que bajan considerablemente la generación obligada necesaria para mantener el flujo por debajo del Rate A en dicho corredor, representando esto un aumento en los flujos desde occidente.

A pesar de esto, no se podría aprovechar el 100% de la generación de occidente ya que no se contará con el proyecto Frontera – Mata de Nance, por lo que se hace necesario mantener generación desplazada proporcionalmente en las subestaciones Progreso, Dominical y Boquerón III.

Se están analizando otras alternativas a muy corto plazo y de forma temporal que permitan aumentar el flujo en dicha zona.

De no mantener generación en la Zona Atlántica (115KV), los voltajes en el área

estarían en el límite inferior permitido, por lo que es necesario instalar compensación en dicha zona.

Año 2024:

Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, el sistema opera de manera confiable sin romper el despacho económico, tanto en época seca como en lluviosa, para todos los bloques de demanda.

Periodo de Largo Plazo

Para el periodo de largo plazo, se debe mantener suficiente margen de reserva reactiva para soportar grandes volúmenes de transferencia desde occidente.

Sin duda, la operación de la 4LT aumentaría la confiabilidad del SIN, brindando garantías del cumplimiento del Criterio de Seguridad.

Dentro de las ventajas de la 4LT, el SIN tendría suficiente capacidad de transmisión que permitiría a ETESA programar de forma eficiente las obras de mantenimiento.

Tomando en cuenta la proyección de demanda con la 4LT no se necesitarían nuevas inversiones hasta el año 2028, donde se debe construir un nuevo circuito entre Panamá y la entrada en operación de esta línea, permitiría disminuir las pérdidas del SPT, por lo que el costo de estas se reduciría, beneficiando a los usuarios finales.

En el análisis del Escenario Renovable se demostró que, con la 4LT, el sistema tendría suficiente capacidad de transmisión y reserva reactiva para garantizar que toda la demanda regulada (Empresas de Distribución) sea abastecida con fuentes renovables, abaratando significativamente el costo de energía.

Los análisis sin la 4LT demuestran que el SIN operaría con restricciones debido a la falta de reserva reactiva, por lo que existen dos alternativas que solucionarían esta situación.

La primera alternativa sería operar el SIN con generación obligada, esta opción no permitiría a ETESA realizar de forma eficiente las labores de mantenimiento por lo que el SPT se vería deteriorado con el tiempo.

La segunda alternativa sería la instalación de nuevos bancos de capacitores y un STATCOM en la S/E Panamá 3, con suficiente capacidad para aumentar la reserva reactiva del SIN.

Cabe mencionar que el sistema requeriría de toda la compensación reactiva conectada, los STATCOM operarían muy cercano al máximo de su capacidad.

Desde el punto de vista operativo, operar el Sistema con grandes volúmenes de compensación reactiva (Bancos de Capacitores) representaría una disminución del margen de maniobra, de darse alguna contingencia.

El SIN pudiera presentar condiciones de sobre voltajes post-contingencia que pudiesen comprometer los niveles de aislamiento de los equipos existentes, sin mencionar que las protecciones de estos equipos pudiesen provocar falsos disparos.

De igual forma, ante grandes volúmenes compensación reactiva despachada, se dificultaría la operación del Sistema considerando las variaciones horarias de la carga. Es importante mencionar que, para la demanda media y mínima no se requerirá del uso de la totalidad de la compensación instalada, lo que supone un uso excesivo de las cuchillas que conectan los bancos de capacitores y esto reduciría la vida útil de estos equipos,

requiriendo planes de reposición acelerados.

Por otra parte, se debe considerar la cantidad de armónicos que produciría la operación de tanta compensación reactiva en el sistema ya que pudiera llevar a incumplimientos de lo establecido en el Reglamento de Transmisión Artículo 126.

Sin la 4LT y eventualmente ante un alto grado de penetración de fuentes renovables no convencionales, el sistema presentaría restricciones. Dicho comportamiento no permitiría escenarios de abastecimiento total de la demanda regulada con fuentes renovables.

Es muy importante indicar que, de no aumentarse la capacidad de transmisión, estaríamos incumpliendo lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 19

RECOMENDACIONES

PESIN

2020 - 2034





Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 19

RECOMENDACIONES

Tomando en cuenta el resultado de los análisis se recomiendan los siguientes proyectos, algunos de los cuales ya se encuentran en construcción y otros que iniciarán próximamente su ejecución, adicional a los incluidos en el Anexo 1.

Tabla 19.1 Plan de Expansión de Transmisión 2020, Periodo de Estudio

PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO EN EJECUCIÓN O POR REFRENDO	
ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV	03/25/2021
ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV	04/05/2021
ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR SAN BARTOLO 230 KV	04/30/2021
ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV	05/30/2021
ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV	05/31/2021
STATCOM S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-120 MVAR	10/31/2021
STATCOM S/E PANAMA II 230 KV +120/-120 MVAR	11/30/2021
ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	12/31/2021
ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV	01/31/2022
NUEVO SUBTERRANEO 34.5 KV T1 LLANO SANCHEZ	04/30/2022
SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV	09/30/2022
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA	10/31/2022
LINEA PANAMA III - SABANITAS DOBLE CIRCUITO 230 KV	12/31/2022
SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KV	12/31/2022
SUBESTACION SABANITAS 230 KV	12/31/2022
NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV	02/28/2023
LT DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV	03/31/2024
POR LICITAR	
ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR	08/30/2023
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 CHORRERA - PANAMÁ 230 KV 40 KM	09/30/2024
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV 305 KM	10/31/2024
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 LLANO SÁNCHEZ - EL HIGO 230 KV 82 KM	11/30/2024
NUEVA LÍNEA PANAMÁ II - BAYANO 230 KV DOBLE CTO. 1200 ACAR.	02/28/2024
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV	02/28/2024
LÍNEA GATÚN - SABANITAS 230 KV	04/30/2024
S/E STA. RITA 230 KV, AD. SABANITAS 230 KV YLT SAB-SRTA 230 KV	04/30/2024
NUEVA SUBESTACIÓN CHEPO 230 KV	10/31/2024
NUEVA S/E LA HUACA 230/34.5 KV	11/30/2024
NUEVA S/E CACERES 115 KV GIS	12/31/2024
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	
NUEVA S/E PROGRESO II 230/34.5 KV	03/31/2025
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	04/30/2025
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 EL HIGO - CHORRERA 230 KV 60 KM	06/30/2025
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VELADERO - LLANO SANCHEZ 230 KV 110 KM	07/31/2025
NUEVA S/E CALDERA 230/115/34.5 KV	12/31/2025
NUEVA S/E LOS OLIVOS 230/115/34.5 KV	03/31/2026
LINEA LA HUACA - LOS OLIVOS 230 KV	03/31/2026
LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV	12/31/2027
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV	12/31/2029
STATCOM S/E PANAMA III +250 MVAR	12/31/2030
PLAN DE REPOSICIÓN	
REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	06/30/2021
REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	11/30/2021
REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	12/31/2021
REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA	12/31/2021
REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	02/28/2022
REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	06/30/2022
REEMPLAZO T1 S/E PANAMA 230/115 KV Y ADECUACIÓN PANAMÁ 230 KV	07/31/2025
PLAN ESTRATEGICO	
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	01/31/2024



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco